

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE

422/2022/R/EEL

SVILUPPO DELLA RETE DI TRASMISSIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA

*Aggiornamento delle disposizioni e dei requisiti minimi
per il Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale*

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente 22 marzo 2022, 121/2022/R/EEL

Mercati di incidenza: energia elettrica

13 settembre 2022

Premessa

Il presente documento per la consultazione illustra gli orientamenti dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) relativamente all’aggiornamento delle disposizioni e dei requisiti minimi fissati dall’Autorità per la consultazione e la predisposizione del Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, attualmente definiti con la deliberazione 4 novembre 2016, 627/2016/R/EEL e successive modifiche e integrazioni.

In considerazione delle recenti modifiche delle disposizioni legislative europee e nazionali in materia di funzioni e responsabilità del gestore della rete di trasmissione, di sviluppo delle reti di trasmissione, del processo di profonda trasformazione attesa delle reti nella prospettiva della transizione ecologica, e delle numerose incertezze che caratterizzano il momento attuale e il prossimo futuro, il documento pone inoltre in discussione un possibile nuovo approccio alla valutazione dei principali progetti di trasmissione. Infine, il documento discute alcune attività propedeutiche alla regolazione output-based e indicatori di prestazione del servizio di trasmissione.

Il presente documento per la consultazione si inquadra principalmente nell’ambito del procedimento riguardante le funzioni e responsabilità del gestore della rete di trasmissione, avviato dall’Autorità con la deliberazione 22 marzo 2022, 121/2022/R/EEL. La conclusione del procedimento è prevista entro il termine del 31 dicembre 2022.

*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, in alternativa, all’indirizzo di posta elettronica certificata (protocollo@pec.arera.it) entro il **13 ottobre 2022**.*

Si fa riferimento all’Informativa sul trattamento dei dati personali, in merito alla pubblicazione e alle modalità della pubblicazione delle osservazioni. Con riferimento alla pubblicazione delle osservazioni, di cui al punto 1, lettera b), della stessa Informativa, si specifica ulteriormente che i partecipanti alla consultazione che intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, diversi dai dati personali, dovranno motivare tale richiesta contestualmente all’invio del proprio contributo alla presente consultazione, 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 qualora la richiesta di riservatezza sia accolta dagli Uffici dell’Autorità.

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling
Corso di Porta Vittoria, 27 - 20122 - Milano

email: protocollo@pec.arera.it
sito internet: www.arera.it

INFORMATIVA SUL TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI

ai sensi dell'art. 13 del Regolamento UE 2016/679 (GDPR)

La disciplina della partecipazione ai procedimenti di regolazione dell'ARERA è contenuta nella deliberazione n. 649/2014/A. Ai sensi dell'articolo 4.2 della disciplina in parola, l'ARERA non riceve contributi anonimi.

1. Base giuridica e finalità del trattamento

a. Trattamento dei dati personali raccolti in risposta alle consultazioni

Si informa che i dati personali trasmessi partecipando alla consultazione pubblica saranno utilizzati da ARERA, (Titolare del trattamento), nei modi e nei limiti necessari per svolgere i compiti di interesse pubblico e per adottare gli atti di sua competenza ai sensi della normativa vigente, con l'utilizzo di procedure anche informatizzate. Il trattamento è effettuato in base all'articolo 6, par. 1 lett. e) del GDPR.

b. Pubblicazione delle osservazioni

Le osservazioni pervenute possono essere pubblicate sul sito internet di ARERA al termine della consultazione. I partecipanti alla consultazione possono chiedere che, per esigenze di riservatezza, i propri commenti siano pubblicati in forma anonima. Una generica indicazione di confidenzialità presente nelle comunicazioni trasmesse non sarà considerata una richiesta di non divulgare i commenti.

I partecipanti alla consultazione che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, delle osservazioni e/o documentazione inviata, sono tenuti ad indicare quali parti delle proprie osservazioni e/o documentazione sono da considerare riservate e non possono essere divulgate. A tal fine, i partecipanti alla consultazione sono tenuti a trasmettere una versione non confidenziale delle osservazioni destinata alla pubblicazione.

c. Modalità della pubblicazione

In assenza delle indicazioni di cui al punto b) della presente Informativa (richiesta di pubblicazione in forma anonima e/o divulgazione parziale), le osservazioni sono pubblicate in forma integrale unitamente alla ragione sociale/denominazione del partecipante alla consultazione. La ragione sociale/denominazione del partecipante alla consultazione che contenga dati personali è oscurata. Sono altresì oscurati tutti i dati personali contenuti nel corpo del contributo inviato e che possano rivelare l'identità di persone fisiche identificate o identificabili. I dati personali delle persone fisiche che rispondono alla consultazione nella loro capacità personale sono oscurati. Sono altresì oscurati tutti i dati personali contenuti nel corpo del contributo inviato e che possano rivelare l'identità del partecipante alla consultazione.

2. Modalità del trattamento e periodo di conservazione dei dati

Dei dati personali possono venire a conoscenza i Capi delle Strutture interessate dall'attività di regolamentazione cui è riferita la consultazione, nonché gli addetti autorizzati al trattamento. I dati saranno trattati mediante supporto cartaceo e tramite procedure informatiche, con l'impiego di misure di sicurezza idonee a garantirne la riservatezza nonché ad evitare l'indebito accesso agli stessi da parte di soggetti terzi o di personale non autorizzato. Tali dati saranno conservati per un periodo massimo di 5 anni.

3. Comunicazione e diffusione dei dati

I dati non saranno comunicati a terzi, fatti salvi i casi in cui si renda necessario comunicarli ad altri soggetti coinvolti nell'esercizio delle attività istituzionali del Titolare e i casi specificamente previsti dal diritto nazionale o dell'Unione Europea.

4. Titolare del Trattamento

Titolare del trattamento è ARERA, con sede in Corso di Porta Vittoria, 27, 20122, Milano, e-mail: info@arera.it, PEC: protocollo@pec.arera.it, centralino: +39 02655651.

5. Diritti dell'interessato

Gli interessati possono esercitare i diritti di cui agli articoli 15-22 del GDPR rivolgendosi al Titolare del trattamento agli indirizzi sopra indicati. Il Responsabile della Protezione dei Dati personali dell'Autorità è raggiungibile al seguente indirizzo: Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, Corso di Porta Vittoria, 27, 20122 Milano, e-mail: rpd@arera.it.

Gli interessati, ricorrendone i presupposti, hanno altresì il diritto di proporre reclamo al Garante per la protezione dei dati personali, quale autorità di controllo, o di adire le opportune sedi giudiziarie.

INDICE

PARTE I ASPETTI INTRODUTTIVI.....	7
1. Contesto di riferimento	7
2. Quadro normativo europeo e nazionale	8
3. Oggetto della consultazione e struttura del presente documento.....	9
4. Interazione con la regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS)	10
PARTE II IL PERCORSO DI VALUTAZIONE E APPROVAZIONE DEI PROGETTI	11
5. Norme e prassi in sede europea	11
6. L'esperienza italiana	12
7. Orientamenti dell'Autorità	14
PARTE III AGGIORNAMENTO DEI REQUISITI MINIMI PER LA PREDISPOSIZIONE DEI PIANI DI SVILUPPO	15
8. Premessa	15
9. Evoluzione dei contenuti del Piano di sviluppo e programmazione di breve-medio termine degli investimenti	16
<i>Orientamenti dell'Autorità</i>	<i>16</i>
10. Monitoraggio annuale dell'avanzamento del Piano di sviluppo	17
<i>Orientamenti dell'Autorità</i>	<i>18</i>
11. Aggiornamento dei requisiti minimi in materia di analisi costi benefici.....	19
<i>Orientamenti dell'Autorità</i>	<i>21</i>
12. CBA – Soglia economica per l'applicazione.....	21
<i>Orientamenti dell'Autorità</i>	<i>22</i>
13. CBA - Distribuzione temporale convenzionale dei costi di investimento	22
<i>Orientamenti dell'Autorità</i>	<i>23</i>
14. CBA – Trattamento dei costi compensativi esogeni al servizio di trasmissione	23
<i>Orientamenti dell'Autorità</i>	<i>24</i>
15. CBA – Modalità di attualizzazione per l'analisi economica	24
<i>Orientamenti dell'Autorità</i>	<i>25</i>
16. CBA – Beneficio B1 e nuove interconnessioni con sistemi isolati.....	25
<i>Orientamenti dell'Autorità</i>	<i>25</i>
17. CBA – Beneficio B2 e effetti di incremento delle perdite.....	26
18. CBA – Beneficio B5 e riduzione di overgeneration di sistema	26
<i>Orientamenti dell'Autorità</i>	<i>26</i>

19. CBA – Benefici B7 e B8 relativi al mercato dei servizi di dispacciamento.....	27
<i>Orientamenti dell’Autorità</i>	<i>27</i>
20. CBA – Perimetro dell’analisi dei benefici relativi alle emissioni	28
<i>Orientamenti dell’Autorità</i>	<i>28</i>
21. CBA - Possibili ulteriori aggiornamenti	29
PARTE IV STRUMENTI PROPEDEUTICI ALLA REGOLAZIONE OUTPUT-BASED E INDICATORI DI PRESTAZIONE DELLA RETE DI TRASMISSIONE	
30	
22. Strumenti propedeutici di pianificazione infrastrutturale: scenari e capacità obiettivo	30
<i>Orientamenti dell’Autorità</i>	<i>31</i>
23. Trattamento dei progetti di trasmissione con rischi elevati	31
<i>Orientamenti dell’Autorità</i>	<i>32</i>
24. Indicatori di prestazione delle reti di trasmissione.....	33
<i>Orientamenti dell’Autorità</i>	<i>34</i>
APPENDICE A AGGIORNAMENTI DELL’ANALISI COSTI BENEFICI DI ENTSO-E.....	
35	
Elementi salienti e innovativi della bozza di ENTSO-E CBA 3	35
<i>Indicatore B2 relativo al beneficio sociale addizionale legato alla variazione di emissioni CO₂.....</i>	<i>36</i>
<i>Indicatore B4 relativo agli impatti positivi in termini di emissioni non greenhouse gases</i>	<i>36</i>
<i>Indicatore B6 relativo alla security of supply / sotto-indicatore di adeguatezza... </i>	<i>37</i>
<i>Indicatori C1 e C2 relativi a CAPEX e OPEX</i>	<i>37</i>
<i>Considerazioni generali</i>	<i>38</i>

PARTE I ASPETTI INTRODUTTIVI

1. Contesto di riferimento

- 1.1 Già da alcuni anni, l’Autorità ha inteso collegare strettamente lo sviluppo della rete di trasmissione al concetto di *utilità* per il sistema elettrico (beneficio netto, ovvero la differenza tra benefici e costi).
- 1.2 Una delle prime attività in questa direzione è stata la definizione di requisiti minimi per il Piano decennale di sviluppo (di seguito: Piano di sviluppo) della rete di trasmissione nazionale (di seguito anche: RTN) ai fini delle valutazioni dell’Autorità (deliberazione 4 novembre 2016, 627/2016/R/EEL)¹.
- 1.3 Tali requisiti minimi includono disposizioni per la consultazione del Piano di sviluppo, requisiti minimi di trasparenza e completezza del Piano di sviluppo e requisiti minimi per la analisi costi benefici degli interventi cosiddetta 2.0.
- 1.4 Già a partire dalle consultazioni² preliminari al periodo regolatorio 2016-2023 condotte nel 2015, l’Autorità ha espresso l’intenzione di favorire la coerenza del quadro regolatorio delle infrastrutture di trasmissione con l’approccio di pianificazione della rete di trasmissione basata su piani di sviluppo e su CBA (*Cost Benefit Analysis*).
- 1.5 Inoltre, la coerenza tra gli approcci utilizzati in Italia e in Europa è uno degli elementi delineati dal quadro regolatorio³. A questo riguardo, è importante richiamare che, a giugno scorso, con la pubblicazione del regolamento (UE) 2022/869 (nuovo regolamento TEN-E sulle *Trans European Networks for Energy*)⁴ sono state aggiornate le disposizioni in materia di analisi costi benefici dei progetti di trasmissione elettrica da condurre a livello dell’Unione.
- 1.6 L’aggiornamento delle disposizioni europee è stato principalmente determinato dal processo di profonda trasformazione del sistema energetico, nella prospettiva

¹ La deliberazione 4 novembre 2016, 627/2016/R/EEL è stata aggiornata riguardo alcuni elementi puntuali, in concomitanza dei pareri espressi dall’Autorità sugli schemi di Piano di sviluppo 2017 e 2018 (deliberazioni 856/2017/R/EEL e 692/2018/R/EEL), anche in considerazione dell’approvazione a livello europeo della seconda edizione della metodologia di analisi costi benefici di ENTSO-E, a ottobre 2018. Un terzo - e ultimo - aggiornamento è stato adottato con la deliberazione 18 gennaio 2022, 9/2022/R/EEL, in materia di resilienza delle reti di trasmissione.

² In particolare, documento per la consultazione 1 ottobre 2015, 464/2015/R/EEL.

³ In particolare, il comma 8.1, lettera d) dell’Allegato A alla regolazione *output-based* del servizio di trasmissione indica l’obiettivo di allineare i criteri e i metodi nazionali alle *good practice* internazionali, considerando in particolare quanto avviene in ambito ENTSO-E. Logiche di coerenza con l’approccio ENTSO-E hanno anche caratterizzato il più recente aggiornamento della metodologia di analisi costi benefici, relativamente al trattamento degli indicatori di resilienza delle reti (deliberazione 18 gennaio 2022, 9/2022/R/EEL).

⁴ Regolamento (UE) 2022/869 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 30 maggio 2022 sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee, che modifica i regolamenti (CE) n. 715/2009, (UE) 2019/942 e (UE) 2019/943 e le direttive 2009/73/CE e (UE) 2019/944, e che abroga il regolamento (UE) n. 347/2013.

della “transizione ecologica”, che pone significative nuove sfide per lo sviluppo delle reti di trasmissione dell’energia elettrica.

- 1.7 In questo contesto di transizione, l’Autorità ha inteso orientare la propria regolazione strategica verso obiettivi di sostenibilità sociale, economica e ambientale, come previsto dall’obiettivo OS.6 del proprio Quadro Strategico 2022-2025.

2. Quadro normativo europeo e nazionale

- 2.1 Oltre agli aggiornamenti in materia di analisi costi benefici, il nuovo regolamento TEN-E 2022/869 ha introdotto disposizioni in materia di scenari per i piani di sviluppo e di individuazione dei *gap* infrastrutturali (Capo IV Pianificazione Intersettoriale delle Infrastrutture, articoli 11-13).
- 2.2 Inoltre, l’articolo 17(4) del nuovo regolamento TEN-E 2022/869 dispone che entro il 24 gennaio 2023 ogni autorità nazionale di regolamentazione presenti all’Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell’energia (ACER) la propria metodologia e i criteri utilizzati per valutare gli investimenti in progetti infrastrutturali per l’energia, aggiornati in base agli ultimi sviluppi legislativi, politici, tecnologici e di mercato⁵.
- 2.3 Sempre nell’ambito del quadro legislativo europeo, la Direttiva (UE) 2019/944 del giugno 2019⁶:
- a) ha aggiornato alcune delle preesistenti disposizioni in materia di piani di sviluppo nazionali delle reti di trasmissione dell’energia elettrica; e
 - b) ha previsto attività regolatorie riguardanti gli indicatori di prestazione delle reti di trasmissione e distribuzione.
- 2.4 Per quanto riguarda la legislazione italiana, l’articolo 36, comma 12, del decreto legislativo 93/2011, come modificato dal decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76 convertito con modificazioni dalla legge 11 settembre 2020, n. 120, prevede, riguardo la *governance* del Piano di sviluppo, che:
- a) Terna predisponga un Piano di sviluppo della RTN ogni due anni, a modifica della precedente frequenza annuale;
 - b) il Ministro dello Sviluppo Economico [attualmente il Ministro della Transizione Ecologica, per effetto del decreto-legge 22/2021], acquisito il parere delle Regioni interessate e tenuto conto delle valutazioni formulate dall’Autorità in esito a consultazione pubblica, approvi il Piano di sviluppo.
- 2.5 Riguardo i contenuti del Piano, il medesimo articolo 36, comma 12, del decreto legislativo 93/2011, prevede che il Piano di sviluppo:

⁵ La comunicazione ad ACER riguarda anche i rischi più elevati affrontati in tali progetti. Successivamente, entro settembre 2023, è previsto anche l’obbligo di pubblicazione di metodologia e criteri.

⁶ Direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 relativa a norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE: articolo 51 riguardanti i piani di sviluppo nazionali delle reti di trasmissione e comma 59(1)(l) riguardo gli indicatori di prestazione dello sviluppo delle reti.

- a) sia coerente con gli obiettivi in materia di fonti rinnovabili, di decarbonizzazione e di adeguatezza e sicurezza del sistema energetico stabiliti nel Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima;
 - b) individui le linee di sviluppo degli interventi elettrici infrastrutturali da compiere nei dieci anni successivi, anche in risposta alle criticità e alle congestioni riscontrate o attese sulla rete;
 - c) individui gli investimenti programmati e i nuovi investimenti da realizzare nel triennio successivo;
 - d) individui una programmazione temporale dei progetti di investimento, secondo quanto stabilito nella concessione.
- 2.6 Ai fini della proposta illustrata nella Parte II del presente documento, è importante sottolineare la modifica di contenuto del Piano: nella versione originale del decreto legislativo 93/2011, il Piano individuava le infrastrutture di trasmissione da costruire o potenziare nei dieci anni successivi; la nuova disposizione contiene invece un riferimento più generale a “*linee di sviluppo degli interventi infrastrutturali*”.
- 2.7 Ulteriori modifiche dell’articolo 36 del decreto legislativo 93/2011 in tema di verifiche dell’Autorità sul Piano di sviluppo sono state disposte dal decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210 e in particolare dall’articolo 22 riguardante le funzioni e responsabilità del gestore della rete di trasmissione.
- 2.8 Infine, l’articolo 35 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, ha introdotto disposizioni per garantire un’accelerazione nel potenziamento della rete elettrica in relazione a modalità predittive della crescita attesa della produzione da fonti rinnovabili, sviluppo delle infrastrutture necessarie per la connessione degli impianti di produzione da fonti rinnovabili, pianificazione integrata dei gestori di rete per lo sviluppo delle infrastrutture di ricarica per i veicoli elettrici, pianificazione di opere di rete urgenti.

3. Oggetto della consultazione e struttura del presente documento

- 3.1 Il presente documento per la consultazione illustra gli orientamenti dell’Autorità relativamente all’aggiornamento delle disposizioni e dei requisiti minimi fissati dall’Autorità per la predisposizione del Piano di sviluppo e per la sua messa in consultazione pubblica.
- 3.2 In considerazione delle recenti modifiche delle disposizioni legislative europee e nazionali in materia di funzioni e responsabilità del gestore della rete di trasmissione, di sviluppo delle reti di trasmissione, del processo di profonda trasformazione attesa delle reti nella prospettiva della transizione ecologica, nonché delle numerose incertezze che caratterizzano il momento attuale e il prossimo futuro, il presente documento per la consultazione pone inoltre in discussione un possibile nuovo approccio alla valutazione dei principali progetti di trasmissione a due fasi, con l’intenzione di velocizzarne, per quanto praticabile, il processo di approvazione e garantirne l’utilità per il sistema energetico nazionale.

- 3.3 Inoltre, il documento discute alcune attività propedeutiche alla regolazione *output-based* e gli indicatori di prestazione del servizio di trasmissione.
- 3.4 Il presente documento per la consultazione si inquadra principalmente nell'ambito del procedimento riguardante le funzioni e responsabilità del gestore della rete di trasmissione, avviato dall'Autorità con la deliberazione 22 marzo 2022, 121/2022/R/EEL.
- 3.5 La conclusione del procedimento è prevista entro il termine del 31 dicembre 2022.
- 3.6 Oltre alla presente Parte I, di carattere introduttivo, il documento comprende:
- a) una Parte II relativa a un possibile nuovo approccio alla valutazione dei principali progetti di trasmissione e al loro trattamento ai fini dei riconoscimenti tariffari;
 - b) una Parte III relativa all'aggiornamento dei requisiti minimi per i Piani di sviluppo e, in particolare, delle disposizioni in materia di analisi costi benefici, è funzionale alle discussioni di tale Parte III anche l'appendice A del presente documento, che sintetizza gli ultimi sviluppi della metodologia ENTSO-E di analisi costi benefici;
 - c) una Parte IV relativa a strumenti propedeutici alle regolazioni *output-based* e agli indicatori di prestazione della rete di trasmissione.

4. Interazione con la regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS)

- 4.1 Il tema dei Piani di sviluppo presenta evidenti interrelazioni con la regolazione tariffaria che tendono a rafforzarsi nella prospettiva di sviluppo della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS), di cui all'Obiettivo strategico OS.26 del Quadro strategico dell'Autorità 2022-25.
- 4.2 Nel documento per la consultazione 12 luglio 2022, 317/2022/R/EEL, l'Autorità ha richiamato i tratti essenziali sia dell'approccio ROSS-base che dell'approccio ROSS-integrale; in particolare, per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica si prevede l'applicazione del regime ROSS-integrale a partire dal 2026.
- 4.3 Le interrelazioni della regolazione tariffaria con la disciplina relativa ai Piani di sviluppo nell'ambito dello sviluppo del ROSS-integrale si sostanziano nelle esigenze di ben inquadrare i rapporti tra gli stessi Piani di sviluppo e i *business plan*,⁷ ossia i piani industriali proposti dagli operatori di rete in relazione alla domanda prevista, alle esigenze di sviluppo del sistema e agli *output* attesi.
- 4.4 Nell'ambito dell'approccio ROSS-integrale, il gestore del sistema di trasmissione sarà tenuto a predisporre periodicamente e sottoporre all'Autorità un *business plan*, la cui disciplina sarà oggetto di consultazioni nell'ambito del procedimento, di prossimo avvio, in tema di ROSS-integrale.
- 4.5 Come indicato nel documento per la consultazione 12 ottobre 2017, 683/2017/R/EEL, il *business plan* ha principalmente le funzioni di:

⁷ Maggiori elementi sui *business plan* sono disponibili nel capitolo 9 del documento per la consultazione 12 ottobre 2017, 683/2017/R/EEL.

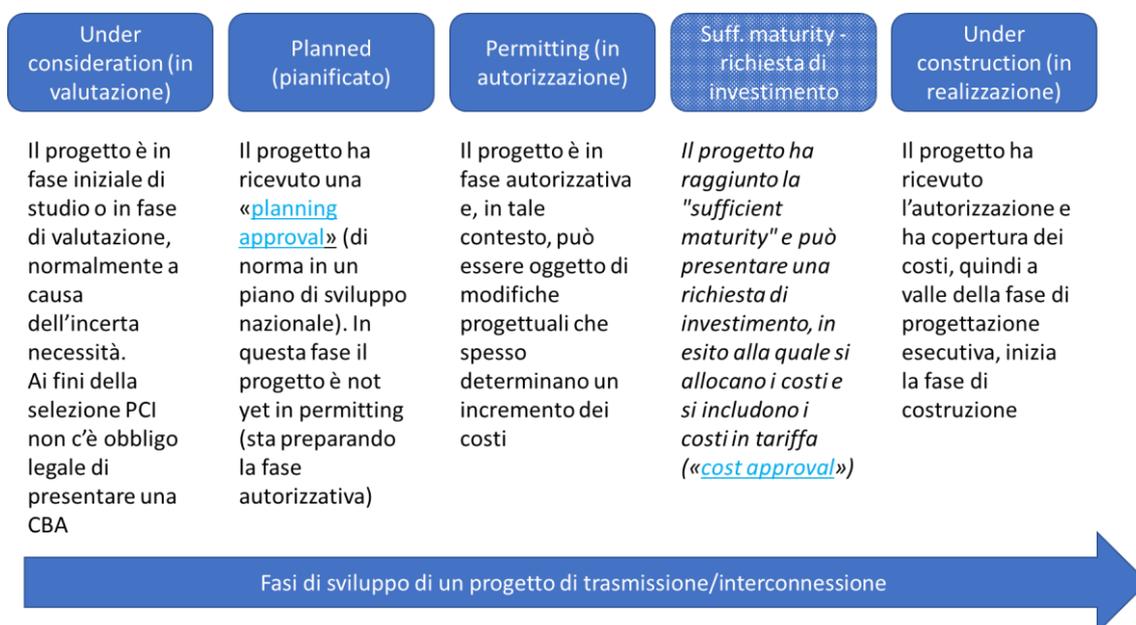
- a) spiegare le valutazioni del gestore sulla domanda del servizio fornito (in termini non solo di quantità, ma anche di livelli qualitativi attesi);
 - b) rendere evidenti gli obiettivi perseguiti;
 - c) dimostrare di adottare le soluzioni più efficienti per raggiungere tali obiettivi.
- 4.6 Le considerazioni presentate nel presente documento per la consultazione sono allineate sia con lo sviluppo dell'obiettivo strategico OS.26 secondo quanto indicato nel documento per la consultazione 317/2022/R/EEL, sia con le proposte dell'obiettivo strategico OS.6.

PARTE II

IL PERCORSO DI VALUTAZIONE E APPROVAZIONE DEI PROGETTI

5. Norme e prassi in sede europea

5.1 L'insieme delle norme europee, che sono definite principalmente dal nuovo regolamento TEN-E 2022/869, ma anche in parte dal regolamento (UE) 2019/943, e delle prassi in uso per la preparazione del *Ten Year Network Development Plan* (TYNDP) e per la selezione dei progetti di interesse comune (PCI) può essere sintetizzato in più fasi di sviluppo e di valutazione dei progetti, come schematizzato nella seguente figura.



5.2 Il quadro sopra presentato è relativo al complesso delle situazioni nell'ambito dell'Unione europea; in particolare, la fase di decisione sulla richiesta di investimento per un progetto di interesse comune (inclusa l'allocazione dei costi transfrontaliera) è opzionale per il promotore e, a prescindere dall'eventuale

allocazione *cross-border* dei costi, può essere utilizzata dal promotore per assicurare la copertura finanziaria (tariffaria) al progetto.

- 5.3 Stando a quanto riportato nei rapporti di monitoraggio preparati periodicamente da ACER in relazione alle decisioni di *cross-border cost allocation*⁸, a partire dal 2014 (anno successivo all'entrata in vigore del vecchio regolamento TEN-E 347/2013) nel settore della trasmissione elettrica sono state adottate, a livello europeo, tra 1 e 3 decisioni all'anno di approvazione di una richiesta di investimento.
- 5.4 Nel quadro dei progetti di interesse comune (PCI), le 17 decisioni adottate tra il 2014 e giugno 2020 hanno riguardato 9 progetti di interconnessione e 8 progetti interni a una singola nazione, e in particolare otto progetti di interconnessione negli anni recenti (2017 - giugno 2020). Il costo atteso di investimento complessivo per le 9 interconnessioni elettriche al momento delle relative decisioni è di 7,5 miliardi di euro (quindi quasi 1 miliardo di euro a progetto di interconnessione).
- 5.5 Sebbene il motivo di ricorso allo strumento della richiesta di investimento sia - secondo le informazioni riportate da ACER - la successiva richiesta di cofinanziamenti europei dal fondo *Connecting Europe Facility*, da tali informazioni si può dedurre un *trend* di significativa crescita delle decisioni individuali per l'approvazione di "grandi progetti".

6. L'esperienza italiana

- 6.1 A livello italiano, lo strumento principalmente utilizzato per l'individuazione dei progetti è l'approvazione del Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale da parte del Ministro della Transizione Ecologica, ai sensi dell'articolo 36, comma 12, del decreto legislativo 93/2011, (in combinato disposto con il decreto-legge 22/2021), una volta acquisito il parere delle Regioni interessate e dell'Autorità.
- 6.2 L'approvazione di un progetto spesso corrisponde con l'approvazione del primo Piano di sviluppo in cui il progetto è proposto e pertanto avviene - di norma - in una fase iniziale del progetto.
- 6.3 Per la gran parte dei progetti, il primo parere favorevole dell'Autorità e la successiva approvazione ministeriale del progetto in sede di valutazione del Piano di sviluppo vengono considerati dall'Autorità come elemento rilevante per il successivo riconoscimento dei costi da parte dell'Autorità, una volta che l'investimento sia entrato in esercizio⁹. Tali costi, ove non già coperti da contributi, sono recuperati tramite la tariffa di trasmissione applicata ai clienti finali.

⁸ La quarta edizione del rapporto di monitoraggio ACER è stata pubblicata a settembre 2020 ed è disponibile a: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/2020-09_4th-ACER-CBCA-report.pdf

⁹ Per semplicità, non si discute in questa sede il tema che è spesso definito con i termini "cost recognition before commissioning" o "lavori in corso".

- 6.4 Esistono comunque alcuni casi specifici in cui questo approccio presenta delle peculiarità: ad esempio, per il progetto di interconnessione Italia - Tunisia l’Autorità ha adottato una decisione specifica (deliberazione 21 maggio 2020, 176/2020/R/EEL), a seguito della richiesta di investimento da parte di Terna; gli interventi relativi al secondo polo dell’interconnessione Italia - Montenegro e all’HVDC Italia - Slovenia, sebbene già oggetto di una precedente approvazione, non sono al momento ammessi a riconoscimenti tariffari, essendo stati posti “in valutazione” a causa della loro scarsa utilità per il sistema elettrico.
- 6.5 In particolare negli ultimi anni, per alcuni progetti di particolare rilevanza, l’Autorità ha ritenuto opportuno aspettare un maggiore livello di maturità del progetto e/o svolgere specifici approfondimenti prima di dare il proprio parere favorevole: è il caso del progetto HVDC Adriatico (a seguito della definizione dei siti delle stazioni di conversione) e dell’intervento HVDC Sicilia - Sardegna nell’ambito del c.d. *Tyrrhenian Link* (a seguito della modifica dello schema di realizzazione), proposti inizialmente nello schema di Piano di sviluppo 2018, a cui è stato dato parere favorevole con il parere sugli schemi di Piano di sviluppo 2019-2020 e dell’intervento HVDC Sicilia - Campania nell’ambito del *Tyrrhenian Link*, a cui è stato dato parere favorevole con la valutazione dello schema di Piano di sviluppo 2021.
- 6.6 Inoltre, va tenuto presente che le decisioni di approvazione dei Piani di sviluppo sono caratterizzate da un significativo ritardo rispetto alle tempistiche di predisposizione.¹⁰ Rispetto a tale problema, l’Autorità ha più volte¹¹ suggerito l’abrogazione dell’obbligo di Valutazione ambientale strategica (VAS) al Piano di sviluppo, che paradossalmente comporta ritardi nella realizzazione di interventi che consentono una maggiore integrazione delle fonti rinnovabili e quindi ci si attende possano produrre importanti benefici ambientali.¹²
- 6.7 L’esigenza di una valutazione prudente su grandi progetti (in alcuni casi ancora in stato embrionale), combinata con le tempistiche di approvazione dei Piani di sviluppo (resi biennali dal decreto-legge 76/2020), può comportare potenziali ritardi nella identificazione di alcuni interventi di sviluppo necessari e utili al sistema elettrico.

¹⁰ In particolare, a seguito dell’entrata in vigore delle disposizioni del decreto legislativo 1 giugno 2011, n.93 sono stati adottati:

- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 25 giugno 2015, recante l’approvazione del Piano decennale di sviluppo della RTN relativo all’anno 2012;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 20 novembre 2017, recante l’approvazione dei Piani decennali di sviluppo della RTN relativi agli anni 2013, 2014 e 2015, con prescrizioni e indirizzi;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 25 febbraio 2020, recante l’approvazione dei Piani decennali di sviluppo della RTN relativi agli anni 2016 e 2017, con prescrizioni e indirizzi;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 8 febbraio 2021, recante l’approvazione del Piano decennale di sviluppo della RTN relativo all’anno 2018, con prescrizioni e indirizzi.

¹¹ Memorie dell’Autorità 21 maggio 2020, 175/2020/I/COM e 31 luglio 2020, 300/2020/I/COM.

¹² Ciò non farebbe comunque venire meno le analisi di impatto ambientale, considerato che ogni singolo intervento di sviluppo è soggetto alla VIA (valutazione di impatto ambientale). Si veda la Memoria dell’Autorità 31 luglio 2020, 300/2020/I/eel (in particolare, paragrafo 6).

7. Orientamenti dell'Autorità

- 7.1 In considerazione di quanto esposto nei due precedenti capitoli, l'Autorità è orientata a esplorare l'opportunità di un nuovo approccio alla valutazione dei principali progetti di trasmissione e al loro trattamento ai fini dei riconoscimenti tariffari.
- 7.2 Il possibile nuovo approccio alla valutazione dei principali progetti di trasmissione prevede due fasi con l'obiettivo di velocizzare, per quanto praticabile, il processo di approvazione, anche in linea con le finalità di accelerazione indicate dall'articolo 35 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, e di garantire l'utilità dei progetti per il sistema energetico nazionale.
- 7.3 Tale approccio tiene anche conto della già citata modifica legislativa (vd. precedente punto 2.6) secondo cui, a partire dal Piano di sviluppo 2021, il contenuto del Piano di sviluppo non è necessariamente relativo a interventi/infrastrutture, bensì a più generali "*linee di sviluppo degli interventi infrastrutturali*".
- 7.4 Per i principali progetti, la prima valutazione dell'Autorità potrebbe essere condotta sulla "*linea di sviluppo dell'intervento*", ossia su una proposta che identifica l'obiettivo principale da perseguire (es. aumento delle capacità di trasporto o di interconnessione, integrazione delle fonti rinnovabili, incremento dell'affidabilità del servizio, incremento della resilienza, ecc.), la zona di rete su cui dovrebbe insistere l'intervento e una stima di massima dei costi e dei benefici, seppure ancora affetta da un significativo grado di incertezza a causa appunto dal fatto che lo sviluppo progettuale è ancora in una fase preliminare.
- 7.5 A seguito di tale prima valutazione, ove favorevole, il gestore del sistema di trasmissione sarebbe autorizzato alle spese (efficienti) necessarie per la definizione del progetto (che in generale costituiscono una frazione minima del costo totale dell'investimento, a titolo esemplificativo: studi di prefattibilità, spese di project management, attività di concertazione pre-autorizzativa, studi di fattibilità, survey marine se applicabili, attività funzionali all'autorizzazione). Il gestore non sarebbe però ancora autorizzato a svolgere la progettazione esecutiva né ad assumere impegni per l'approvvigionamento dei materiali e dei servizi necessari.
- 7.6 L'Autorità intende valutare se definire un limite alle spese per la definizione del progetto. In sede di prima applicazione, tale limite potrebbe essere fissato al 5% del costo di investimento atteso del progetto. L'esperienza applicativa potrebbe poi portare a una revisione del limite e/o ad approcci differenti (ad es. un limite di spesa complessiva per i progetti proposti per la valutazione a due fasi).
- 7.7 In parallelo alla progressiva maturazione del progetto e riduzione delle incertezze sui relativi costi e benefici, l'Autorità potrà condurre approfondimenti specifici, sia sulla configurazione del progetto e sulle possibili alternative, sia sui costi per la fase preliminare di definizione del progetto. Inoltre, il progetto potrebbe essere sottoposto allo strumento delle verifiche esterne da parte di esperti indipendenti,

- già utilizzato nel corso degli ultimi anni (cfr. determinazioni del direttore DIEU dell’Autorità 5 ottobre 2018, 14/2018 e 1 aprile 2022, 3/2022).
- 7.8 Una seconda valutazione dell’Autorità verrebbe effettuata in fase successiva, indicativamente a procedura autorizzativa vicino al completamento o già completata, e sarebbe funzionale a dare il parere favorevole al successivo riconoscimento delle spese (efficienti) di realizzazione dell’intervento.
- 7.9 La seconda valutazione potrebbe avvenire a seguito di istanza da parte del gestore del sistema di trasmissione, preferibilmente contestuale alla predisposizione di un successivo schema di Piano di sviluppo, in cui viene aggiornata la scheda costi-benefici del progetto in questione oppure in corrispondenza del rapporto di monitoraggio annuale di avanzamento del Piano di sviluppo (si veda il successivo capitolo dedicato a questo tema).
- 7.10 La valutazione da parte dell’Autorità potrebbe anche avvenire nel quadro della ordinaria valutazione di un successivo schema di Piano di sviluppo.
- 7.11 Per la definizione dei “principali progetti” oggetto del nuovo approccio, si potrebbe fare riferimento a:
- a) una soglia di costo stimato di investimento (ad esempio, progetti con CAPEX superiore a 500 milioni di euro), e/o
 - b) al livello di incertezza dei costi e dei benefici, come indicato nella valutazione di Terna.
- 7.12 Per il contenimento dei costi amministrativi, almeno in una fase di prima sperimentazione (che comprenda almeno il Piano di sviluppo 2023), l’approccio potrebbe essere limitato a un massimo di tre progetti a biennio. L’esperienza applicativa potrebbe poi portare a una revisione di tale vincolo.
- 7.13 I progetti a cui verrebbe applicato il nuovo approccio dovranno essere chiaramente indicati in ciascuno schema di Piano di sviluppo. Per questi progetti dovrà essere indicata nella scheda progetto una stima dei costi previsti per la definizione del progetto (prima fase).

S 1. Osservazioni in merito al possibile nuovo approccio per la valutazione dei principali progetti di trasmissione e il loro trattamento ai fini dei riconoscimenti di costo

PARTE III

AGGIORNAMENTO DEI REQUISITI MINIMI PER LA PREDISPOSIZIONE DEI PIANI DI SVILUPPO

8. Premessa

8.1 La presente Parte III tratta l'aggiornamento dei requisiti minimi per i Piani di sviluppo e, in particolare, delle disposizioni in materia di analisi costi benefici, sia in un'ottica di revisione periodica a sei anni di distanza dall'introduzione delle disposizioni, sia in preparazione delle attività *forward-looking* nell'ambito della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS).

9. Evoluzione dei contenuti del Piano di sviluppo e programmazione di breve-medio termine degli investimenti

9.1 Il *business plan* (BP) del gestore della rete di trasmissione nazionale presenta importanti differenze rispetto al Piano di sviluppo (PdS): da una parte, a differenza del PdS che riguarda solo le attività di sviluppo, il BP includerà la previsione di spesa per tutte le attività connesse al servizio di trasmissione; dall'altra, l'orizzonte del BP sarà tipicamente collegato al periodo di regolazione e quindi più "corto" di quello, decennale, tipico del PdS.

9.2 Nella prospettiva dei *business plan*, è inoltre importante richiamare:

- a) la disposizione dell'articolo 36, comma 12, del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, secondo cui il Piano di sviluppo deve individuare gli investimenti programmati e i nuovi investimenti da realizzare nel triennio successivo;
- b) la disposizione del medesimo comma secondo cui Terna S.p.A. presenta al Ministero e all'Autorità un documento sintetico degli interventi di sviluppo della rete coerenti con il Piano di sviluppo da compiere nei successivi tre anni.

Orientamenti dell'Autorità

9.3 L'Autorità intende valutare l'evoluzione dei contenuti del Piano di sviluppo al fine di ricomprendere, in appositi allegati informativi, il complesso delle attività e delle spese di investimento per il servizio di trasmissione. In analogia con quanto avviene con l'attuale "Allegato Connessioni" del Piano di sviluppo, tali allegati dovrebbero contenere informazioni (inclusi gli investimenti previsti) riguardo alle attività previste in materia di sicurezza del sistema elettrico, di resilienza e di rinnovo delle reti, con orizzonte almeno quinquennale.

9.4 In tale evoluzione, verrebbe inclusa - fino a quando applicabile - la pianificazione di opere di rete urgenti, finalizzata al raggiungimento degli obiettivi del Piano nazionale di ripresa e resilienza al 2025 nonché di quelli aggiuntivi derivanti dall'innalzamento degli obiettivi europei al 2030 (articolo 35, comma 1, lettera d) del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199).

- 9.5 In coerenza con la suddetta evoluzione dei contenuti, la comunicazione di Terna all’Autorità in merito alla spesa di investimento prevista in ciascuno dei cinque anni successivi (punto 11 della deliberazione 4 novembre 2016, 627/2016/R/EEL) verrebbe ampliata al complesso degli investimenti per il servizio di trasmissione.
- 9.6 La tempistica di questa comunicazione, che è attualmente prevista entro il 30 aprile di ciascun anno, potrebbe essere posticipata al 31 maggio di ciascun anno, in modo da poter includere anche le spese relative al programma per l’adeguamento e l’eventuale miglioramento dei sistemi di difesa per la sicurezza del sistema elettrico, la cui scadenza di presentazione al Ministero è definita al 31 maggio dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290.
- 9.7 L’Autorità intende inoltre introdurre dei formati di riferimento per la pubblicazione della programmazione degli investimenti per gli interventi del Piano di sviluppo, in cui verrebbero indicate le spese previste anno per anno.
- 9.8 Per il momento, in linea con le disposizioni di legge, la programmazione potrebbe essere su base triennale (ossia, relativamente all’anno n di predisposizione del Piano di sviluppo e ai due anni successivi), con eventuali estensioni a cinque anni da valutare nell’ambito del ROSS-integrale.

Codice intervento PdS	Nome intervento	Spesa sostenuta fino all’anno n-1	Spesa da sostenere anno n	Spesa da sostenere anno n+1	Spesa da sostenere anno n+2

- 9.9 La tempistica di pubblicazione della programmazione potrebbe essere differente rispetto alla scadenza del 31 gennaio per il Piano di sviluppo, se ciò fosse necessario per completare le rendicontazioni di spesa sostenuta al 31 dicembre dell’anno n-1 (anno precedente la scadenza per la predisposizione del Piano di sviluppo).

S 2.Osservazioni in merito all’estensione dei contenuti del Piano di sviluppo riguardo investimenti per sicurezza del sistema elettrico, resilienza e rinnovo

S 3.Osservazioni in relazione alle informazioni riguardanti la programmazione di breve-medio termine degli investimenti e relative modalità e tempistiche di pubblicazione

10. Monitoraggio annuale dell’avanzamento del Piano di sviluppo

- 10.1 L’articolo 36, comma 12, del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 dispone che ogni anno Terna S.p.A. presenti al Ministero dello Sviluppo Economico [attualmente il Ministro della Transizione Ecologica, per effetto del decreto-legge

22/2021] e all’Autorità lo stato di avanzamento degli interventi inclusi nei precedenti Piani.

- 10.2 Tale disposizione è stata introdotta a seguito della c.d. “biennializzazione” della frequenza dei Piani di sviluppo, con il decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76 convertito con modificazione dalla legge 11 settembre 2020, n. 120.
- 10.3 Prima della modifica legislativa sulla frequenza di predisposizione dei Piani di sviluppo, l’Autorità - nel suggerire questa modifica¹³ - aveva evidenziato l’opportunità che la frequenza biennale di predisposizione e di pubblicazione del Piano di sviluppo dovesse essere accompagnata dalla pubblicazione, da parte del gestore, negli anni in cui il Piano non è redatto, di un rapporto sullo stato di avanzamento dei piani precedenti.

Orientamenti dell’Autorità

- 10.4 L’Autorità intende prevedere che Terna adempia all’obbligo derivante dal citato comma 12 dell’art. 36 decreto legislativo 93/2011 attraverso la comunicazione all’Autorità e la contestuale pubblicazione, entro il 28 febbraio degli anni in cui non è predisposto il Piano di sviluppo, di un rapporto sintetico di avanzamento con aggiornamenti al 31 dicembre dell’anno precedente.
- 10.5 Il rapporto sintetico potrebbe essere costituito da una versione semplificata delle schede progetto (già utilizzate negli allegati “avanzamento” al Piano di sviluppo) che riporti:
- a) denominazione dell’intervento;
 - b) codici identificativi dell’intervento nel Piano di sviluppo e, ove applicabile, nella lista dei progetti di interesse comune, nel TYNDP di ENTSO-E e nei piani regionali di ENTSO-E;
 - c) anno di pianificazione, regioni interessate, zone di rete rilevante interessate;
 - d) obiettivi dell’intervento;
 - e) previsioni aggiornate di tempistica a livello di intervento (avvio attività, avvio cantieri, completamento previsto);
 - f) il costo di investimento effettivo o stimato;
 - g) la spesa effettivamente sostenuta al 31 dicembre dell’anno precedente;
 - h) l’impegno economico (spese sostenute più contratti di approvvigionamento già finalizzati) assunto al 31 dicembre dell’anno precedente;
 - i) informazioni per ciascuna opera:
 - i. nome dell’opera, fase di avanzamento¹⁴ al 31 dicembre dell’anno precedente;

¹³ Memoria 11 maggio 2015 212/2015/I/COM e segnalazione 10 novembre 2016, 648/2016/I/COM.

¹⁴ Fase 1: fase di pianificazione.

Fase 2: fase di concertazione e/o progettazione.

Fase 3: fase di autorizzazione.

Fase 4: fase di progettazione esecutiva.

Fase 5: fase di realizzazione dell’opera.

Completata: opera completata.

- ii. fase di avanzamento come da Piano di sviluppo precedente;
 - iii. data effettiva o stimata di avvio dell'iter autorizzativo o delle attività equiparabili;
 - iv. data effettiva o stimata di avvio della realizzazione;
 - v. data effettiva o stimata di completamento;
 - vi. quando applicabile, l'illustrazione di eventuali criticità che determinano maggiori incertezze sulle date stimate;
 - vii. avanzamento rispetto al Piano di sviluppo precedente (prima del previsto, come previsto, in ritardo o posticipazione volontaria);
 - viii. quando applicabile, causa del ritardo o causa della posticipazione volontaria dell'opera;
- j) altre informazioni di avanzamento (ad esempio, la descrizione delle attività autorizzative condotte nel corso dell'anno precedente).
- 10.6 L'Autorità intende aggiornare le definizioni di stato dell'opera / fase di avanzamento dell'opera al comma 5.8 dell'Allegato A alla deliberazione 4 novembre 2016, 627/2016/R/EEL, in linea con le informazioni di cui al punto precedente, lettera h), punto i..
- 10.7 Si intende inoltre valutare in sede di consultazione l'interesse degli *stakeholder* per la pubblicazione annuale di una versione semplificata della tabella di sintesi che contenga le medesime informazioni indicate nelle schede progetto semplificate.
- 10.8 Negli anni in cui viene predisposto il Piano di sviluppo, verrebbe mantenuto l'attuale formato, con informazioni di avanzamento relative al biennio precedente, ossia rispetto al precedente Piano di sviluppo.

S 4.Osservazioni sulla pubblicazione del rapporto annuale di monitoraggio dell'avanzamento degli interventi

S 5.Osservazioni sulla possibile pubblicazione annuale di una versione semplificata della tabella di sintesi che presenti le informazioni sull'avanzamento dei progetti

11. Aggiornamento dei requisiti minimi in materia di analisi costi benefici

- 11.1 I requisiti minimi per l'analisi costi benefici sono definiti dal Titolo 3 dell'Allegato A alla deliberazione 4 novembre 2016, 627/2016/R/EEL e s.m.i. (di seguito: deliberazione 627/2016/R/EEL).
- 11.2 Il comma 4.5 del medesimo Allegato A prevede che il Piano di sviluppo (o documenti di accompagnamento) segnalino eventuali miglioramenti e modifiche degli scenari e della metodologia di analisi costi benefici rispetto a quelli utilizzati per il precedente Piano di sviluppo.
- 11.3 A partire dallo schema di Piano 2020, Terna ha proposto alcuni affinamenti alle modalità applicative dell'analisi costi benefici, sia per effetto dell'esperienza

nella predisposizione del Piano di sviluppo 2018 e dello schema di Piano di sviluppo 2019, sia in esito alle verifiche condotte da esperti indipendenti su alcuni progetti dei Piani e alle proposte degli esperti.

- 11.4 In particolare, nello schema di Piano di sviluppo 2020, Terna:
- a) ha disaggregato la valorizzazione del beneficio B7, che riguarda la variazione dei costi per servizi di rete e per approvvigionamento di risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento, che *“è stato distinto tra la quota parte di beneficio calcolata tramite strumento di simulazione di rete”* con rappresentazione nodale (B7n) e *“la quota parte risultante dal tool di simulazione di mercato”* con rappresentazione zonale (B7z);
 - b) ha apportato alcuni affinamenti alla stima dei costi in esito all’analisi sull’applicazione della metodologia nel 2018 e 2019;
 - c) ha esplicitato che, ai fini del calcolo degli indicatori economici, la quantificazione dei benefici avviene a partire dall’anno successivo all’entrata in esercizio dell’intervento, così come la quantificazione dei costi operativi.
- 11.5 Nello schema di Piano di sviluppo 2021, Terna ha introdotto a livello sperimentale la simulazione del meccanismo di bilanciamento condiviso tra Paesi appartenenti all’UE e interconnessi (progetto TERRE), con effetti sulla quantificazione dell’indicatore Q7z (valore di energia legato alle movimentazioni per la risoluzione dei vincoli zonali del mercato dei servizi di dispacciamento) funzionale al beneficio B7z.
- 11.6 Per completezza, si richiama che Terna ha proposto due nuove categorie di beneficio negli ultimi anni, che hanno ricevuto una valutazione negativa da parte dell’Autorità:
- a) una proposta di nuovo beneficio B20, *“anticipo fruizione benefici”*, che *“valorizza il beneficio derivante dalla fruizione in anticipo di benefici di un intervento la cui entrata in esercizio viene accelerata grazie ad azioni specifiche, quali il ricorso a soluzioni tecnologiche e razionalizzazioni di rete (migliorative) che incidono favorevolmente sulle tempistiche autorizzative/realizzative e sull’accettazione territoriale”*; inoltre *“l’effetto del completamento anticipato del progetto e l’anticipo della fruizione dei benefici impone il considerare le annualità addizionali di beneficio che il completamento comporta”*;
 - b) una proposta di un nuovo beneficio B21, *“Visual Amenity Preservata/Restituata”* (VAPR), che quantifica il beneficio derivante dall’adozione di soluzioni tecnologiche migliorative e innovative a maggior sostenibilità territoriale, valorizzando la variazione del valore del territorio rispetto alla soluzione standard e valuta il minore impatto visuale sul territorio. Secondo l’allegato metodologico allo schema di Piano di sviluppo 2020, la VAPR poteva essere valorizzata solo e soltanto quando fosse stata identificata la soluzione standard e almeno una soluzione migliorativa, tipicamente nella fase conclusiva della concertazione.
- 11.7 Nelle premesse del parere 22 dicembre 2020, 574/2020/I/EEL, l’Autorità ha indicato che:

- a) la proposta di nuovo beneficio B20 “anticipo fruizione benefici” non è accettabile, perché l’eventuale anticipo di realizzazione di un intervento grazie a soluzioni ad alta accettabilità ambientale è già valorizzato mediante un anticipo della data prevista di entrata in esercizio e quindi un incremento dei benefici attualizzati; non si riscontrano motivi per estendere la vita economica dell’intervento (cioè gli anni di beneficio) rispetto alle disposizioni della deliberazione 627/2016/R/EEL;
 - b) non è condivisibile la posizione secondo cui il beneficio B21 “*Visual amenity preservata/restituita*” sia calcolabile solo in presenza di soluzioni migliorative (ossia, a basso impatto visuale), infatti, se confermato, il beneficio (potenzialmente negativo) dovrebbe essere applicato a tutti gli interventi di sviluppo, indipendentemente dalle soluzioni realizzative.
- 11.8 Nell’allegato metodologico allo schema di Piano 2021, Terna ha indicato di voler valutare aggiornamenti di questi indicatori B20 e B21.

Orientamenti dell’Autorità

- 11.9 L’Autorità intende esplicitare, per quanto rilevante, nella deliberazione 627/2016/R/EEL gli affinamenti introdotti durante gli ultimi anni, in particolare riguardo:
- a) la definizione di due separati indicatori riguardo i benefici relativi al mercato dei servizi di dispacciamento (B7, nodale e B8, zonale), con una modifica al comma 12.4 dell’Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/EEL;
 - b) l’esplicitazione che il primo anno di beneficio è l’anno successivo all’entrata in esercizio attesa dell’intervento, mediante una modifica del comma 12.13 dell’Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/EEL.
- 11.10 L’Autorità intende inoltre valutare in esito alla consultazione possibili aggiornamenti di indicatori di beneficio già proposti o aggiuntivi agli esistenti. A tale riguardo, si rimanda allo spunto di consultazione a chiusura della presente Parte III.

12. CBA – Soglia economica per l’applicazione

- 12.1 La deliberazione 627/2016/R/EEL ha previsto che l’analisi costi benefici sia applicata:
- a) per lo schema di Piano di sviluppo 2017, almeno a tutti gli interventi di sviluppo della rete con costo di investimento stimato pari o superiore a 25 milioni di euro;
 - b) per i successivi schemi di Piano di sviluppo, almeno a tutti gli interventi di sviluppo con costo di investimento stimato pari o superiore a 15 milioni di euro.
- 12.2 Nel corso degli anni, le necessità di sviluppo infrastrutturale si sono significativamente incrementate, come confermato dal numero di nuovi interventi proposti negli schemi di Piano di sviluppo:

- a) nel Piano di sviluppo 2018: 24 nuovi interventi
 - b) nello schema di Piano di sviluppo 2019: 19 nuovi interventi
 - c) nello schema di Piano di sviluppo 2020: 27 nuovi interventi;
 - d) nello schema di Piano di sviluppo 2021: 31 nuovi interventi.
- 12.3 Tali interventi hanno ampliamento esteso un insieme di progetti già significativo: nel Piano di sviluppo 2018 erano inclusi 166 interventi di sviluppo da precedenti Piani di sviluppo, di cui 87 soggetti ad analisi costi benefici. Lo schema di Piano di sviluppo 2021 include circa 270 progetti.
- 12.4 Focalizzandosi sui 162 interventi del Piano 2018 ancora da completare, circa il 95% dell'ammontare economico degli investimenti totali previsti era soggetto ad analisi costi benefici.
- 12.5 La progressiva crescita del numero di interventi soggetti ad analisi costi benefici comporta un crescente onere di predisposizione e verifica dell'analisi costi benefici.

Orientamenti dell'Autorità

- 12.6 L'Autorità intende considerare un innalzamento della soglia di investimento per l'applicazione dell'analisi costi benefici, al fine di focalizzare maggiormente le analisi costi benefici sui principali interventi, mantenendo al contempo un'ampia copertura dell'ammontare di investimento rispetto al totale degli investimenti del Piano di sviluppo.
- 12.7 L'innalzamento della soglia potrebbe riferirsi al valore di 25 milioni di euro di costo di investimento che sarebbe coerente con la regolazione dell'analisi costi benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale (cfr. punto 9.1 dell'Allegato A alla deliberazione 27 settembre 2018, 468/2018/R/GAS).
- 12.8 Sulla base delle informazioni disponibili nello schema di Piano di sviluppo 2021, l'utilizzo della nuova soglia di investimento di 25 milioni di euro avrebbe portato ad applicare l'analisi costi benefici a circa 90 interventi (rispetto ai circa 120 interventi sottoposti ad analisi costi benefici con la soglia attualmente vigente).
- 12.9 La riduzione dell'ammontare economico totale degli investimenti oggetto di analisi costi benefici per effetto dell'innalzamento della soglia sarebbe comunque stata limitata a meno del 4%.

S 6. Osservazioni sull'orientamento di innalzare a 25 milioni di euro la soglia economica (CAPEX previsto per l'intervento di sviluppo) per l'applicazione dell'analisi costi benefici

13. CBA - Distribuzione temporale convenzionale dei costi di investimento

- 13.1 L'Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/EEL definisce le voci di costo da considerare ai fini della definizione del costo di investimento, ma non specifica l'attribuzione temporale di tali costi ai fini dell'analisi economica.

- 13.2 Così pure, l'Allegato A.74 al Codice di rete non fornisce specifiche indicazioni sull'attribuzione temporale dei costi di investimento.
- 13.3 Nell'allegato metodologico allo schema di Piano di sviluppo 2021 Terna propone che *“se l'anno di entrata in esercizio è univoco per tutte le opere sottostanti l'intervento, il Capex è inserito totalmente all'anno di entrata in esercizio”*.
- 13.4 La corretta attribuzione temporale dei costi di investimento può comportare variazioni non trascurabili degli indicatori economici di sintesi (fino all'ordine del 10% per i progetti con maggiore durata di realizzazione), per effetto delle differenze nei costi attualizzati.
- 13.5 In linea di principio, l'analisi costi benefici richiederebbe l'imputazione dei costi preliminari e dei costi di realizzazione nell'anno in cui sono sostenuti o si prevede siano sostenuti.
- 13.6 Va comunque considerato che, alla luce della numerosità delle analisi costi benefici da effettuare nel Piano di sviluppo e delle possibili incertezze per progetti meno maturi, può essere utile la semplificazione con una distribuzione temporale convenzionale dei costi di investimento.
- 13.7 Il precedente approccio di Terna (si veda l'Allegato 3 al Piano di sviluppo 2015)¹⁵ ipotizzava che l'investimento venisse realizzato nei tre anni precedenti all'entrata in servizio.

Orientamenti dell'Autorità

- 13.8 L'Autorità intende valutare una distribuzione temporale semplificata e standardizzata dei costi di investimento ai fini dell'analisi economica.
- 13.9 I costi di investimento di ciascun progetto potrebbero essere così allocati (con suddivisione uguale in ciascun anno):
- a) per interventi con costi di investimento fino al centinaio di milioni di euro, in due anni (anno *e-1* e anno *e*, dove *e* individua l'anno di entrata in esercizio attesa);
 - b) per interventi con costi di investimento tra 100 e 500 milioni di euro, in tre anni (dall'anno *e-2* all'anno *e*)¹⁶;
 - c) per interventi con costi di investimento superiore a 500 milioni di euro, in quattro anni (dall'anno *e-3* all'anno *e*).
- 13.10 L'Autorità intende inoltre prevedere che, per progetti con più opere e differenti date di entrata in esercizio attesa, possa essere utilizzato un approccio semplificato con un solo anno di entrata in esercizio, specificando nel Piano tale anno equivalente (di entrata in esercizio dell'intero progetto).

¹⁵ Pagina 207 di https://www.arera.it/allegati/operatori/pds/PdS%202015_Gennaio%202015.pdf

¹⁶ Come già detto, l'equi-distribuzione in tre anni era l'approccio adottato da Terna (per tutti gli interventi) fino al Piano di Sviluppo 2016. Si sottolinea però la differenza dell'attuale proposta perché in passato la distribuzione era dall'anno *e-3* all'anno *e-1*.

S 7.Osservazioni sulla distribuzione temporale dei CAPEX ai fini dell'analisi economica

14. CBA – Trattamento dei costi compensativi esogeni al servizio di trasmissione

- 14.1 Il comma 11.1 dell'Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/EEL prevede che i costi di investimento per la realizzazione dell'intervento includano i costi compensativi esogeni alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione.
- 14.2 Tali costi hanno una duplice natura:
- a) da un lato, sono un trasferimento monetario a somma nulla tra soggetti del sistema elettrico (dal gestore del sistema di trasmissione a una porzione dei cittadini e utenti del sistema di trasmissione);
 - b) dall'altro lato, possono rappresentare una monetizzazione dell'impatto sociale determinato dall'infrastruttura di trasmissione.
- 14.3 Il primo effetto ha una mera natura di trasferimento e, pertanto, non è da considerare ai fini dell'analisi costi benefici per l'intero sistema energetico.
- 14.4 Il secondo effetto è una esternalità negativa dell'intervento di trasmissione. Come tale, in alternativa all'attuale trattamento, potrebbe essere considerata una voce di beneficio (negativo).
- 14.5 Va però considerato che la bozza¹⁷ di ENTSO-E CBA 3 esplicita i costi compensativi come voce di costo nell'ambito dell'analisi costi benefici europea.
- 14.6 Inoltre, le disposizioni introdotte con la deliberazione 627/2016/R/EEL intendevano favorire la coerenza tra costi stimati in sede di Piano di sviluppo e costi effettivi rendicontati ai fini del riconoscimento tariffario.

Orientamenti dell'Autorità

- 14.7 L'Autorità è orientata a confermare le disposizioni attualmente vigenti che prevedono il trattamento dei costi compensativi esogeni alle infrastrutture di trasmissione come voce di costo nell'ambito dell'analisi costi benefici. Tale orientamento intende perseguire la coerenza con la bozza di ENTSO-E CBA 3 e la coerenza tra costi stimati in sede di Piano di sviluppo e costi effettivi rendicontati ai fini del riconoscimento tariffario.

S 8.Osservazioni sul trattamento dei costi compensativi ai fini dell'analisi costi benefici

15. CBA – Modalità di attualizzazione per l'analisi economica

- 15.1 L'Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/EEL prevede l'attualizzazione dei benefici all'anno di predisposizione del Piano di sviluppo (comma 12.3). Non è

¹⁷ Pagina 95 e pagina 109 della bozza di ENTSO-E CBA 3.

esplicitata l'attualizzazione dei costi, che però, per coerenza, deve avere lo stesso anno di riferimento.

- 15.2 A partire dallo schema di Piano di sviluppo 2020, Terna ha proposto la stima del valore attuale netto (VAN) differenziato con l'attualizzazione dei *cash flow* sia all'anno di predisposizione del Piano di sviluppo che al primo anno di *cash flow*.
- 15.3 La bozza di ENTSO-E CBA 3 prevede che “*Future values are to be discounted to a common point in time, which is the year of the TYNDP*”, ossia che l'attualizzazione sia riferita all'anno di predisposizione del piano di sviluppo europeo.

Orientamenti dell'Autorità

- 15.4 Per coerenza con l'approccio europeo, l'Autorità è orientata a confermare l'attualizzazione dei benefici all'anno di predisposizione del Piano di sviluppo, esplicitando che anche i costi debbano essere attualizzati a tale anno di riferimento.

S 9. Osservazioni sulla modalità di attualizzazione ai fini dell'analisi costi benefici

16. CBA – Beneficio B1 e nuove interconnessioni con sistemi isolati

- 16.1 Nello schema di Piano di sviluppo 2021 sono stati proposti nuovi interventi di interconnessione con sistemi isolati. Lo schema di Piano indica che non è possibile calcolare il beneficio B1 *socio-economic welfare*¹⁸.
- 16.2 Nel proprio parere 19 luglio 2022, 335/2022/I/EEL, l'Autorità ha indicato che tale affermazione non risulta condivisibile perché, a prescindere dalla definizione delle zone di rete rilevante, nel caso in esame si possono facilmente identificare due zone elettricamente distinte (l'isola e la zona di rete rilevante che viene ad essa interconnessa) e quindi è opportuno calcolare un beneficio che è concettualmente analogo al B1.

Orientamenti dell'Autorità

- 16.3 L'Autorità è orientata a esplicitare nell'Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/EEL un sotto-indicatore di beneficio B1.b relativamente alla riduzione dei costi di esercizio del sistema (riduzione dei costi di generazione) nel caso di nuove interconnessioni con sistemi isolati.
- 16.4 Con tale modifica, come indicato nel parere 19 luglio 2022, 335/2022/I/EEL, il beneficio B4 dovrebbe incorporare esclusivamente il costo evitato per nuova capacità di generazione, poiché la variazione di costo di esercizio sarebbe riportata dall'indicatore B1.b.

¹⁸ Il beneficio B1 è attualmente definito come la variazione (incremento) del *socio-economic welfare* (SEW) correlato al funzionamento del mercato dell'energia e all'incremento di limiti di transito tra zone della rete rilevante o ai confini.

S 10. Osservazioni sulla proposta di sub-indicatore di beneficio B1.b per rappresentare la riduzione di costi di esercizio del parco di generazione nel caso di interconnessione di sistemi isolati

17. CBA – Beneficio B2 e effetti di incremento delle perdite

- 17.1 Il comma 12.4 dell’Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/EEL definisce l’indicatore B2 di variazione (riduzione) delle perdite di rete, con due sub-indicatori B2a e B2b a seconda del tipo di simulazioni effettuate.
- 17.2 Nei precedenti schemi di Piano di sviluppo, per alcuni interventi non risultano essere stati indicati gli effetti di incremento di perdite (benefici negativi).
- 17.3 Si intende chiarire che il termine “(riduzione)” al comma 12.4 è solamente inteso a esplicitare quale è la variazione che comporta un beneficio positivo e che la variazione di perdite di rete è da considerare ai fini dell’analisi costi benefici qualunque sia il suo segno (beneficio positivo in caso di riduzione delle perdite e beneficio negativo in caso di aumento delle perdite).

18. CBA – Beneficio B5 e riduzione di *overgeneration* di sistema

- 18.1 L’Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/EEL definisce l’indicatore B5. maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabili (FER) per congestioni a livello locale, con due sub-indicatori B5a e B5b a seconda del tipo di simulazioni effettuate.
- 18.2 La limitazione alle congestioni locali è funzionale a evitare potenziali effetti di doppio conteggio con l’indicatore B1 *socio-economic welfare* (si vedano al riguardo il capitolo 4.6.4 dell’Allegato 3 al Piano di sviluppo 2015 e il paragrafo C11 dell’Appendice C al documento per la consultazione 1 ottobre 2015, 464/2015/R/EEL).
- 18.3 L’allegato metodologico allo schema di Piano di sviluppo 2020 indica che *“nell’attuale indicatore B5 “Integrazione rinnovabili” è stata integrata anche l’overgeneration di sistema – oltre quella locale - risolta dagli interventi di sviluppo all’interno del mercato dei servizi di dispacciamento”* e che l’indicatore B5a. (relativo a simulazione di rete di tipo probabilistico) *“comprende la quota di overgeneration di sistema (calcolata mediante simulazioni del mercato dei servizi di dispacciamento) risolte dagli interventi di sviluppo”*.

Orientamenti dell’Autorità

- 18.4 L’Autorità intende valutare se siano possibili effetti di doppio conteggio tra l’estensione del beneficio B5 per *overgeneration* di sistema in MSD e gli indicatori dei benefici nel mercato dei servizi di dispacciamento, prima dell’eventuale definizione di una nuova categoria di beneficio per *overgeneration* di sistema (separata dall’indicatore B5 per *overgeneration* da congestioni locali).

S 11. Osservazioni sul possibile nuovo indicatore di beneficio legati alla riduzione di overgeneration di sistema di MSD e ai relativi rischi di doppio conteggio

19. CBA – Benefici B7 e B8 relativi al mercato dei servizi di dispacciamento

- 19.1 L'Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/EEL definisce un indicatore (unico) B7 in relazione alla variazione dei costi per servizi di rete e [dei costi] per approvvigionamento di risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento. Come detto in precedenza, nel corso degli anni, l'analisi di tali benefici si è scorporata in un B7n con rappresentazione nodale (proposto come futuro indicatore B7) e in un B7z con rappresentazione zonale (proposto come futuro indicatore B8).
- 19.2 La definizione dell'Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/EEL consente di utilizzare due modalità di valorizzazione:
- a) la prima modalità fa riferimento ai costi per i servizi di rete (servizi di dispacciamento), ossia i costi sostenuti dai soggetti - principalmente generatori - che forniscono il servizio;
 - b) la seconda modalità fa riferimento ai costi per l'approvvigionamento di risorse sul mercato dei servizi di dispacciamento, ossia i costi sostenuti da Terna (e, in ultima analisi, dagli utenti) per comprare il servizio.
- 19.3 Terna ha proposto nell'Allegato A.74 al Codice di rete di valorizzare il beneficio B7 con la seconda modalità, facendo riferimento a stime/proiezioni dei costi di approvvigionamento.
- 19.4 Andando ad analizzare gli impatti economici per i soggetti coinvolti:
- a) il fornitore del servizio di rete ha un costo (reale) per fornire il servizio e un ricavo pari al costo di approvvigionamento;
 - b) il gestore del sistema di trasmissione non ha nessun effetto (perché il costo di approvvigionamento è per lui un costo passante coperto dai corrispettivi di dispacciamento);
 - c) l'utente ha un costo pari al costo di approvvigionamento.
- 19.5 Perciò, qualora si adottasse la stessa vista di sistema (*producer + consumer + TSO*) adottata per l'indicatore B1 *socio-economic welfare*, essendo il costo di approvvigionamento un trasferimento monetario a somma nulla tra i diversi soggetti, il saldo sistemico da considerare per i benefici B7 e B8 sarebbe pari ai costi sostenuti da chi fornisce il servizio.

Orientamenti dell'Autorità

- 19.6 L'Autorità intende valutare, in esito alla presente consultazione, la possibile modifica della modalità di valorizzazione dei benefici B7 e B8, facendo riferimento ai costi sostenuti dai soggetti che forniscono i servizi di rete, anziché i costi di approvvigionamento.

S 12. Osservazioni sulla modalità di valorizzazione dei benefici B7 e B8 relativi al mercato dei servizi di dispacciamento

20. CBA – Perimetro dell’analisi dei benefici relativi alle emissioni

- 20.1 L’Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/EEL indica, relativamente al perimetro dell’analisi costi benefici, che:
- a) le informazioni sono riferite agli impatti sul territorio italiano e ai costi e categorie di beneficio per il sistema elettrico italiano (comma 5.3);
 - b) per gli interventi di sviluppo che impattano anche su altri paesi, ove disponibili sulla base dei TYNDP o dei piani regionali di ENTSO-E, il Piano decennale riporta inoltre, per completezza informativa, i costi e i benefici dell’intervento per l’intero perimetro oggetto delle analisi di ENTSO-E (comma 5.7).
- 20.2 Le recenti attività europee di selezione dei progetti di interesse comune 2021 hanno individuato un possibile punto di attenzione relativamente al perimetro delle analisi¹⁹, per quanto riguarda gli indicatori legati alle emissioni (che in ambito europeo sono classificati B2 beneficio sociale aggiuntivo per variazioni di CO₂ e B4 emissioni non *greenhouse*, con contenuto informativo simile a quello degli indicatori B18 e B19 dell’allegato A alla deliberazione 627/2016/R/EEL).
- 20.3 In particolare, l’opinione ACER 09/2021 sulle bozze di liste PCI per l’elettricità fa riferimento ad alcuni benefici TYNDP “*attributed to the project as a whole*”, mentre la metodologia di valutazione dei PCI²⁰ si limita ad indicare (in una nota piè pagina) l’esclusione dei benefici per le nazioni terze.
- 20.4 Si può ipotizzare che la discussione sul trattamento del perimetro di alcuni benefici sia collegata a questi effetti:
- a) per i benefici B18 e B19, va tenuto presente un effetto di traslazione di emissioni tra nazioni: in un esempio in cui una nuova interconnessione permette di sostituire generazione locale a gas con rendimento 40% con generazione proveniente da un’altra zona (esterna al perimetro di analisi) con rendimento 50%, l’impatto “*system-wide*” è una riduzione di emissione collegata alla sola differenza di rendimento, mentre, qualunque ci si limitasse alla sola zona importatrice (o alla sola zona esportatrice), si otterrebbe un’indicazione potenzialmente distorta della variazione di emissioni.
 - b) il beneficio B18 (emissioni CO₂) è collegato, come indicato nella suddetta opinione ACER 09/2021, a un impatto globale di cambiamento climatico, per cui anche la riduzione di emissioni in altri paesi ha effetto positivo anche per l’Italia.

¹⁹ Ai fini delle analisi per i PCI, il perimetro considerato è sostanzialmente relativo ai paesi UE, escludendo quindi i benefici in paesi terzi.

²⁰ Methodology for assessing the transmission and storage candidate PCI projects PCI 2020-2021 exercise <https://circabc.europa.eu/ui/group/3ba59f7e-2e01-46d0-9683-a72b39b6decf/library/34741ab4-6a22-4abe-84b8-1ec8d9664ed7/details>

Orientamenti dell'Autorità

- 20.5 L'Autorità intende valutare se sia preferibile estendere il perimetro di valutazione dell'indicatore B18 e, eventualmente, dell'indicatore B19 all'intero sistema oggetto di studio anziché al solo perimetro Italia. In alternativa, si intende verificare se sia opportuno adottare altre misure per una più corretta rappresentazione dei benefici B18 e B19.
- 20.6 L'Autorità è orientata a confermare che i benefici B18 e B19 siano trattati separatamente e di natura opzionale, sia per le modalità di valutazione che potrebbero essere riviste sia per le discussioni in corso in ambito europeo (si vedano i sottocapitoli dell'Appendice A al presente documento relativi agli indicatori europei B2 e B4, analoghi di B18 e B19 in sede italiana).

S 13. Osservazioni sul perimetro da considerare per l'analisi dei benefici B18 (emissioni greenhouse gas) e B19 (emissioni non greenhouse gas)

21. CBA - Possibili ulteriori aggiornamenti

- 21.1 L'articolo 17(4) del nuovo regolamento TEN-E 2022/869 dispone che entro il 24 gennaio 2023 ogni autorità nazionale di regolamentazione presenti all'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER) la propria metodologia e i criteri utilizzati per valutare gli investimenti in progetti infrastrutturali per l'energia, aggiornati in base agli ultimi sviluppi legislativi, politici, tecnologici e di mercato.
- 21.2 Si ritiene che l'attuale metodologia nazionale di analisi costi benefici, in ragione dell'ampio spettro di benefici e impatti socio-ambientali tenuti in considerazione, e della rilevanza attribuita ai temi della transizione ecologica, sia in linea con la bozza di ENTSO-E CBA 3; inoltre, sotto il profilo della monetizzazione dei benefici considerati nella analisi, la metodologia italiana sembra collocarsi ad un livello superiore rispetto a quanto proposto in sede europea.
- 21.3 Non si ritiene necessaria, in linea con la posizione già espressa da ACER²¹, una differente metodologia di analisi costi benefici per gli interventi *offshore*. Potranno essere eventualmente valutati opportuni aggiustamenti della CBA vigente in relazione a reti *offshore*.
- 21.4 L'Autorità intende valutare le risposte alla presente consultazione riguardo possibili ulteriori aggiornamenti dell'analisi costi benefici e dei suoi indicatori, anche in relazione agli ultimi sviluppi legislativi, tecnologici e di mercato.

²¹ ACER-CEER Position on Improving the Regulation on Guidelines for Trans-European Energy Networks (TEN-E Regulation), 5 marzo 2021, in particolare il capitolo 3. Disponibile al link: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Position_Papers/Position%20papers/ACER_CEER_TEN_E_2021.pdf

S 14. Osservazioni su possibili ulteriori aggiornamenti dell'analisi costi benefici e dei suoi indicatori

PARTE IV

STRUMENTI PROPEDEUTICI ALLA REGOLAZIONE OUTPUT-BASED E INDICATORI DI PRESTAZIONE DELLA RETE DI TRASMISSIONE

22. Strumenti propedeutici di pianificazione infrastrutturale: scenari e capacità obiettivo

- 22.1 Come accennato, il nuovo regolamento TEN-E 2022/869 ha formalizzato, a livello europeo, due processi già sviluppatasi negli ultimi anni dello scorso decennio:
- a) la preparazione di scenari di sviluppo del sistema energetico congiunti elettricità-gas (e, in prospettiva, anche idrogeno);
 - b) l'individuazione dei *gap* infrastrutturali (ossia delle necessità di ulteriori sviluppi di rete).
- 22.2 A livello nazionale, l'Autorità ha introdotto da alcuni anni processi sostanzialmente analoghi:
- a) a partire dal 2017, con le deliberazioni 28 settembre 2017, 654/2017/R/EEL, e 19 ottobre 2017, 689/2017/R/EEL, l'Autorità ha previsto il coordinamento dello sviluppo di scenari per i piani di sviluppo delle reti di trasmissione e di trasporto nei settori dell'energia elettrica e del gas;
 - b) a partire dal 2018, con la deliberazione 884/2017/R/EEL, l'Autorità ha previsto attività di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo per sezioni di rete significative del sistema di trasmissione.
- 22.3 Per quanto riguarda gli scenari congiunti, l'esercizio più recente ha portato alla pubblicazione del documento congiunto di scenari²² per i piani di sviluppo di trasmissione elettrica e di trasporto gas 2023.
- 22.4 Nelle premesse della deliberazione 22 febbraio 2022, 65/2022/R/COM, che ha definito la scadenza del 31 luglio 2022 per gli scenari dei piani di sviluppo 2023, l'Autorità ha indicato l'opportunità di una consultazione riguardo l'introduzione di ulteriori requisiti minimi per gli scenari dei piani di sviluppo delle reti energetiche, incluse le relative scadenze, tenendo anche conto degli sviluppi legislativi attualmente in corso in sede europea²³, a valle dell'esperienza dei piani di sviluppo di distribuzione e di trasmissione elettrica e dei piani di sviluppo di trasporto gas 2023.

²² <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/rete/piano-sviluppo-rete/scenari>

²³ Il riferimento era relativo alle attività di finalizzazione del nuovo regolamento TEN-E e in particolare all'introduzione delle *framework guidelines* per gli scenari TYNDP che saranno preparate da ACER. La scadenza per la prima versione delle *framework guidelines* è fissata al 24 gennaio 2023.

- 22.5 Il rapporto di identificazione delle capacità obiettivo (finora predisposto in due edizioni, 2018 e 2020) è funzionale in particolar modo ai meccanismi che incentivano gli incrementi della capacità di trasporto tra zone della rete e l'efficienza dei loro costi di investimento (articoli 44-46 dell'Allegato A alla deliberazione 27 dicembre 2019, 567/2019/R/EEL).
- 22.6 Questi meccanismi, che hanno già portato a incrementi di capacità di trasporto su diverse sezioni tra zone della rete, sono vigenti fino alla fine del 2023.
- 22.7 La loro potenziale estensione (o modifica) a decorrere dal 2024 sarà valutata nell'ambito delle prossime consultazioni su meccanismi *output-based*.
- 22.8 In considerazione delle tempistiche attuative per la predisposizione dei rapporti di identificazione delle capacità obiettivo, si ritiene opportuno discutere fin d'ora una possibile terza edizione.
- 22.9 Da un lato, potrebbe essere preferibile che le analisi siano disponibili prima della definizione di un eventuale meccanismo incentivante, quindi alcuni mesi prima di dicembre 2023.
- 22.10 D'altro canto, l'attuale contesto di incertezza e di continua evoluzione del sistema energetico potrebbe suggerire di attendere gli scenari sia ENTSO-E sia nazionali da predisporre nel 2023-2024 prima di condurre una valutazione prospettica di meccanismi regolatori che sarebbero applicabili per almeno quattro anni.
- 22.11 È anche da considerare che, con tempistiche non precisamente definite dall'articolo 13 del nuovo regolamento TEN-E 2022/869, ENTSO-E condurrà nello stesso periodo il primo esercizio di individuazione dei *gap* infrastrutturali ai sensi del nuovo regolamento TEN-E, che potrebbe fornire elementi informativi per gli studi italiani.

Orientamenti dell'Autorità

- 22.12 L'Autorità è orientata a prevedere che la prossima edizione del rapporto di individuazione delle capacità di trasporto obiettivo (o *gap* infrastrutturali) sia predisposta nel corso del 2024, in parallelo con l'attività di individuazione dei *gap* infrastrutturali che sarà svolta da parte di ENTSO-E ai sensi dell'articolo 13 del nuovo regolamento TEN-E.

<p><i>S 15. Osservazioni in merito agli strumenti di pianificazione propedeutici alla regolazione output-based</i></p>
--

23. Trattamento dei progetti di trasmissione con rischi elevati

- 23.1 L'articolo 17 del nuovo regolamento TEN-E 2022/869 prevede disposizioni per il trattamento incentivante di un progetto di interesse comune che affronti rischi più elevati per lo sviluppo, l'esecuzione, il funzionamento o la manutenzione rispetto ai rischi generalmente connessi a un progetto infrastrutturale.

- 23.2 Il nuovo regolamento TEN-E 2022/869 ha però effettuato una significativa modifica rispetto alle disposizioni del precedente regolamento (UE) 347/2013, in quanto gli incentivi sono opzionali e non più obbligatori.
- 23.3 Con la deliberazione 18 settembre 2014, 446/2014/R/COM (di seguito: deliberazione 446/2014/R/COM), l’Autorità ha adottato criteri e metodologie per la valutazione degli investimenti infrastrutturali e per il riconoscimento di incentivi in relazione ai rischi più elevati affrontati da progetti infrastrutturali di interesse comune nei settori dell’elettricità e del gas naturale.
- 23.4 Con la deliberazione 21 dicembre 2017, 884/2017/R/EEL (di seguito: deliberazione 884/2017/R/EEL), l’Autorità ha previsto che l’ambito di applicazione della deliberazione 446/2014/R/COM in materia di riconoscimento di incentivi in relazione ai rischi più elevati affrontati da progetti infrastrutturali di interesse comune fosse esteso anche a interventi di trasmissione elettrica non progetto di interesse comune (PCI), a condizione che il relativo indicatore IUS (indicatore di utilità per il sistema) fosse superiore a 1,5.
- 23.5 Con la deliberazione 8 marzo 2018, 129/2018/R/EEL, l’Autorità ha previsto uno specifico percorso per la valutazione di istanze per incentivi a progetti con rischi elevati legati alla lunghezza della fase di realizzazione di specifici progetti nel settore della trasmissione elettrica, qualora:
- a) la durata prevista di realizzazione dello specifico progetto sia superiore a 3 anni;
 - b) la spesa di investimento sostenuta per lo specifico progetto non costituisca già la maggior parte della spesa di investimento prevista;
 - c) il principale rischio individuato per il progetto sia legato alla durata di realizzazione.
- 23.6 Tale disposizione ha trovato effettiva applicazione solo in una circostanza, nel 2018, con il processo di istanze di Terna conclusosi con la deliberazione 18 dicembre 2018, 670/2018/R/EEL.
- 23.7 Come già segnalato nel capitolo 6 del documento per la consultazione 30 luglio 2019, 337/2019/R/EEL, il carico amministrativo connesso all’istruttoria e alla valutazione di tali istanze è risultato significativo rispetto agli effettivi impatti del meccanismo regolatorio.

Orientamenti dell’Autorità

- 23.8 Alla luce della limitata applicazione e del rilevante carico amministrativo registrato nell’unica attività finora condotta, l’Autorità è orientata ad abrogare le disposizioni di cui al punto 2 della deliberazione 884/2017/R/EEL in materia di incentivi per progetti con rischi elevati che non siano PCI.
- 23.9 Le valutazioni in materia di potenziali incentivi per PCI di trasmissione elettrica saranno condotte, oltre che in valutazione delle osservazioni alla presente consultazione, anche alla luce della relativa raccomandazione di ACER prevista entro giugno 2023.

S 16. Osservazioni in merito al trattamento di progetti di trasmissione elettrica con rischi elevati

24. Indicatori di prestazione delle reti di trasmissione

- 24.1 L'articolo 59(1), lettera (l) della direttiva (UE) 2019/944 prevede che l'Autorità di regolazione debba monitorare e valutare le prestazioni dei gestori dei sistemi di trasmissione e dei gestori dei sistemi di distribuzione in relazione allo sviluppo di una rete intelligente che promuova l'efficienza energetica e l'integrazione di energia da fonti rinnovabili sulla base di una serie limitata di indicatori e pubblicare ogni due anni una relazione che contenga raccomandazioni.
- 24.2 La direttiva (UE) 2019/944 non fornisce una definizione del termine rete intelligente (*smart grid*). Si ritiene pertanto di fare riferimento alla definizione sviluppata oltre dieci anni fa dai regolatori europei²⁴, secondo cui "*Smart Grid is an electricity network that can cost efficiently integrate the behaviour and actions of all users connected to it – generators, consumers and those that do both – in order to ensure economically efficient, sustainable power system with low losses and high levels of quality and security of supply and safety*". Tale definizione non è significativamente diversa da quella prevista dalla recente Comunicazione della Commissione europea 2022/C 80/01, paragrafo 19(36)(a)(iv), né da quella introdotta dall'articolo 2(9) del nuovo regolamento TEN-E 2022/869.
- 24.3 Si ritiene perciò che la valutazione degli indicatori di prestazione debba riguardare tutti gli *output* del servizio di trasmissione (efficienza economica, sostenibilità, integrazione dei mercati, qualità e sicurezza del servizio, ecc.)
- 24.4 Nel corso degli anni, l'Autorità ha individuato vari indicatori di *performance* delle reti di trasmissione, con differenti finalità, fra cui:
- a) monitoraggio da parte dell'Autorità (senza pubblicazione sistematica);
 - b) pubblicazione da parte del gestore del sistema di trasmissione;
 - c) pubblicazione da parte dell'Autorità;
 - d) regolazione incentivante.
- 24.5 La tabella seguente elenca gli indicatori di prestazione (non solo della rete di trasmissione, ma considerando anche gli aspetti di dispacciamento), l'anno di prima introduzione e la finalità per cui sono adottati.

Indicatore di <i>performance</i>	Anno	Finalità
Capacità di trasporto tra zone	2000 2018	Pubbl. TSO Reg. incentivante
Indisponibilità rilevanti di capacità di trasporto	2018	Pubbl. TSO
Indisponibilità degli elementi di rete	2015	Pubbl. TSO Pubbl. ARERA

²⁴ Position Paper on Smart Grids - An ERGEG Conclusions Paper. Disponibile al link: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/3cf25df7-88cb-3ce3-f838-aa2d012ac45c>

Costo di investimento (per incrementi di capacità o per interventi)	2016	Reg. incentivante
Costi associati ai servizi di dispacciamento	2022	Pubbl. ARERA Reg. incentivante
Volumi associati ai servizi di dispacciamento	2008	Reg. incentivante Pubbl. TSO
Mancata produzione eolica	2010	Pubbl. TSO
Energia non fornita a seguito di interruzioni	2008	Reg. incentivante
Energia non ritirata a seguito di interruzioni	2012	Pubbl. TSO
Incidenti rilevanti	2008	Pubbl. TSO
Numero annuale di interruzioni per singolo utente MT	2008	Reg. incentivante
Numero annuale di interruzioni per singolo cliente AT	2012	Reg. incentivante
Durata di singola interruzione prolungata per MT e BT	2008	Reg. incentivante
Livelli di qualità della tensione (interruzioni transitorie, buchi di tensione, distorsione armonica totale, asimmetria della tensione trifase, severità della fluttuazione della tensione a breve e lungo termine)	2005	Pubbl. TSO

24.6 Il suddetto elenco è principalmente riferito ad aspetti “di rete” e non è esaustivo delle *performance* del gestore del servizio di trasmissione. Si può citare ad esempio che:

- a) sono stati definiti (e pubblicati da parte di Terna) degli *standard* di riferimento per i tempi di connessione degli utenti AT;
- b) Terna pubblica annualmente, nel Rapporto della qualità e altri *output* del servizio, i contributi pubblici ottenuti (a riduzione dei costi da riconoscere mediante le tariffe di rete);
- c) le informazioni del Piano di sviluppo permettono di individuare i tempi effettivi di autorizzazione per gli interventi di sviluppo.

Orientamenti dell’Autorità

24.7 L’Autorità intende valutare le osservazioni in risposta alla presente consultazione sulla scelta degli indicatori di prestazione della rete di trasmissione e sulla possibile definizione di ulteriori indicatori, sia nell’ottica della loro pubblicazione periodica, sia nell’eventualità della possibile introduzione di nuovi meccanismi incentivanti gli *output* del servizio (o della revisione dei meccanismi esistenti).

S 17. Osservazioni in merito alla scelta degli indicatori di prestazione della rete di trasmissione

APPENDICE A

AGGIORNAMENTI DELL'ANALISI COSTI BENEFICI DI ENTSO-E

- A1 La presente Appendice B fornisce una descrizione sintetica delle proposte di aggiornamento presentate da ENTSO-E nel proprio documento “*3rd ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects - Draft version*” trasmesso ad ACER a febbraio 2020 (nel seguito: bozza di ENTSO-E CBA 3)²⁵.
- A2 La bozza di ENTSO-E CBA 3 è stata oggetto di opinione ACER 03/2020²⁶, mentre - al momento dell’abrogazione delle relative disposizioni all’articolo 11 del regolamento TEN-E 347/2013 - non è stata approvata dalla Commissione Europea.
- A3 L’articolo 11 del nuovo regolamento TEN-E 2022/869 prevede che ENTSO-E predisponga una nuova bozza di metodologia CBA entro il 24 aprile 2023.

Elementi salienti e innovativi della bozza di ENTSO-E CBA 3

- A4 Secondo quanto indicato da ENTSO-E, la bozza di ENTSO-E CBA 3 si caratterizza per principali modifiche (rispetto alla seconda edizione della metodologia CBA di ENTSO-E²⁷) in relazione a:
- a) un approccio modulare (ossia le diverse categorie di indicatori, in particolare riguardo benefici e altri impatti sembrano essere ritenute da ENTSO-E dei moduli individualmente sostituibili nel corso del tempo quando metodologie o metriche di valutazione più affinate saranno disponibili e consolidate);
 - b) indicatore B2 relativo al beneficio sociale addizionale legato alla variazione di emissioni di CO₂;
 - c) indicatore B4 relativo agli impatti positivi in termini di emissioni non *greenhouse gases*;
 - d) indicatore B5 relativo alla variazione delle perdite di rete²⁸;
 - e) indicatore B6 relativo alla *security of supply* / sotto-indicatore di adeguatezza;
 - f) indicatori B7.1, B7.2 relativi alla *security of supply* / sotto-indicatore di flessibilità;
 - g) alcuni indicatori di beneficio (B7.1, B8.1 e B8.2, B.9 e B10) basati su input dei promotori (c.d. *project-level indicators*);
 - h) CAPEX e OPEX: maggiori dettagli sulle informazioni richieste.

²⁵ La bozza di ENTSO-E CBA 3 è disponibile al link: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/tyndp-documents/Cost%20Benefit%20Analysis/200128_3rd_CBA_Guideline_Draft.pdf

²⁶ L’opinione ACER 03/2020 sulla bozza di ENTSO-E CBA 3 è disponibile al link: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2003-2020%20on%20ENTSO-E%20Guideline%20for%20cost%20benefit%20analysis.pdf

²⁷ ENTSO-E, 2nd ENTSO-E Guideline For Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects - FINAL - Approved by the European Commission 27 September 2018.

²⁸ Per questo indicatore, la bozza di ENTSO-E CBA 3 presenta una descrizione più dettagliata, ma non sono immediatamente evidenti significative modifiche rispetto alla seconda edizione della CBA di ENTSO-E.

- A5 Sulla base delle linee guida per l'applicazione dell'analisi costi benefici al TYNDP 2022²⁹, risulta che l'indicatore ex B.9 "Avoidance of the renewal/replacement costs of infrastructure" sia stato abbandonato.
- A6 Nel seguito sono discussi gli aspetti ritenuti più rilevanti, in funzione dell'eventuale affinamento della metodologia CBA italiana.

Indicatore B2 relativo al beneficio sociale addizionale legato alla variazione di emissioni CO₂

- A7 ENTSO-E conferma ed espande il concetto di beneficio sociale addizionale CO₂. Questo indicatore nella seconda edizione era numerato B4, sotto-indicatore B4 relativo alla CO₂ e ENTSO-E ne raccomandava la monetizzazione, in caso di disponibilità di studi che contribuissero a risultati significativi.
- A8 ENTSO-E specifica nella bozza di ENTSO-E CBA 3 che la quantificazione degli impatti legati a questo beneficio (la variazione di emissioni di CO₂) è determinata sia dalle simulazioni di mercato per il calcolo del beneficio B1 (*socio-economic welfare*) e relativi effetti di modifica della generazione disacciata, sia dalle simulazioni di rete per il calcolo della variazione delle perdite, beneficio B5.
- A9 Quanto alla monetizzazione, la bozza di ENTSO-E CBA 3 propone la valorizzazione delle suddette quantità in base alla differenza tra il costo sociale della CO₂ emessa e il prezzo di mercato della CO₂³⁰.
- A10 La bozza di ENTSO-E CBA 3 apre inoltre la discussione sulla modalità di valorizzazione del costo sociale CO₂, presentando due opzioni:
- a) il costo sociale che rappresenta il danno totale netto di una tonnellata addizionale di emissioni CO₂;
 - b) il prezzo ombra che è determinato dall'obiettivo climatico che viene perseguito. Questo prezzo ombra può essere interpretato come la *willingness to pay* definita dal *policy-maker* quando viene imposto l'obiettivo come vincolo di policy.

Indicatore B4 relativo agli impatti positivi in termini di emissioni non greenhouse gases

- A11 La bozza di ENTSO-E CBA 3 introduce un nuovo indicatore di beneficio B4 (che di fatto corrisponde al beneficio B19 della metodologia CBA italiana). ENTSO-E fa riferimento "almeno" alle emissioni di CO, NO₂, SO₂ e particolato.
- A12 La quantificazione è basata su *post-processing* a valle delle simulazioni di mercato e richiede la disponibilità degli specifici fattori di emissione per ciascuno impianto termoelettrico.
- A13 La bozza di ENTSO-E CBA 3 non propone la monetizzazione del beneficio, perché "non è improbabile che futuri miglioramenti nella riduzione di emissioni

²⁹ ENTSO-E, "Implementation Guidelines for TYNDP 2022 based on 3rd ENTSO-E guideline for cost benefit analysis of grid development projects", versione di luglio 2022. <https://tyndp.entsoe.eu/>

³⁰ È la modalità attualmente adottata nella metodologia CBA italiana, in cui questo beneficio è classificato B18.

grazie a filtri o a incrementi di efficienza possono avere effetti simili a minori costi”.

Indicatore B6 relativo alla security of supply / sotto-indicatore di adeguatezza

- A14 La bozza di ENTSO-E CBA 3 aggiorna l’indicatore già in uso, prevedendo due opzioni:
- a) la riduzione dell’energia non fornita attesa (resa possibile dai flussi di energia verso l’area critica determinati dal nuovo progetto);
 - b) la riduzione delle necessità di impianti termici di picco (a parità di livelli di energia non fornita attesa).
- A15 La bozza di ENTSO-E CBA 3 indica inoltre che i livelli di adeguatezza di partenza devono essere realistici e ragionevoli (altrimenti ci sarebbe un problema di sovrastima o sottostima dei benefici, legato a ipotesi improbabili sul futuro parco di generazione).
- A16 Per questo motivo, la bozza di ENTSO-E CBA 3 prevede l’opzione di un reset della *baseline* di generazione per le simulazioni effettuate con approccio *PINT Put IN one at the Time* (sempre conservativo, perché comporta un aumento di adeguatezza del caso “senza progetto” e quindi una riduzione del beneficio).
- A17 Infine, la bozza di ENTSO-E CBA 3 introduce un criterio di limitazione del beneficio B6 (cosiddetto *sanity check*), con modalità operative ancora in discussione. Il concetto sottostante è che il beneficio in termini di adeguatezza/riduzione EENS non può essere superiore al costo di impianti termici di picco che sarebbero sufficienti a garantire lo stesso miglioramento.

Indicatori C1 e C2 relativi a CAPEX e OPEX

- A18 La bozza di ENTSO-E CBA 3 conferma di fatto le ipotesi preesistenti per il calcolo di costi di capitale (indicatore C1) e di costi di esercizio (indicatore C2), fornendo però maggiore chiarezza, su alcuni aspetti in particolare riguardo la successiva analisi economica.
- A19 Viene specificato che i valori di CAPEX devono essere riportati (dai promotori) come valori reali (cioè senza tenere conto dell’inflazione) per ciascun investimento che compone il progetto. I valori devono essere espressi come valori costanti riferiti all’anno dello studio, es. il 2020 per il TYNDP 2020.
- A20 La bozza di ENTSO-E CBA 3 tratta inoltre il caso dei costi per progetti composti di più investimenti con date differenti di entrata in esercizio attesa, chiedendo semplicemente l’attribuzione di ciascun investimento a un anno atteso³¹.
- A21 Per quanto riguarda il CAPEX, la bozza di ENTSO-E CBA 3 approfondisce l’approccio semplificato che è utilizzabile per progetti poco avanzati (ancora “in valutazione” o solo “pianificati, ma non ancora in *permitting*”, definendo dei

³¹ Dalla bozza di ENTSO-E CBA 3, non è immediatamente chiaro come vengano trattati i benefici. Il tema del trattamento della c.d. clusterizzazione ai fini delle analisi economiche, oltre alla scarsa chiarezza e trasparenza sulle modalità applicative di tale analisi, è stato un aspetto recentemente oggetto di discussioni e critiche (ad es. nell’Opinione di ACER 18/2019 sulla bozza di lista PCI 2019).

limiti massimi e minimi per le variazioni di costo stimate dal promotore rispetto al costo *standard* che sarà definito da ENTSO-E. Risulta interessante che i *range* di variazione più ristretti (+10%; - 10% rispetto al costo *standard*) sono proposti per i cavi sottomarini, mentre i più ampi (+30%; - 50%) si riferiscono alle linee aeree.

- A22 Per quanto riguarda gli OPEX, le modifiche rispetto alla precedente versione della CBA si limitano a una migliore perimetrazione per evitare alcuni precedenti errori applicativi.

Considerazioni generali

- A23 La bozza di ENTSO-E CBA 3 segna un ulteriore passo verso la maggiore monetizzazione dei benefici ottenibili grazie ai progetti di sviluppo della rete di trasmissione.
- A24 Tale passo segna un allineamento alla metodologia di CBA italiana, che fin dalla sua prima adozione con deliberazione 4 novembre 2016, 627/2016/R/EEL, è caratterizzata da un elevato livello di monetizzazione e dalla presenza di un ampio portafoglio di categorie di beneficio.
- A25 Mentre alcuni indicatori di beneficio “italiani” sono stati introdotti in ambito europeo (in particolare il beneficio Italia B18 corrisponde al beneficio ENTSO-E B2 e il beneficio Italia B19 corrisponde al beneficio ENTSO-E B4), permane in sede europea l’assenza di un indicatore confrontabile alla preesistente categoria beneficio Italia B13 (resilienza), che è stata - anche per questo motivo - rimossa con la deliberazione 18 gennaio 2022, 9/2022/R/EEL.