

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
481/2019/R/EEL**

**CRITERI PER L'AGGIORNAMENTO INFRA-PERODO DELLA REGOLAZIONE
TARIFFARIA RELATIVA AI SERVIZI DI TRASMISSIONE,
DISTRIBUZIONE E MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA**

Orientamenti finali

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito del procedimento
avviato con deliberazione dell'Autorità di Regolazione Energia Reti e Ambiente 9 aprile 2019,
126/2019/R/EEL

Mercato di incidenza: energia elettrica

22 novembre 2019

Premessa

Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente 9 aprile 2019, 126/2019/R/EEL, per l'aggiornamento infra-periodo della regolazione delle tariffe e della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e di misura dell'energia elettrica in vigore nel periodo di regolazione 2016-2023.

La consultazione fa seguito alla pubblicazione del documento 287/2019/R/EEL nell'ambito del quale sono stati esposti gli orientamenti dell'Autorità volti ad aggiornare la regolazione della qualità del servizio di distribuzione disciplinata dal TIQE (Allegato A alla delibera 646/2015/R/EEL), del documento 318/2019/R/EEL nel quale sono stati illustrati gli orientamenti riguardo all'aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e di misura con particolare riferimento alle modalità di determinazione del costo riconosciuto a copertura dei costi operativi e all'affinamento di alcuni aspetti della regolazione tariffaria e del documento 337/2019/R/EEL relativo ai criteri di regolazione infrastrutturale per il servizio di trasmissione.

Il presente documento illustra gli orientamenti finali dell'Autorità in relazione alle principali tematiche di tipo tariffario sviluppate nei precedenti documenti per la consultazione. Gli orientamenti finali relativi alla regolazione output-based della qualità dei servizi di trasmissione e di distribuzione sono stati illustrati nel recente documento per la consultazione 457/2019/R/EEL.

I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità o tramite posta elettronica (infrastrutture@arera.it) entro il 6 dicembre 2019.

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

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

e-mail: infrastrutture@arera.it
sito internet: www.arera.it

INDICE

PARTE I - ASPETTI INTRODUTTIVI	5
1. Inquadramento generale	5
2. Ambito della consultazione	6
3. Struttura del documento	7
PARTE II – DETERMINAZIONE E AGGIORNAMENTO DEI COSTI OPERATIVI RICONOSCIUTI PER IL QUADRIENNIO 2020-2023	8
4. Fissazione dei livelli iniziali dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi.....	8
5. Aggiornamento annuale dei costi operativi riconosciuti.....	13
6. Criteri per il riconoscimento dei costi relativi ai canoni di <i>leasing</i> operativo	13
7. Meccanismi di ripartizione dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura elettrica per finalità ulteriori al servizio elettrico.....	14
8. Riconoscimento costi connessi a profili euro-unitari	16
9. Trasferimento dei pagamenti collegati al meccanismo di <i>Inter TSO</i> <i>compensation</i> nelle tariffe per il servizio di trasmissione	17
10. Riconoscimento costi per eventi meteorologici eccezionali	18
11. Effetti del riconoscimento della perequazione specifica aziendale sul livello dei costi operativi riconosciuti	19
12. Perimetrazione servizio di misura e servizio di trasmissione in esito alle modifiche responsabilità TIME.....	20
13. Costi operativi relativi al servizio di misura	22
PARTE III - ALTRI ELEMENTI DI REGOLAZIONE	23
Sezione 1 Servizio di trasmissione.....	23
14. Premessa.....	23
15. Riconoscimento tariffario delle immobilizzazioni in corso d'opera per il servizio di trasmissione	24
16. Incentivazione all'efficienza dei costi di investimento nel servizio di trasmissione	27
17. Promozione della completa unificazione della rete di trasmissione.....	30
Sezione 2 Altre tematiche in consultazione	32
18. Criteri di riconoscimento dei crediti inesigibili.....	32
19. Promozione delle aggregazioni tra le imprese distributrici.....	33
20. Criteri di valorizzazione dei costi di capitale relativi ai misuratori per le imprese che non avviano sistemi di <i>smart metering</i> di seconda generazione.....	36
21. Contributi fissi per le variazioni di potenza richieste dai clienti domestici	37
22. Corrispettivi per l'energia reattiva per clienti in alta e altissima tensione	38

23.	Revisione dei tassi di interesse applicati dalla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali.....	39
24.	Aspetti tariffari relativi alla ricarica elettrica	40

PARTE I - ASPETTI INTRODUTTIVI

1. Inquadramento generale

- 1.1 Con deliberazione 23 dicembre 2015, 654/2015/R/EEL (di seguito: deliberazione 654/2015/R/EEL) l’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) ha approvato la regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica per il periodo 2016-2023, definendo un periodo regolatorio di otto anni, articolato in due semiperiodi, ciascuno dei quali avente durata quadriennale, individuati come NPR1 (dal 2016 al 2019) e NPR2 (dal 2020 al 2023).
- 1.2 Per il NPR1, l’Allegato A (di seguito: TIT) della medesima deliberazione 654/2015/R/EEL disciplina le tariffe per l’uso delle reti di trasmissione e distribuzione, l’Allegato B (di seguito: TIME) disciplina responsabilità e tariffe relative al servizio di misura, e l’Allegato C (di seguito: TIC) disciplina le condizioni economiche per l’erogazione del servizio di connessione.
- 1.3 Con la medesima deliberazione 654/2015/R/EEL, l’Autorità ha previsto un aggiornamento infra-periodo tra il primo e il secondo semiperiodo, per consentire una revisione dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi, e del relativo tasso di riduzione, nonché la possibilità di riesame dei criteri di regolazione vigenti in presenza di evoluzioni significative rispetto al contesto.
- 1.4 Il presente documento per la consultazione si inquadra pertanto nel procedimento per l’aggiornamento infra-periodo della regolazione delle tariffe e della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica per il semiperiodo di regolazione 2020-2023, avviato dall’Autorità con la deliberazione 9 aprile 2019, 126/2019/R/EEL (di seguito: deliberazione 126/2019/R/EEL).
- 1.5 Nell’ambito del suddetto procedimento sono già stati emanati i seguenti documenti per la consultazione:
 - il documento per la consultazione 2 luglio 2019, 287/2019/R/EEL, relativo all’aggiornamento della regolazione della qualità del servizio di distribuzione, con particolare riferimento alla continuità del servizio e all’erogazione di premi e penalità per le interruzioni del servizio senza preavviso;
 - il documento per la consultazione 23 luglio 2019, 318/2019/R/EEL (di seguito documento 318/2019/R/EEL), in materia di regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura dell’energia elettrica;
 - il documento per la consultazione 30 luglio 2019, 337/2019/R/EEL (di seguito documento 337/2019/R/EEL), relativo ai criteri di aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria e della qualità del servizio di trasmissione dell’energia elettrica;
 - la deliberazione 12 novembre 2019, 467/2019/R/EEL (di seguito deliberazione 467/2019/R/EEL), relativa alla definizione di una regolazione

sperimentale per il triennio 2020-2023 finalizzata all'ammodernamento delle colonne montanti vetuste;

- il documento per la consultazione 12 novembre 2019, 457/2019/R/EEL (di seguito documento 457/2019/R/EEL) che illustra gli orientamenti finali dell'Autorità riguardo alla regolazione *output-based* della qualità relativa sia al servizio di trasmissione che al servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

- 1.6 Ai fini delle decisioni esito del presente procedimento rileva, altresì, la deliberazione 16 luglio 2019, 306/2019/R/EEL (di seguito: deliberazione 306/2019/R/EEL), con la quale l'Autorità ha definito le direttive per la messa in servizio e per il riconoscimento dei costi dei sistemi di *smart metering* di seconda generazione (di seguito: 2G) per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione per il triennio 2020-2022.
- 1.7 I provvedimenti finali in materia di tariffe e qualità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica sono previsti per il prossimo mese di dicembre.
- 1.8 Tali provvedimenti terranno conto, qualora necessario, della regolazione del servizio di dispacciamento prevista dal Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE) che potrebbe prevedere interventi su alcuni aspetti riguardanti i sistemi di accumulo, i servizi ausiliari di generazione e la regolazione prevista per i produttori di energia elettrica.
- 1.9 L'Autorità, inoltre, sta svolgendo un'attività di ricognizione delle nuove disposizioni del Regolamento (UE) 2019/943¹ e, come disposto dal comma 18(10) del Regolamento medesimo, intende tenere conto delle (future) *best practice* individuate dall'Agenzia dell'Unione Europea per la Cooperazione dei Regolatori dell'Energia (ACER) in materia di metodologie tariffarie², curando nel contempo le esigenze di stabilità e prevedibilità dell'impianto regolatorio nazionale.

2. Ambito della consultazione

- 2.1 Il presente documento, tenuto conto delle risultanze delle precedenti fasi di consultazione³, dei dati di separazione contabile a disposizione dell'Autorità e delle informazioni acquisite tramite specifiche richieste alle imprese, delinea gli orientamenti finali dell'Autorità in relazione alla regolazione tariffaria per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, con riferimento al semi-periodo 2020-2023.
- 2.2 Come già annunciato nella precedente fase di consultazione, ai fini dell'aggiornamento infra-periodo l'Autorità intende dare continuità ai criteri di regolazione adottati con la

¹ Tale Regolamento, entrato in vigore nel luglio scorso, trova piena applicazione a partire da gennaio 2020.

² Il comma 18(10) del Regolamento prevede che “*le autorità di regolazione tengono debitamente conto delle migliori pratiche al momento della fissazione o dell'approvazione delle tariffe di trasmissione e delle tariffe di distribuzione o delle relative metodologie a norma dell'articolo 59 della direttiva (UE) 2019/944*”.

³ Le osservazioni relative ai documenti per la consultazione precedenti sono disponibili sul sito *internet* dell'Autorità, nella sezione dedicata ai documenti per la consultazione.

deliberazione 654/2015/R/EEL. Pertanto, il documento illustra sinteticamente le principali tematiche e ipotesi conclusive in relazione alla determinazione del costo riconosciuto con particolare riferimento alla fissazione dei livelli iniziali dei costi operativi e relativi aggiornamenti e ad alcune tematiche specifiche in ottica di affinamento della regolazione vigente.

- 2.3 A tal proposito, come già esplicitato nel documento 318/2019/R/EEL, va evidenziato che le proposte del presente documento, per quanto riguarda i servizi di distribuzione e di misura, salvo diversa specificazione, si riferiscono alle modalità di determinazione dei costi riconosciuti per le imprese soggette al regime tariffario individuale⁴: il regime tariffario di tipo parametrico cui sono sottoposte le imprese di minori dimensione, infatti, risulta ancora in fase di avvio e sarà soggetto, ai sensi della deliberazione 13 aprile 2018, 237/2018/R/EEL (di seguito: deliberazione 237/2018/R/EEL), ad una revisione dopo un primo triennio di applicazione.
- 2.4 Con riferimento alle tematiche che non sono oggetto di specifici richiami nel presente documento, l’Autorità conferma gli orientamenti espressi nelle precedenti consultazioni.

3. Struttura del documento

- 3.1 In sintesi, oltre alla presente Parte I, di carattere introduttivo, il documento si articola nelle seguenti parti:
- Parte II, nella quale sono illustrati gli orientamenti finali dell’Autorità relativamente alla determinazione e all’aggiornamento dei costi operativi riconosciuti per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura nel NPR2;
 - Parte III, nella quale sono affrontati ulteriori elementi della regolazione tariffaria che richiedono affinamenti rispetto alla regolazione vigente.
- 3.2 Il presente documento inoltre è corredato dalle seguenti Appendici:
- Appendice A relativa alla ricognizione delle nuove disposizioni normate dal c.d. *Clean Energy Package*;
 - Appendice B che tratta la regolazione dei corrispettivi per l’energia reattiva in alta e altissima tensione;
 - Appendice C che illustra gli orientamenti relativi alla ricarica dei veicoli elettrici.

⁴ Con riferimento alla regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura dell’energia elettrica, la deliberazione 654/2015/R/EEL prevede due differenti regimi di riconoscimento dei costi, differenziati in funzione della numerosità dei clienti finali: un regime individuale, riservato alle imprese distributrici di energia elettrica che servono almeno 25.000 punti di prelievo, ed un regime parametrico per le restanti imprese. Una breve sintesi dei regimi tariffari vigenti è riportata nell’Appendice del documento 318/2019/R/EEL.

PARTE II – DETERMINAZIONE E AGGIORNAMENTO DEI COSTI OPERATIVI RICONOSCIUTI PER IL QUADRIENNIO 2020-2023

4. Fissazione dei livelli iniziali dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi

- 4.1 In relazione al tema della fissazione dei livelli iniziali dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi, si fa osservare che, salvo laddove diversamente indicato, le considerazioni riportate nel seguito sono riferite a tutti i servizi infrastrutturali oggetto del presente procedimento.
- 4.2 Come già anticipato nel documento 318/2019/R/EEL e nel documento 337/2019/R/EEL, l’Autorità è orientata a dare continuità ai criteri generali di determinazione dei costi operativi riconosciuti in una logica di aggiornamento infra-periodo.
- 4.3 Nell’ambito delle consultazioni gli operatori hanno evidenziato un sostanziale accordo con il principio sopra enunciato.
- 4.4 Pertanto, procedendo in continuità con le scelte adottate nel NPR1, l’Autorità intende determinare il costo riconosciuto a copertura dei costi operativi per l’anno 2020 a partire dai seguenti elementi, opportunamente corretti per tener conto dell’inflazione:
- a) il costo operativo effettivo (*COE*) rilevato a consuntivo nell’ultimo anno più recente disponibile;
 - b) la quota parte delle eventuali maggiori efficienze rispetto all’obiettivo fissato dall’Autorità conseguite nel NPR1(*PS^{NPR1}*), lasciata temporaneamente in capo agli esercenti.
- 4.5 Nel caso in cui il livello del costo riconosciuto per l’anno preso a riferimento, al netto delle quote residue delle maggiori efficienze realizzate nel corso dei precedenti periodi di regolazione, risulti inferiore al costo effettivo relativo al medesimo anno, l’Autorità, in coerenza con quanto previsto nel NPR1, intende determinare il costo riconosciuto 2020 in funzione del costo operativo riconosciuto per l’anno 2018 e di una quota parte della differenza tra il costo riconosciuto per l’anno 2018, al netto delle quote residue delle maggiori efficienze realizzate nel corso dei precedenti periodi di regolazione, e il costo operativo effettivo relativo al medesimo anno.
- 4.6 Per quanto riguarda le modalità di ripartizione tra imprese e clienti finali delle maggiori efficienze rispetto agli obiettivi fissati dall’Autorità si rimanda ai paragrafi 4.25 e seguenti.

Anno di riferimento per la determinazione del costo operativo effettivo (COE)

- 4.7 Ai fini della determinazione dei livelli iniziali di costo operativo per il primo anno del NPR2 (2020) l’Autorità conferma il proprio orientamento di prendere a riferimento i costi sostenuti dalle imprese esercenti i servizi regolati nell’anno più recente nel quale siano disponibili dati a consuntivo, vale a dire l’anno 2018, considerando le informazioni desumibili dai conti annuali separati predisposti dagli esercenti ai sensi del

TIUC e le informazioni raccolte a seguito di richieste dati specifiche formulate dagli Uffici dell'Autorità.

- 4.8 Coerentemente con quanto previsto nel precedente periodo di regolazione, l'Autorità non ravvisa la necessità di prevedere trattamenti specifici in relazione ai c.d. costi incrementali o sorgenti, ossia costi connessi a nuovi compiti o a incremento delle attività svolte rispetto all'anno preso come riferimento per la valorizzazione del costo effettivo. L'Autorità ritiene che tali variazioni possano essere intercettate dai meccanismi già previsti dalla regolazione tariffaria, in sede di aggiornamento annuale, per tener conto di modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale come previsto dalla legge istitutiva dell'Autorità.
- 4.9 È peraltro opportuno sottolineare che in tema di riconoscimento di costi incrementali o sorgenti, il gestore del sistema di trasmissione ha avanzato proposte di riconoscimento tariffario connotate da un approccio di tipo *prospettico* (basato su costi previsti) che non appare coerente con il quadro di regolazione attuale disciplinato dalla deliberazione 654/2015/R/EEL, e che potrà eventualmente essere oggetto di specifica valutazione in occasione della definizione della regolazione tariffaria per il successivo periodo di regolazione.

Costi non riconoscibili ai fini regolatori

- 4.10 In coerenza con quanto previsto nel NPR1, ai fini della quantificazione del livello dei costi operativi effettivi dell'anno 2018 (*COE18*), l'Autorità intende escludere dai costi riconosciuti le voci per le quali la copertura sia già implicitamente garantita nei meccanismi di regolazione (ad esempio tramite la remunerazione del rischio) o in relazione alle quali il riconoscimento risulta non compatibile con un'attività svolta in regime di monopolio (ad esempio costi di pubblicità e di *marketing*). Per i dettagli relativi alle tipologie di costo non riconosciute si vedano i paragrafi 4.6 e seguenti del documento 318/2019/R/EEL e del documento 337/2019/R/EEL.
- 4.11 Dalla consultazione è emersa una sostanziale contrarietà di alcuni operatori di rete in merito all'esclusione di alcune tipologie di costo, quali ad esempio gli accantonamenti per la copertura dei rischi e oneri, ovvero gli oneri per assicurazioni non previste da obblighi normativi. A fronte dell'esclusione degli accantonamenti dalla base del costo operativo riconosciuto, le imprese hanno richiesto che sia incluso almeno l'ammontare dell'utilizzo effettivo dei fondi accantonati, in quanto espressione dell'effettivo onere sostenuto nell'anno di riferimento.
- 4.12 L'Autorità, come già espresso in passato in occasione dei precedenti periodi di regolazione, ritiene che gli oneri relativi agli accantonamenti per la copertura dei rischi, nonché gli oneri assicurativi (limitatamente a quelli non previsti da specifici obblighi normativi) siano implicitamente remunerati nei meccanismi tariffari (tramite la remunerazione del rischio); inoltre, gli oneri straordinari, quali le minusvalenze, svalutazioni, o altri oneri di natura non ricorrente, non possono essere considerati come base per la determinazione di un costo di riferimento che verrà riconosciuto su un orizzonte pluriennale.

4.13 L'Autorità conferma anche l'orientamento a riconoscere gli utilizzi del fondo limitatamente ai costi per l'incentivazione all'esodo dei dipendenti, tenuto anche conto delle disposizioni della legge 28 giugno 2012, n. 92 ed in continuità con quanto effettuato nel NPR1.

Altri elementi per la determinazione dei costi operativi riconosciuti

4.14 Al fine di verificare eventuali comportamenti opportunistici da parte degli operatori, volti ad incrementare i costi operativi nell'anno di riferimento, concentrando il sostenimento di alcuni costi in tale anno (*cost padding*), l'Autorità sta effettuando specifici approfondimenti istruttori in merito agli andamenti storici dei costi operativi e si riserva eventualmente di determinare il valore del COE_{18} tenendo anche conto del livello del costo operativo effettivo relativo agli anni precedenti. Nell'ambito di tali analisi l'Autorità sta conducendo approfondimenti in merito alla presenza di costi, con andamento discontinuo nel tempo, legati alla gestione operativa conseguente ad eventi meteorologici eccezionali, i cui criteri di riconoscimento sono approfonditi nel successivo capitolo 10.

4.15 Con riferimento alle modalità di riconoscimento dei costi derivanti dai *leasing* operativi, l'Autorità ha effettuato analisi volte ad indagare la necessità di modificare le attuali modalità di riconoscimento di tali costi in considerazione delle nuove disposizioni introdotte dal principio IFRS16 (che sostituisce il precedente principio IAS17) di cui al Regolamento (UE) 2017/1986 del 31 ottobre 2017. A tal proposito l'Autorità, tenuto conto delle osservazioni ricevute nelle precedenti consultazioni, nonché delle specificità delle attività oggetto di regolazione, è orientata ad applicare criteri di riconoscimento dedicati, descritti al capitolo 6.

4.16 L'Autorità, inoltre, è orientata a portare in riduzione dei costi operativi riconosciuti, i ricavi netti derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura elettrica per finalità ulteriori al servizio elettrico (ad esempio i ricavi derivanti dalle attività di affitto delle infrastrutture elettriche a operatori del servizio di telecomunicazione) attraverso un meccanismo di *sharing*. A tal proposito l'Autorità, tenuto conto delle osservazioni pervenute, nonché delle specificità delle attività oggetto di regolazione, è orientata ad applicare criteri di riconoscimento specifici per i settori di distribuzione e trasmissione, approfonditi nel successivo capitolo 7.

Specificità per il servizio di trasmissione

4.17 Nel documento 337/2019/R/EEL, con riferimento al perimetro dei costi operativi riconosciuti per il servizio di trasmissione, l'Autorità ha espresso il proprio orientamento verso:

- a) la conferma dell'omogeneità di trattamento dei costi relativi al servizio di trasmissione rispetto a quelli relativi al servizio di dispacciamento (al netto delle modifiche nel trattamento dei costi relativi ai c.d. profili eurounitari e di altre partite assimilabili, i cui dettagli sono riportati nei successivi capitolo 8 e capitolo 9);
- b) la conferma dell'inclusione nell'ambito del servizio di trasmissione dei costi operativi relativi alle reti elettriche in alta e altissima tensione, già di proprietà

della società FSI Spa inseriti nel perimetro della rete di trasmissione nazionale (RTN), secondo le modalità riportate nella deliberazione 29 ottobre 2015, 517/2015/R/EEL (di seguito: deliberazione 517/2015/R/EEL).

- 4.18 In merito, non sono pervenute osservazioni da parte degli *stakeholder*. L'Autorità intende pertanto confermare quanto riportato al paragrafo 4.17.

Specificità per il servizio di distribuzione

- 4.19 Con riferimento al trattamento dei contributi, per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica, l'Autorità conferma il criterio secondo cui la quota del 20% dei contributi privati a preventivo a copertura delle spese generali è portata in deduzione dei costi operativi.
- 4.20 Ai fini della determinazione del livello iniziale dei costi operativi riconosciuti, l'Autorità, in continuità con la regolazione vigente, è intenzionata ad effettuare una analisi dei costi del servizio basata sui dati delle imprese distributrici di maggiori dimensioni. In particolare, l'Autorità conferma l'orientamento a determinare il livello iniziale del costo operativo riconosciuto per le imprese soggette al regime tariffario individuale tenendo conto dei coefficienti correttivi già utilizzati nel quarto periodo di regolazione e nel NPR1 che riflettono gli effetti delle variabili esogene in base ai meccanismi di perequazione generale e di perequazione specifica aziendale.
- 4.21 L'Autorità intende, inoltre, effettuare valutazioni circa la necessità di aggiornare i meccanismi di inclusione degli effetti della PSA nelle tariffe di riferimento al fine di garantire la coerenza di detti meccanismi con il corretto dimensionamento dei costi riconosciuti alle imprese. Nelle more di una revisione complessiva del meccanismo a fine periodo regolatorio, l'Autorità intende prevedere per il NPR2 limitati aggiustamenti che verranno descritti in maggior dettaglio nel successivo capitolo 11.

Specificità per il servizio di misura dell'energia elettrica

- 4.22 In continuità con i criteri applicati nel NPR1, la determinazione del livello iniziale dei costi riconosciuti concorrerà alla definizione di una tariffa unica, differenziata per livello di tensione, che rappresenterà allo stesso tempo sia la tariffa obbligatoria applicata ai clienti finali, sia la tariffa di riferimento per le imprese esercenti il servizio.
- 4.23 Nell'ambito delle analisi di dettaglio finalizzate alla determinazione del livello iniziale dei costi operativi riconosciuti relativamente al servizio di misura, l'Autorità è inoltre intenzionata a tenere conto del cambio di responsabilità delle attività di misura introdotte con il TIME dall'anno 2017. In particolare, elementi di dettaglio per il riconoscimento di tali costi sono riportati nel successivo capitolo 12.
- 4.24 Nella determinazione del costo effettivo COE_{18} , infine, l'Autorità sta effettuando analisi di dettaglio, anche attraverso l'analisi dei dati storici ed il confronto con i costi dell'anno base 2018, al fine di procedere ad un corretto dimensionamento delle tariffe di misura a copertura dei costi operativi tenendo anche conto del graduale avvio, da parte delle imprese operanti nel settore, dei piani di installazione massiva dei sistemi *smart metering* di seconda generazione. In proposito, l'Autorità sta effettuando specifiche analisi di dettaglio sulla struttura dei costi di misura a partire dalle evidenze contabili

disponibili con riferimento a e-distribuzione, unica impresa distributrice al momento ad aver avviato il piano di installazione di sistemi *smart metering* 2G (di seguito: sistemi 2G). Considerazioni di maggior dettaglio a tal riguardo sono riportate nel successivo capitolo 13.

Ripartizione dei maggiori recuperi di produttività conseguiti nel NPR1

- 4.25 Sia con riferimento all'attività di trasmissione che con riferimento alle attività di distribuzione e di misura, l'Autorità nelle consultazioni di luglio ha ipotizzato di definire il costo operativo riconosciuto per il NPR2 prevedendo una ripartizione tra imprese e clienti finali dei maggiori recuperi di produttività conseguiti nel corso del precedente semiperiodo di regolazione, prevedendo la restituzione ai clienti finali di almeno il 50% di tali maggiori recuperi, ipotizzando quindi anche la possibilità di *profit sharing* asimmetrico tra clienti finali e operatori.
- 4.26 L'ipotesi di applicazione del *profit sharing* asimmetrico è stata contestata dagli operatori in ragione dei possibili impatti economici negativi che potrebbero subire le imprese a fronte del cambiamento di una prassi consolidata e perché indebolirebbe l'incentivo delle imprese ad effettuare ulteriori recuperi di efficienza, a discapito di investimenti in innovazione e digitalizzazione.
- 4.27 Un operatore inoltre ha sottolineato che, qualora venisse cambiata la ripartizione dei maggiori recuperi di produttività, si configurerebbe un trattamento non allineato con quanto applicato nel settore del gas nel quale è prevista, o in consultazione, una simmetrica ripartizione dei maggiori recuperi di produttività tra imprese e clienti finali.
- 4.28 Alla luce delle osservazioni pervenute nell'ambito della consultazione, valutate le esigenze di contemperare la tutela dei clienti finali con l'importanza di offrire un quadro stabile di incentivi all'efficienza, l'Autorità è orientata a prevedere una simmetrica ripartizione tra imprese e clienti finali dei maggiori recuperi di produttività conseguiti dalle imprese nel corso del NPR1. La quota di maggiori efficienze lasciata temporaneamente alle imprese viene in ogni caso trasferita completamente ai clienti finali entro un orizzonte pluriennale predefinito attraverso un'opportuna calibrazione del tasso annuo di recupero di produttività (c.d. *X-factor*).
- 4.29 Con riferimento al servizio di trasmissione, l'Autorità è orientata a determinare il valore dei recuperi di efficienza conseguiti nel NPR1 congiuntamente sull'intero perimetro della rete gestita da Terna, includendo nelle proprie valutazioni il perimetro afferente le reti in alta e altissima tensione già di proprietà di FSI Spa di cui alla deliberazione 517/2015/R/EEL, riconosciute a partire dall'anno 2016, fermo restando l'obiettivo di recupero di efficienza rafforzato previsto dalla medesima deliberazione.

Spunti per la consultazione

S1. Osservazioni in merito alla fissazione dei livelli iniziali dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi.

5. Aggiornamento annuale dei costi operativi riconosciuti

- 5.1 L'Autorità, ai fini dell'aggiornamento dei costi operativi riconosciuti, in continuità con i precedenti periodi di regolazione, nonché in coerenza con le prescrizioni della legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95), intende confermare l'ipotesi di applicazione del meccanismo del *price cap*.
- 5.2 Secondo quanto prospettato nel documento 318/2019/R/EEL e nel documento 337/2019/R/EEL, e alla luce delle considerazioni del precedente paragrafo 4.28, l'Autorità conferma l'orientamento di definire un *X-factor* con l'obiettivo di riassorbire - entro la fine del NPR2 - la quota delle (eventuali) maggiori efficienze conseguite dalle imprese nel corso del NPR1 e non immediatamente trasferite ai clienti finali, per effetto del meccanismo del *profit sharing*.

Spunti per la consultazione

- S2.** *Osservazioni in merito ai criteri di aggiornamento annuale dei costi operativi riconosciuti.*

6. Criteri per il riconoscimento dei costi relativi ai canoni di *leasing* operativo

- 6.1 Ai fini della determinazione dei costi operativi riconosciuti nel NPR2, l'Autorità, nel documento 318/2019/R/EEL e nel documento 337/2019/R/EEL, ha espresso l'orientamento di voler tenere conto delle disposizioni introdotte dal nuovo principio contabile internazionale IFRS16, in merito al trattamento contabile dei contratti di *leasing* operativo in vigore dall'1 gennaio 2019, che prevede l'iscrizione, tra le immobilizzazioni, del diritto d'uso del bene oggetto del contratto di *leasing*, equiparando di fatto il trattamento contabile del *leasing* operativo a quello finanziario.
- 6.2 Più nel dettaglio l'Autorità ha proposto che, sia nel settore della trasmissione che della distribuzione, a partire dalle tariffe relative all'anno 2020, e pertanto con riferimento ai contratti di *leasing* posti in essere a partire dall'anno 2019, il valore del diritto d'uso del bene sia riconosciuto nell'ambito del capitale investito. La proposta in consultazione, di fatto, ricalca, le modalità di riconoscimento degli oneri relativi ai canoni di *leasing* operativo applicate di recente nei settori del trasporto e dello stoccaggio gas⁵.
- 6.3 Nell'ambito della consultazione, il gestore del sistema di trasmissione non ha sollevato criticità circa le ipotesi prospettate.

⁵ Deliberazioni 114/2019/R/gas e 419/2019/R/gas con cui l'Autorità ha approvato i Testi integrati, rispettivamente, del trasporto e della misura gas per il periodo 2020-2023, e dello stoccaggio gas per il periodo 2020-2025. In tali settori tale modalità di riconoscimento è stata applicata alle sole imprese che adottano i principi contabili internazionali.

- 6.4 Nell'ambito del servizio di distribuzione, invece, alcuni *stakeholder* hanno sollevato preoccupazioni riguardo all'ipotesi consultata dal momento che non tutte le imprese distributrici adottano i principi contabili internazionali. A tal proposito va ricordato che nel servizio di distribuzione il riconoscimento dei costi operativi è basato su dati medi di settore. In tale contesto, le imprese che non adottano i principi contabili internazionali temono un mancato riconoscimento di tale posta e una disparità di trattamento tra imprese distributrici, dal momento che, nel caso di attuazione della proposta presentata, gli oneri relativi ai canoni di *leasing* operativo non concorrerebbero più a formare la base dei costi operativi riconosciuti (con una conseguente riduzione dei costi operativi riconosciuti a tutte le imprese), ma solo le imprese che adottano i principi contabili internazionali potrebbero capitalizzare il diritto d'uso del bene e conseguentemente veder riconosciuti i medesimi oneri come capitale investito.
- 6.5 Alla luce delle osservazioni ricevute, l'Autorità è orientata a proporre criteri di trattamento degli oneri derivanti dai canoni di *leasing* operativo differenti tra i servizi di trasmissione da un lato, e distribuzione e misura, dall'altro.
- 6.6 In particolare, con riferimento al servizio di trasmissione l'Autorità è orientata a confermare quanto già proposto con il documento 337/2019/R/EEL.
- 6.7 Per quanto riguarda le attività di distribuzione e di misura, invece, l'Autorità è orientata ad adottare anche nel NPR2 una logica di sostanziale continuità con i criteri utilizzati in passato. L'anno di riferimento per il dimensionamento dei costi operativi riconosciuti (2018) non risulta ancora impattato dall'applicazione del principio contabile IFRS16, che trova prima applicazione dall'anno 2019. Al fine di garantire una sostanziale omogeneità di trattamento delle imprese distributrici, l'Autorità è orientata a dimensionare la quota di canoni di *leasing* da riconoscere nel corso del NPR2, in maniera omogenea per tutte le imprese distributrici, facendo riferimento all'ammontare di oneri di *leasing* come indicati nei conti annuali separati relativi all'anno 2018 e richiedendo alle imprese che adottano i principi contabili internazionali di non dichiarare i canoni di *leasing* operativo posti in essere a partire dal 2019 nell'ambito del capitale investito, a soli fini tariffari, ancorché capitalizzati nel bilancio delle società.

Spunti per la consultazione

S3. *Osservazioni in merito al trattamento dei canoni di leasing operativo.*

7. Meccanismi di ripartizione dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura elettrica per finalità ulteriori al servizio elettrico

- 7.1 Come riportato nel documento 318/2019/R/EEL e nel documento 337/2019/R/EEL, l'Autorità, ai fini della determinazione dei livelli iniziali dei costi operativi riconosciuti, ha prospettato di tener conto dei ricavi conseguiti dagli operatori di rete per l'utilizzo delle proprie infrastrutture per finalità diverse da quelle oggetto di riconoscimento tariffario, in primo luogo derivanti da attività di "co-locazione" della fibra ottica su

infrastrutture di rete (purché non interferenti con l'erogazione del servizio principale, ossia il trasporto di energia elettrica).

- 7.2 Finora i meccanismi di *sharing* dei ricavi netti relativi ai servizi di telecomunicazione sono stati applicati limitatamente all'attività di trasmissione, all'inizio del corrente periodo di regolazione, con una simmetrica ripartizione tra gestore del sistema di trasmissione e clienti finali.
- 7.3 Con riferimento al servizio di trasmissione, nel documento 337/2019/R/EEL, l'Autorità ha prospettato l'eventualità di applicare il meccanismo di *sharing* con frequenza maggiore - al limite anche con cadenza annuale, in occasione degli aggiornamenti tariffari - riservandosi la valutazione dei criteri più idonei da adottare in esito alla raccolta di apposite informazioni sull'andamento storico di tali ricavi. In merito, gli *stakeholder* che hanno partecipato alla consultazione non hanno espresso contrarietà.
- 7.4 L'analisi dei dati presentati dal gestore del sistema di trasmissione con riferimento al NPR1 ha evidenziato un andamento crescente dei ricavi netti derivanti da servizi prestati agli operatori dei servizi di comunicazione elettronica e per altri servizi. In assenza di segnali in merito alla possibile "saturazione" di tale servizio, ed in considerazione del valore assunto dai relativi ricavi netti, l'Autorità ritiene opportuno procedere ad applicare il meccanismo di *sharing* di detti ricavi, simmetricamente tra clienti finali e impresa, con cadenza annuale, al fine di trasferire tempestivamente ai clienti finali i benefici collegati alle "economie di scopo" conseguite dal sistema, per effetto dell'utilizzo congiunto di infrastrutture funzionali all'offerta di servizi in settori differenti, preservando al contempo l'incentivo del gestore del sistema di trasmissione a svolgere tali attività, potendone trattenere, seppur parzialmente, il relativo beneficio.
- 7.5 A tale fine, in occasione della determinazione delle tariffe di trasmissione, l'Autorità è orientata ad aggiornare i costi operativi riconosciuti, oltre che per l'effetto del *price cap*, anche tenendo conto della variazione annuale di tali ricavi netti, ai fini della correzione della quota di *sharing* implicitamente considerata nelle tariffe dell'anno precedente.
- 7.6 Con riferimento al servizio di distribuzione, nel documento 318/2019/R/EEL, l'Autorità ha espresso la propria intenzione di effettuare un'analisi dell'andamento storico dei ricavi in oggetto, al fine di valutare quali possano essere i criteri più idonei per l'applicazione dello *sharing* nell'ambito dei costi operativi riconosciuti alle imprese distributrici, valutando in caso di disomogeneità, l'applicazione del meccanismo di *sharing* in maniera differenziata tra operatori di rete anche attraverso meccanismi di tipo perequativo.
- 7.7 In proposito, le osservazioni pervenute dagli *stakeholder* evidenziano la necessità di procedere ad ulteriori approfondimenti in relazione alle modalità di applicazione dello *sharing*, pur condividendo la *ratio* dell'intervento e l'opportunità di procedere a monitorare annualmente l'andamento di tali ricavi.
- 7.8 Alla luce delle osservazioni pervenute e delle analisi preliminari condotte, l'Autorità intende confermare l'attivazione del monitoraggio annuale dei ricavi netti derivanti da servizi agli operatori dei servizi di comunicazione elettronica e per altri servizi, da applicarsi alle imprese che servono almeno 25.000 punti di prelievo, e procedere ad aggiustamenti dei costi operativi riconosciuti, con cadenza annuale, nei confronti di

ciascuna impresa in relazione alla quale l'ammontare di tali ricavi netti, rilevato nell'anno 2018, rappresenti non meno dello 0,5% del ricavo ammesso totale a copertura dei costi del servizio di distribuzione. L'Autorità conferma inoltre il proprio orientamento ad applicare tali correzioni in sede di perequazione.

- 7.9 In relazione all'eventuale applicazione di meccanismi di *sharing* da applicarsi in presenza di costi di investimento comuni o "multiservizio", l'Autorità intende confermare il proprio orientamento espresso nel documento 318/2019/R/EEL e nel documento 337/2019/R/EEL verso l'adozione di un'impostazione contabile "dedicata" relativamente alle tematiche di utilizzo congiunto delle infrastrutture elettriche per finalità ulteriori rispetto a quelle oggetto di riconoscimento tariffario, eventualmente intervenendo sul TIUC, tramite l'attivazione di appositi comparti nell'ambito delle attività di trasmissione e distribuzione, ovvero tramite la definizione di specifici *driver*. A tale scopo saranno condotte apposite analisi nel corso del NPR2.

Spunti per la consultazione

- S4.** *Osservazioni in merito alle modalità di ripartizione dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo delle infrastrutture elettriche per finalità ulteriori.*

8. Riconoscimento costi connessi a profili euro-unitari

- 8.1 Nel documento 337/2019/R/EEL, l'Autorità ha proposto di razionalizzare le modalità di riconoscimento dei costi relativi alle attività legate all'integrazione dei mercati elettrici a livello europeo e l'implementazione dei Codici di rete europei, ivi inclusa la partecipazione a ENTSO-E (di seguito: attività legate ai profili euro-unitari), nonché di altri costi a questi assimilabili, ad oggi oggetto di separati riconoscimenti, valutando la possibilità di applicare anche a tali costi il meccanismo del *price cap*.
- 8.2 In particolare, l'Autorità ha prospettato di suddividere tali costi a seconda della natura "comprimibile" (costi per i quali si ritiene possibile per le imprese effettuare efficienze) o "incomprimibile" (ossia costi posti al di fuori del controllo del gestore del sistema di trasmissione) dei medesimi costi.
- 8.3 In relazione a quanto prospettato dall'Autorità, il gestore del sistema di trasmissione non ritiene opportuna la modifica dei criteri di riconoscimento di tali costi rispetto al NPR1, dal momento che tali attività derivano da mutate condizioni di assetto del settore e del mercato elettrico che richiedono un intervento costante e tempestivo da parte del gestore medesimo.
- 8.4 In merito, l'Autorità pur ritenendo essenziale la partecipazione del gestore del sistema di trasmissione ad attività internazionali ritiene opportuno mantenere adeguati segnali tariffari di incentivo all'efficientamento dei costi del servizio.
- 8.5 In tal senso, meccanismi di riconoscimento di costi a pie' di lista non appaiono rispondere alle finalità proprie di una regolazione incentivante; in merito, pertanto,

l'Autorità intende dare corso a quanto prospettato nel documento 337/2019/R/EEL, considerando nell'ambito del perimetro di applicazione del *price cap* i costi di natura comprimibile (essenzialmente, ma non esclusivamente, relativi a costi per il personale) e riconoscere al di fuori di tali meccanismi (sulla base dei dati contabili del gestore del sistema di trasmissione) esclusivamente i costi di natura non comprimibile (a titolo esemplificativo e non esaustivo, le *fee* corrisposte per la partecipazione a associazioni/progetti transnazionali).

- 8.6 Le modalità di trattamento dei costi relativi ai profili euro-unitari proposte dall'Autorità non hanno impatto sui livelli iniziali del costo operativo riconosciuto al gestore del sistema di trasmissione, ma ampliano la base di costo sottoposta ad obiettivi di efficientamento.
- 8.7 L'Autorità si riserva di valutare altresì la necessità di correggere i costi operativi riconosciuti in corso di periodo per tenere conto di modifiche dei costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali o da mutamenti del quadro normativo, attraverso l'attivazione del c.d. *Y-factor*, qualora nel corso del NPR2, emergesse un ulteriore significativo ampliamento delle attività legate ai profili euro-unitari riconducibile all'attivazione di nuovi progetti/associazioni ovvero in caso di accertamento, in sede di aggiornamento tariffario, di significative variazioni in aumento dei costi in relazione al perimetro di attività attualmente svolte.

Spunti per la consultazione

- S5.** *Osservazioni in merito al riconoscimento dei costi relativi ad attività legate ai profili euro-unitari.*

9. Trasferimento dei pagamenti collegati al meccanismo di *Inter TSO compensation* nelle tariffe per il servizio di trasmissione

- 9.1 Il Regolamento (UE) 2019/943, all'articolo 18, comma 18(4), prevede che nella fissazione dei corrispettivi di accesso alla rete si tenga conto di versamenti e introiti derivanti dal meccanismo di compensazione tra gestori dei sistemi di trasmissione (c.d. *Inter-TSO compensation*).
- 9.2 Il meccanismo di *Inter-TSO compensation* (ITC) è istituito da quasi due decenni⁶, nei primi anni 2000 con il termine *Cross Border Trade Mechanism* (CBT), per compensare i gestori dei sistemi di trasmissione per i costi sostenuti per effetto del vettoriamento sulle loro reti di flussi transfrontalieri di energia elettrica.
- 9.3 Terna (e quindi l'Italia) è storicamente pagatore netto in tale meccanismo, visto il suo ruolo di "utilizzatore" delle reti di altri paesi per i flussi di energia legati alle

⁶ A partire dall'1 gennaio 2020, ai sensi dell'articolo 49 del Regolamento (UE) 2019/943.

importazioni. Negli ultimi anni, il pagamento netto di Terna si è ridotto a circa 25 milioni di euro all'anno (vd. tabella seguente)⁷.

Anno di riferimento	Pagamento Netto di Terna per ITC (migliaia di Euro / anno)
2016	25.559
2017	24.901
2018	25.849

- 9.4 Attualmente, la copertura dei corrispettivi pagati da Terna per il meccanismo di *Inter-TSO compensation* è posta a carico del corrispettivo unitario per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento di cui al comma 44.3 dell'Allegato A alla deliberazione 9 giugno 2006, n. 111/2006 e s.m.i.
- 9.5 L'Autorità, ai fini di allineare la regolazione alle richiamate previsioni del Regolamento (UE) 2019/943, comma 18(4), intende provvedere alla copertura dei costi determinati dai pagamenti relativi al meccanismo ITC (sempre trattati come costi di natura non comprimibile) tramite l'adeguamento delle tariffe di trasmissione e non più nell'ambito dei corrispettivi di dispacciamento, con effetti a partire dall'1 gennaio 2020.

10. Riconoscimento costi per eventi meteorologici eccezionali

- 10.1 Dall'analisi dei dati forniti dalle imprese distributrici ai fini del calcolo dei costi operativi riconosciuti, è emerso, nel triennio 2016-2018 preso in esame, un andamento significativamente discontinuo dei costi sostenuti per far fronte ad eventi meteorologici eccezionali. In particolare, il valore relativo all'anno 2018 - anno in cui si è registrata la tempesta Vaja di straordinaria portata - risulta significativamente più elevato rispetto agli anni precedenti. Tale andamento dei costi appare collegabile anche all'entrata in vigore della deliberazione 13 marzo 2017, 127/2017/R/EEL in materia di indennizzi ai clienti finali per interruzioni di lunga durata.
- 10.2 L'andamento discontinuo e difficilmente prevedibile di tali costi richiede un intervento nel momento in cui questi concorrono a definire il costo operativo riconosciuto, che funge da base pluriennale per il riconoscimento dei costi operativi nel NPR2.
- 10.3 Al fine di normalizzare tale tipologia di costi, l'orientamento dell'Autorità è quello di quantificare i costi operativi effettivi nell'anno base includendo la media di tali costi rilevata nel triennio 2016-2018, in luogo del valore puntuale del 2018, ritenendo tale valor medio rappresentativo di un'annualità che ha conosciuto eventi meteorologici

⁷ Ulteriori informazioni, inclusa la disaggregazione tra quota a copertura delle perdite e quota a copertura degli investimenti infrastrutturali, sono disponibili ogni anno in un rapporto di monitoraggio predisposto da ACER. Il rapporto annuale ACER viene pubblicato alla fine dell'anno successivo a quello di riferimento per poter completare e verificare ex-post i necessari calcoli. L'ultimo rapporto ACER, relativo al 2017, è disponibile a: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ITC%20Monitoring%20Report%202018.pdf

“standard”. Tale intervento si ritiene consenta una valutazione coerente del livello di efficienza conseguito nel NPR1 tenendo conto che il costo operativo riconosciuto per l’anno 2018 risente dell’inclusione, nel precedente anno base (2014), di tale tipologia di costi.

- 10.4 Applicando tale criterio, l’Autorità è orientata a prevedere ulteriori interventi regolatori solo nel caso di eventi meteorologici di eccezionale portata, la cui gestione da parte di alcune imprese distributrici - in particolare quelle di minore dimensione - ne potrebbe compromettere l’equilibrio economico finanziario. In merito è già stato avviato un procedimento con deliberazione 24 giugno 2019, 243/2019/R/EEL per la definizione di appositi criteri per la copertura dei costi sostenuti nel caso di interruzioni di servizio per eventi meteorologici eccezionali. L’Autorità è orientata a prorogare fino al 31 marzo 2020 tale procedimento in modo da poter completare, anche con apposito documento per la consultazione, la disamina dei temi oggetto del procedimento medesimo che non sono oggetto del presente documento.
- 10.5 L’Autorità è orientata a prevedere che le imprese abbiano accesso ad ulteriori interventi regolatori come richiamato al precedente punto 10.4, limitatamente ai casi in cui diano evidenza che gli oneri derivanti dagli interventi posti in essere a seguito di eventi meteorologici eccezionali siano tali da pregiudicare l’equilibrio economico finanziario delle imprese medesime e in ogni caso qualora tali oneri rappresentino una percentuale non inferiore al 15% del ricavo ammesso relativo al servizio di distribuzione dell’impresa.

Spunti per la consultazione

S6. Osservazioni in merito al trattamento dei costi per eventi meteorologici eccezionali.

11. Effetti del riconoscimento della perequazione specifica aziendale sul livello dei costi operativi riconosciuti

- 11.1 Nel documento 318/2019/R/EEL l’Autorità ha ipotizzato di rivedere i meccanismi di inclusione degli effetti della perequazione specifica aziendale (PSA) nelle tariffe di riferimento al fine di garantire la coerenza di detti meccanismi con il corretto dimensionamento dei costi riconosciuti alle imprese, ivi inclusi i costi operativi, rimandando a successiva consultazione l’approfondimento delle modalità di trattamento.
- 11.2 Nell’anno 2012, è stato modificato il sistema tariffario prevedendo un riconoscimento dei costi operativi medi di settore e un riconoscimento dei costi di capitale individuale per impresa. Con l’introduzione di tale schema tariffario, è emersa la necessità, per le imprese cui spettava la PSA, di allocare l’integrazione dei ricavi derivanti dalla PSA medesima, attribuendone una quota parte ai costi operativi riconosciuti e una quota parte ai costi di capitale riconosciuti mantenendo il livello complessivo di integrazione tariffaria.

- 11.3 La modulazione così operata sullo *stock* di capitale “storico” dell’impresa esaurisce nel tempo i suoi effetti in conseguenza del processo di degrado del capitale e viene gradualmente sostituita dai nuovi investimenti dichiarati da ciascuna impresa, che riflettono la situazione specifica in cui ciascuna impresa opera.
- 11.4 Gli effetti sono diversi sulla parte di PSA allocata ai costi operativi, riconosciuti a livello medio di settore e attribuiti alle singole imprese. Sotto tale profilo, da una parte è ragionevole ipotizzare che, salvo nuove istruttorie, i fattori esogeni che hanno determinato la necessità di un’integrazione tariffaria continuino a sussistere e che, pertanto, risulta necessario che le modulazioni positive dei costi operativi continuino a produrre effetti nelle determinazioni tariffarie. D’altra parte, qualora al fine di garantire il riconoscimento dell’integrazione tariffaria stabilita tramite istruttoria, l’attribuzione della PSA per quote parti abbia comportato una modulazione positiva dei costi di capitale (che va ad esaurirsi progressivamente) ed una modulazione negativa dei costi operativi (che continua a produrre effetti), sembrano emergere nel tempo esiti non del tutto coerenti.
- 11.5 A tal proposito l’Autorità è orientata a prevedere a fine periodo regolatorio (2023) e in tempo utile per l’avvio del periodo successivo, una revisione complessiva del tema della PSA, anche valutando, previa consultazione, la necessità di effettuare nuove istruttorie per accertare il permanere delle condizioni esogene che giustificano integrazioni ai costi riconosciuti ovvero un ripensamento complessivo del meccanismo. Nelle more di tale revisione generale, l’Autorità è orientata a proporre per il NPR2 la rimozione della modulazione dei costi operativi riconosciuti nei casi in cui sia negativa, al fine di evitare effetti diventati non del tutto coerenti con la logica di integrazione tariffaria sottesa al meccanismo della PSA.

Spunti per la consultazione

S7. Osservazioni in merito all’implementazione di meccanismi correttivi del meccanismo della perequazione specifica aziendale

12. Perimetrazione servizio di misura e servizio di trasmissione in esito alle modifiche responsabilità TIME

- 12.1 Come riportato al capitolo 4 e al capitolo 7 del documento 337/2019/R/EEL (ai quali si rimanda per maggiori dettagli), a seguito del trasferimento della responsabilità di talune attività previste dal servizio di misura, a valere dall’1 gennaio 2017, dalle imprese di distribuzione di energia elettrica al gestore del sistema di trasmissione⁸, l’Autorità ha proposto, ai fini della copertura dei costi sostenuti dal gestore del sistema di trasmissione, che:

⁸ Il TIME in vigore dal 2017 assegna a Terna nuove responsabilità relative sia all’installazione di apparecchiature di misura, sia in relazione alle attività di raccolta e validazione dei dati di misura.

- a) i costi (operativi e di capitale) sostenuti per le attività di misura “tradizionalmente” svolte dal gestore del sistema di trasmissione e funzionali all’erogazione del servizio medesimo, continuino ad essere computate nell’ambito dei costi riconosciuti per il servizio di trasmissione dell’energia elettrica;
 - b) i costi (operativi e di capitale) sostenuti in relazione alle nuove responsabilità attribuite a partire dall’anno 2017 siano computati nell’ambito del perimetro del servizio di misura dell’energia elettrica, in maniera da non alterare la struttura tariffaria dei corrispettivi di misura vigente e, conseguentemente, il segnale di prezzo ai clienti finali.
- 12.2 Nel medesimo documento 337/2019/R/EEL, l’Autorità ha proposto di prevedere l’implementazione di meccanismi perequativi per il trasferimento della quota parte dei corrispettivi tariffari a copertura dei costi di misura incassati dalle imprese distributrici ma sostenuti dal gestore del sistema di trasmissione, eventualmente anche nell’ambito dei consueti processi di fatturazione delle componenti relative al servizio di trasmissione (CTR/TRAS).
- 12.3 Le analisi finora effettuate sull’andamento dei costi di misura nel corso degli ultimi anni, condotte dagli uffici sui conti annuali separati predisposti dai gestori di rete ai sensi del TIUC, hanno evidenziato:
- a) da un lato, una contenuta variazione nei costi operativi rilevati dalle imprese di distribuzione, rispetto al valore assunto come riferimento per la determinazione dei livelli iniziali dei costi di misura riconosciuti per il NPR1 (riferito all’anno 2014);
 - b) dall’altro, scarsa materialità dei costi operativi sostenuti dal gestore del sistema di trasmissione nell’anno 2018 in relazione alle nuove responsabilità relative alle attività di misura.
- 12.4 Gli operatori di rete hanno spiegato la sostanziale invarianza dei costi operativi sostenuti a seguito del cambio di responsabilità previsto dal TIME evidenziando come gran parte dei costi operativi legati alla rilevazione e alla gestione dei dati di misura abbia natura fissa e non strettamente commisurata al numero di punti di misura gestiti.
- 12.5 D’altro canto, i costi di capitale associati all’installazione di nuovi punti di misura da parte del gestore del sistema di trasmissione risultano al momento scarsamente materiali ma è prevedibile che si incrementino in maniera graduale in quanto il gestore è tenuto a installare nuovi misuratori quando i misuratori esistenti, già installati dalle imprese distributrici precedentemente al cambio di responsabilità imposto dal TIME, arriveranno a fine vita utile regolatoria.
- 12.6 Sulla base delle evidenze disponibili, l’Autorità, per il momento, è orientata a riconoscere nel perimetro della tariffa di trasmissione, i costi sostenuti dal gestore del sistema di trasmissione a seguito del cambio di responsabilità previsto dal TIME.
- 12.7 L’Autorità ritiene peraltro opportuno continuare a monitorare l’andamento dei costi di capitale in questione e si riserva, a fronte dell’emergere di una significatività di tali costi, di modificarne i criteri di riconoscimento, trasferendoli nel perimetro delle tariffe

relative al servizio di misura ed attivando contestualmente gli opportuni meccanismi perequativi.

Spunti per la consultazione

S8. *Osservazioni in merito agli orientamenti espressi con riferimento al trattamento e riconoscimento dei costi di misura connessi alle attività trasferite nella responsabilità di Terna dall'1 gennaio 2017*

13. Costi operativi relativi al servizio di misura

- 13.1 Nell'ambito del servizio di misura è in corso un progressivo radicale mutamento dovuto all'avvio dell'installazione di sistemi *smart metering* 2G (di seguito: sistemi 2G). L'attuale quadro regolatorio disciplinato dalla deliberazione 11 novembre 2016, 646/2016/R/EEL, successivamente aggiornata con la deliberazione 306/2019/R/EEL, prevede uno specifico meccanismo di riconoscimento dei costi di capitale di tipo *forward looking incentive-based*, ma non prevede specifici riconoscimenti dei costi operativi legati all'avvio dei piani di installazione dei sistemi 2G.
- 13.2 Attualmente, e-distribuzione S.p.A. risulta essere l'unica impresa distributrice impegnata nel piano di installazione dei sistemi 2G avviato nell'anno 2017, mentre altre imprese (Unareti, Areti e Edyna) hanno presentato istanza per l'avvio del proprio piano a partire dall'anno 2020. Le restanti imprese distributrici al momento continuano a gestire sistemi *smart metering* 1G.
- 13.3 In linea generale, l'Autorità conferma, in analogia a quanto effettuato nel passato, l'orientamento a dimensionare i costi riconosciuti per l'attività di misura, mantenendo logiche medie di settore, tenendo anche conto che l'attuale regolazione non prevede riconoscimento di costi (limitatamente ai costi operativi) derivanti da mancato raggiungimento di economie di scala.
- 13.4 La differente tempistica di avvio dei piani di installazione dei sistemi 2G determina, tuttavia, la presenza di disomogeneità nei costi di misura rilevati delle imprese già nei conti annuali separati relativi all'anno base 2018. Conseguentemente, ai fini del dimensionamento dei costi operativi riconosciuti per il NPR2, per il servizio di misura, sono necessarie apposite analisi ed approfondimenti riguardo alla struttura dei costi, analisi attualmente in corso in particolare in relazione a e-distribuzione che ha avviato il piano di installazione 2G già nel 2017, in modo da assicurare che il costo operativo riconosciuto sia coerente con il livello di servizio e l'evoluzione del servizio fornito.
- 13.5 Con riferimento ai costi operativi legati all'avvio dei piani 2G, l'Autorità intende in particolare approfondire i costi conseguenti al significativo aumento dei volumi di dati da trattare, nonché alla maggiore tempestività richiesta per la messa a disposizione dei dati di misura con possibili impatti sui sistemi informatici e per il personale.

Spunti per la consultazione

S9. *Osservazioni relative alla perimetrazione dei costi operativi riconosciuti per il servizio di misura*

PARTE III - ALTRI ELEMENTI DI REGOLAZIONE

Sezione I Servizio di trasmissione

14. Premessa

- 14.1 Nella presente Sezione sono trattati sia elementi di regolazione tariffaria (principalmente afferenti alla deliberazione 654/2015/R/EEL e al relativo Allegato A) sia elementi di regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell'energia elettrica (deliberazione 23 dicembre 2015, 653/2015/R/EEL e relativo Allegato A (di seguito: TIQ.TRA), in particolare Titolo 8, articoli da 39 a 46).
- 14.2 Il suddetto Titolo 8 del TIQ.TRA disciplina altri meccanismi di incentivazione degli *output* del servizio di trasmissione (ulteriori rispetto alla regolazione della qualità del servizio, già oggetto del recente documento 457/2019/R/EEL).
- 14.3 Per quanto riguarda le attuali disposizioni del Titolo 8 del TIQ.TRA, che in alcuni casi giungono a termine con la fine del quadriennio NPR1 (cioè il 31 dicembre 2019), l'Autorità è orientata a:
- terminare l'incentivazione a strumenti propedeutici alla regolazione *output-based* (articolo 39), in ragione della natura appunto propedeutica di tale meccanismo;
 - estendere al periodo 2020-2023 le verifiche sugli strumenti propedeutici alla regolazione *output-based* (articolo 40), limitatamente alle analisi ACB 2.0 sui singoli interventi del Piano di sviluppo e al rapporto di identificazione delle capacità obiettivo, adottando un approccio più snello (con una sola verifica indipendente per progetto e senza il minimo del 5% delle analisi costi benefici dei Piani di sviluppo);
 - terminare l'incentivazione sperimentale all'ottenimento di contributi per il finanziamento degli interventi (articolo 41), in ragione della sua inefficacia a stimolare azioni di Terna per l'ottenimento di contributi *Connecting Europe Facility* nel 2018 e nel 2019;
 - confermare le disposizioni relative al rapporto su qualità e altri *output* del servizio di trasmissione (articolo 42) e gli obblighi di comunicazione e pubblicazione in capo a Terna (articolo 43);
 - integrare l'incentivazione sperimentale a realizzazione di capacità aggiuntiva di trasporto fino a valori di capacità obiettivo (articoli 44 e 45) con un

meccanismo di promozione dell'efficienza dei costi di investimento, si veda il successivo capitolo dedicato a questo tema.

- 14.4 Infine, il Titolo 8 del TIQ.TRA indica la possibilità di meccanismi di incentivazione di ulteriori *output*, finalizzati a ulteriori aspetti anche ai sensi dell'articolo 37, paragrafo 8, della Direttiva 2009/72/CE. Alla luce delle nuove disposizioni del pacchetto *Clean Energy for All Europeans*⁹, l'Autorità intende raccogliere spunti per valutare eventuali azioni su ulteriori *output* del servizio di trasmissione.
- 14.5 Per quanto riguarda il TIT, e in particolare l'aspetto interdipendente con quello dei contributi trattato in precedenza¹⁰, l'Autorità è orientata a terminare anche gli effetti dei commi 11.10 e 17.7 riguardanti il trattamento di quote di ammortamento di eventuali contributi pubblici in conto capitale, anche in questo caso per ragioni di inefficacia delle disposizioni in questione.

Spunti per la consultazione

S10. *Osservazioni sugli orientamenti relativi alle disposizioni in materia di trattamento dei contributi, agli altri temi del Titolo 8 del TIQ.TRA e su ulteriori aspetti per cui sia utile considerare un'eventuale incentivazione, anche alla luce delle disposizioni del pacchetto Clean Energy for All Europeans.*

15. Riconoscimento tariffario delle immobilizzazioni in corso d'opera per il servizio di trasmissione

- 15.1 Nel documento 337/2019/R/EEL, l'Autorità ha proposto la modifica delle attuali modalità di trattamento tariffario delle immobilizzazioni in corso (LIC) con l'obiettivo di: (i) semplificarne i criteri di riconoscimento; (ii) limitare i rischi connessi a potenziali distorsioni nelle scelte di investimento di Terna (verso progetti a minor durata a scapito di iniziative con maggior valore per il sistema); (iii) mantenere adeguati segnali al contenimento dei LIC (al fine di non riprodurre le condizioni che hanno indotto l'Autorità a modificarne il trattamento in occasione del NPR1).

⁹ La nuova disposizione di cui all'articolo 18, comma 2, del Regolamento (UE) 2019/943 prevede che “*le metodologie relative alle tariffe (...) forniscono incentivi adeguati ai gestori dei sistemi di trasmissione e ai gestori dei sistemi di distribuzione, sia a breve che a lungo termine, al fine di migliorare l'efficienza, compresa l'efficienza energetica, promuovere l'integrazione del mercato e la sicurezza dell'approvvigionamento, sostenere investimenti efficienti, sostenere le attività di ricerca correlate e agevolare l'innovazione nell'interesse del consumatore in settori quali la digitalizzazione, i servizi di flessibilità e l'interconnessione*”. Inoltre alcune previgenti disposizioni (articolo 36 della Direttiva 2009/72/CE) sono sostanzialmente confermate nell'articolo 58 della Direttiva (UE) 2019/944 che indica, fra gli obiettivi generali delle autorità di regolazione, quello di “*assicurare che ai gestori dei sistemi e agli utenti del sistema siano offerti incentivi adeguati, sia a breve che a lungo termine, per migliorare l'efficienza, segnatamente l'efficienza energetica, delle prestazioni del sistema e promuovere l'integrazione del mercato*”.

¹⁰ Il comma 41.4 del TIQ.TRA dispone il divieto di cumulo tra gli effetti delle disposizioni dell'Articolo 41 del TIQ.TRA e gli effetti del comma 17.7 del TIT.

- 15.2 Più nel dettaglio, nel documento 337/2019/R/EEL, l’Autorità ha proposto, a partire dall’anno tariffario 2020:
- la conferma dell’esclusione dalla remunerazione tariffaria dei LIC realizzati fino al 31 dicembre 2015 e non ancora entrati in esercizio al 31 dicembre 2019;
 - la remunerazione dei LIC realizzati a partire dall’1 gennaio 2016 e non ancora entrati in esercizio al 31 dicembre 2019, applicando un tasso di remunerazione “ridotto” rispetto al *wacc*, e decrescente nel tempo;
 - di fissare la variabilità del tasso di remunerazione a partire da un valore massimo pari al 5,2% fino a un minimo ipotizzato pari al costo del debito considerato ai fini della determinazione del *wacc*, il cui valore, ai sensi della deliberazione 639/2018/R/COM, è stato fissato pari al 2,4% a valere per il triennio 2019-2021;
 - che la remunerazione si azzeri a partire dal quinto anno successivo all’anno di realizzazione; in tali casi è prevista la facoltà di capitalizzare i relativi interessi passivi in corso d’opera, riconosciuti in via parametrica.
- 15.3 Il gestore del sistema di trasmissione ha condiviso l’orientamento dell’Autorità di ripristinare la remunerazione sui LIC semplificando le procedure connesse a specifici meccanismi; il medesimo operatore ha osservato che tali misure non sono sufficienti a ripristinare una congrua remunerazione per tutti gli investimenti di trasmissione e ad eliminare l’asimmetria esistente con gli altri servizi regolati.
- 15.4 Un altro *stakeholder* concorda con l’obiettivo di fornire adeguati segnali al contenimento dei LIC riconosciuti, senza intaccare il bilanciamento tra un’adeguata copertura dei costi sostenuti per realizzare gli investimenti e l’incentivo alla tempestiva messa in servizio degli stessi.
- 15.5 Rispetto all’esigenza evidenziata dall’Autorità di mantenere un incentivo al contenimento del periodo di entrata in esercizio degli investimenti, il gestore del sistema di trasmissione ha evidenziato, inoltre, che un eventuale meccanismo incentivante in funzione dell’anzianità di spesa dovrebbe partire dal secondo anno di permanenza della spesa a LIC, essendo il primo anno l’anno di formazione del LIC (ossia investimenti dell’anno che non entrano in esercizio nell’anno stesso).
- 15.6 A tale fine, il gestore del sistema di trasmissione ha proposto che siano remunerate tramite le tariffe di trasmissione tutte le immobilizzazioni in corso ad un tasso di remunerazione decrescente così articolato:
- a) un *wacc* pieno, pari a 5,6%, per il primo anno di permanenza della spesa a LIC;
 - b) un *wacc* “ridotto” prospettato dall’Autorità (pari al 5,2%, come riportato al precedente paragrafo 13.2, lettera c)) applicato a partire dal secondo anno di permanenza della spesa a LIC;
 - c) un tasso pari al costo del debito riconosciuto nel *wacc* (2,4%) a partire dal quinto anno di permanenza a LIC della spesa e fino alla relativa entrata in esercizio, superando in tal modo, anche in una logica di semplificazione, l’attuale meccanismo di capitalizzazione degli interessi passivi in corso d’opera.

- 15.7 Il medesimo gestore del sistema di trasmissione ha altresì proposto che, in ogni caso, i LIC afferenti al servizio di dispacciamento ed al Piano di difesa, che per loro natura hanno tempistiche di entrata in esercizio più rapide e sono comunque di entità ridotta rispetto agli altri investimenti di trasmissione, trovino pieno riconoscimento tariffario ad un tasso di remunerazione pari al *wacc* base.
- 15.8 L’Autorità valuta le considerazioni e proposte sviluppate da Terna non completamente allineate agli obiettivi dell’intervento delineati nella precedente consultazione e sopra richiamati e, in particolare, all’obiettivo di fornire al gestore del sistema di trasmissione un forte segnale di contenimento del LIC e a favore dell’accelerazione della messa in esercizio dei propri investimenti. In tale prospettiva, l’orientamento finale dell’Autorità è di dare corso, in termini generali, a quanto prospettato nel documento 337/2019/R/EEL, valutando l’opportunità di rivedere parzialmente l’articolazione temporale dei tassi di remunerazione da applicare, secondo quanto dettagliato di seguito. In particolare, per ciascun anno di permanenza degli investimenti a LIC, l’Autorità, anche tenuto conto delle tempistiche relativamente brevi di entrata in esercizio degli investimenti relativi a dispacciamento e piano di difesa, intende contemperare gli obiettivi perseguiti incluse le esigenze di semplificazione nella gestione amministrativa del riconoscimento di tali partite di costo.
- 15.9 Più nel dettaglio, l’Autorità intende:
- a) confermare l’esclusione dalla remunerazione tariffaria dei LIC realizzati fino al 31 dicembre 2015 e non ancora entrati in esercizio al 31 dicembre 2019;
 - b) prevedere la remunerazione dei LIC realizzati a partire dall’1 gennaio 2016 e non ancora entrati in esercizio al 31 dicembre 2019, applicando tassi di remunerazione differenziati in funzione dell’anzianità dei suddetti LIC, secondo quanto riportato di seguito:
 - i. per i primi due anni di permanenza a LIC, che il tasso di remunerazione sia posto pari al valore del *wacc* “ridotto” (calcolato assumendo un rapporto tra capitale di terzi e capitale proprio pari a 4, il cui valore risulta pari al 5,2%);
 - ii. per i successivi due anni, che il tasso di remunerazione sia posto pari al valore del costo del debito implicitamente considerato nella determinazione del *wacc*, che assume valori pari al 2,4%;
 - iii. per gli anni successivi al quarto, che il tasso di remunerazione sia posto pari a zero, ferma restando la facoltà per il gestore del sistema di trasmissione di capitalizzare i relativi interessi passivi in corso d’opera, riconosciuti in via parametrica, in coerenza con quanto già oggi previsto dalla regolazione vigente.
- 15.10 Le ipotesi prospettate al precedente paragrafo 15.9, in un quadro di accresciuta coerenza con i quadri di regolazione in corso di revisione e recentemente rivisti nel settore del gas, ferme restando alcune specificità settoriali consentono di:
- a) non pregiudicare il segnale complessivo relativo all’accelerazione dell’entrata in esercizio degli investimenti, pur garantendo contestualmente, nel caso di investimenti che abbiano tempistiche ridotte di entrata in esercizio, una

- remunerazione sostanzialmente in linea con quella garantita dall'applicazione del *wacc* "base";
- b) semplificare gli attuali meccanismi di riconoscimento dei LIC per il servizio di trasmissione.

Spunti per la consultazione

S11. Ulteriori osservazioni in merito alle modalità di trattamento tariffario delle immobilizzazioni in corso d'opera per il servizio di trasmissione e dispacciamento.

16. Incentivazione all'efficienza dei costi di investimento nel servizio di trasmissione

- 16.1 Nel documento 337/2019/R/EEL, l'Autorità ha indicato l'intenzione di valutare l'opportunità di sviluppare ulteriori meccanismi sperimentali di promozione dell'efficienza dei costi di investimento, spostando l'attenzione dal costo stimato per una singola opera al costo stimato per la realizzazione di nuova capacità di trasporto.
- 16.2 Nel capitolo 11 del suddetto documento, l'Autorità ha presentato alcuni primi elementi del possibile meccanismo sperimentale, applicabile per il quadriennio 2020-2023¹¹, basandosi sui costi di riferimento individuati dal gestore del sistema di trasmissione per alcune sezioni del sistema elettrico nell'ambito del rapporto di identificazione delle capacità obiettivo predisposto nel 2018.
- 16.3 In particolare, il punto 11.8 del suddetto documento indica che il premio potrebbe essere individuato mediante un coefficiente moltiplicativo da applicarsi ai premi per la realizzazione di capacità obiettivo, attualmente disciplinati dal TIQ.TRA.
- 16.4 In risposta alla consultazione, il gestore del sistema di trasmissione ha condiviso gli orientamenti espressi dall'Autorità, proponendo l'utilizzo di stime di costo più aggiornate e l'estensione del perimetro degli interventi soggetti all'incentivazione. In particolare, il gestore del sistema di trasmissione ha ritenuto "*condivisibile l'orientamento dell'Autorità di spostare l'attenzione dal costo stimato per una singola opera al costo stimato per la realizzazione di nuova capacità di trasporto*".
- 16.5 Il gestore del sistema di trasmissione ha inoltre osservato che le stime di costo unitario riportate nel rapporto capacità obiettivo 2018 "*non costituiscono ad oggi i valori più aggiornati*" e in cui la maggior parte delle stime fa riferimento a interventi che non hanno ancora completato l'*iter* autorizzativo e sono quindi soggette a maggiore incertezza di costo per effetto di "*eventuali modifiche di progetto, anche sostanziali*". Il gestore del sistema di trasmissione ha perciò proposto di rimandare la definizione della curva del costo unitario di riferimento a valle della seconda edizione del rapporto di

¹¹ L'attuale meccanismo di promozione dell'efficienza dei costi di investimento, c.d. opere O-NPR1 e I-NPR1 (Articolo 21 del TIT) termina a fine 2019.

identificazione delle capacità obiettivo (il cui completamento è previsto entro settembre 2020).

- 16.6 Infine, il gestore del sistema di trasmissione “ritiene che la proposta di meccanismo di promozione all’efficienza dei costi di investimento possa essere estesa anche ad altri interventi soggetti ad incentivo, come ad esempio gli interventi finalizzati alla risoluzione delle congestioni all’interno delle zone” di cui alla deliberazione 20 dicembre 2018, 699/2018/R/EEL. Il gestore del sistema di trasmissione propone che, non essendo definibile un costo unitario di riferimento, l’efficienza sia valutata sulla base del costo stimato nelle istanze del gestore medesimo ai sensi della suddetta deliberazione.
- 16.7 Un altro soggetto ha condiviso la proposta dell’Autorità, “riservando tuttavia attenzione al principio di gradualità e salvaguardia dei livelli di investimento in sviluppo della RTN”.
- 16.8 L’Autorità intende confermare l’orientamento presentato, prevedendo di confermare:
- l’applicabilità al quadriennio 2020-2023;
 - lo spostamento di *focus* sul costo stimato per la realizzazione di nuova capacità di trasporto (e non per singole opere); tale conferma, supportata anche dal gestore del sistema di trasmissione, comporta di non estendere il meccanismo alle congestioni all’interno delle zone;
 - l’uso di riferimento ai costi unitari di riferimento del 2018, perché il loro utilizzo non esporrebbe il sistema elettrico a rischi di *bias* sulle nuove stime di costo del gestore del sistema di trasmissione per effetto dell’avvenuta introduzione del nuovo meccanismo incentivante.
- 16.9 Per quanto sopra descritto, i costi unitari di riferimento sarebbero quindi pari ai valori indicati nella seguente tabella, che sono ricavati da informazioni sui costi di riferimento disponibili nel rapporto 2018 di identificazione delle capacità obiettivo e, in particolare, dal relativo Allegato 3.

Confine o sezione e, quando rilevante, sottosezione	Costo unitario di riferimento “promozione efficienza” (MEuro/MW)
Confine Italia - Nazioni a nord, in importazione:	
• sottosezione Francia - Italia	0,65
• sottosezione Svizzera - Italia ¹²	0,55
• sottosezione Austria - Italia	0,54
Confine Italia - Nazioni a est, in importazione	

¹² Per tale sottosezione, non sono considerati gli impatti sulle stime di costo di riferimento legati a progetti proposti da promotori diversi dal gestore del sistema di trasmissione.

• sottosezione Slovenia - Italia	0,53
• sottosezione Montenegro - Italia	0,96
Sezione zona Centro Nord - zona Nord e vv.	0,39
Sezione zona Centro Sud - zona Centro Nord	0,98
Sezione zona Sud - zona Centro Sud	0,44
Sezione zona Centro Nord - zona Sardegna e vv.	1,69
Sezione zona Sardegna - zona Centro Sud e vv.	1,26

- 16.10 L'Autorità sta inoltre valutando l'eventuale opportunità di introdurre specifici limiti ai riconoscimenti di premialità per singola sezione/sottosezione.
- 16.11 In prima analisi, potrebbero trovare applicazione le considerazioni sul dimensionamento dei premi presentate nel capitolo 8 del recente documento 457/2019/R/EEL. Tali considerazioni porterebbero a limitare l'ammontare del premio riconoscibile per uno specifico intervento al valore del suo costo (di investimento).
- 16.12 D'altro canto, questo approccio, ove applicato *tout-court* a interventi a bassissima intensità di investimento, quali ad esempio le applicazioni finalizzate all'uso di limiti di corrente dinamici in funzioni delle condizioni al contorno (note come DTR *Dynamic Thermal Rating* o DLR *Dynamic Line Rating*)¹³ potrebbero rappresentare un ostacolo all'implementazione di soluzioni tecnologiche innovative. Considerazioni di questo tipo porterebbero a considerare l'opportunità di prevedere un tetto pari al valore massimo tra il costo di investimento e una soglia fissa, ad esempio 10 milioni di euro, per sezione o sottosezione di rete¹⁴.

Spunti per la consultazione

S12. Osservazioni riguardo agli orientamenti per il meccanismo sperimentale 2020-2023 di promozione dell'efficienza dei costi di investimento.

¹³ Alcuni elementi informativi sul costo delle applicazioni sperimentali DTR realizzate nell'ambito dei progetti pilota promossi dall'Autorità sono disponibili nell'Appendice E al documento per la consultazione 542/2017/R/EEL.

¹⁴ Per effetto delle modalità di disegno del meccanismo incentivante (che comportano che il beneficio sia almeno uguale al costo di riferimento), dei valori di capacità addizionale per sezione definiti dall'Autorità con deliberazione 698/2018/R/EEL (con valori minimi di circa 500 MW) e dei costi di riferimento proposti (almeno 400 milioni di Euro per 1000 MW di capacità), il beneficio attualizzato ottenibile con la realizzazione dell'intera capacità di trasporto addizionale su una singola sezione è pari almeno a 200 milioni di euro. Il dimensionamento proposto per la soglia di premialità (per ciascuna sezione) sarebbe quindi sempre largamente inferiore al 10% del beneficio per il sistema elettrico italiano derivante della nuova capacità di trasporto.

17. Promozione della completa unificazione della rete di trasmissione

- 17.1 Nel documento 337/2019/R/EEL, l’Autorità ha indicato primi orientamenti riguardo meccanismi volti a promuovere la completa unificazione della rete di trasmissione nazionale.
- 17.2 Tale proposta fa seguito a specifiche disposizioni del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93. Va inoltre premesso che in accordo all’articolo 9, comma 9(1), lettera a) della direttiva (CE) 72/2009 gli Stati membri dovevano provvedere affinché ciascuna impresa proprietaria di un sistema di trasmissione agisse in qualità di gestore del sistema di trasmissione. Il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, di trasposizione della suddetta direttiva, ha previsto che l’attività di trasmissione (e dispacciamento) di energia elettrica sia riservata allo Stato e svolta in regime di concessione da Terna, che opera come gestore del sistema di trasmissione ai sensi dell’articolo 1, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79. Di conseguenza, il decreto ha disposto che ci sia un solo proprietario di sistemi di trasmissione, ad esclusione dei soggetti esentati dagli obblighi del suddetto articolo 9¹⁵.
- 17.3 Come primo orientamento, l’Autorità ha indicato che il valore delle immobilizzazioni oggetto di acquisizione da parte di Terna potrebbe essere commisurato al valore del capitale netto implicitamente riconosciuto ai proprietari tramite il canone corrisposto annualmente da Terna, ipotizzando che la ripartizione delle quote attribuibili a costi di capitale e costi operativi sia analoga a quella del servizio di trasmissione nel suo complesso.
- 17.4 Inoltre, l’Autorità ha indicato di valutare la possibile adozione di due meccanismi:
- uno strumento di premialità *una tantum* che verrebbe corrisposto a Terna (ma che potrebbe fornire ulteriori spazi di trattativa sul valore di cessione anche a vantaggio del soggetto cedente la propria porzione di RTN);
 - una revisione delle remunerazioni delle reti di altri proprietari che tenga conto delle inefficienze sistemiche connesse alla proprietà separata.
- 17.5 In risposta alla consultazione, Terna ha indicato che *“è pienamente condivisibile l’interesse dell’Autorità nel promuovere la completa unificazione della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), al fine di rimuovere le inefficienze sistemiche legate all’attuale frazionamento della proprietà della RTN”*. Terna ha inoltre espresso la propria specifica condivisione su entrambi i meccanismi di incentivazione prospettati nel documento 337/2019/R/EEL.
- 17.6 In risposta alla consultazione, un soggetto co-titolare RTN ha indicato la propria condivisione, in generale, per le proposte. Il soggetto ha inoltre espresso *“forte contrarietà alla previsione di un meccanismo penalizzante in capo al proprietario del tratto di RTN qualora lo stesso non venga ceduto a Terna (...) in quanto (...) così facendo si contravverrebbe a quanto previsto e nelle convenzioni e negli accordi*

¹⁵ La disposizione dell’articolo 9 della Direttiva (CE) 72/2009 e l’analoga disposizione nell’articolo 43 della Direttiva (UE) 2019/944 possono essere oggetto di esenzione, ai sensi dell’articolo 17 del Regolamento (CE) 714/2009 (abrogato dal Regolamento (UE) 2019/943) e ai sensi dell’analogo Articolo 63 del Regolamento (UE) 2019/943.

stipulati con Terna a norma di legge, modificando ex tunc gli equilibri economico-finanziari sottostanti degli accordi stessi.”

- 17.7 In risposta alla consultazione, un altro soggetto co-titolare RTN ha contestato “*in radice la ratio dell’unificazione della RTN, dei meccanismi di promozione della stessa nonché delle potenziali inefficienze derivate dal mancato conseguimento*”. In particolare, il soggetto dissente sul merito delle inefficienze sistemiche (punti 12.6, 12.8 e nota piè pagina 16 del documento 337/2019/R/EEL), con numerose argomentazioni.
- 17.8 In risposta alla consultazione, un soggetto co-titolare di diritti di esenzione (“*merchant line*”) ha apprezzato la volontà dell’Autorità di affrontare il tema della promozione della completa unificazione della rete di trasmissione nazionale e in particolar modo il richiamo al caso delle *merchant line* che hanno ottenuto esenzione dalla disciplina di accesso ai terzi. Il soggetto osserva che “*tuttavia, per queste particolari fattispecie, il documento non propone delle misure finalizzate a promuovere il passaggio di proprietà al TSO nazionale*”. Il soggetto ritiene opportuno comporre i tasselli mancanti della disciplina *post* esenzione delle *merchant*, rifacendosi quanto più possibile a casi analoghi e promuovendo al contempo la unificazione della rete. Il soggetto indica che, “*con riferimento alla valorizzazione dell’asset merchant, parrebbe ragionevole ricalcare le logiche riscontrabili nella regolazione degli interconnector*”.
- 17.9 I profili di criticità sopra sinteticamente richiamati, tralasciando le considerazioni di contrarietà espresse al quadro normativo primario, ovviamente non disponibile all’Autorità, non appaiono tali da modificare gli orientamenti espressi nel documento 337/2019/R/EEL. In merito pare opportuno ricordare infatti che:
- le disposizioni vigenti pongono in capo all’Autorità la responsabilità di approvazione dei parametri sottesi al calcolo delle remunerazioni di proprietari diversi da Terna. È quindi potestà all’Autorità di modificare gli equilibri economici-finanziari, nell’interesse primario del sistema elettrico. Contratti stipulati tra le parti dovrebbero avere riflesso queste disposizioni;
 - la presenza di inefficienze sistemiche¹⁶ legate all’attuale frazionamento di proprietà pare confermata dalla risposta di Terna e, in ogni caso, l’eventuale complessità della loro determinazione non risulta una motivazione appropriata perché i costi legati a tali inefficienze possano essere ritenuti ammissibili da parte dell’Autorità.
- 17.10 In relazione ai commenti riguardanti il trattamento di “*merchant line*” a fine esenzione, quando non già definito dalle decisioni di esenzione, l’Autorità intende considerare la possibilità di estendere il meccanismo incentivante di premialità *una tantum*. In particolare, la premialità *una tantum* proposta nel documento 337/2019/R/EEL e le relative percentuali (6%; 4%;2%) potrebbero essere riferite al costo storico rivalutato degli *asset* oggetto di acquisizione.

¹⁶ Che, oltre a quanto già indicato nel documento 337/2019/R/EEL, potrebbe essere collegate alle risorse da dedicare ad attività di rendicontazione, trasmissione/raccolta dati, gestione delle partite economiche determinate dall’esistenza di proprietari diversi da Terna.

Spunti per la consultazione

- S13.** *Osservazioni in merito agli orientamenti finali in materia di promozione dell'unificazione della rete di trasmissione nazionale, incluso l'avvio del primo dei due meccanismi incentivanti (premierità una tantum) a partire dall'1 gennaio 2020.*
- S14.** *Osservazioni in merito alla modifica delle metriche del meccanismo di premierità una tantum e all'applicabilità di tale meccanismo alle merchant line a fine esenzione.*

Sezione 2 Altre tematiche in consultazione

18. Criteri di riconoscimento dei crediti inesigibili

- 18.1 Nell'ambito delle osservazioni alla consultazione 318/2019/R/EEL, il principale operatore di distribuzione ha evidenziato la necessità di effettuare valutazioni in merito al tema della morosità sui corrispettivi di rete a seguito di risoluzione di contratti di trasporto per inadempienze dei venditori.
- 18.2 Un intervento regolatorio sul tema del reintegro dei crediti inesigibili risulta coerente con i principi espressi nelle deliberazioni 4 giugno 2015, 268/2015/R/EEL e 11 dicembre 2015, 609/2015/R/EEL di approvazione e perfezionamento della regolazione inerente al Codice di rete tipo e nella deliberazione 654/2015/R/EEL di approvazione del testo integrato per il primo semi-periodo 2016-2019, che avevano espressamente previsto, al verificarsi di situazioni eccezionali, l'adozione di specifiche misure di copertura dei crediti non riscossi dei distributori.
- 18.3 Alla luce delle osservazioni pervenute, l'Autorità, in linea con decisioni già adottate, è orientata a proporre che il recupero degli oneri di rete sia operato tramite istanza individuale da parte delle imprese alla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (di seguito CSEA), con cadenza annuale, sul modello del riconoscimento dei crediti inesigibili legati al mancato incasso degli oneri generali di sistema previsto con deliberazione 14 febbraio 2018, 50/2018/R/EEL.
- 18.4 In coerenza con il principio sopra esposto che prevede un intervento regolatorio al verificarsi di situazioni eccezionali, l'Autorità è orientata a introdurre una soglia di crediti inesigibili superata la quale l'impresa interessata potrà presentare istanza per il reintegro. Ai fini della fissazione di tale soglia l'Autorità non ritiene adeguato basarsi sull'analisi dell'andamento storico dei crediti inesigibili gravanti sulle imprese distributrici, dal momento che l'assetto del mercato è radicalmente cambiato negli ultimi anni e, conseguentemente, l'esposizione al rischio di credito delle imprese. L'Autorità ritiene che una soglia pari allo 0,5%-1% dei ricavi ammessi annui dell'impresa rappresenti un equilibrio ragionevole al fine di fornire adeguati incentivi alle imprese al recupero dei crediti e al contempo garantire una copertura tale da non esporre le imprese medesime a rischi incoerenti con l'impianto regolatorio vigente per il servizio di distribuzione.

- 18.5 Inoltre, l’Autorità ritiene opportuno prevedere un reintegro non integrale di tali oneri al fine di incentivare maggiormente le imprese distributrici ad attivare le necessarie procedure di recupero dei crediti non riscossi. In tal senso l’Autorità è orientata a prevedere la reintegrazione di tali oneri con l’introduzione di una franchigia pari almeno al 10% dell’ammontare dei crediti eccedenti la soglia di cui al precedente punto 18.4.
- 18.6 L’Autorità ritiene che il recupero di tali oneri tramite CSEA garantirebbe inoltre omogeneità di trattamento rispetto al tema analogo legato agli oneri generali, consentirebbe un riconoscimento individuale per impresa e permetterebbe di gestire in maniera agevole il conguaglio delle partite erogate in caso di recupero da parte delle imprese di parte dei crediti.

Spunti per la consultazione

S15. *Osservazioni in merito ai criteri di recupero dei crediti inesigibili legati al mancato incasso da parte delle imprese distributrici dei corrispettivi di rete.*

19. Promozione delle aggregazioni tra le imprese distributrici

- 19.1 Con il documento 318/2019/R/EEL, l’Autorità ha proposto meccanismi mirati ad incentivare l’aggregazione tra operatori in una prospettiva di supporto a processi di efficientamento del settore.
- 19.2 A tal proposito l’Autorità è orientata a confermare l’intenzione di dare priorità a forme di aggregazione che comportino la riduzione strutturale del numero di concessionari esistenti, nonché proporzionate forme di disincentivo qualora le imprese beneficiarie di meccanismi di promozione delle aggregazioni siano oggetto di processi di disaggregazione dopo un breve lasso temporale.
- 19.3 Nel medesimo documento, l’Autorità ha espresso l’orientamento a valutare, oltre agli strumenti normalmente impiegati nelle aggregazioni, quali contratti di cessione di rami d’azienda od operazioni di fusione societaria, la possibilità di ricorrere a ulteriori strumenti che siano in grado di realizzare forme di aggregazione stabili. A tal proposito, l’Autorità ha manifestato un generale apprezzamento per lo strumento di cui all’articolo 3, comma 4-ter, del decreto legge del 10 febbraio 2009 n. 5, denominato “contratto di rete”, indicando alcuni elementi (cfr. par. 7.25 del documento 318/2019/R/EEL) necessari a rendere sufficientemente affidabile e solido il vincolo contrattuale in concreto delineato dalle parti. Valutate tali condizioni di stabilità. l’Autorità è orientata a riconoscere eventuali benefici derivanti da meccanismi di promozione delle aggregazioni.
- 19.4 Sotto il profilo tariffario, l’Autorità, nel sopracitato documento per la consultazione, ha confermato di ritenere che il criterio generale di valorizzazione degli *asset* da adottare anche nei processi di aggregazione tra le imprese sia quello della valutazione “*RAB based*”. In ragione di tale principio, nel caso di aggregazioni tra imprese in regime tariffario individuale (indicato come CASO A del paragrafo 7.11 del documento

318/2019/R/EEL) non sono ammesse deroghe a tale criterio. Tuttavia, per favorire i processi di aggregazione e per superare le criticità generate dal fatto che alcune imprese presentino RAB non rappresentative dell'effettiva consistenza delle reti, in alcuni casi di aggregazioni, ha proposto delle ipotesi alternative di valorizzazione riportate nei paragrafi 7.29 e seguenti del documento 318/2019/R/EEL a cui si rimanda per i dettagli.

- 19.5 Con riferimento alle osservazioni pervenute in merito alla proposta di considerare quale ulteriore strumento da utilizzare ai fini delle aggregazioni anche il “contratto di rete”, alcuni operatori hanno mostrato generale apprezzamento per la proposta. In particolare, tali operatori ritengono opportuno che i partecipanti al contratto di rete (c.d. retisti) si interfaccino tramite un organo amministrativo unico (la Rete) per i rapporti con gli *stakeholder* del sistema elettrico e per le garanzie degli obblighi derivanti dalla regolazione, continuando tuttavia a fornire le informazioni rilevanti ai fini tariffari (dati RAB e volumi di servizio erogati) e relative agli indicatori di qualità come soggetti separati. Inoltre, tali soggetti chiedono che la valorizzazione tariffaria della Rete derivi dalla somma del capitale investito implicitamente riconosciuto dalla tariffa parametrica di ciascun soggetto retista, escludendo il meccanismo di gradualità, e che siano riconosciuti costi emergenti legati a questa specifica forma contrattuale (costi di convergenza dei *software* di gestione delle informazioni commercialmente rilevanti, costi operativi per garantire l'esercizio indipendente dei poteri decisionali della Rete rispetto ai retisti) per un periodo di almeno 4 anni.
- 19.6 Con riferimento alle forme contrattuali ammissibili come forme di aggregazioni, uno *stakeholder* propone di considerare le “aggregazioni di secondo livello”, ossia l'acquisto centralizzato di beni e servizi a favore di più imprese distributrici di piccole e piccolissime dimensioni. Il ricorso a tale strumento permetterebbe infatti una gestione più efficiente e razionale delle risorse tramite economie di scala (impianto di telegestione e di teleconduzione centralizzato, impianto di telelettura centralizzato, *data center* centralizzato), garantendo ai clienti finali, soprattutto in zone marginali a bassa densità di utenza, di continuare a godere della presenza e vicinanza territoriale del proprio distributore locale.
- 19.7 Con riferimento alle proposte di riconoscimento tariffario formulate nel documento 318/2019/R/EEL, alcuni operatori hanno indicato la possibilità di prevedere un incentivo *una tantum* anche con riferimento al caso B al fine di rafforzare ulteriormente l'incentivo dell'impresa cedente. In particolare, un operatore propone che tale incentivo venga erogato direttamente da CSEA in favore dell'impresa cedente e dimensionato pari al 30-50% del capitale implicitamente riconosciuto in tariffa parametrica. Inoltre, il medesimo operatore propone un innalzamento a 100.000 (in luogo di 25.000) punti di prelievo serviti della soglia dimensionale delle imprese a cui applicare questa tipologia di incentivi. Alcuni *stakeholder*, inoltre, propongono che tale incentivo possa essere previsto anche nel caso di aggregazioni tra imprese di maggiori dimensioni (caso A).
- 19.8 Uno *stakeholder* condivide l'impostazione generale, ma ritiene che i meccanismi proposti non siano sufficientemente tutelanti per gli operatori di piccole dimensioni che hanno un limitato potere contrattuale nei confronti delle imprese di maggiori dimensioni e pertanto sottolinea la necessità di un ulteriore intervento regolatorio che copra oneri

generalmente in carico all'impresa cedente, quali minusvalenze per i beni oggetto di demolizione.

- 19.9 Inoltre, al fine di superare le criticità derivanti dalle “RAB depresse” che si riflettono anche all'interno della valorizzazione parametrica tramite l'indice di vetustà, uno *stakeholder* propone la possibilità di procedere, previa certificazione dei dati da parte di una società di revisione, ad integrare le dichiarazioni RAB inserendo investimenti che le imprese distributrici hanno effettivamente realizzato ancorché non registrati nella contabilità aziendale.
- 19.10 Con riferimento alle osservazioni ricevute in merito alle forme contrattuali riconoscibili come forme di aggregazioni stabili, l'Autorità è orientata a confermare l'interesse a valutare forme di aggregazione che mettano a fattor comune i servizi centralizzati di imprese di piccola dimensione, tuttavia è orientata anche a confermare la necessità che tali forme di aggregazione debbano avere specifiche caratteristiche che conferiscano stabilità e solidità al vincolo contrattuale (si veda il paragrafo 7.25 del documento 319/2018/R/EEL). Inoltre, anche in ottica di semplicità amministrativa, l'Autorità ritiene opportuno che il soggetto risultante dall'operazione di aggregazione si configuri a tutti gli effetti come unico soggetto nei confronti dell'Autorità (anche dal punto di vista delle raccolte dati, delle quantificazioni tariffarie e degli obblighi di qualità del servizio). In ogni caso, l'Autorità non è orientata a prevedere meccanismi tariffari specifici di incentivo ulteriori rispetto a quelli proposti, dal momento che non si ritiene che i clienti finali debbano sostenere un aggravio di costi in ragione della tipologia di aggregazione scelta dalle imprese, ma che piuttosto la regolazione debba fornire segnali coerenti tali da indurre le imprese ad adottare le soluzioni, anche organizzative, più coerenti ed efficienti.
- 19.11 Sempre in merito alle osservazioni ricevute, l'Autorità, come già espresso nelle precedenti consultazioni, ritiene fondamentale che i processi di valutazione delle infrastrutture risultanti dai processi di aggregazione debbano far riferimento, in linea generale, al valore delle immobilizzazioni nette calcolato a partire dai costi storici lordi stratificati degli *asset* delle singole imprese interessate dall'aggregazione, risultanti dalle informazioni rese disponibili ai fini tariffari e quindi strettamente collegati alle rilevazioni contabili effettuate dalle imprese. Tale principio garantisce che non si crei maggior valore della rete meramente imputabile a passaggi societari e che *asset* già parzialmente remunerati non vengano remunerati nuovamente a seguito di fusioni societarie assicurando stabilità tariffaria per i clienti finali. Il criterio alternativo della valorizzazione degli *asset* ai fini tariffari utilizzabile nei processi di aggregazione limitando il rischio di introdurre distorsioni, a parere dell'Autorità, è rinvenibile nel fare riferimento alla metodologia parametrica di riconoscimento dei costi che esprime il valore dell'impresa anche sulla base delle grandezze fisiche risultate econometricamente significative (quali l'energia distribuita, la densità di utenza, la tipologia di territorio servito).
- 19.12 Inoltre, con riferimento alla richiesta di alcuni *stakeholder* di innalzare la soglia dimensionale a 100.000 punti di prelievo per l'accesso alle agevolazioni previste per il CASO B (si veda il precedente paragrafo 19.7), l'Autorità ritiene che sia opportuno legare la tipologia di incentivo alle aggregazioni ai criteri tariffari applicati, e

conseguentemente alla soglia che li individua, soglia oltre la quale anche la l'adeguatezza della tariffa parametrica delineata per le imprese di minori dimensioni si indebolisce.

- 19.13 Con riferimento alle osservazioni secondo cui i criteri di incentivazione proposti non agiscono sulle aggregazioni tra imprese di maggiori dimensioni, l'Autorità ritiene che tali meccanismi debbano coinvolgere *in primis* le imprese di minori dimensioni dove le efficienze di scala recuperabili sono certamente superiori.
- 19.14 Con riferimento alle osservazioni circa il dimensionamento dell'incentivo *una tantum*, l'Autorità conferma l'orientamento esposto in consultazione, ritenendo tale incentivo ragionevolmente dimensionato per configurarsi come meccanismo di copertura di parte delle spese operative sostenute dalle imprese distributrici per la definizione e implementazione delle aggregazioni, senza comportare nel contempo un aggravio tariffario irragionevole.

20. Criteri di valorizzazione dei costi di capitale relativi ai misuratori per le imprese che non avviano sistemi di *smart metering* di seconda generazione

- 20.1 Nel corso del NPR1, ai fini della determinazione della remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti relativi ai punti di misura in bassa tensione per le imprese distributrici ammesse al regime tariffario individuale che non avviano sistemi di *smart metering* di seconda generazione, il comma 38.11 del TIME prevede che:
- a) con riferimento agli investimenti entrati in esercizio negli anni 2017, 2018 e 2019 per ciascuna impresa distributtrice il valore di investimento lordo massimo riconoscibile per misuratore 1G installato sia pari al 105% del corrispondente valore di investimento lordo per misuratore relativo a investimenti entrati in esercizio nel 2015;
 - b) nel caso di effettiva e comprovata indisponibilità di misuratori 1G, con riferimento agli investimenti entrati in esercizio negli anni 2018 e 2019, il valore di investimento lordo massimo riconoscibile per misuratore 2G installato sia pari alla somma di: (i) 125% della spesa unitaria media sostenuta dall'impresa distributtrice nel 2015 per l'approvvigionamento dei misuratori di prima installazione; (ii). 105% del valore di investimento lordo per misuratore al netto della spesa media per l'approvvigionamento dei misuratori installati sostenuta nel medesimo anno 2015.
- 20.2 Con riferimento alle imprese che non avviano il piano di installazione dei sistemi di *smart metering* di seconda generazione ai sensi della deliberazione 306/2019/R/EEL, in una logica di aggiornamento infra-periodo, l'Autorità è orientata a confermare tali criteri di valorizzazione degli investimenti in misuratori 1G e 2G anche nel corso del NPR2.
- 20.3 L'Autorità ritiene che la revisione dei criteri sopra illustrati possa avvenire in occasione della definizione dei criteri e delle tempistiche di avvio dei piani di installazione dei

sistemi di *smart metering* di seconda generazione per le imprese che servono meno di 100.000 punti di prelievo.

Spunti per la consultazione

S16. Osservazioni agli orientamenti in merito ai criteri di valorizzazione dei costi di capitale relativi ai misuratori per le imprese che non avviano sistemi di smart metering di seconda generazione.

21. Contributi fissi per le variazioni di potenza richieste dai clienti domestici

- 21.1 Per quanto riguarda le agevolazioni attualmente vigenti per le variazioni di potenza impegnata richieste dai clienti domestici, introdotte a partire dall'anno 2017 con deliberazione 22 dicembre 2016, 782/2016/R/EEL (di seguito: deliberazione 782/2016/R/EEL), la quasi totalità dei partecipanti alla consultazione si dichiara a favore di queste misure ma ritiene preferibile la proroga per ulteriori quattro anni, anziché la loro introduzione in modo strutturale tra le previsioni del TIC.
- 21.2 Tutte le imprese di distribuzione inoltre ribadiscono la necessità di attivare, a copertura dei mancati ricavi derivanti dalle suddette agevolazioni, i meccanismi perequativi inizialmente previsti con la delibera 782/2016/R/EEL.
- 21.3 Vengono inoltre avanzate proposte relative a possibili nuove modalità di comunicazione, ulteriori rispetto alle comunicazioni in bolletta, per rendere i consumatori finali più consapevoli (simulatori online, campagne istituzionali, ecc.).
- 21.4 Alla luce di quanto emerso nel corso della prima consultazione, l'Autorità è orientata a prorogare per ulteriori quattro anni, fino alla fine del 2023, tutte le agevolazioni già ora vigenti per le richieste di variazione di potenza impegnata, limitatamente ai clienti domestici.
- 21.5 Nel corso dell'anno 2020 verranno inoltre definite le modalità operative per poter attivare il meccanismo perequativo, già previsto dal punto 6 della deliberazione 782/2016/R/EEL al fine di compensare gli effetti derivanti dalla mancata applicazione dei contributi in quota fissa. Si ritiene peraltro che la misura perequativa debba riferirsi al periodo di vigenza delle agevolazioni nel corso dell'NPR1 (anni 2017- 2019); la determinazione dei costi operativi riconosciuti per il NPR2, facendo riferimento all'anno base 2018, include già nella sostanza gli effetti di tali agevolazioni.

Spunti per la consultazione

S17. *Eventuali proposte inerenti alle modalità operative con cui procedere alla raccolta dei dati storici necessari al calcolo degli effetti derivanti dalla mancata applicazione dei contributi in quota fissa.*

22. Corrispettivi per l'energia reattiva per clienti in alta e altissima tensione

- 22.1 Con i documenti per la consultazione 420/2016/R/EEL e 318/2019/R/EEL, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti iniziali in materia di aggiornamento della regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva nei punti di prelievo in alta e altissima tensione, con l'obiettivo di pervenire a corrispettivi unitari il più possibile aderenti ai costi che tali prelievi e immissioni inducono sul sistema elettrico.
- 22.2 Le ipotesi di determinazione di detti nuovi corrispettivi sono basate sui costi che il gestore del sistema di trasmissione sostiene per la gestione dell'energia reattiva e sui volumi complessivi di energia reattiva prelevata e immessa nella rete rilevante relativi ad un anno di riferimento.
- 22.3 Nell'Appendice B al presente documento sono illustrati gli orientamenti finali dell'Autorità in materia e viene proposto l'1 gennaio 2021 quale possibile data di decorrenza dei nuovi corrispettivi.
- 22.4 L'aggiornamento della regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva nei punti di prelievo in alta e altissima tensione completa il processo di riforma della regolazione tariffaria dell'energia reattiva, avviato con la deliberazione 183/2013/R/EEL per i clienti alimentati in media e bassa tensione.
- 22.5 Gli orientamenti in materia di energia reattiva in alta e altissima tensione esposti nell'Appendice B del presente documento sono coordinati con il processo di revisione della regolazione del servizio di dispacciamento di cui alla deliberazione 300/2017/R/EEL e con il meccanismo incentivante gli sviluppi di rete finalizzati alla risoluzione dei vincoli di rete per la regolazione di tensione, di cui alla deliberazione 699/2018/R/EEL.

Spunti per la consultazione

S18. *Osservazioni in merito all'orientamento dall'Autorità finalizzato alla regolazione dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva, con particolare riferimento all'aggiornamento dei corrispettivi per gli utenti in alta e altissima tensione.*

S19. *Osservazioni in merito alla cadenza proposta di aggiornamento dei costi che il gestore del sistema di trasmissione sostiene per la gestione dell'energia reattiva e dei volumi*

complessivi di energia reattiva prelevata e immessa nella rete rilevante, e all'individuazione di un anno test per fare l'aggiornamento.

S20. Osservazioni sulle considerazioni riportate nell'Appendice B.

23. Revisione dei tassi di interesse applicati dalla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali

- 23.1 A margine delle precedenti fasi del procedimento in cui si inserisce la presente consultazione, la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (di seguito: CSEA) ha segnalato all'Autorità l'opportunità di aggiornare alcuni aspetti della regolazione relativamente agli interessi moratori attualmente disciplinati dal comma 48.4 del TIT. Ai sensi di tale disposizione, in relazione al versamento di oneri generali e importi di perequazione è previsto in particolare che, in caso di mancato o parziale versamento (da parte degli esercenti) entro i termini previsti dalla regolazione, la CSEA applica sulla somma dovuta un tasso di interesse di mora pari al tasso di riferimento della Banca Centrale Europea maggiorato:
- a) per ritardi fino a 45 giorni, di tre punti e mezzo percentuali;
 - b) per ritardi superiori a 45 giorni, di otto punti percentuali, nel limite del tasso massimo di soglia previsto dall'articolo 2, comma 4, della legge 108/96 calcolato a partire dal tasso TEGM (tasso effettivo globale medio) relativo ad anticipi e sconti per importi oltre 100.000 euro.
- 23.2 L'esigenza di valutare l'aggiornamento delle citate disposizioni deriva, da un lato, dalle significativamente mutate condizioni sui mercati finanziari che hanno, ormai da alcuni anni, portato al consolidarsi di una condizione di tassi molto bassi (in alcune condizioni addirittura negativi) e, dall'altro, da alcuni mutamenti normativi intervenuti e in particolare la modifica degli intervalli di riferimento previsti dalla legge 108/96 per l'individuazione dell'intervallo entro cui ricadono le operazioni creditizie sulla base dell'ammontare del finanziamento accordato.
- 23.3 L'Autorità, con l'occasione, intende altresì valutare l'opportunità di rivedere parzialmente la logica in base alla quale vengono attualmente applicati tassi differenziati in funzione del ritardo, prevedendo un tasso minore nei casi di ritardi molto ridotti, tendenzialmente riconducibili a meri ritardi tecnico/operativi. In particolare, intende valutare l'opportunità di ridurre in maniera significativa il tasso applicato per tali ritardi, riducendo al contempo il periodo di ritardo considerato quale mero ritardo "tecnico". Allo stesso tempo, per ritardi eccedenti quelli di più limitata entità, il tasso che si intende prevedere, pur nel mutato contesto finanziario sopra ricordato, deve continuare a rappresentare un adeguato disincentivo a ritardare i versamenti.
- 23.4 Sulla base di tali presupposti l'Autorità è orientata a prevedere di aggiornare, a valere dall'1 gennaio 2020, quanto attualmente previsto dal richiamato comma 48.4 del TIT (e conseguentemente per le altre regolazioni che ad oggi applicano i medesimi riferimenti), come segue, prevedendo che la CSEA applichi sulle somme dovute un tasso di interesse di mora posto pari a:

- a) il tasso di interesse legale (per il 2019 pari allo 0,8%), nel caso di ritardi fino a 21 giorni;
 - b) il tasso di riferimento della Banca Centrale Europea (attualmente pari allo 0%) maggiorato di 5 punti percentuali, nel limite del tasso massimo di soglia previsto dall'articolo 2, comma 4, della legge 108/96 calcolato a partire dal tasso TEGM (tasso effettivo globale medio) relativo ad anticipi e sconti per importi oltre 200.000 euro, nel caso di ritardi oltre i 21 giorni.
- 23.5 Va comunque precisato che a fronte di ritardi dei versamenti previsti dalla regolazione, soprattutto se ripetuti e protratti nel tempo, andrà comunque valutata anche l'attivazione dello strumento sanzionatorio previsto dalla legge 481/95.

24. Aspetti tariffari relativi alla ricarica elettrica

- 24.1 Nel documento 318/2019/R/EEL l'Autorità ha prospettato alcune evoluzioni della disciplina tariffaria vigente, allo scopo di rimuovere attuali ostacoli di tipo tariffario alla diffusione della mobilità elettrica. Tali evoluzioni della disciplina tariffaria sono ispirate a quattro criteri principali, che l'Autorità conferma alla luce delle osservazioni ricevute:
- evitare l'introduzione di distorsioni al principio generale di aderenza delle tariffe ai costi dei servizi;
 - non indurre una crescita ingiustificata e inefficiente dei costi per servizi di rete;
 - stimolare il ricorso ad approcci efficienti e il più possibile «tecnologicamente neutrali»;
 - limitare il rischio che possano insorgere abusi e conseguenti costi amministrativi per attività di controllo.
- 24.2 Adottando tali criteri generali come linee guida, nel documento per la consultazione 318/2019/R/EEL sono state presentate 8 ipotesi di lavoro, così articolate:
- Ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico:
 - 1) Obbligo d'adozione di sistemi automatici di controllo dei carichi per i punti con tariffa BTVE
 - 2) Tariffa BTVE di tipo "*time-of-use*" (cioè ribassata in fascia F3)
 - 3) Tariffa monomia per punti in Media Tensione (MTVE)
 - 4) Avvio di «esperimenti regolatori» per la flessibilità a livello di distribuzione
 - Ricarica dei veicoli elettrici in luoghi privati:
 - 5) Trattamento agevolato delle pertinenze dell'abitazione di residenza
 - 6) Modulazione della potenza resa disponibile dal contatore in fascia F3
 - 7) Agevolazioni tariffarie per la ricarica privata collettiva (o "condominiale")
 - 8) Agevolazioni tariffarie per la ricarica notturna presso i luoghi di lavoro (tipicamente per le flotte aziendali).

- 24.3 Per quanto riguarda i temi legati alla mobilità elettrica, la quasi totalità dei molti soggetti partecipanti alla consultazione ha condiviso il quadro generale presentato dall’Autorità e apprezza gli obiettivi alla base delle proposte formulate. Molto eterogenee sono invece le opinioni relative alle specifiche proposte.
- 24.4 Per quanto riguarda le ipotesi di lavoro inerenti alla ricarica in luoghi accessibili al pubblico, la maggioranza dei rispondenti ritiene che la disponibilità di una tariffa monomia specifica per i punti di prelievo dedicati alla sola ricarica (BTVE) sia da ritenere ancora essenziale in questa fase di mercato, per sostenere lo sviluppo di una rete di ricarica ben distribuita su tutto il territorio, anche laddove il numero di veicoli elettrici circolanti sia molto contenuto.
- 24.5 Molti sostengono, altresì, l’importanza di estendere tale approccio tariffario anche alle connessioni in MT, senza tuttavia avanzare proposte fattive tese a contrastare i rischi di comportamenti opportunistici, paventati dall’Autorità nel documento e condivisi anche da alcuni operatori. È stato inoltre osservato come un’eventuale nuova tariffa monomia MTVE non risulterebbe utile per sostenere l’elettrificazione del TPL, i cui fabbisogni energetici sono facilmente prevedibili in anticipo, diversamente da quanto può invece avvenire per punti di ricarica *fast* e *ultra-fast* posizionati lungo le arterie stradali.
- 24.6 L’introduzione di una tariffa di rete BTVE differenziata per fasce orarie (“*time of use*”), cioè ribassata nella fascia notturna F3, è ritenuta poter forse dare un contributo alla riduzione dei costi di ricarica e alla redistribuzione temporale dei carichi, ma il risultato non è certo, perché l’utilizzo notturno di ricariche in luoghi accessibili al pubblico è finora stato residuale e perché questo tipo di prelievi notturni potrebbe finire col sovrapporsi alle ricariche domestiche e quindi portare a sovraccarichi notturni per alcune zone di rete.
- 24.7 La quasi totalità dei partecipanti alla consultazione ritiene, invece, assolutamente da perseguire la proposta dei progetti pilota, purché sviluppati sulla base dei requisiti minimi già indicati dall’Autorità e garantendo una totale neutralità del distributore nei confronti di tutti gli operatori di mercato.
- 24.8 Per quanto riguarda le ipotesi di lavoro relative alla ricarica in ambiti privati, la maggioranza dei commentatori ritiene importante abbassare il costo della ricarica in *box/garage* non collegati elettricamente all’abitazione principale, ma sostiene che le prime due ipotesi di lavoro avanzate introdurrebbero da un lato eccessive rigidità e oneri burocratici in capo ai possessori d’auto (poiché le casistiche reali sono molto più variegata di quelle ipotizzate nel documento) e dall’altro troppi oneri di verifica posti in capo alle imprese di vendita. Per rendere effettivamente attuabili tali ipotesi di lavoro, sarebbe dunque necessario automatizzare il più possibile i controlli tramite condivisione automatica di informazioni tra i vari enti pubblici coinvolti e delegare l’onere dei controlli ad un soggetto esterno (es. GSE). Viene inoltre osservato come l’adozione anche per *box/garage* della tariffa per clienti domestici residenti indurrebbe problematiche legate alla corretta applicazione dell’accisa e al pagamento del canone RAI.
- 24.9 Nell’ambito dell’ipotesi di lavoro n.6 illustrata nel primo documento di consultazione, era stato proposto di sfruttare le potenzialità offerte dai misuratori elettronici installati

presso i clienti BT (domestici o piccoli non domestici) al fine di offrire, a parità di spesa¹⁷ e nei soli casi in cui sia dimostrabile l'utilizzo a fini di ricarica di veicoli elettrici, una maggiore disponibilità di potenza prelevabile nella fascia oraria notturna (F3). In merito a tale proposta, diverse imprese di distribuzione hanno osservato come tale approccio sarebbe percorribile solo laddove la potenza impegnata non sia superiore a 4,5 kW, poiché incrementare del 70-80% la potenza disponibile per un cliente con un impegno di 6 kW potrebbe implicare la necessità di sostituire il contatore monofase in contatore trifase, previa preliminare verifica di fattibilità da effettuarsi in loco a cura dell'impresa di distribuzione.

- 24.10 Per quanto riguarda le ipotesi di lavoro relative a ricariche condominiali e a ricariche di flotte aziendali si registra una generale condivisione dei principi, ma vengono anche evidenziati diversi aspetti applicativi problematici e rischi di comportamenti opportunistici (es. picchi di prelievi in F3 dovuti a turni di lavorazione notturni anziché alla ricarica di flotte). Nel contesto condominiale alcuni suggeriscono che andrebbe già prevista l'applicazione dei principi di comunità energetica locale prevista dalla recente Direttiva Europea sulle fonti rinnovabili, mentre altri suggeriscono di adottare soluzioni in grado di superare le potenziali inerzie degli amministratori di condominio.
- 24.11 Alla luce dei commenti e delle osservazioni ricevute, sopra riferiti in modo estremamente sintetico,¹⁸ l'Autorità, nel confermare i criteri generali in base ai quali sviluppare le proprie proposte di revisione della regolazione tariffaria, ritiene opportuno rivalutare in modo approfondito alcune delle ipotesi di lavoro presentate nel primo documento.
- 24.12 Nella prospettiva che lo sviluppo dei punti di ricarica dei veicoli elettrici risulti non solo efficace nel supportare le nuove forme di mobilità, ma anche efficiente dal punto di vista delle reti elettriche, ricorrendo a soluzioni semplici e che non inducano grossi oneri amministrativi né per i consumatori finali (inclusi i gestori dei punti di ricarica in luoghi accessibili al pubblico,¹⁹ o *CPO – charging points operators*) né per i venditori di energia elettrica né per i soggetti istituzionali che sarebbero responsabili dei controlli, l'Autorità condivide le osservazioni secondo cui l'accesso ad una tariffa con una struttura diversa da quella ordinaria, come la BTVE per i punti di prelievo dedicati alla ricarica dei veicoli elettrici²⁰, dovrebbe essere consentito solo laddove l'infrastruttura di ricarica garantisca a tutti i soggetti interessati (cliente finale, eventuale aggregatore, e

¹⁷ Poiché la potenza contrattualmente impegnata rimarrebbe invariata.

¹⁸ Gli spunti e le considerazioni emerse dall'analisi dei contributi pervenuti sono molto più numerosi di quelli qui sintetizzati, ma non possono essere oggetto di illustrazione dettagliata in questa sede; si rimanda alla pubblicazione delle risposte alla consultazione.

¹⁹ Come definiti dall'art. 2, comma 1 lettera g, del decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257.

²⁰ La tariffa BTVE ha una struttura monomia con un corrispettivo unico in €/cent/kWh. Rispetto alle ordinarie tariffe di distribuzione, questo comporta un punto di *break-even* nei consumi; al di sotto di tale *break-even* la tariffa BTVE è più conveniente della tariffa ordinaria, ma al di sopra comporta una spesa maggiore. Essa ha quindi una funzione promozionale solo in una fase di "rampa" iniziale del volume di ricariche per punto di prelievo.

distributore per le sole condizioni di emergenza) la possibilità di effettuare un controllo della ricarica anche da remoto (“*smart charging*”)²¹.

24.13 Inoltre, sotto il profilo del procedimento di consultazione, si ritiene opportuno attivare *focus group* che consentano di esplorare in maggiore profondità gli effetti delle ipotesi alla luce delle prospettive di *business* dei diversi *stakeholder* interessati. Ciò richiede tempo e pertanto si ritiene utile, per quanto concerne le ipotesi di lavoro presentate, prevedere che nel breve termine siano attivate solo le seguenti disposizioni:

- prorogare dal 1 gennaio 2020 l’attuale struttura tariffaria BTVE senza dunque introdurre, per il momento, variazioni nei criteri di calcolo dei corrispettivi tariffari né requisiti minimi particolari (ad esempio sotto il profilo della controllabilità da remoto);
- confermare l’ipotesi già formulata di sfruttare le potenzialità offerte dai misuratori elettronici (anche di prima generazione) installati presso i clienti BT (domestici o piccoli non domestici) al fine di offrire, a parità di spesa e nei soli casi in cui sia dimostrabile l’utilizzo a fini di ricarica di veicoli elettrici, una maggiore disponibilità di potenza prelevabile nella fascia oraria notturna/festiva (F3); la modulazione della potenza disponibile potrebbe essere avviata orientativamente dal 1 luglio 2020, comporterebbe una potenza disponibile di 6 kW nella fascia oraria F3, senza modifica del contratto, verrebbe applicata solo a punti di connessione a reti in BT, dotati di contatore elettronico con limitatore di potenza e potenza contrattualmente impegnata fino a 4,5 kW e che rispettino i requisiti minimi descritti in Appendice C.

24.14 L’Appendice C contiene ulteriori considerazioni in relazione a disposizioni che potranno essere introdotte successivamente, anche facendo evolvere le disposizioni già introdotte allo scopo di superare eventuali limiti amministrativi iniziali o di introdurre requisiti ai fini della promozione dello “*smart charging*”.

24.15 In un’ottica “*future-proof*”, è inoltre importante che vengano promosse iniziative tariffarie che consentano un’integrazione sinergica con altre iniziative in corso di valutazione da parte dell’Autorità, con particolare riferimento all’aggiornamento del TIDE.

²¹ Si veda anche il parere dell’Autorità al Ministero dello Sviluppo economico di cui alla deliberazione 394/2019/I/EEL

Spunti per la consultazione

- S21.*** Osservazioni riguardo alle proposte avanzate in merito alla proroga dell'attuale struttura tariffaria BTVE e al contemporaneo avvio di tavoli di lavoro dedicati alla valutazione di un possibile aggiornamento della regolazione che ne disciplini l'applicazione.
- S22.*** Osservazioni in merito alla proposta relativa all'introduzione di una maggiore potenza disponibile in fascia F3 secondo le modalità descritte. Quali aspetti relativi al flusso delle informazioni si ritiene di proporre per semplificare al massimo gli aspetti amministrativi?
- S23.*** Osservazioni sulle considerazioni riportate nell'Appendice C.