

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
104/2018/R/EEL**

**ORIENTAMENTI FINALI PER LA DEFINIZIONE DELLE VARIABILI ESOGENE
IN RELAZIONE AL RICONOSCIMENTO PARAMETRICO DEI COSTI PER LE
IMPRESE DISTRIBUTTRICI DI ENERGIA ELETTRICA DI MINORI DIMENSIONI**

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito del
procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema
idrico (oggi Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente) 9 ottobre 2014,
483/2014/R/EEL

Mercato di incidenza: energia elettrica

1 marzo 2018

Premessa

Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (oggi Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente) 9 ottobre 2014, 483/2014/R/EEL, per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e di condizioni tecnico-economiche per il servizio di connessione in vigore nel periodo di regolazione con decorrenza dall'1 gennaio 2016, rinnovato con deliberazione 7 settembre 2017, 613/2017/R/COM.

Il presente documento fa seguito alla pubblicazione del documento per la consultazione 21 luglio 2016, 428/2016/R/EEL e 4 agosto 2017, 580/2017/R/EEL, nel quale sono state delineate le ipotesi dell'Autorità in materia di riconoscimento parametrico dei costi per le imprese distributrici di energia elettrica di minori dimensioni. Tali documenti rimandavano a un successivo documento per la consultazione l'esame dei risultati delle analisi finalizzate alla definizione delle variabili da tenere in considerazione nella determinazione delle tariffe parametriche.

La consultazione in oggetto è, dunque, l'atto conclusivo di un lungo procedimento condotto dall'Autorità fin dal 2014 che, con l'approvazione della legge 4 agosto 2017, n. 124 (di seguito; legge concorrenza), si è tramutato nel procedimento per adeguare le disposizioni in materia di regime di riconoscimento parametrico dei costi alle imprese distributrici di minore dimensione previste dalla deliberazione 23 dicembre 2015, 654/2015/R/EEL (regolazione tariffaria delle infrastrutture elettriche), a quanto previsto dall'articolo 1, comma 92 della legge concorrenza.

Il completamento del processo di consultazione e la successiva e conseguente deliberazione di definizione della regolazione tariffaria per le imprese di minori dimensioni, da un lato rientrano nell'ordinario percorso di chiusura di un procedimento avviato prima del periodo di prorogatio del Collegio dell'Autorità, dall'altro rivestono carattere di urgenza, per consentire di definire il nuovo quadro di regolazione tariffaria applicabile nel 2018, coerente con le norme introdotte dalla legge concorrenza. La conclusione del procedimento si rende necessaria ai fini di evitare una condizione di prolungata incertezza normativa sui criteri di riconoscimento dei costi per le imprese in questione.

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 26 marzo 2018.

Le osservazioni e le proposte pervenute saranno pubblicate sul sito internet dell'Autorità. 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 Energia Reti e Ambiente
Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling
Piazza Cavour, 5 – 20121 Milano***

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

SOMMARIO

PARTE I ASPETTI INTRODUTTIVI	5
1 Inquadramento del procedimento e oggetto della consultazione	5
2 Prossimi passi	7
3 Struttura del documento	7
PARTE II PERIMETRO DI APPLICAZIONE.....	8
4 Revisione della soglia di accesso al regime puntuale.....	8
PARTE III MECCANISMI DI GRADUALITÀ PER LA TRANSIZIONE VERSO IL REGIME PARAMETRICO	10
5 Gradualità nella transizione verso il regime parametrico.....	10
PARTE IV CRITERI DI RICONOSCIMENTO PARAMETRICO DEI COSTI	13
6 Criteri per il riconoscimento dei costi sostenuti per la gestione delle infrastrutture di rete	13
7 Aggiornamento dei costi riconosciuti per la gestione delle infrastrutture di rete.....	18
8 Aggiornamento dei costi riconosciuti per la gestione delle infrastrutture di rete nel periodo di gradualità.....	19
9 Modalità di applicazione del calcolo dei costi riconosciuti relativi al servizio di distribuzione	20
10 Criteri per il riconoscimento dei costi relativi al servizio di misura	21

PARTE I
ASPETTI INTRODUTTIVI

1 Inquadramento del procedimento e oggetto della consultazione

- 1.1 Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità 9 ottobre 2014, 483/2014/R/EEL, per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e di condizioni tecnico-economiche per il servizio di connessione in vigore nel periodo di regolazione con decorrenza dall'1 gennaio 2016.
- 1.2 Ai fini della regolazione tariffaria nel periodo 2016-2023 (*NPR*), l'Autorità ha suddiviso il suddetto periodo di regolazione in due semi-periodi, ciascuno di durata quadriennale, prevedendo, in particolare, l'applicazione:
- nel corso del primo quadriennio 2016-2019 (di seguito richiamato anche come *NPR-I*), dell'approccio generale adottato nei precedenti periodi basato su elementi incentivanti ai fini del riconoscimento dei costi operativi e un approccio di tipo *rate-of-return* ai fini del riconoscimento dei costi di capitale;
 - nel corso del secondo quadriennio 2020-2023, l'adozione, in via evolutiva, almeno per le imprese di maggiori dimensione, di schemi di regolazione *output-based*, fondati sul controllo complessivo della spesa (cd. approccio *totex*).
- 1.3 Ai fini del riconoscimento dei costi per i servizi di distribuzione e di misura in bassa tensione, ai sensi dell'articolo 8 dell'Allegato A alla deliberazione 654/2015/R/EEL (di seguito: TIT), nell'*NPR-I*, l'Autorità ha previsto:
- un regime di riconoscimento individuale, fondato sui dati propri di ciascuna impresa, con modalità analoghe a quelle previste nel precedente periodo di regolazione, da applicare, in via prioritaria, alle imprese che servono oltre 100.000 punti di prelievo (di seguito: regime puntuale) ;
 - un regime di riconoscimento parametrico dei costi, riservato alle imprese che servono fino a 100.000 punti di prelievo (di seguito: regime parametrico), basato, ai sensi del comma 4.1, lettera b), punto ii) della deliberazione 654/2015/R/EEL, su criteri da definire e che sono oggetto del presente documento per la consultazione.
- 1.4 Ai sensi del medesimo articolo 8 del TIT le imprese che servono fino a 100.000 punti di prelievo possono richiedere l'ammissione al regime puntuale a condizione di partecipare a meccanismi di verifica annuale di alcuni indicatori di qualità.
- 1.5 Nelle more della conclusione del procedimento, l'Autorità, al fine di consentire alle imprese di disporre di informazioni utili in vista della predisposizione dei bilanci aziendali relativi all'esercizio 2016, con la deliberazione 6 dicembre 2016, 734/2016/R/EEL (di seguito: deliberazione 734/2016/R/EEL), ha determinato le tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2016 per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica nei confronti delle imprese che servono fino a 100.000 punti di prelievo.

- 1.6 L'articolo 1, comma 92, della legge 4 agosto 2017, n. 124 (di seguito; legge 124/2017), ha modificato l'articolo 38 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, prevedendo che l'Autorità adegui i propri provvedimenti in materia di obblighi di separazione funzionale, stabilendo altresì che, per le imprese distributrici di energia elettrica che servono meno di 25.000 punti di prelievo (ad esclusione delle imprese beneficiarie di integrazioni tariffarie ai sensi dell'articolo 7 della legge 9 gennaio 1991, n.10) *“le modalità di riconoscimento dei costi per le attività e di distribuzione e di misura dell'energia elettrica siano basate su logiche parametriche, che tengano conto anche della densità dell'utenza servita, nel rispetto dei principi generali di efficienza ed economicità e con l'obiettivo di garantire la semplificazione della regolazione e la riduzione dei connessi oneri amministrativi”*
- 1.7 In conseguenza dell'entrata in vigore della legge 124/2017 il procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità 9 ottobre 2014, 483/2014/R/EEL, pertanto è stato rinnovato con deliberazione 7 settembre 2017, 613/2017/R/COM per adeguare le disposizioni in materia di riconoscimento parametrico dei costi alle imprese distributrici di minore dimensione previste dal TIT alle disposizioni della medesima legge 124/2017.
- 1.8 Il presente documento fa seguito alla pubblicazione del documento per la consultazione 21 luglio 2016, 428/2016/R/EEL (di seguito: consultazione 428/2016/R/EEL), nel quale sono state delineate le prime ipotesi dell'Autorità in materia di riconoscimento parametrico dei costi per le imprese che servono fino a 100.000 punti di prelievo e del documento per la consultazione 3 agosto 2017, 580/2017/R/EEL (di seguito: consultazione 580/2017/R/EEL) nel quale sono stati illustrati ulteriori orientamenti in relazione al riconoscimento parametrico dei costi ed i primi orientamenti in materia di promozione delle aggregazioni, perimetrando l'applicazione del regime parametrico, in coerenza con le disposizioni introdotte dalla legge 124/2017, alle imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo. La suddette consultazioni prevedevano che in un successivo documento per la consultazione sarebbero stati riportati gli esiti delle analisi in corso per la definizione delle variabili esogene da tenere in considerazione nella determinazione delle tariffe parametriche.
- 1.9 Nel presente documento sono riportati gli esiti della analisi svolte per la definizione delle variabili esogene e sono illustrati altresì gli orientamenti finali relativi ai criteri per il riconoscimento parametrico dei costi, alla luce delle osservazioni pervenute a seguito della pubblicazione della consultazione 580/2017/R/EEL. In particolare sono analizzati i seguenti temi:
- soglia dimensionale delle imprese ai fini dell'applicazione del regime parametrico e soglia di accesso al regime puntuale di determinazione dei costi;
 - criteri applicativi alla base del riconoscimento parametrico dei costi;
 - fissazione dell'anno a partire dal quale si prevede l'applicazione del regime parametrico;
 - definizione di un percorso che consenta alle imprese in regime parametrico una transizione graduale dal precedente regime di riconoscimento puntuale adottato nel precedente periodo di regolazione, al nuovo regime tariffario.

- 1.10 Non sono oggetto del presente documento per la consultazione le tematiche legate alla promozione delle aggregazioni che saranno definite al termine del procedimento al fine di renderle pienamente coerenti con le metodologie tariffarie.

2 Prossimi passi

- 2.1 Successivamente alla presente consultazione verrà adottato il provvedimento finale relativo alla definizione dei criteri di riconoscimento parametrico dei costi alle imprese di distribuzione elettrica di minori dimensioni. Tale provvedimento finale si configura come un atto ordinario di completamento del procedimento avviato prima del periodo di *prorogatio* del Collegio dell'Autorità. Le determinazioni che saranno assunte rivestono carattere di urgenza, per consentire di definire il nuovo quadro di regolazione tariffaria in regime parametrico, coerente con le norme introdotte con legge 124/17, evitando una condizione di incertezza normativa sui criteri di riconoscimento dei costi per le imprese di minori dimensioni.
- 2.2 Successivamente all'approvazione del provvedimento finale, che definirà i criteri di riconoscimento parametrico dei costi, sarà possibile procedere alle determinazioni tariffarie per ciascuna impresa distributrice che serve fino a 100.000 punti di prelievo

3 Struttura del documento

- 3.1 Il presente documento di consultazione, oltre alla presente parte introduttiva (Parte I), contiene:
- la Parte II, che illustra il perimetro di applicazione del regime parametrico;
 - la Parte III che illustra le ipotesi per la transizione graduale dal regime puntuale al regime parametrico di riconoscimento dei costi;
 - la Parte IV che illustra i criteri per la determinazione dei costi riconosciuti ed i relativi criteri di aggiornamento.

PARTE II

PERIMETRO DI APPLICAZIONE

4 Revisione della soglia di accesso al regime puntuale

- 4.1 L'Autorità, in occasione dell'approvazione del TIT per il *NPR-I*, ha stabilito la soglia per l'applicazione del regime puntuale a 100.000 punti di prelievo, prevedendone l'estendibilità al di sotto di tale dimensione solo su istanza ed a condizione di partecipare a meccanismi di verifica annuale di alcuni indicatori di qualità (commi 8.4 e 8.5 del TIT).
- 4.2 Come già richiamato nel Capitolo 1, la legge 124/2017 ha disposto, per le imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo che *“le modalità di riconoscimento dei costi per le attività e di distribuzione e di misura dell'energia elettrica siano basate su logiche parametriche, che tengano conto anche della densità dell'utenza servita, nel rispetto dei principi generali di efficienza ed economicità e con l'obiettivo di garantire la semplificazione della regolazione e la riduzione dei connessi oneri amministrativi”*
- 4.3 L'approvazione della legge 124/2017 rende non più applicabili le disposizioni contenute ai commi da 8.3 a 8.6 del TIT in relazione ai meccanismi di accesso al regime puntuale per le imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo.
- 4.4 Conseguentemente, tenuto conto della modifica alla normativa primaria richiamata al precedente punto 4.2, l'Autorità, nel documento per la consultazione 580/2017/R/EEL ha rivisto le modalità operative relative all'applicazione del regime parametrico, prevedendo in particolare:
 - di applicare il regime parametrico alle imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo;
 - l'ammissione al regime puntuale per le imprese che servono almeno 25.000 punti di prelievo e fino a 100.000.
- 4.5 Nel documento 580/2017/R/EEL l'Autorità ha inoltre ipotizzato la possibilità, per le imprese che servono almeno 25.000 e fino a 100.000 punti di prelievo, di richiedere l'ammissione al regime parametrico di riconoscimento dei costi.
- 4.6 Rispetto a tale proposta non risultano pervenuti commenti specifici da parte degli *stakeholders*. Emerge tuttavia, in tutte le osservazioni alla consultazione, una preferenza di fondo per l'applicazione del regime puntuale. Pertanto, l'orientamento finale dell'Autorità è quello di limitare l'applicazione del regime parametrico al perimetro di imprese indicate dalla legge 124/2017 e di applicare il regime tariffario puntuale a tutte le imprese che servono almeno 25.000 punti di prelievo.
- 4.7 Tale scelta, oltre ad essere coerente con le disposizioni della normativa primaria, si ritiene eviti spazi di improprio arbitraggio nella scelta del regime tariffario riservati ad un limitato numero di imprese senza elementi specifici che giustificano tale trattamento non omogeneo tra imprese.

4.8 A conclusione del presente procedimento, pertanto, è intenzione dell’Autorità, procedere, con riferimento a tutte le imprese che servono almeno 25.000 e fino a 100.000 punti di prelievo, alla determinazione delle tariffe di riferimento definitive per il servizio di distribuzione e per il servizio di misura per gli anni 2016 e 2017, nonché delle tariffe di riferimento provvisorie per l’anno 2018 con il metodo puntuale.

Spunti per la consultazione

S1. Si condivide l’orientamento finale di applicare automaticamente il regime tariffario puntuale a tutte le imprese che servono almeno 25.000 punti di prelievo?

PARTE III
MECCANISMI DI GRADUALITÀ PER LA TRANSIZIONE
VERSO IL REGIME PARAMETRICO

5 Gradualità nella transizione verso il regime parametrico

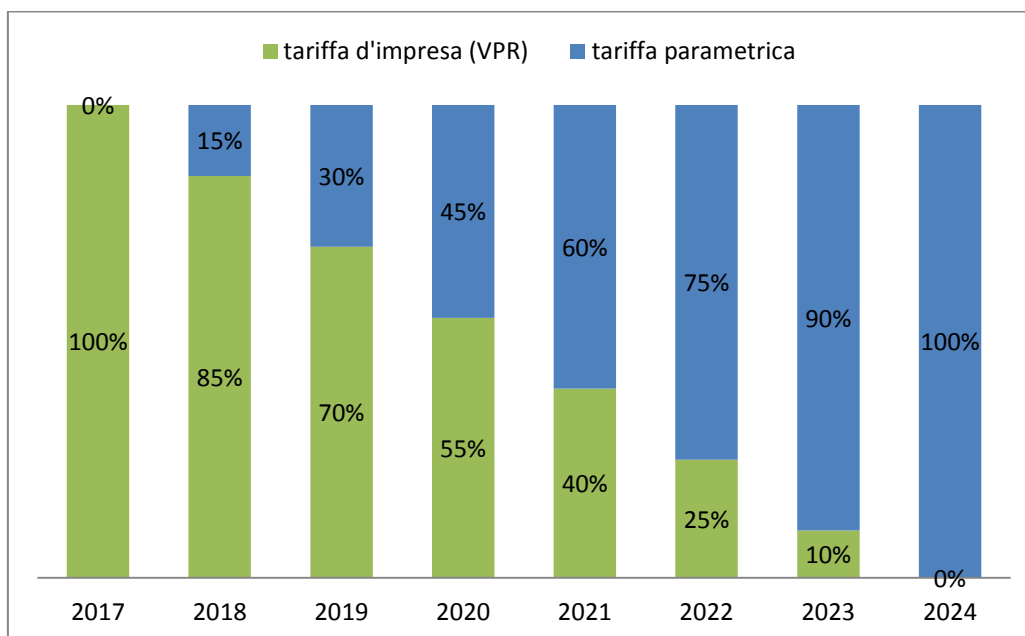
- 5.1 Nelle fasi del procedimento che hanno preceduto la consultazione 580/2017/R/EEL gli *stakeholders* hanno manifestato perplessità riguardo al passaggio dalle modalità di riconoscimento tariffario puntuale adottate nel precedente periodo di regolazione a modalità di riconoscimento parametrico.
- 5.2 Le motivazioni principali di tali perplessità espresse dagli *stakeholders* sono legate ai timori per l'introduzione di elementi di forte discontinuità rispetto al precedente periodo di regolazione che, in un settore con tempi di *pay-back* lunghi quale quello della distribuzione di energia elettrica, metterebbe in dubbio scelte di investimento effettuate nel passato dagli operatori, depotenziando il principio dell'aderenza delle tariffe ai costi con possibile pregiudizio per l'equilibrio economico-finanziario delle imprese interessate;
- 5.3 In considerazione di tali perplessità, l'Autorità, con il documento 580/2017/R/EEL ha ipotizzato di:
- rendere definitive le tariffe di riferimento per impresa relative all'anno 2016, approvate in via provvisoria con deliberazione 734/2016/R/EEL;
 - introdurre apposite forme di gradualità per il periodo 2017- 2020 nella transizione verso il nuovo regime di riconoscimento dei costi, prevedendo¹ il riconoscimento di una tariffa di riferimento di transizione (di seguito: tariffa di transizione) determinata come media ponderata tra il valore riconosciuto applicando le logiche pregresse di riconoscimento puntuale dei costi relative al precedente periodo di regolazione (di seguito: tariffe d'impresa), opportunamente aggiornate con modalità parametriche, e il valore che sarebbe riconosciuto nel medesimo anno in base alle logiche di riconoscimento puramente parametriche (tariffa parametrica).
- 5.4 Nell'ambito della consultazione 580/2017/R/EEL, gli *stakeholders* hanno richiesto che l'avvio del nuovo regime e del conseguente periodo di gradualità sia posticipato all'anno 2018, tenuto conto che il procedimento finalizzato alla definizione del regime parametrico si è protratto oltre le tempistiche inizialmente previste e che la normativa primaria ha imposto il regime parametrico alle imprese di minore dimensione solo nella seconda metà dell'anno 2017.
- 5.5 Ai fini di attenuare discontinuità nei costi riconosciuti dovute al cambio di metodologia, gli *stakeholders* inoltre hanno richiesto di estendere la durata del periodo

¹ Per una descrizione dettagliata della proposta, si rimanda al cap.7 del documento per la consultazione 580/2017/R/EEL

di gradualità, in modo che il percorso di adeguamento tariffario traguardi l'intero periodo di regolazione ed abbia quindi termine nell'anno 2023.

- 5.6 Anche alla luce di tali osservazioni nell'ambito della consultazione, l'Autorità, è orientata a confermare in via definitiva le tariffe provvisorie relative al servizio di distribuzione (inclusa la commercializzazione) e al servizio di misura approvate con deliberazione 734/2016/R/EEL per l'anno 2016 e a determinare con criteri analoghi a quelli descritti nella medesima deliberazione 734/2016/R/EEL, le tariffe definitive per l'anno 2017.
- 5.7 Si ritiene che tale ipotesi possa contemperare le esigenze delle imprese di certezza della regolazione e di semplicità amministrativa, in quanto basata su tariffe di riferimento fino all'anno 2017 sostanzialmente rappresentative della situazione puntuale di ciascuna impresa, senza particolari aggravii in termini di determinazione dei costi da riconoscere.
- 5.8 Con riferimento al meccanismo di gradualità, l'Autorità è orientata ad accogliere le sopra citate richieste, prevedendo che il nuovo regime trovi applicazione a partire dal 2018 e prevedendo che i meccanismi di gradualità siano applicati fino al 2023. I pesi assunti dalla tariffa d'impresa e dalla tariffa parametrica negli anni sono descritti nella Figura 1.

Figura 1: Sentiero di transizione verso il regime parametrico



- 5.9 Resta confermato, come già enunciato nella precedente consultazione, che l'impianto ipotizzato non prevede determinazioni tariffarie provvisorie e definitive come per le imprese in regime puntuale. Per le imprese in regime parametrico sarà pertanto

approvata, con cadenza annuale, un'unica tariffa di riferimento definitiva, in linea con le tempistiche di approvazione delle tariffe definitive previste dal TIT.

- 5.10 Con riferimento all'ipotesi di non prevedere meccanismi di acconto nell'ambito della perequazione formulata nel documento 580/2017/R/EEL, l'Autorità, anche in accoglimento delle osservazioni pervenute è orientata a prevedere un meccanismo di acconti basato, ciascun anno, sugli importi di perequazione dell'anno precedente, con meccanismi analoghi a quelli già applicati nel corso del quarto periodo di regolazione.

Spunti per la consultazione

- S2.** Osservazioni riguardo alle modalità di determinazione delle tariffe di riferimento per gli anni 2016 e 2017.
- S3.** Osservazioni relative al meccanismo di gradualità per passare ad un criterio puramente parametrico.
- S4.** Osservazioni riguardo alla metodologia proposta per la gestione degli acconti di perequazione.

PARTE IV
CRITERI DI RICONOSCIMENTO PARAMETRICO DEI COSTI

6 Criteri per il riconoscimento dei costi sostenuti per la gestione delle infrastrutture di rete

- 6.1 Come indicato nei precedenti documenti di consultazione, l’Autorità è orientata a definire un meccanismo di riconoscimento parametrico dei costi per le imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo che conservi un’impostazione coerente, sul piano strutturale, con quella prevista per le imprese di maggiori dimensioni, mantenendo il tradizionale schema a blocchi che distingue costi di capitale e costi operativi.
- 6.2 A differenza di quanto proposto nei precedenti documenti di consultazione, l’Autorità è orientata a non prevedere una valorizzazione separata dei costi relativi alla commercializzazione del servizio di distribuzione. Tale impostazione risulta coerente con quanto previsto nell’*NPR-I* per la determinazione delle tariffe di riferimento per le imprese di maggiori dimensioni.
- 6.3 L’Autorità, confermando gli orientamenti espressi nelle precedenti fasi della consultazione, intende procedere alla differenziazione dei riconoscimenti tariffari per tener conto degli effetti delle variabili esogene che incidono sul livello dei costi del servizio.
- 6.4 Come enunciato nel documento per la consultazione 580/2017/R/EEL, sono state condotte analisi finalizzate alla definizione delle variabili da tenere in considerazione nella determinazione delle tariffe parametriche ed in particolare:
- la densità di utenti per km di linea;
 - la presenza di connessione AT;
 - la potenza media richiesta per utente;
 - ulteriori variabili segnalate dagli *stakeholders* quali presenza del territorio montano e obblighi di bilinguismo.
- 6.5 Sono state sviluppate specifiche analisi anche con il supporto del Politecnico di Torino, i cui esiti sono sintetizzati in un rapporto riportato in Appendice al presente documento.
- 6.6 Le analisi si sono basate sui dati contabili e di consistenza fisica dichiarati da ciascuna impresa nei conti annuali separati (CAS), sui dati dichiarati nei sistemi di raccolta RAB e su grandezze tariffarie disponibili all’Autorità.
- 6.7 Nell’analisi di queste informazioni, sono stati riscontrati alcuni dati apparentemente non coerenti che, ove possibile, sono stati bonificati. In generale, comunque, le analisi si sono basate su dati che derivano da comunicazioni ufficiali da parte delle imprese distributrici.

- 6.8 Nell'ambito delle analisi sono stati considerati in modo specifico gli effetti delle variabili che trovano riflesso nelle determinazioni della perequazione specifica aziendale (PSA), tenendo conto della posizione di alcuni *stakeholders* che hanno richiesto che nell'ambito dei riconoscimenti parametrici siano garantiti gli effetti della PSA. A tal proposito, l'Autorità ritiene che le funzioni di costo individuate, costruite a partire da dati specifici delle imprese, possano in linea generale riflettere gli effetti della PSA, anche in relazione al fatto che nel modello sono state testate e, qualora risultate significative, incluse, le variabili considerate ai fini della PSA.
- 6.9 Le analisi hanno consentito di individuare specifiche funzioni di costo dalle quali è stato possibile ricavare delle formule per il calcolo del costo riconosciuto ai fini tariffari, come nel seguito riportate.

Costi operativi

- 6.10 Le analisi per la determinazione dei costi operativi riconosciuti sono basate sulle informazioni contabili desumibili dai CAS di ciascuna impresa distributrice.
- 6.11 Le analisi condotte hanno evidenziato la significatività delle variabili energia distribuita e densità di utenza, mentre le altre variabili esogene, prese in considerazione nei documenti per la consultazione 486/2016/R/EEL e 580/2017/R/EEL, (presenza di connessione AT e bilinguismo) non sono risultate significative.
- 6.12 Con riferimento alla variabile densità di utenza, l'Autorità ha ritenuto opportuno introdurre limitazioni ai valori di tale variabile in modo da contenere le discontinuità di riconoscimento tariffario derivanti dal passaggio dalla metodologia di calcolo puntuale a quella parametrica, tenuto anche conto che tale variabile potrebbe risentire di metodologie non omogenee impiegate dalle imprese nel calcolo dei km di rete riportati nel prospetto delle grandezze tecnico fisiche dei CAS. Tali limitazioni comportano l'esclusione dei valori inferiori al 25° percentile e superiori al 90° percentile della distribuzione della variabile medesima.
- 6.13 L'Autorità, coerentemente a quanto riportato nelle consultazioni 428/2016/R/EEL e 580/2017/R/EEL, ritiene opportuno non differenziare i riconoscimenti dei costi operativi in funzione della dimensione delle imprese. Pertanto, ai fini della determinazione dei costi riconosciuti è orientata a valorizzare i prezzi dei fattori produttivi con valori medi di settore.

Costi di capitale

- 6.14 Le analisi sviluppate ai fini dei riconoscimenti tariffari sono basate sui costi di capitale riconosciuti dalle tariffe di distribuzione. Coerentemente con quanto previsto nei precedenti documenti di consultazione 486/2016/R/EEL e 580/2017/R/EEL, le analisi sono state svolte tenendo in considerazione le imprese di minori dimensioni.

- 6.15 Le analisi hanno evidenziato la significatività delle variabili energia distribuita e densità di utenza (per cui valgono le medesime limitazioni di cui al paragrafo 6.12). E' stata introdotta ed è risultata significativa anche la variabile vetustà definita come rapporto, per il perimetro MT/BT, tra immobilizzazioni nette successive al 2007 e totale delle immobilizzazioni nette. Tale indicatore è stato inserito nelle stime in considerazione della necessità, anche segnalata degli *stakeholders* nel processo di consultazione, di rappresentare anche nel regime parametrico le dinamiche di investimento proprie di ciascuna impresa. Tale variabile consente di incrementare il livello di costi riconosciuti per le imprese che hanno effettuato investimenti significativi negli anni più recenti, con riferimento al perimetro media-bassa tensione.
- 6.16 Rispetto a quanto proposto nei documenti per la consultazione 428/2016/R/EEL e 580/2017/R/EEL, non sono risultate significative la presenza di connessione AT e la variabile potenza media richiesta per utente.
- 6.17 E' stata valutata, inoltre, la significatività della variabile presenza di territorio montano², segnalata da alcuni *stakeholders* nelle osservazioni ai precedenti documenti di consultazione, tuttavia tale variabile non è risultata significativa. L'Autorità ritiene comunque opportuno differenziare i costi riconosciuti alle imprese operanti in zone montane rispetto a quelle operanti in zone non montane, utilizzando prezzi medi di settori differenziati in ragione delle tipologie di territorio servito. La non significatività della variabile altitudine potrebbe dipendere, infatti, come segnalato da alcuni operatori nelle risposte ai documenti di consultazione, dalla non piena rappresentatività di tale variabile come indicatore delle condizioni peculiari in cui le imprese sono chiamate ad operare, in termini di tipologia di territorio servito, dislivello delle reti e condizioni metereologiche.
- 6.18 Più in dettaglio, alle imprese operanti in zone montane³ è stato applicato il prezzo medio del capitale relativo alle imprese operanti in zone montane e analogamente per le imprese operanti in zone non montane. Ciò consente, pur riferendosi a valori medi di settore, di tenere in considerazione i differenti contesti territoriali in cui operano le imprese.

² Tale caratteristica è stata catturata tramite la variabile altitudine, costruita come media pesata dell'altimetria media dei comuni serviti, dove come peso è stata utilizzata la superficie di ogni comune. I dati relativi all'altimetria e alla superficie dei singoli comuni sono di fonte ISTAT.

³ Sono state classificate come operanti in zone montane le imprese che servono una percentuale di territorio montano maggiore del 50%. In accoglimento delle osservazioni degli *stakeholders* riguardo alla necessità di tenere adeguatamente in conto anche il dislivello del territorio servito, l'Autorità è orientata a estendere la classificazione di impresa operante in zona montana anche alle imprese che, pur non servendo una percentuale di territorio montano maggiore del 50%, servono comuni con un dislivello altimetrico medio superiore ai 1.000 metri.

Formule per il calcolo del costo operativo

6.19 Il costo operativo riconosciuto alle imprese in regime parametrico, nell'anno t , espresso in euro per punto di prelievo, ($C_{unit,t}^{opex}$), è così determinabile⁴:

$$C_{unit,t}^{opex} = 134,08793 * Energia_{t-2}^{-0,01657} * Densità_{t-2}^{-0,08372}$$

dove:

- $Energia_{t-2}$ è l'energia elettrica distribuita, espressa in kWh, riferita all'anno $t-2$.
- $Densità_{t-2}$ è la densità di utenza, calcolata come rapporto tra i punti di prelievo riferiti all'anno $t-2$, analogamente a quanto dichiarato ai fini della perequazione generale (al netto dei punti relativi dell'illuminazione pubblica) e i km di rete (calcolati come km di rete in funzione al 31 dicembre dell'anno $t-2$, includendo, con riferimento alla rete MT, oltre alla lunghezza delle dorsali le diramazioni verso le utenze servite). Nel caso in cui tale variabile presenti un valore inferiore a 21 utenti/km o superiore a 67 utenti/km, si considerano rispettivamente i medesimi valori minimo e massimo, considerati *cap* e *floor* per la variabile densità di utenza.

Il ricavo ammesso a copertura dei costi operativi, relativamente all'anno t , è pari a:

$$RA_t^{opex} = C_{unit,t}^{opex} * POD_t$$

Spunti per la consultazione

S5. Osservazioni riguardo alla funzione di costo a copertura dei costi operativi relativi alle infrastrutture di rete e alla commercializzazione del servizio di distribuzione

⁴ Tale formulazione si basa su analisi condotte a partire dalla stima di una funzione di costo del tipo:

$\ln\left(\frac{C_{unit}^{opex}}{P_L}\right) = const + \beta_1 \ln \frac{P_A}{P_L} + \alpha_1 \ln Energia + \alpha_2 \ln Densità + \varepsilon$ dove P_L e P_A sono i prezzi del lavoro e degli altri fattori produttivi propri di ciascuna impresa desumibili dai CAS.

Formule per il calcolo del costo di capitale

6.20 Il costo di capitale riconosciuto alle imprese in regime parametrico, nell'anno t , espresso in euro per punto di prelievo, ($C_{unit,t}^{capex}$), è così determinabile⁵:

$$C_{unit,t}^{capex} = 3226,17485 * Energia_{t-2}^{-0,01017} * Densità_{t-2}^{-0,98208} * e^{Vetustà_{t-2} * 0,38490}$$

per imprese in territorio montano

$$C_{unit,t}^{capex} = 2408,82898 * Energia_{t-2}^{-0,01017} * Densità_{t-2}^{-0,98208} * e^{Vetustà_{t-2} * 0,38490}$$

per imprese in territorio non montano

dove

- $Energia_{t-2}$ è l'energia elettrica distribuita, espressa in kWh, riferita all'anno $t-2$.
- $Densità_{t-2}$ è la densità di utenza, calcolata come rapporto tra i punti di prelievo riferiti all'anno $t-2$, analogamente a quanto dichiarato ai fini della perequazione generale (al netto dei punti relativi dell'illuminazione pubblica) e i km di rete (calcolati come km di rete in funzione al 31 dicembre dell'anno $t-2$, includendo, con riferimento alla rete MT, oltre alla lunghezza delle dorsali le diramazioni verso le utenze servite). Nel caso in cui tale variabile presenti un valore inferiore a 21 utenti/km o superiore a 67 utenti/km, si considerano rispettivamente i medesimi valori minimo e massimo, considerati *cap* e *floor* per la variabile densità di utenza.
- $Vetustà_{t-2}$ è il rapporto, per il perimetro MT/BT, tra immobilizzazioni nette successive al 2007 e totale delle immobilizzazioni nette relative agli investimenti effettuati fino all'anno $t-2$ ⁶.

Il ricavo ammesso a copertura dei costi di capitale, relativamente all'anno t , è pari a:

$$RA_t^{capex} = C_{unit,t}^{capex} * POD_t$$

⁵ Tale formulazione si basa su analisi condotte sulla base della stima di una funzione di costo del tipo:
 $\ln(C_{unit,t}^{capex}) = const + \beta_1 \ln P_k + \alpha_1 \ln Energia + \alpha_2 \ln Densità + \alpha_3 Vetustà + \varepsilon$ dove P_k è il prezzo del capitale proprio di ciascuna impresa calcolato come rapporto tra ammortamenti tariffari e km di rete.

⁶ Ai fini della valorizzazione e dell'aggiornamento di questa variabile si applicano i criteri descritti al paragrafo 7.4.

Spunti per la consultazione

S6. Osservazioni riguardo alla funzione di costo a copertura dei costi di capitale relativi alle infrastrutture di rete e alla commercializzazione del servizio di distribuzione.

7 Aggiornamento dei costi riconosciuti per la gestione delle infrastrutture di rete

- 7.1 Tenuto conto della formulazione delle funzioni di costo illustrate nei capitoli precedenti l’Autorità è orientata a rivedere, almeno in parte, le ipotesi relative ai criteri di aggiornamento ipotizzati nei documenti per la consultazione 428/2016/R/EEL e 580/2017/R/EEL.
- 7.2 In particolare, l’Autorità intende confermare l’ipotesi formulata nel documento 580/2017/R/EEL di aggiornare i costi operativi riconosciuti applicando le disposizioni del comma 11.1 del TIT, (previste sia per le imprese in regime puntuale, sia per quelle in regime parametrico), con il meccanismo del *price-cap*.
- 7.3 Con riferimento ai costi di capitale, l’Autorità è orientata a prevedere un aggiornamento dei costi riconosciuti per tenere conto dell’evoluzione, per ciascuna impresa, delle variabili relative all’energia servita, alla densità di utenza e all’indice di vetustà della rete. In tal modo, in accoglimento delle osservazioni di alcuni *stakeholders*, il costo riconosciuto beneficia con cadenza annuale degli effetti derivanti dagli investimenti di sviluppo e manutenzione effettuati da ciascuna impresa sulla propria rete.
- 7.4 Nel dettaglio l’indice di vetustà è aggiornato a partire dall’indice di vetustà relativo all’anno 2015 (basato su investimenti effettuati fino al 2013) determinato con modalità analoghe a quelle previste nel regime tariffario individuale. Per gli anni successivi tale indicatore è aggiornato parametricamente:
- applicando le modalità di degrado delle immobilizzazioni ante 2008 descritte nella relazione AIR della deliberazione 199/11;
 - calcolando per ciascun anno il valore complessivo delle immobilizzazioni post 2007 relative al perimetro MT/BT e prevedendo un degrado a quote costanti sulla base di una vita utile convenzionale fissata pari a 25 anni.
- 7.5 I costi di capitale verranno inoltre aggiornati tenendo conto del tasso di inflazione nonché di un fattore correttivo *g* attivabile dall’Autorità su istanza qualora, sulla base delle informazioni raccolte, ritenga opportuno un adeguamento del costo riconosciuto nei confronti delle imprese distributrici che attestino di aver effettuato investimenti significativamente impattanti sui costi di gestione riconducibili a:
- obblighi normativi o specifiche disposizioni dell’Autorità;
 - investimenti in alta tensione;

- investimenti indotti da richieste di connessione di impianti di produzione che modifichino in maniera significativa i flussi energetici della rete;
 - rifacimenti significativi di porzioni di rete a fronte di calamità naturali.
- 7.6 Nell'anno iniziale di ciascun periodo di regolazione, inoltre, verrà effettuata una nuova analisi di settore volta alla determinazione dei parametri stimati e dei prezzi dei fattori utilizzati nelle funzioni di costo riconosciuto a copertura sia dei costi operativi che di capitale.
- 7.7 Al fine di valutare eventuali adeguamenti alla regolazione tariffaria per il regime parametrico, l'Autorità ritiene opportuno effettuare una prima verifica delle ipotesi sottostanti il meccanismo proposto e dei relativi criteri di aggiornamento, dopo tre anni di applicazione di tale regime (mediato peraltro negli effetti dal meccanismo di gradualità).

Spunti per la consultazione

S7. Si ritengono adeguate le modalità di aggiornamento dei costi riconosciuti per la gestione delle infrastrutture di rete?

8 Aggiornamento dei costi riconosciuti per la gestione delle infrastrutture di rete nel periodo di gradualità

- 8.1 Come già illustrato nel capitolo 5, durante il periodo di gradualità 2018-2023 l'Autorità intende prevedere il riconoscimento a ciascuna impresa distributrice di una tariffa di transizione determinata come media ponderata tra la tariffa d'impresa e la tariffa parametrica, con pesi decrescenti della prima e crescenti della seconda.
- 8.2 Durante tale periodo l'Autorità intende aggiornare la tariffa parametrica come illustrato nel capitolo 7.
- 8.3 Ai fini dell'aggiornamento della tariffa d'impresa invece l'Autorità conferma i meccanismi ipotizzati nel documento per la consultazione 580/2017/R/EEL. Più in dettaglio, con riferimento alla quota parte a copertura dei costi operativi intende applicare le modalità di aggiornamento di cui al comma 11.1 del TIT basate sull'applicazione del *price-cap*, mentre con riferimento alla quota parte a copertura dei costi di capitale l'Autorità intende procedere all'aggiornamento applicando il tasso di variazione medio annuo degli investimenti fissi lordi.

Spunti per la consultazione

S8. Si ritengono adeguate le modalità di aggiornamento dei costi riconosciuti nel periodo di gradualità?

9 Modalità di applicazione del calcolo dei costi riconosciuti relativi al servizio di distribuzione

9.1 Ai fini di fornire una esemplificazione dell'applicazione delle formule per la determinazione dei costi riconosciuti per il servizio di distribuzione, riportiamo di seguito un caso ipotetico.

Consideriamo un'impresa, con i seguenti dati:

- Punti di prelievo al netto dei punti IP, anno $t-2$: 2850
- km di rete, anno $t-2$: 89
- Energia distribuita (kWh comprensivi di IP, anno $t-2$): 20.000.000
- Impresa operante in zona montana
- Coefficiente di vetustà: 0,5
- Punti di prelievo al netto dei punti IP, anno t : 2880.

La densità è pari al rapporto tra i punti di prelievo (al netto dei punti IP) relativi all'anno $t-2$ ed i km di rete relativi all'anno $t-2$. Nel nostro esempio la densità risulta pari a 32,02 utenti per km di rete.

Il costo riconosciuto per punto di prelievo a copertura dei costi operativi, per l'anno t , è pari a:

$$C_{unit,t}^{opex} = 134,08793 * 20.000.000^{-0,01657} * 32,02^{-0,08372} = 75,92 \text{ €/POD}$$

Il ricavo ammesso a copertura dei costi operativi, relativamente all'anno t , è pari a:

$$RA_t^{opex} = 75,92 * 2880 = 218.649,60 \text{ €}$$

Il costo riconosciuto per punto di prelievo a copertura dei costi di capitale, per l'anno t , è pari a:

$$C_{unit,t}^{capex} = 3226,17485 * 20.000.000^{-0,01017} * 32,02^{-0,98208} * e^{0,5*0,38490} = 109,54 \text{ €/POD}$$

Il ricavo ammesso a copertura dei costi di capitale, relativamente all'anno t , è pari a:

$$RA_t^{capex} = 109,54 * 2880 = 315.475,20 \text{ €}$$

- 9.2 Ai fini di illustrare più nel dettaglio le analisi che hanno condotto alla determinazione dei criteri descritti al capitolo 6, fornire supporto per l'applicazione della metodologia in consultazione, nonché raccogliere le prime osservazioni da parte dei soggetti interessati, la Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling convocherà un tavolo tecnico entro la metà del mese di marzo.
- 9.3 A valle di tale incontro, sarà richiesto alle imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo di rendere disponibili le proprie simulazioni relative al costo riconosciuto per il servizio di distribuzione per l'anno 2018, applicando il regime parametrico descritto.
- 9.4 Qualora dalle informazioni contenute nelle suddette simulazioni si evinca che i dati in possesso dell'Autorità (peraltro relativi a comunicazioni ufficiali delle imprese distributrici), su cui sono state effettuate le analisi, sono significativamente diversi rispetto a quelli utilizzati dalle imprese per le simulazioni di cui al punto 9.3, l'Autorità si riserva di rivedere le proprie valutazioni in merito ai criteri di definizione del costo riconosciuto.

10 Criteri per il riconoscimento dei costi relativi al servizio di misura

- 10.1 Coerentemente con quanto proposto con riferimento al servizio di distribuzione, in relazione alle tariffe di riferimento a copertura dei costi per il servizio di misura dell'energia elettrica l'Autorità è intenzionata a prevedere modalità differenziate di riconoscimento tra gli anni 2016 e 2017 e gli anni successivi.
- 10.2 In particolare l'Autorità, con riferimento all'anno 2016, intende procedere alla conferma in via definitiva dei parametri delle tariffe di riferimento provvisorie approvate con la deliberazione 734/2016/R/EEL e, per l'anno 2017, è orientata a determinare tariffe d'impresa con modalità analoghe a quelle utilizzate per l'anno 2016. L'Autorità pertanto è orientata a prevedere l'applicazione del regime parametrico a partire dall'anno 2018.
- 10.3 L'Autorità conferma l'orientamento espresso nel documento per la consultazione 580/2017/R/EEL di applicare il regime parametrico senza forme di gradualità.
- 10.4 Ai fini della determinazione dei costi riconosciuti per il servizio di misura, anche in considerazione della sostanziale condivisione delle ipotesi di regolazione illustrate nelle precedenti fasi di consultazione, l'Autorità intende confermare gli orientamenti già prospettati (per i dettagli consultare i capitoli 11 e 12 della consultazione 428/2016/R/EEL).



Nota metodologica

20 Febbraio 2018

Il Politecnico di Torino ha ricevuto l'incarico da parte dell'Autorità di Regolazione per Energia e Ambiente (ARERA) di effettuare una serie di analisi riguardanti i costi delle imprese di distribuzione elettrica. Tali analisi, condotte insieme ad un'esperta del Politecnico di Milano, si sono basate sui dati di unbundling contabile forniti da ARERA per il periodo 2011-2015.

Il presente documento ha lo scopo di fornire una nota metodologica che possa agevolare la comprensione delle tecniche econometriche utilizzate, nonché l'interpretazione dei risultati derivanti dalla loro applicazione. Nello specifico, a partire dalla letteratura esistente, vengono illustrate le diverse metodologie impiegate per la stima delle funzioni di costo totale e operativo. A complemento, vengono anche fornite le definizioni per il calcolo di economie di scala ed economie di scala spaziali.

La stima delle funzioni di costo

La stima econometrica delle funzioni di costo delle imprese distributrici costituisce una fonte preziosa di informazione per il regolatore nel processo di definizione delle tariffe. Fra gli strumenti utilizzabili a questo scopo figurano metodi parametrici di benchmarking quali le frontiere stocastiche (*Stochastic Frontier Analysis*, SFA in acronimo).

Come sottolineato da Farsi e Filippini (2004)¹, una funzione di costo di frontiera indica il costo minimo dati il livello di output, i prezzi dei fattori produttivi e la tecnologia impiegata, con il vantaggio di separare l'effetto dell'inefficienza dall'errore statistico. Nel settore della distribuzione elettrica, tale funzione di costo dovrebbe tener conto delle differenze in termini di caratteristiche della rete, load factor e altri fattori che, pur slegati dall'efficienza, influenzano i costi. In questo contesto, gli autori utilizzano un panel non bilanciato di 59 imprese distributrici

¹ Farsi, M. e M. Filippini (2004), "Regulation and Measuring Cost-Efficiency with Panel Data Models: Application to Electricity Distribution Utilities", *Review of Industrial Organization*, 25, 1-19.



svizzere nel periodo 1988-1996. La variabile di output considerata è l'energia riconsegnata, mentre gli input sono lavoro, capitale e energia acquistata. A ciò vengono aggiunte delle variabili di controllo per le caratteristiche dell'output e della rete (ad esempio, la presenza di reti ad alta tensione). In maniera conservativa, gli autori considerano una specificazione di tipo Cobb-Douglas in cui la condizione di omogeneità di primo grado della funzione di costo rispetto ai prezzi degli input è imposta dividendo i valori monetari per il prezzo dell'energia acquistata.

Un'altra possibilità consiste nello stimare direttamente una funzione di costo medio, senza individuare la frontiera efficiente. A questo proposito, con l'idea di focalizzarsi sui costi di distribuzione più strettamente legati al funzionamento della rete (e quindi escludendo quelli per l'energia acquistata), Fazioli, Filippini e Wild (2000)² considerano 45 imprese di distribuzione svizzere nel periodo 1992-1996 e stimano una funzione di costo medio di tipo *log-log* che, oltre ad output (energia distribuita) e prezzi dei fattori (lavoro e capitale), include come variabili che caratterizzano output e rete come il numero di consumatori e una dummy per la presenza di reti di alta tensione.³ Di nuovo, le variabili monetarie sono state normalizzate rispetto al prezzo del capitale per imporre l'omogeneità lineare della funzione di costo rispetto al prezzo dei fattori. Anche in questo caso sono state effettuate analisi sia *pooled* che *panel*. Questo è anche l'approccio seguito per la stima di funzioni di costo (di frontiera e non, totale e medio) relativamente ai distributori italiani.

Alla luce della letteratura sopra menzionata e dei dati messi a disposizione dall'Autorità, il Politecnico di Torino ha svolto un'attività di analisi di frontiera di costo tramite la stima della seguente funzione di tipo Cobb-Douglas:

$$\ln(C_{it}/PL_{it}) = \beta_0 + \beta_Y \ln Volumi_{it} + \beta_K \ln(PK_{it}/PL_{it}) + \beta_L \ln(PA_{it}/PL_{it}) + \gamma_P \ln Potenza_{it} + \gamma_{CD} \ln Densità_{it} + \gamma_A \ln Altitudine_{it} + \delta_{AT} dummy_AT_{it} + v_{it} + u_i$$

² Fazioli, R., Filippini, M. e J. Wild (2000), "La Stima di una Funzione di Costo Medio per Potenziare l'Efficacia della Yardstick Regulation nel Settore della Distribuzione di Energia Elettrica: Una Sperimentazione sul Caso Svizzero", Working Paper.

³ Per una stima di una funzione di costo medio che tiene conto anche di altre caratteristiche dell'output e della rete si veda il lavoro, basato sullo stesso dataset, di Filippini, M. e J. Wild (2000), "Regional Differences in Electricity Distribution Costs and their Consequences for Yardstick Regulation of Access Prices", CEPE.



dove C è il costo totale, $Volumi$ indica l'energia distribuita (variabile di output, in kWh), e PL , PK e PA sono i prezzi dei fattori (rispettivamente lavoro, capitale e altri fattori, con il primo scelto come numerario). Il segno atteso delle variabili di output e del rapporto fra i prezzi è positivo: *ceteris paribus*, è ragionevole pensare che un aumento dei volumi di energia distribuita o un aumento del prezzo dei fattori provochi un aumento del costo minimo efficiente. Fra le variabili che caratterizzano la rete e/o ambientali (ossia, fuori dal controllo dell'impresa), sono state altresì incluse: la potenza media richiesta (*Potenza*); la densità dei consumatori, definita come il rapporto fra numero di punti di riconsegna e km di rete (*Densità*); l'altitudine media nell'area servita (in m, *Altitudine*), in modo da catturare le difficoltà che il distributore potrebbe avere nel servire aree montane; e una variabile categorica che assume valore 1 nel caso l'impresa gestisca reti ad alta tensione (*dummy_AT*), interpretabile come una proxy della dimensione dell'impresa. Tutte le specificazioni includono anche delle dummy di anno e, in alcuni casi, delle dummy regionali per controllare per altri potenziali effetti fissi. Infine, v_u e u_i indicano, rispettivamente, la componente idiosincronica (specifica dell'impresa) del termine di errore e la componente di inefficienza (il segno positivo indica appunto che a causa della presenza di u il costo è maggiore).

Poiché il panel di dati fornito da ARERA non è bilanciato (ossia, per molte imprese non è disponibile il dato relativamente a tutti gli anni del periodo considerato), sono state realizzate sia stime *panel* che *pooled* seppur le stime *pooled*, per quanto non considerino fattori fissi specifici per la singola impresa, possono da considerarsi più affidabili.

Analisi delle economie di scala e densità

Attraverso lo studio delle funzioni di costo, è anche possibile derivare utili indicazioni circa l'esistenza o meno di economie di scala e di densità nell'erogazione del servizio di distribuzione



elettrica. In particolare, dai coefficienti stimati si possono ottenere indicazioni circa la presenza di *Economie di Scala* (ES) e di *Economie di Scala Spaziali* (ESS).⁴

Secondo la teoria più recente, il concetto teorico di economie di scala si riferisce alla relazione tra l'andamento dei costi totali e l'output al variare di quest'ultimo mantenendo costante l'estensione e/o la configurazione spaziale della rete. Il concetto di economie di scala spaziali estende il riferimento anche alla dimensione geografica della rete che caratterizza il processo produttivo. In altre parole, l'analisi delle economie di scala spaziali consente di verificare se il costo totale aumenta in misura proporzionalmente maggiore o minore all'aumento sia dell'output sia della dimensione geografica della rete. Dal punto di vista di policy, le economie di scala sono rilevanti per valutare se un'impresa operante in una certa area geografica può migliorare la propria efficienza aumentando esclusivamente – a parità di rete - la scala di produzione. Le economie di scala spaziali servono invece per verificare se il costo totale di produzione diminuisce espandendo l'attività produttiva sia in termini di output fornito sia in termini di area geografica servita.⁵

Le economie di scala sono misurate dal rapporto: $ES = 1/\beta_Y$, cioè l'inverso del coefficiente stimato del logaritmo naturale dell'output utilizzato (i.e. volumi riconsegnati). Le economie di scala spaziali, invece, si misurano con il rapporto: $ESS = 1/(\beta_Y + \gamma_{AS})$, cioè l'inverso della somma dei coefficienti dell'output fornito e dell'*Area*. In entrambi i casi, un rapporto pari a 1 indica rendimenti di scala costanti (assenza di economie di scala o di scala spaziali), mentre rapporti maggiori di 1 segnalano la presenza di economie di scala (o di scala spaziali).

Infine, per ciascuno dei due rapporti è possibile, con un test di significatività statistica, sottoporre a verifica l'ipotesi che siano diversi da 1, e che quindi si possa rifiutare l'ipotesi di rendimenti di scala costanti, a favore di quella di rendimenti crescenti (o decrescenti).

La **Tabella 1** mostra il calcolo di economie di scala e di scala spaziali successivo alla stima di diversi modelli di frontiera di costo sul campione di imprese di distribuzione di energia elettrica considerato.

⁴ Si fa qui riferimento alle definizioni utilizzate nella letteratura economica sviluppate da Caves W., Christensen L., e M. Tretheway (1984), "Economies of Density versus Economies of Scale: Why Trunk and Local Service Airline Costs Differ", *The RAND Journal of Economics*, 15(4), 471-489.

⁵ Per ulteriori approfondimenti, si rimanda al volume di Fabbri D., Fazioli R. e M. Filippini (1996), "L'Intervento Pubblico e l'Efficienza Possibile", Il Mulino, Bologna, e al lavoro di Caves, Christensen e Tretheway (1984) precedentemente citato. Si noti come le definizioni Fabbri, Fazioli e Filippini (1996) di "economie di scala" ed "economie di scala spaziali" corrispondano, rispettivamente, a quelle di "economies of density" ed "economies of scale" in Caves, Christensen e Tretheway (1984).



Come evidenziato in tabella, ai fini del calcolo delle economie di scala spaziali, è stata considerata una specificazione che include la lunghezza della rete come variabile di controllo. I test effettuati mostrano la presenza di economie di scala, di scala spaziali e di consumer density per tutte le specificazioni considerate.

Tabella 1. Economie di Scala, Economie di Scala Spaziali ed Economie di Customer Density.

Modello SFA	Economie di Scala $ES = 1/\beta_Y$	Economie di Scala Spaziali $ESS = 1/(\beta_Y + \gamma_{LR})$	Economie di Consumer Density* $ED = 1/(\beta_Y + \gamma_{CD})$
Pooled	1.128***	1.105**	1.372**
Time-Invariant	1.123***	1.121***	1.318**
Time-Varying	1.128***	1.105**	1.372**

*Nota: Per quanto riguarda le economie di customer density, il riferimento è alla definizione fornita in Filippini e Wild (2000). Tuttavia, da notare è come un recente lavoro di Filippini, Greene e Masiero (2018)⁶ definisca le economie di consumer density come $ED = 1/(\beta_Y + \gamma_{CU})$, dove γ_{CU} è il coefficiente relativo al numero di consumatori.

⁶ Filippini, M., Greene, W. e G. Masiero (2018), "Persistent and Transient Productive Inefficiency in a Regulated Industry: Electricity Distribution", *Energy Economics*, 69, 325-334.