

**DCO 16/11**

**INDIVIDUAZIONE DI MODALITA' DI APPLICAZIONE DEL REGIME DI  
PEREQUAZIONE SPECIFICO AZIENDALE AGLI ENTI PUBBLICI (COMUNI) CHE  
SVOLGONO L'ATTIVITA' DI DISTRIBUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA A MENO DI  
5.000 PUNTI DI PRELIEVO**

*Documento per la consultazione*

*5 maggio 2011*

## Premessa

*La deliberazione 18 maggio 2010 - ARG/elt 72/10 ha stabilito la riapertura dei termini per la presentazione dell'istanza di ammissione al regime di perequazione specifico aziendale (PSA) di cui all'articolo 42 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità n. 348/07, per le imprese ammesse al regime delle integrazioni tariffarie di cui all'articolo 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10, ivi incluse le imprese di distribuzione di energia elettrica che servono meno di 5.000 punti di prelievo ammesse alle integrazioni tariffarie ai sensi dell'articolo 3, comma 4-quater, del decreto legge 1 luglio 2008, n. 78, come modificato con la legge di conversione 3 agosto 2009, n. 102 (di seguito: decreto legge n. 78/09).*

*La citata deliberazione ARG/elt 72/10 ha demandato ad un successivo provvedimento l'aggiornamento e l'adattamento delle modalità applicative del suddetto regime di perequazione specifica, disciplinato dalla deliberazione dell'Autorità 22 giugno 2004, n. 96/04, con la possibilità di prevedere criteri differenziati per tipologia d'impresa, fermi restando i criteri e i principi in essa definiti.*

*Il presente documento di consultazione illustra gli orientamenti dell'Autorità ai fini dell'individuazione di modalità di applicazione del regime di perequazione specifico aziendale per i Comuni che svolgono direttamente l'attività di distribuzione dell'energia elettrica a meno di 5.000 punti di prelievo. Sulla base delle analisi condotte, infatti, sono emerse specifiche problematiche di applicabilità della PSA connesse con le modalità di tenuta della contabilità da parte Comuni.*

*Il documento per la consultazione viene diffuso per offrire l'opportunità a tutti i soggetti interessati di presentare osservazioni e proposte. **I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte, in forma scritta tramite email ([tariffe@autorita.energia.it](mailto:tariffe@autorita.energia.it)), entro e non oltre il 6 giugno 2011.***

*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 intende sottrarre alla pubblicazione.*

**Autorità per l'energia elettrica e il gas**  
**Direzione tariffe**

piazza Cavour 5 – 20121 Milano  
tel. 02 65565311 fax 0265565222  
e-mail: [tariffe@autorita.energia.it](mailto:tariffe@autorita.energia.it)  
sito internet: [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)

## INDICE

Premessa .....	2
PARTE I.....	4
Quadro normativo di riferimento e oggetto della consultazione.....	4
1 Introduzione e oggetto della consultazione.....	4
2 Il quadro normativo di riferimento.....	5
3 Richiami in merito al regime di perequazione specifico aziendale .....	11
PARTE II .....	13
Criticità applicative della PSA per gli enti locali e proposte in consultazione .....	13
4 Le risultanze dell'analisi svolta su un campione di enti locali (Comuni).....	13
5 Le proposte in consultazione per il riconoscimento della PSA alle imprese distributrici gestite da enti locali (Comuni) con meno di 5.000 punti di prelievo.....	14
6 Approfondimento sulla metodologia transitoria per l'applicazione della PSA alle imprese distributrici gestite da enti locali .....	16
7 Modelli di tenuta della contabilità da parte dei Comuni ai fini dell'applicazione del TIU e del regime di PSA ordinario .....	19

# PARTE I

## Quadro normativo di riferimento e oggetto della consultazione

### 1 Introduzione e oggetto della consultazione

- 1.1 Con la deliberazione 30 novembre 2005, n. 254/05 l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato a far rientrare le imprese elettriche minori di cui alla legge 9 gennaio 1991, n. 10 (di seguito: legge n. 10/91), nell'ambito di applicazione dei criteri generali di riconoscimento dei costi dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica applicati alla generalità delle imprese, ed in particolare dei meccanismi della perequazione generale e della perequazione specifica aziendale.
- 1.2 Le motivazioni per tale intervento erano, sinteticamente, rappresentate dalle seguenti esigenze:
- a. maggior omogeneità con la regolazione nazionale e in particolare in relazione ai criteri di riconoscimento dei costi delle imprese elettriche;
  - b. maggiore trasparenza in relazione agli oneri ricadenti sulla generalità dei clienti;
  - c. incentivazione ad una gestione efficiente delle infrastrutture, anche in una prospettiva di contenimento degli oneri ricadenti sulla generalità dei clienti.
- 1.3 Con la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07, l'Autorità ha disposto di rinviare il completamento del procedimento di riforma del regime delle integrazioni tariffarie per le imprese elettriche minori di cui alla legge n. 10/91<sup>1</sup>, prevedendo una proroga del regime di riconoscimento dei costi e delle integrazioni tariffarie.
- 1.4 Il decreto legge n.78/09, all'articolo 3, comma 4-quater, ha esteso alle aziende elettriche distributrici con meno di 5.000 punti di prelievo l'applicazione del regime di riconoscimento dei costi e delle integrazioni tariffarie di cui al comma 3, dell'articolo 7, della legge n. 10/91. In merito il legislatore ha altresì previsto che *“l'Autorità stabilisce criteri semplificati per la determinazione dei costi sostenuti dalle imprese di distribuzione gestite dagli enti locali, con particolare valorizzazione dei costi per investimenti e finalizzati alla qualità del servizio. I costi sostenuti per la copertura del maggior onere sono posti a carico delle componenti perequative della tariffa elettrica, gestite dalla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico.”*.
- 1.5 Nelle more della revisione del sistema delle integrazioni tariffarie sopra prospettato, l'Autorità, con deliberazione 18 maggio 2010, ARG/elt 72/10 (di seguito: deliberazione ARG/elt 72/10) ha comunque ritenuto opportuno riaprire i termini per la presentazione dell'istanza di ammissione al regime di perequazione specifico aziendale (di seguito: regime di PSA) di cui all'articolo 42 del Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura dell'energia elettrica - Periodo di regolazione 2008-2011 (di seguito: TIT)<sup>2</sup> per le imprese ammesse al regime delle integrazioni tariffarie di cui all'articolo 7 della legge n. 10/91 (ivi incluse, dunque, le imprese di distribuzione di cui al citato decreto legge n. 78/09), previa rinuncia da parte di queste alle citate integrazioni.
- 1.6 La deliberazione ARG/elt 72/10 ha anche previsto di demandare a successivi provvedimenti (se necessari) l'aggiornamento e l'adattamento delle modalità applicative del regime PSA, attualmente disciplinate dalla deliberazione dell'Autorità 22 giugno 2004 n. 96 (di seguito deliberazione n. 96/04), con la possibilità di prevedere criteri differenziati per tipologia d'impresa.

---

<sup>1</sup> Detto procedimento è oggi confluito nel procedimento per la regolazione tariffaria elettrica per il periodo 2012-2015, avviato con deliberazione 31 gennaio 2011, ARG/elt 6/11.

<sup>2</sup> Allegato A alla deliberazione dell'Autorità n. 348/07.

- 1.7 Il regime di PSA prevede il riconoscimento dei costi sostenuti dalla singola impresa nello svolgimento dell'attività di distribuzione elettrica come risultanti dalle evidenze della contabilità aziendale tenuta secondo criteri conformi alle disposizioni del codice civile e dei principi contabili vigenti per le imprese commerciali; in tal senso il regime di PSA si fonda sul principio posto dalla normativa comunitaria che le imprese elettriche, quale che sia il loro regime di proprietà e la loro forma giuridica, redigono, sottopongono a revisione e pubblicano i conti annuali, secondo le norme della legislazione nazionale sui conti annuali delle società di capitali adottate ai sensi della quarta direttiva 78/660/CEE del Consiglio.
- 1.8 L'applicazione del regime di PSA richiede, dunque, (come, per altro, il regime dell'integrazione tariffaria di cui alla legge n. 10/91) il rispetto da parte delle imprese ammesse al suddetto regime di precisi criteri di tenuta della contabilità aziendale finalizzati, in particolare, alla redazione dei conti annuali separati ai sensi della normativa emanata dall'Autorità in materia ed oggi rappresentata dalla deliberazione 18 gennaio 2007, n. 11 (di seguito: deliberazione n. 11/07).
- 1.9 Un'analisi affidata ad un esperto di contabilità appositamente incaricato dall'Autorità relativamente ad un campione di enti locali (Comuni) che gestiscono il servizio di distribuzione elettrica, ha fatto emergere criticità legate alle modalità di tenuta della contabilità da parte di questi enti che rendono problematica sia la redazione dei conti annuali separati ai sensi della deliberazione n. 11/07 sia, di conseguenza, la corretta applicazione del regime di PSA.
- 1.10 Si pone, pertanto, la necessità che vengano individuate apposite modalità semplificate, almeno transitorie, per poter applicare il regime di PSA agli enti locali, nel rispetto sia delle finalità poste dal decreto legge n. 78/09, che dei principi generali del sistema tariffario miranti alla puntuale individuazione dei costi riconoscibili e degli oneri che possono pertanto essere oggetto di specifica reintegrazione.
- 1.11 Allo stato attuale risultano presenti nell'anagrafica operatori dell'Autorità, tenuta ai sensi della deliberazione 23 giugno 2008, GOP n. 35, circa 30 Comuni che hanno dichiarato di svolgere attività di distribuzione elettrica; tutti questi enti risultano svolgere il servizio di distribuzione elettrica per un numero di punti di prelievo inferiore a 5.000. In un numero rilevanti di casi, detti Comuni sono localizzati nelle province autonome di Trento e Bolzano.
- 1.12 Il presente documento di consultazione illustra le proposte dell'Autorità finalizzate ad individuare:
- a. nel breve periodo, criteri semplificati (anche di tipo parametrico) per l'applicazione del regime di PSA agli enti locali (Comuni) che gestiscono il servizio di distribuzione elettrica a meno di 5.000 punti di prelievo;
  - b. modelli contabili duraturi e adeguati, da implementare in maniera graduale, che permettano a questi enti di rientrare, a regime, nel percorso ordinario di riconoscimento dei costi previsto dalla perequazione specifica aziendale.

## **2 Il quadro normativo di riferimento**

### *La regolazione tariffaria per l'attività di distribuzione elettrica*

- 2.1 La legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95) delinea il quadro generale e le funzioni assegnate all'Autorità per lo sviluppo dei propri interventi di regolazione tariffaria. L'articolo 1, comma 1 della medesima legge identifica gli obiettivi da perseguire nella regolazione tariffaria. In particolare, l'ordinamento tariffario deve:
- a) essere "certo, trasparente e basato su criteri predefiniti";
  - b) tutelare gli interessi di utenti e consumatori attraverso "la promozione della concorrenza e dell'efficienza";

- c) assicurare la fruibilità e la diffusione del servizio elettrico con adeguati livelli di qualità su tutto il territorio nazionale;
  - d) “armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse”.
- 2.2 La legge n. 481/95 prevede da un lato che la tariffa (intesa come prezzo massimo unitario) per il servizio elettrico sia unica a livello nazionale e, dall’altro, che vengano introdotti meccanismi di perequazione tra gli esercenti il servizio di distribuzione dell’energia elettrica. Il vincolo di uniformità della tariffa sul territorio nazionale, comporta, infatti, la definizione dei corrispettivi tariffari sulla base delle caratteristiche medie dell’utenza e del territorio serviti dai distributori mentre i costi del servizio sostenuti dai distributori sono influenzati dalle specifiche caratteristiche della clientela servita e da fattori ambientali fuori dal controllo dell’impresa. La tutela dell’economicità e la redditività dei distributori richiede pertanto la definizione di sistemi di perequazione dei ricavi finalizzati a compensare i maggiori costi sostenuti, rispetto al riferimento medio nazionale, purché tali maggiori costi dipendano da fattori fuori dal controllo delle imprese.
- 2.3 A tale proposito il TIT ha previsto che le imprese di distribuzione, con l’esclusione di quelle assoggettate al regime di integrazione tariffaria di cui alla legge n. 10/91, debbano accedere obbligatoriamente ai meccanismi di perequazione generale (Parte III, Titolo 1, Sezione 1 del TIT) e, su istanza, alla perequazione specifica aziendale (Parte III, Titolo 1, Sezione 2 del TIT)
- 2.4 Il regime di PSA è stato introdotto in una logica “residuale”, essendo destinato alla copertura degli eventuali scostamenti tra i costi di distribuzione effettivi e i costi di distribuzione riconosciuti dai vincoli tariffari, non coperti dai meccanismi di perequazione generale, derivanti da variabili esogene fuori dal controllo dell’impresa.
- 2.5 La quantificazione dei costi effettivi di distribuzione dell’impresa distributrice che richiede la perequazione specifica aziendale è subordinata alla corretta applicazione delle disposizioni contenute nella disciplina di separazione contabile, come disciplinata dall’Autorità ai sensi della legge n. 481/95.

### ***La disciplina in materia di separazione amministrativa e contabile***

- 2.6 La disciplina della separazione amministrativa e contabile è stata rivista dall’Autorità, successivamente all’entrata in vigore delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE, con la deliberazione n. 11/07 e s.m.i. e il relativo Allegato A – *Testo Integrato delle disposizioni dell’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas in merito agli obblighi di separazione amministrativa e contabile (unbundling) per le imprese operanti nei settori dell’energia elettrica e del gas e relativi obblighi di pubblicazione e comunicazione* (di seguito: TIU).
- 2.7 Il TIU ha stabilito che, ai fini della separazione contabile, le imprese operanti nei settori dell’energia elettrica e del gas adottino sistemi di tenuta della contabilità, basati su dati analitici, verificabili e documentabili, atti a rilevare le poste economiche e patrimoniali in maniera distinta per le singole attività, come se queste fossero svolte da imprese separate, allo scopo di evitare discriminazioni, trasferimenti incrociati di risorse e distorsioni della concorrenza.
- 2.8 Tra le attività oggetto di separazione contabile vi è l’attività di distribuzione elettrica il cui contenuto è declinato al comma 4.5 del TIU. L’attività di distribuzione dell’energia elettrica comprende le operazioni di gestione, esercizio, manutenzione e sviluppo delle reti di distribuzione dell’energia elettrica in alta, media e bassa tensione, affidate in concessione in un ambito territoriale di competenza all’impresa distributrice titolare della concessione, ovvero in sub-concessione dalla medesima, ivi comprese le operazioni fisiche di sospensione, riattivazione e distacco e le attività di natura commerciale connesse all’erogazione del servizio di

distribuzione. Non rientrano nell'attività di distribuzioni le operazioni di gestione, esercizio, manutenzione e sviluppo delle linee dirette.

- 2.9 I comparti (previsti al comma 6.4 del TIU) in cui si articola l'attività di distribuzione elettrica sono:
- a) impianti in AAT e AT;
  - b) impianti in MT, ivi comprese le stazioni di trasformazione AT/MT;
  - c) impianti in BT, ivi comprese le stazioni di trasformazione MT/BT;
  - d) erogazione del servizio di connessione;
  - e) servizi onerosi a clienti o utenti della rete;
  - f) operazioni commerciali funzionali all'erogazione del servizio di distribuzione e attività finalizzate alla costruzione dei bilanci energetici delle reti di distribuzione;
  - g) promozione del risparmio energetico;
  - h) ritiro di energia elettrica di cessione dedicata.
- 2.10 Il TIU ha previsto, altresì, un duplice regime di separazione contabile: un regime ordinario che si applica alla generalità delle imprese operanti nel settore elettrico e del gas ed un regime semplificato applicabile agli esercenti di minori dimensioni individuati dal comma 16.2 del TIU, tra i quali gli esercenti l'attività di distribuzione elettrica a meno di 5.000 punti di prelievo.
- 2.11 Il paragrafo 8.12 della Relazione Tecnica alla deliberazione n. 11/07, in coerenza con le premesse della medesima deliberazione, precisa in particolare che, indipendentemente dalla loro dimensione, sono escluse dalla modalità di separazione contabile semplificata le imprese elettriche beneficiarie di integrazioni tariffarie di cui all'art. 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10.
- 2.12 Si segnala, in ultimo, come la direttiva 2007/72/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, in corso di recepimento nell'ordinamento nazionale, all'articolo 31, abbia confermato l'obbligo già previsto dalle direttive 2003/54/CE relativo alla separazione della contabilità per le imprese elettriche. Tali imprese quale che sia il loro regime di proprietà e la loro forma giuridica, redigono, sottopongono a revisione e pubblicano i conti annuali, secondo le norme della legislazione nazionale sui conti annuali delle società di capitali adottate ai sensi della quarta direttiva 78/660/CEE del Consiglio, del 25 luglio 1978.

#### ***Il quadro normativo relativo alla tenuta della contabilità da parte degli enti locali (Comuni)***

- 2.13 La vigente normativa sulla contabilità degli Enti Locali in vigore a livello nazionale è contenuta nel "Testo Unico delle leggi sull'ordinamento degli Enti Locali" (TUEL) – Dlgs. 267/2000, mentre per la Regione Autonoma Trentino – Alto Adige vige il "Testo Unico delle leggi regionali sull'ordinamento contabile e finanziario nei Comuni della Regione Autonoma del Trentino – Alto Adige" – DPGR 28 maggio 1999 n. 4/L, come modificato dal DPReg. 1 febbraio 2005 n. 4/L.
- 2.14 Il TUEL e il DPGR 28 maggio 1999 n. 4/L richiedono ai Comuni la redazione di un rendiconto della gestione, che comprende il conto del bilancio, il conto economico e il conto del patrimonio.
- 2.15 Il conto del bilancio (art. 228 TUEL) dimostra i risultati finali della gestione autorizzatoria rispetto alle previsioni indicate nel bilancio preventivo, attraverso l'indicazione delle entrate e delle uscite finanziarie rilevate nel momento della competenza finanziaria (entrate accertate e uscite impegnate) e nel momento del movimento di cassa (entrate incassate e uscite pagate). Tale documento è redatto tramite una contabilità a partita semplice a base finanziaria.
- 2.16 Il conto economico (art. 227 e 229 TUEL e art. 30 e 32 del DPGR 28 maggio 1999 n. 4/L) riporta i componenti positivi e negativi dell'attività dell'ente secondo criteri di competenza economica, comprendendo gli accertamenti e gli impegni del conto del bilancio opportunamente rettificati, le insussistenze e sopravvenienze derivanti dalla gestione dei residui e gli elementi economici non rilevati nel conto del bilancio (quote di costi e di ricavi connessi ai ratei e ai risconti, variazione delle rimanenze, ammortamenti, costi capitalizzati ecc.).

- 2.17 Il conto del patrimonio (art. 227 e 230 TUEL e art. 30 e 34 del DPGR 28 maggio 1999 n. 4/L) riassume, al termine dell'esercizio, la consistenza del patrimonio, costituito dal complesso dei beni e dei rapporti giuridici, attivi e passivi, suscettibili di valutazione ed attraverso la cui rappresentazione contabile ed il relativo risultato finale differenziale, viene determinato il patrimonio netto.
- 2.18 Per la redazione del conto del patrimonio, la normativa prevede l'obbligo di aggiornamento annuale degli inventari (TUEL: art. 230, comma 7; D.P.G.R. 28 dicembre 1999, n. 10/L: art. 1; DPGR 28 maggio 1999 n. 4/L: art. 36).
- 2.19 E' prevista una deroga all'obbligo di redazione del conto economico nei Comuni con popolazione inferiore a 3.000 abitanti dalla Legge 23 dicembre 2005, n. 266 (legge finanziaria 2006): all'art. 1 comma 164 la legge in questione, infatti, recita: "La disciplina del conto economico prevista dall'articolo 229 del testo unico di cui al decreto legislativo 18 agosto 2000, n. 267, non si applica ai Comuni con popolazione inferiore a 3.000 abitanti." L'interpretazione di questa norma è però controversa; infatti, l'articolo 229 del TUEL disciplina la struttura ed il contenuto del conto economico ma non la sua adozione (prevista dall'art. 227). Pertanto, una possibile interpretazione potrebbe portare a ritenere l'adozione del conto economico obbligatoria, lasciando libertà ai Comuni con meno di 3000 abitanti di adottare una struttura anche diversa da quella prevista.
- 2.20 Analoga deroga all'obbligo di redazione del conto economico e del conto del patrimonio è prevista per i Comuni con popolazione inferiore a 5.000 abitanti della Provincia autonoma di Trento. Infatti, l'art. 2, comma 3 del D.P.G.R. 28 dicembre 1999, n. 10/L prevedeva che, per i Comuni con popolazione inferiore ai 5.000 abitanti della provincia di Trento, le disposizioni previste dagli articoli 32 (Conto economico), 33 (Prospetto di conciliazione) e 34 (Conto del patrimonio) del DPGR 28 maggio 1999 n. 4/L venissero applicate dall'anno 2006; la legge provinciale 10 febbraio 2005 n. 1, all'art. 20 comma 1-bis, ha sospeso tale termine di applicazione.
- 2.21 Il TUEL (art. 232) non impone ai Comuni l'adozione di un determinato sistema contabile, ma consente di predisporre il rendiconto della gestione adottando il sistema di contabilità ritenuto più idoneo alle esigenze dell'ente.
- 2.22 L'art. 229 del TUEL descrive le rettifiche da apportare agli accertamenti e agli impegni finanziari per determinare i componenti economici positivi e negativi da riportare in conto economico. Il medesimo articolo richiede di "accludere" al conto economico un prospetto di conciliazione che, partendo dai dati finanziari della gestione corrente del conto del bilancio (accertamenti di entrate ed impegni finanziari di competenza), con l'aggiunta di rettifiche attive e passive (ratei e risconti ed altri elementi economici), raggiunge il risultato finale economico. Il citato articolo richiede inoltre di riferire al patrimonio i valori della gestione non corrente (cd. spese in conto capitale).
- 2.23 L'art. 196 del TUEL richiede ai Comuni l'adozione del controllo di gestione e lo definisce come "la procedura diretta a verificare lo stato di attuazione degli obiettivi programmati e, attraverso l'analisi delle risorse acquisite e della comparazione tra i costi e la quantità dei servizi offerti, la funzionalità dell'organizzazione dell'ente, l'efficacia, l'efficienza ed il livello di economicità nell'attività di realizzazione dei predetti obiettivi." Per i Comuni della Regione Autonoma Trentino – Alto Adige vale la previsione di cui all'art. 22 del DPGR 28 maggio 1999 n. 4/L che di fatto riprende la disposizione di cui all'art. 196 del TUEL.
- 2.24 L'obbligo di adozione del controllo di gestione da parte della normativa nazionale presuppone l'istituzione di una vera e propria contabilità analitica. Infatti, il comma 3 dell'art. 197 specifica che il controllo di gestione è svolto in riferimento ai singoli servizi e centri di costo, ove previsti, verificando in maniera complessiva e per ciascun servizio i mezzi finanziari acquisiti, i costi dei singoli fattori produttivi, i risultati qualitativi e quantitativi ottenuti e, per i servizi a carattere produttivo, i ricavi. Benché questa disposizione non venga esplicitamente ripresa nella normativa

di riferimento dei Comuni della Regione Autonoma Trentino – Alto Adige, è da ritenere che la contabilità analitica sia comunque uno strumento imprescindibile per la realizzazione degli obiettivi a cui è diretto il controllo di gestione.

- 2.25 Infine, è opportuno menzionare la disposizione contenuta nell'art. 2, comma 7 del D.P.R. n. 194/1996 che prevede che i Comuni con popolazione inferiore a 5.000 abitanti, nell'ambito di ciascuna funzione, possano iscrivere gli interventi nel servizio che abbia carattere di prevalenza nello svolgimento delle attività. Questo implica che se in un Comune con popolazione inferiore a 5.000 abitanti, tra i servizi produttivi il servizio prevalente è quello della distribuzione di energia elettrica, ad esso potrebbero essere imputati gli interventi (costo del personale, acquisti di beni di consumo ecc.) riferibili in parte anche ad altri servizi produttivi.
- 2.26 Si riassumono nella tabella seguente gli obblighi di rendicontazione contabile (rilevanti ai fini della redazione dei conti annuali separati ai sensi del TIU) previsti dalla normativa vigente per i Comuni.

	Norma nazionale di riferimento	Norma di riferimento Trentino A.A.	Deroghe e esenzioni
<b>Redazione del conto del bilancio</b>	TUEL: art. 228		
<b>Redazione del conto economico</b>	TUEL: art. 227 e 229	DPGR 28 maggio 1999 n. 4/L: art. 30 e 32	Non si applica ai Comuni con popolazione inferiore a 3.000 abitanti (5.000 abitanti per i Comuni della Provincia autonoma di TN)
<b>Redazione del conto del patrimonio</b>	TUEL: art. 227 e 230	DPGR 28 maggio 1999 n. 4/L: art. 30 e 34	Non si applica ai Comuni con popolazione inferiore a 5.000 abitanti per i Comuni della Provincia autonoma di Trento
<b>Redazione e aggiornamento annuale degli inventari</b>	TUEL: art. 230, comma 7	D.P.G.R. 28 dicembre 1999, n. 10/L: art. 1; DPGR 28 maggio 1999 n. 4/L: art. 36	
<b>Adozione del controllo di gestione</b>	TUEL: art. 196	DPGR 28 maggio 1999 n. 4/L: art. 22	
<b>Adozione della contabilità analitica</b>	TUEL: art. 197, 3° comma		

2.27 L'articolazione del conto del bilancio dei Comuni è disciplinata nel D.P.R. n. 194 del 31/01/1996 che prevede che per le entrate siano previsti tre livelli:

- 1) Titolo (denominazione e numerazione obbligatoria)
- 2) Categoria (denominazione e numerazione obbligatoria)
- 3) Risorsa (denominazione e numerazione definita dall'ente)

mentre per le uscite siano previsti i seguenti livelli:

- 1) Titolo (denominazione e numerazione obbligatoria)
- 2) Funzione (denominazione e numerazione obbligatoria)
- 3) Servizio (denominazione e numerazione obbligatoria)
- 4) Intervento (denominazione e numerazione obbligatoria).

2.28 Il citato D.P.R. prevede altresì che la codifica di bilancio per la parte entrate sia costituita obbligatoriamente da sette cifre:

- a) la prima cifra è riferita al titolo;
- b) la seconda e la terza cifra sono da riferirsi alla categoria;
- c) la quarta, quinta, sesta e settima cifra sono riferiti alla risorsa,

mentre la codifica di bilancio per la parte uscite, sempre costituita da sette cifre, preveda:

- a) la prima cifra riferita al titolo;
- b) la seconda e la terza cifra riferita alla funzione;
- c) la quarta e la quinta cifra riferita al servizio;
- d) la sesta e settima cifra riferiti all'intervento.

2.29 In particolare, le informazioni relative alle entrate relative alla distribuzione di energia elettrica devono essere allocate alle seguenti voci:

3) Titolo 3 – Entrate extratributarie

3.01) Proventi dei servizi pubblici

3.01.xxxx Risorsa ... (la denominazione e numerazione della risorsa possono essere definite dall'ente o da regolamenti regionali o provinciali).

2.30 Le informazioni relative alle uscite relative alla distribuzione di energia elettrica devono essere distinte tra spese correnti e spese in conto capitale (per investimento) e allocate alle seguenti voci:

1) Titolo 1 – Spese correnti

1.12) Funzioni relative ai servizi produttivi

1.12.03 – Distribuzione energia elettrica

- 1.12.03.01 – personale;
- 1.12.03.02 – acquisto di beni di consumo e/o di materie prime;
- 1.12.03.03 – prestazioni di servizi;
- 1.12.03.04 – utilizzo di beni di terzi;
- 1.12.03.05 – trasferimenti;
- 1.12.03.06 – interessi passivi e oneri finanziari diversi;
- 1.12.03.07 – imposte e tasse;
- 1.12.03.08 – oneri straordinari della gestione corrente;
- 1.12.03.09 – ammortamenti di esercizio;
- 1.12.03.10 – fondo svalutazione crediti.

2) Titolo 2 – Spese in conto capitale

2.12 – Funzioni relative ai servizi produttivi

2.12.03 – Distribuzione energia elettrica

- 2.12.03.01 – acquisizione di beni immobili;
- 2.12.03.02 – espropri e servitù onerose;
- 2.12.03.03 – acquisto di beni specifici per realizzazioni in economia;
- 2.12.03.04 – utilizzo di beni di terzi per realizzazioni in economia;
- 2.12.03.05 – acquisizione di beni mobili, macchine ed attrezzature tecnico scientifiche;
- 2.12.03.06 – incarichi professionali esterni;
- 2.12.03.07 – trasferimenti di capitale;
- 2.12.03.08 – partecipazioni azionarie;
- 2.12.03.09 – conferimenti di capitale;
- 2.12.03.10 – concessioni di crediti e anticipazioni.

### **3 Richiami in merito al regime di perequazione specifico aziendale**

- 3.1 Le modalità applicative del regime di PSA prevedono che l'Autorità, ai fini della verifica dell'ammissibilità delle istanze di partecipazione al regime e dello svolgimento delle istruttorie individuali, si avvalga del supporto della Cassa.
- 3.2 Le imprese distributrici interessate alla partecipazione sono tenute a presentare all'Autorità e alla Cassa un'apposita istanza; l'attività istruttoria condotta dalla Cassa riguarda sostanzialmente due fasi:
- una prima fase finalizzata principalmente ad acquisire le informazioni di costo rilevanti ai fini della quantificazione dell'eventuale scostamento tra costi effettivi relativi all'attività di distribuzione elettrica e ricavi tariffari, corretti dai meccanismi di perequazione generale, a copertura degli stessi;
  - una seconda fase istruttoria, finalizzata a valutare la riconoscibilità dello scostamento rilevato.
- 3.3 Ai fini della riconoscibilità dello scostamento ritenuto ammissibile, l'impresa distributtrice è tenuta a far pervenire all'Autorità e alla Cassa ogni ulteriore informazione utile a dimostrare quale percentuale dello scostamento rilevato derivi da variabili esogene fuori dal controllo dell'impresa.
- 3.4 La determinazione del costo relativo alla distribuzione elettrica, costituito dalle componenti riferibili a: remunerazione del capitale investito netto, ammortamenti e costi operativi, richiede necessariamente la disponibilità di informazioni economiche e patrimoniali complete e redatte secondo metodologie omogenee e verificabili.
- 3.5 Nel corso dell'istruttorie di PSA l'Autorità, avvalendosi della Cassa, verifica infatti la corretta applicazione delle disposizioni di separazione contabile previste dalla normativa vigente e i criteri adottati per la registrazione e l'attribuzione dei costi anche al fine di garantire la comparabilità dei costi esposti dalle imprese ammesse al regime di PSA ed evitare che l'adozione di differenti metodologie di registrazione e attribuzione dei costi possa portare a risultati di perequazione discriminatori tra le imprese.
- 3.6 Ai fini della quantificazione dello scostamento massimo ammissibile le istruttorie condotte dalla Cassa hanno verificato, in particolare, che la separazione contabile adottata dalle imprese ammesse al regime prevedesse un'organizzazione delle attività nel rispetto dei seguenti principi:
- a) le gestioni delle attività sono autonome, come se le stesse attività fossero svolte da imprese separate;
  - b) le procedure del controllo di gestione adottate consentono la rilevazione di eventi e situazioni che possono produrre effetti sullo stato patrimoniale e sul conto economico delle singole attività.
- 3.7 Ai fini della determinazione dello scostamento riconosciuto nel regime di PSA, assume inoltre particolare rilevanza la ricostruzione del capitale investito netto nelle immobilizzazioni materiali relative all'attività di distribuzione elettrica; tale ricostruzione è basata sull'utilizzo del costo storico originario di acquisto o di costruzione dei cespiti che costituiscono la rete di distribuzione dell'impresa, opportunamente rivalutato tramite il deflatore degli investimenti fissi lordi. La ricostruzione presuppone la regolare e completa tenuta del libro cespiti e dell'inventario da parte dell'impresa nonché l'esistenza di adeguate procedure gestionali finalizzate alla corretta rilevazione della consistenza del patrimonio aziendale.
- 3.8 In definitiva, quindi, la corretta determinazione dello scostamento tra costi dell'attività di distribuzione e relativi ricavi tariffari ai fini del regime di PSA, presuppone la verifica della tenuta da parte dell'impresa oggetto di istruttoria di:
- a) sistemi e procedure contabili adeguate per la rilevazione nella contabilità generale dei costi e dei ricavi, nel rispetto dei principi contabili vigenti per le imprese commerciali;

- b) adeguati sistemi di contabilità analitica e/o industriale che permettano una rilevazione dei fatti amministrativi separati per singola attività;
- c) regolare e completa tenuta del libro cespiti e dell'inventario dei beni aziendali al fine di risalire al costo originario storico di acquisto o di costruzione degli stessi.

3.9 Alcune difficoltà applicative dei principi previsti dal regime di PSA alle istruttorie condotte in questi anni dall'Autorità, tramite la Cassa, hanno determinato la necessità di individuare apposite procedure per la concreta applicazione dei suddetti principi, con particolare riferimento alle modalità di ricostruzione del capitale investito nelle reti di distribuzione elettrica, di proprietà e/o acquisita da soggetti terzi, e all'individuazione delle variabili esogene utilizzabili a giustificazione dello scostamento rilevato. Le proposte contenute nel presente documento di consultazione, si inquadrano sostanzialmente nel processo di individuazione di apposite procedure per l'applicazione del regime di PSA.

## PARTE II

### Criticità applicative della PSA per gli enti locali e proposte in consultazione

#### 4 Le risultanze dell'analisi svolta su un campione di enti locali (Comuni)

- 4.1 Come anticipato nella prima parte del documento, l'Autorità ha commissionato ad un esperto di contabilità un'analisi sullo stato dell'applicazione della normativa avente ad oggetto gli obblighi di rendicontazione contabile nei Comuni sotto i 5.000 abitanti. Dai casi oggetto di studio sono emerse alcune criticità nella tenuta della contabilità ai fini della redazione dei conti annuali separati ai sensi del TIU e, conseguentemente, del regime di PSA; tali criticità, peraltro, è bene osservare, possono compromettere anche l'applicazione del meccanismo di integrazione tariffaria di cui all'articolo 7 della legge n. 10/91.
- 4.2 Nei Comuni analizzati, l'esigenza di rendicontare i movimenti finanziari come risultanze della gestione nel conto del bilancio, viene generalmente assolta attraverso l'adozione di una contabilità a partita semplice a base finanziaria, che rileva entrate e uscite di risorse finanziarie nel momento della competenza finanziaria (entrate accertate e uscite impegnate) e della cassa (entrate incassate e uscite pagate).
- 4.3 I Comuni non sono obbligati a tenere una doppia contabilità, una a base finanziaria per il conto di bilancio e una a base economico-patrimoniale per la redazione del conto economico e del conto del patrimonio; la soluzione generalmente applicata dai Comuni oggetto di indagine vede la contabilità finanziaria come unico sistema contabile chiamato – attraverso integrazioni – a fornire anche informazioni di tipo economico e patrimoniale.
- 4.4 Inoltre, come già segnalato, l'articolo 2, comma 7, del citato D.P.R. n. 194/1996, prevede che i Comuni con popolazione inferiore a 5.000 abitanti, nell'ambito di ciascuna funzione, possano iscrivere gli interventi nel servizio che abbia carattere di prevalenza nello svolgimento delle attività: in tal senso nei Comuni del campione oggetto di analisi, il conto economico viene redatto senza distinguere i diversi servizi svolti del Comune. Si riscontra, infine, che dalle analisi svolte è emerso che il controllo di gestione e la contabilità analitica non sono adottati dai Comuni oggetto di indagine.
- 4.5 La tenuta di una contabilità di tipo esclusivamente finanziario nonché la mancanza di una contabilità analitica che permetta la distinzione dei fatti amministrativi per singola attività svolta, rende difficoltosa (se non impossibile) per i Comuni analizzati la corretta predisposizione dei conti annuali separati ai sensi del TIU e, di conseguenza, la possibilità di fornire le informazioni necessarie alla corretta quantificazione del costo dell'attività di distribuzione, elemento necessario ai fini dell'applicazione del regime di PSA come delineato dalla deliberazione n. 96/04 e descritto in precedenza.
- 4.6 L'indagine condotta ha rilevato, altresì, per i Comuni oggetto di analisi, il mancato aggiornamento degli inventari che risultano, quando esistenti, spesso incompleti; tale mancanza rende allo stato attuale molto difficoltosa la redazione dei prospetti di movimentazione delle immobilizzazioni previsti ai fini della separazione contabile dal TIU e, soprattutto, implica l'impossibilità materiale da parte dei Comuni di ricostruire il costo del capitale investito nell'attività di distribuzione, anche questo elemento necessario all'applicazione del regime di PSA come delineato dalla deliberazione n. 96/04.
- 4.7 Le criticità sopra evidenziate assumono particolare rilevanza non solo ai fini degli obblighi di separazione contabile previsti dal TIU, ma anche ai sensi delle già citate disposizioni comunitarie che prevedono espressamente a carico delle imprese che operano nel settore elettrico

la redazione dei conti annuali secondo le modalità previste per le società di capitale nonché i relativi obblighi di revisione contabile.

S1 Si ritiene esaustiva e corretta la disamina delle criticità nella tenuta della contabilità da parte dei Comuni, soprattutto nell'ottica dei requisiti previsti per la redazione dei conti annuali separati previsti dal TIU e di applicazione del regime di PSA ai sensi della deliberazione n. 96/04? Se no, fornire elementi di dettaglio, richiamando la normativa connessa.

## **5 Le proposte in consultazione per il riconoscimento della PSA alle imprese distributrici gestite da enti locali (Comuni) con meno di 5.000 punti di prelievo**

5.1 Le criticità evidenziate nel precedente capitolo 4 nei criteri di tenuta della contabilità da parte dei Comuni analizzati sono riconducibili in definitiva ai seguenti fattori:

- il mancato rispetto del principio di competenza economica nella rilevazione dei costi e dei ricavi dell'esercizio, previsto dai principi contabili nazionali ed internazionali per la contabilità delle imprese commerciali;
- la mancata tenuta di un sistema di contabilità analitica che permetta la corretta attribuzione delle voci patrimoniali ed economiche alle diverse attività aziendali svolte;
- la mancata tenuta e, in alcuni casi, il mancato aggiornamento del libro cespiti e dell'inventario del patrimonio aziendale.

Tutte e tre le citate criticità non permettono la corretta ricostruzione, per l'anno di riferimento, del costo complessivo relativo alla distribuzione elettrica e, di conseguenza, la quantificazione dello scostamento riconoscibile ai fini del regime di PSA.

5.2 D'altronde, questi enti si trovano a gestire un servizio di distribuzione elettrica in contesti simili a quelli svolti dalle imprese organizzate secondo una delle forme previste dal Codice Civile per le imprese commerciali, sia per collocazione geografica che per dimensione aziendale. E' quindi ipotizzabile, in linea di principio, che anche per questi enti possa sussistere uno scostamento tra costi effettivi riconoscibili ai fini tariffari e ricavi tariffari, dovuto a variabili esogene e dunque ammesso a compensazione tramite la PSA.

5.3 In tale prospettiva, in considerazione dell'articolato quadro normativo primario nazionale e comunitario richiamato nella prima parte del documento, l'Autorità intende proporre per la consultazione una soluzione che consenta:

- a. per un periodo transitorio, l'ammissione degli enti locali (Comuni) che esercitano la distribuzione di energia elettrica a meno di 5.000 punti di prelievo, al riconoscimento di maggiori costi connessi a variabili esogene sulla base di un meccanismo semplificato, sostanzialmente parametrico;
- b. a regime, l'adozione delle modalità di tenuta dei conti secondo uno dei modelli che verranno esposti nel paragrafo successivo, compatibili con la normativa prevista dal TUEL o dalle altre disposizioni in materia di tipo locale e con le finalità informative previste dal TIU, così da consentire l'applicazione a questi enti del regime di PSA secondo le modalità previste dalla deliberazione n. 96/04 per la generalità delle imprese di distribuzione.

5.4 Le istruttorie di PSA concluse fino ad oggi hanno permesso all'Autorità di individuare una serie di variabili esogene che, in quanto tali, sono fuori dal controllo dell'impresa, e influenzano sia il livello di ricavi conseguiti che i costi sostenuti nell'attività di distribuzione elettrica. Tali

variabili sono sostanzialmente legate a fattori quali il mix di utenza servita, la conformazione tecnica della rete di distribuzione e, infine, l'orografia del territorio servito.

- 5.5 Nella fase transitoria, in attesa di poter disporre di dati contabili adeguati ad accertare l'effettiva presenza di uno scostamento tra i costi effettivamente sostenuti per l'erogazione del servizio di distribuzione da parte degli enti locali e i ricavi riconosciuti dall'applicazione delle tariffe e della perequazione generale, l'Autorità è orientata a prevedere che l'applicazione del regime di PSA possa avvenire in maniera semplificata, basandosi solo sull'accertamento della presenza, nelle realtà servite dagli enti locali, di una o più variabili esogene e valorizzandole in maniera parametrica.
- 5.6 Più in dettaglio, l'Autorità propone di applicare agli enti locali che presentino istanza ai sensi della deliberazione ARG/elt 72/10 e la cui contabilità non sia adeguata alle esigenze informative individuate dal TIU e, di conseguenza, allo svolgimento delle istruttorie previste dalla deliberazione n. 96/04, una metodologia transitoria di PSA basata sull'accertamento della presenza delle seguenti variabili esogene:
- differente mix di utenze rispetto al dato medio nazionale;
  - effetto densità dei punti di prelievo rispetto al dato medio nazionale;
  - numero di clienti allacciati in BT con potenza superiore a 75KW;
  - maggior interramento della rete BT e della rete MT rispetto alla media nazionale;
  - effetto montagna;
  - obblighi di bilinguismo.
- 5.7 L'applicazione della metodologia transitoria prevede la definizione di un fattore di correzione dei ricavi di distribuzione ( $Csa$ )<sup>3</sup> destinato ad essere applicato, per i Comuni che presentino istanza nei modi e tempi<sup>4</sup> previsti dalla deliberazione ARG/elt 72/10, a partire dall'anno 2009 e fino all'anno 2013 compreso (ovvero fino al secondo anno successivo a quello di presentazione dell'istanza), a condizione che gli stessi presentino un impegno formale, avallato da una delibera del Consiglio Comunale, di adozione del modello di tenuta della contabilità che verrà definito in seguito alla presente consultazione, idoneo sia alla corretta predisposizione dei conti annuali separati in regime semplificato ai sensi del TIU, che all'applicazione del regime di PSA.
- 5.8 A tale riguardo, l'Autorità intenderebbe rimuovere, per i Comuni che svolgano il servizio di distribuzione elettrica a meno di 5.000 punti di prelievo, la scadenza del 30 giugno 2011 stabilita dalla deliberazione ARG/elt 72/10 come termine ultimo per presentare l'istanza di ammissione al regime di PSA, prevedendo comunque che:
- fino alla presentazione dell'istanza, operino a pieno titolo i meccanismi regolatori in vigore, ivi compresi i meccanismi di perequazione generale con le rispettive scadenze per la regolarizzazione dei saldi;
  - il riconoscimento degli effetti del regime di PSA decorra dall'anno dell'istanza;
  - il riconoscimento di eventuali spettanze retroattive derivanti dall'applicazione del regime di PSA sia comunque limitato al periodo 2009-2010.
- 5.9 L'Autorità ritiene che il periodo transitorio così individuato sia adeguato a consentire agli enti locali (Comuni) l'adozione di sistemi di tenuta della contabilità coerenti con i criteri e le modalità previste dal TIU e necessari per l'espletamento dell'istruttoria di PSA previste dalla deliberazione n. 96/04.
- 5.10 In sintesi, l'Autorità è orientata a prevedere che, gli enti locali (Comuni) che presentino istanza di PSA ai sensi della deliberazione ARG/elt 72/10:
- a) possano richiedere l'adozione della metodologia transitoria del regime di PSA;

---

<sup>3</sup> Si veda il comma 49.3 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità n. 5/04.

<sup>4</sup> Il termine attualmente previsto per la presentazione dell'istanza è il 30 giugno 2011.

- b) adottino, a partire dal secondo anno successivo alla presentazione dell'istanza, un modello di tenuta della contabilità adeguato ai fini dell'applicazione del regime di PSA a partire dall'anno 2014, secondo le modalità ordinarie e basato su una specifica istruttoria condotta ai sensi della deliberazione n. 96/04;
- c) possano estendere retroattivamente gli effetti del regime di PSA agli anni 2009-2010;
- d) possano compensare eventuali partite residue a debito con la Cassa, con eventuali partite a credito risultanti dall'applicazione del regime di PSA.

5.11 Il mancato adeguamento dei sistemi di tenuta della contabilità comporterebbe, per contro, la perdita del diritto al riconoscimento della perequazione specifica aziendale a partire dal 2014 e fino ad avvenuto adeguamento dei sistemi, nonché l'eventuale obbligo di restituzione di quanto riconosciuto in sede di applicazione del regime di PSA nel periodo transitorio<sup>5</sup>.

5.12 L'Autorità intende, comunque, prevedere che se un Comune è in grado di dimostrare di disporre di un sistema di tenuta della contabilità tale da garantire la corretta applicazione dei principi di separazione contabile almeno con le stesse caratteristiche di uno dei modelli proposti dal presente documento, possa fin da subito optare per l'applicazione del regime di PSA secondo le regole ordinarie.

S2 Si condivide l'ipotesi di prevedere un sistema transitorio di applicazione del regime di PSA, di tipo parametrico, per i Comuni che non dispongono di sistemi contabili adeguati all'applicazione del regime di PSA? Motivare la risposta.

S3 Si ritiene adeguata (anche alla luce di quanto precisato nel successivo capitolo 7) la durata proposta per il periodo transitorio, che prevede l'adeguamento della tenuta della contabilità a partire dall'esercizio 2013?

## **6 Approfondimento sulla metodologia transitoria per l'applicazione della PSA alle imprese distributrici gestite da enti locali**

6.1 Il presente capitolo espone con maggior dettaglio il contenuto delle variabili esogene che potrebbero essere riconosciute nel regime transitorio e i criteri proposti per la loro quantificazione in termini di scostamento tra costi del servizio di distribuzione dell'energia elettrica e relativi ricavi tariffari. La metodologia presentata prende a riferimento, a titolo di esempio, i valori utilizzati dall'Autorità per la determinazione delle tariffe di distribuzione per l'anno 2008, primo anno del III periodo di regolazione dei servizi di distribuzione elettrica<sup>6</sup>.

6.2 Il diverso mix di utenze e di profili di consumi dell'utenza servita rispetto alla media nazionale rientrano nel novero delle variabili esogene, previste dalla deliberazione n. 96/04, che sono state riconosciute in sede di PSA dall'Autorità. Infatti, la tariffa media nazionale viene costruita ripartendo i costi riconosciuti sull'utenza servita e sul relativo livello di consumo. Se l'esercente ha un diverso profilo effettivo di utenza servita potrebbe trovarsi a realizzare un livello dei ricavi ingiustificatamente ridotto. Di seguito si riportano i dati del profilo medio nazionale di riferimento per la distribuzione elettrica, relativi al 2008:

<sup>5</sup> La restituzione potrebbe essere realizzata tramite compensazione con quanto eventualmente spettante a titolo di perequazione generale.

<sup>6</sup> Per maggiori approfondimenti si prenda a riferimento la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07, il relativo allegato A (TIT) e la relazione AIR.

Dati 2008	ripartizione % utenza	ripartizione % consumi	media kWh/cliente
Usi domestici	78,07378	20,8638	2.216
BT IP	0,80464	2,2932	23.635
BT Altri Usi	20,82704	23,5760	9.388
MT IP	0,00308	0,1229	331.003
MT altri usi	0,28807	34,6465	997.400
AT	0,00335	18,1377	44.946.585
AAT	0,00005	0,3599	65.946.972

L'effetto della variabile esogena relativo al diverso mix di utenze e diversi profili di consumi rispetto alla media nazionale viene quantificato calcolando quale vincolo ai ricavi di distribuzione avrebbe l'esercente se la sua clientela rispettasse le proporzioni nazionali, e confrontando tale ricavo con il ricavo effettivo.

- 6.3 La dispersione dell'utenza nel territorio servito può essere causa di sfavorevoli condizioni per la distribuzione di energia elettrica: gli effetti economici di questo fenomeno, sono collegati alla peculiare composizione dell'utenza per chilometro di rete che può tradursi in minori ricavi tariffari rispetto alla media nazionale. Di seguito si riportano i valori medi nazionali di riferimento, relativi al 2008:

Dati 2008	Linee	Densità
	Utenti MT/ linee MT	0,27
	Utenti BT/MT+BT	28,48

L'effetto della variabile esogena relativo alla dispersione dell'utenza può essere valutato con procedimento analogo a quello illustrato per il precedente punto 6.2.

- 6.4 È stata riconosciuta come causa di maggiori costi per le imprese di distribuzione elettrica, la presenza di vincoli di natura ambientale, architettonica e/o archeologica nei casi, tipicamente nelle zone di alta concentrazione urbana, in cui ciò costringa ad allacciare i clienti finali con prelievi di potenza superiori a 75 kW in BT, laddove in termini medi nazionali la medesima tipologia di utenza viene servita in MT. Gli effetti della variabile esogena vengono quantificati in termini di minori ricavi tariffari percepiti, come differenza tra il ricavo conseguibile valorizzando le utenze servite in BT con potenza superiore a 75 kW, situate in zona urbana, con la tariffa prevista per la classe di utenza MT altri usi e il ricavo effettivamente conseguito.
- 6.5 Per valutare il peso del maggior interrimento delle reti BT e MT rispetto alla media nazionale, l'Autorità intende ricostruire il valore del maggior capitale investito (e di conseguenza la maggiore remunerazione e il maggior ammortamento di tale capitale, che rappresenta il mancato ricavo da riconoscere all'impresa) sulla base dei seguenti elementi:

- quota parte del vincolo ai ricavi del distributore destinata alla remunerazione del capitale investito netto (37,5% per l'anno 2008);
- remunerazione del capitale investito netto (7% per l'anno 2008);
- peso medio del capitale investito netto in linee MT e BT rispetto al capitale investito netto totale (30% per BT e 30% per MT per l'anno 2008).

Ricostruito, in tal modo, il capitale netto delle reti BT e MT riconosciuto dal sistema tariffario in vigore, è possibile riproporzionare tale valore in funzione delle percentuali di reti interrate effettive, tenendo presente che:

- il rapporto tra i costi delle linee interrate e delle linee aeree è pari a 2;
- la media delle linee interrate nazionali è pari a:
  - per la MT, il 65% aerea e il 35% interrata;

- per la BT, l'80% aerea e il 20% interrata.

6.6 È stata riconosciuta come causa di maggiori costi di costruzione delle linee di distribuzione interrate in media e in bassa tensione, la presenza della variabile esogena “area montana”, determinata come percentuale di territorio in area montana rispetto al totale dell'area servita. Nello specifico, il riconoscimento della variabile come giustificazione dello scostamento avviene quando il territorio servito è situato in una zona con una percentuale di area montana superiore al valore medio nazionale pari al 35,21%. Tale variabile esogena è legata a sua volta alla presenza di due caratteri territoriali tipici delle aree montane:

- stagionalità: legata a condizioni climatiche che impediscono la prosecuzione dei lavori, con la conseguente necessità di smantellamento dei cantieri e successivi riallestimenti;
- terreno roccioso: legato alle caratteristiche geomorfologiche del territorio. In relazione alla realizzazione di linee di distribuzione di energia elettrica, la presenza di rocce determina il sostenimento di maggiori costi per l'effettuazione di scavi e demolizioni.

6.7 Nell'ipotesi in cui la percentuale di area montana sia superiore al valore medio nazionale, è stata quindi determinata l'incidenza della variabile esogena per ciascuna tipologia impiantistica, al fine di arrivare a determinare il coefficiente correttivo totale. In particolare, sono stati determinati i parametri massimi di riferimento per un distributore operante su di un territorio con una percentuale di area montana pari al 100%. In queste condizioni orografiche, la maggiorazione del capitale investito riconoscibile è pari:

- al 7,69% per le linee interrate in media tensione;
- al 6,19% per le linee interrate in bassa tensione.

Con procedimento analogo a quello descritto al punto 6.5, è possibile valutare l'entità del maggior capitale investito in linee interrate a causa dell'orografia del terreno, supponendo un incremento lineare del maggior costo tra il 35,21% e il 100% di territorio montano.

6.8 Effetto sul costo del lavoro dell'obbligo di bilinguismo. Ai sensi del Decreto Legislativo n 446 del 24 luglio 1996, recepito in accordi sindacali, le imprese concessionarie di servizio pubblico nel territorio della provincia autonoma di Bolzano sono soggette all'obbligo di corrispondere ai propri dipendenti un'indennità di bilinguismo, integrativa rispetto alla retribuzione base. L'onere derivante da tale disposizione di legge è stato riconosciuto come giustificativo dello scostamento. In tal senso, quindi, ai Comuni situati nella provincia autonoma dell'Alto Adige, verrebbe riconosciuto l'effetto dell'obbligo del bilinguismo pari al 2% della parte del vincolo ai ricavi tariffari a copertura dei costi operativi (per il 2008 pari al 37,3%).

6.9 Ai fini dell'applicazione del regime transitorio e parametrico di PSA e quindi ai fini della quantificazione del maggior costo di distribuzione rispetto ai ricavi tariffari, i Comuni sarebbero tenuti a fornire all'Autorità tramite apposita istanza i dati utili al calcolo delle suddette variabili, in particolare:

- le quantità di energia distribuita, i punti di prelievo e la potenza installata per classe di utenza (qualora non fosse già disponibile all'Autorità a seguito delle altre raccolte di natura tariffaria);
- la percentuale di area montana del territorio servito, come rilevati da dati ufficiali;
- i km di linea BT e MT aereo e cavo;
- il numero di punti di prelievo serviti in BT con potenza installata superiore a 75 KW, con separata evidenza di quelli situati in area urbana rispetto a quelli in aree rurali.

6.10 Sulla base dei dati fisici forniti dai Comuni, la Direzione tariffe valuterebbe dapprima l'effettivo scostamento di tali parametri rispetto alla media nazionale e quindi procederebbe al calcolo del nuovo vincolo ai ricavi di distribuzione secondo i criteri sopra esposti, quantificando così lo scostamento di PSA da riconoscere (espresso come coefficiente moltiplicatore del ricavo tariffario perequato: *Csa*).

- 6.11 Trattandosi di una metodologia transitoria parametrica, necessariamente approssimata, l’Autorità intende comunque prevedere dei limiti al valore finale del coefficiente *Csa* che non può assumere valori:
- inferiori a 1, il che significa che comunque viene garantito il ricavo tariffario generale;
  - superiori a 1,3, il che significa un incremento dei ricavi massimo del 30%.

S4	Si condividono i limiti previsti per il coefficiente <i>Csa</i> ? Motivare eventuali opinioni difformi.
----	---

## **7 Modelli di tenuta della contabilità da parte dei Comuni ai fini dell’applicazione del TIU e del regime di PSA ordinario**

- 7.1 Come indicato nel precedente capitolo 5, la possibilità per gli enti locali (Comuni) di vedersi riconosciuta la perequazione specifica aziendale dal 2014 in poi, nell’ipostazione attualmente proposta per la consultazione, è subordinata all’adozione da parte dei medesimi di sistemi di tenuta della contabilità adeguati all’assolvimento degli obblighi di separazione contabile previsti dal TIU, seppur relativi al regime semplificato e, alla corretta ricostruzione degli elementi patrimoniali ed economici necessari alla determinazione dello scostamento riconoscibile ai fini del regime di PSA.
- 7.2 Il presente capitolo è finalizzato a illustrare possibili modelli di tenuta della contabilità da parte degli enti locali che, a giudizio dell’Autorità, rispondono alle caratteristiche di adeguatezza sopra indicate, seppur con gradi diversi di precisione. In particolare:
1. affiancamento alla contabilità finanziaria di una vera e propria contabilità economico-patrimoniale, simile a quella utilizzata dalle imprese commerciali;
  2. integrazione della contabilità finanziaria con una contabilità analitica derivata.
- 7.3 Per quanto detto in precedenza, i modelli esposti prendono a riferimento un sistema di tenuta della contabilità in grado di assolvere ai requisiti della separazione contabile semplificata di cui alla parte VI del TIU, che prevede la redazione di un conto economico ripartito per attività (e non anche di uno stato patrimoniale) e di un prospetto riepilogativo della movimentazione delle immobilizzazioni materiali e immateriali.

### ***Affiancamento alla contabilità finanziaria di una contabilità economico-patrimoniale***

- 7.4 Il primo dei due modelli proposti prevede l’affiancamento alla contabilità finanziaria di una vera e propria contabilità economico-patrimoniale, analoga a quella utilizzata dalle imprese commerciali. Con tale modello sussistono tutti i presupposti per la redazione da parte dei Comuni di un conto economico e di uno stato patrimoniale secondo i principi contabili per la redazione del bilancio di esercizio, nonché per la corretta redazione dei conti annuali separati ai sensi del TIU, seppur nella versione semplificata. Il sistema prevede, infatti, l’allocazione diretta dei ricavi e dei costi alle diverse attività, ai servizi comuni e alle funzioni operative condivise in tutti i casi in cui è possibile individuare conti di contabilità economico-patrimoniale specifici di una singola attività, oppure direttamente riferibili ai servizi comuni o alle funzioni operative condivise previste dal TIU.
- 7.5 Ai fini dell’attribuzione alle attività, ai servizi comuni e alle funzioni operative condivise delle voci che non sono a queste direttamente attribuibili in base alle rilevazioni della contabilità economico-patrimoniale, il modello prevede l’adozione di un sistema di contabilità analitica per centri di costo e commesse (es. ordini interni per lavori cd. “in economia”). In tal senso la struttura di questa contabilità dovrebbe ricalcare quella descritta per il secondo dei due modelli presentati.

- 7.6 L'utilizzo della contabilità economico patrimoniale, inoltre, integrato da opportune procedure per la tenuta e l'aggiornamento dell'inventario, garantisce la corretta registrazione degli incrementi patrimoniali e quindi la corretta determinazione del patrimonio relativo alle diverse attività svolte dal Comune.
- 7.7 Infine, l'utilizzo di una contabilità analitica adeguata dovrebbe permettere la rilevazione delle ore lavorate dal personale distintamente per singola attività svolta.

### ***Integrazione della contabilità finanziaria con una contabilità analitica derivata***

- 7.8 Il secondo modello proposto prevede l'integrazione della contabilità finanziaria con una sistema di contabilità analitica derivata, che verrebbe costantemente alimentato durante l'esercizio con rilevazioni, basate su criteri di competenza economica, concomitanti a quelle effettuate nella contabilità finanziaria.
- 7.9 Il sistema prevede l'adozione di un piano di centri di costo finali e di centri di costo intermedi; i costi attribuiti a questi ultimi sarebbero oggetto di ribaltamento tramite opportuni driver di ripartizione sui centri di costo finali.
- 7.10 I centri di costo finali, cui sarebbero attribuiti i ricavi e i costi diretti della specifica attività, sarebbero rappresentati da:
- a) centri di costo produttivi per ognuna delle attività elettriche esercitate tra quelle indicate alle lettere da a) a v) del comma 4.1 del TIU (considerando come "attività diverse" di cui alla lettera v) quelle riferibili al settore elettrico, come, ad esempio, la gestione, la manutenzione e lo sviluppo di infrastrutture semaforiche e di illuminazione pubblica);
  - b) centri di costo produttivi per le attività istituzionali del Comune e le altre attività non elettriche che accolgono i proventi e i costi diretti di tali attività;
  - c) un centro di costo "valori non attribuibili" che – in base alle disposizioni del comma 33.3 del TIU – accoglierebbe le voci tributarie, finanziarie e straordinarie che non sono attribuibili alle singole attività.
- 7.11 Il sistema prevede, quindi, l'attribuzione a centri di costo intermedi dei costi che non risultano attribuibili in modo diretto ai centri di costo finali. Tali centri di costo sarebbero costituiti da:
- a) un centro di costo intermedio "costi generali" per accogliere costi che sono comuni a tutte le attività del Comune (istituzionali, elettriche e altre attività); tutti i costi allocati in questo centro di costo vengono poi ribaltati (sulla base di uno specifico driver<sup>7</sup>) sui centri di costo intermedi descritti ai punti seguenti;
  - b) un centro di costo intermedio "servizi comuni delle attività elettriche" che accoglie i costi direttamente attribuibili all'aggregato dei servizi comuni relativi alle attività elettriche (come previsto dal comma 33.4. lettera c) del TIU);
  - c) un centro di costo intermedio per le funzioni operative condivise delle attività elettriche; che accoglie i costi direttamente attribuibili alle funzioni operative condivise relative alle attività elettriche (come previsto dal comma 33.4. lettera c) del TIU);
  - d) uno (o più) centri di costo intermedi per accogliere costi che sono comuni alle attività istituzionali del Comune e alle altre attività non elettriche che accolgono i

---

<sup>7</sup> Per l'attribuzione alle attività svolte nel settore elettrico (attraverso i servizi comuni e/o le funzioni operative condivise) di quote dei costi amministrativi e generali del Comune allocati nel *centro di costo intermedio Costi generali*, va adottato un "driver" di ripartizione basato sul rapporto tra le ore effettive di lavoro dipendente, che sulla base delle apposite rilevazioni e certificazioni risultano essere direttamente attribuibili alle attività elettriche, e il totale delle ore di lavoro del Comune (determinate sulla base del numero di occupati e di un orario standard) al netto di quelle relative al personale che concorre alla formazione dei suddetti costi.

costi direttamente attribuibili al complesso delle attività istituzionali del Comune e alle altre attività non elettriche.

- 7.12 I costi attribuibili al centro di costo intermedio “costi generali” sono quelli che hanno origine dalle rilevazioni di contabilità finanziaria esclusivamente riferibili ai seguenti interventi:
- 1) Titolo 1 - Spese correnti
    - 1.01) Funzioni generali di amministrazione, di gestione e di controllo
      - 1.01.01) Organi istituzionali, partecipazione e decentramento;
        - 1.01.01.01) personale;
        - 1.01.01.02) acquisto di beni di consumo e/o di materie prime;
        - 1.01.01.03) prestazioni di servizi;
        - 1.01.01.04) utilizzo di beni di terzi;
      - 1.01.02) Segreteria generale, personale e organizzazione;
        - 1.01.02.01) personale;
        - 1.01.02.02) acquisto di beni di consumo e/o di materie prime;
        - 1.01.02.03) prestazioni di servizi;
        - 1.01.02.04) utilizzo di beni di terzi;
      - 1.01.03) Gestione economica, finanziaria, programmazione, provveditorato e controllo di gestione
        - 1.01.03.01) personale;
        - 1.01.03.02) acquisto di beni di consumo e/o di materie prime;
        - 1.01.03.03) prestazioni di servizi;
        - 1.01.03.04) utilizzo di beni di terzi.
- 7.13 Nel modello proposto, la rilevazione dei ricavi deve essere effettuata con particolare riferimento alle movimentazioni delle entrate riconducibili al Titolo 1 (Entrate tributarie), al Titolo 2 (Entrate derivanti da contributi e trasferimenti correnti dello Stato, della Regione e di altri enti pubblici anche in rapporto all'esercizio di funzioni delegate dalla Regione), al Titolo 3 (Entrate extratributarie) e al Titolo 6 (Entrate da servizi per conto di terzi); essa avviene al momento della registrazione dell'accertamento delle entrate.
- 7.14 La rilevazione dei costi deve essere effettuata con riferimento alle movimentazioni delle uscite riconducibili al Titolo 1 (Spese correnti) e al Titolo 4 (Spese per servizi per conto terzi) agganciando le registrazioni di contabilità analitica al protocollo fatture ricevute dai fornitori per i costi dei beni e dei servizi e alla fase di liquidazione per i costi del personale.
- 7.15 Il sistema prevedrebbe, altresì, che dalle rilevazioni di contabilità finanziaria vengano dedotte le entrate che non hanno natura di ricavo e le spese che non si configurano come costi (es: le entrate accertate per la parte relativa all'IVA da versare all'erario e le uscite impegnate per la parte relativa all'IVA deducibile).
- 7.16 Andrebbero, quindi, effettuate le specifiche scritture in contabilità analitica necessarie a rilevare secondo competenza i costi e i ricavi effettivamente maturati a fine anno (scritture di assestamento e di completamento) come ratei e risconti nonché il calcolo della variazione delle rimanenze e gli ammortamenti.
- 7.17 Gli inventari delle immobilizzazioni materiali e immateriali dovrebbero essere alimentati anche attraverso la rilevazione delle commesse interne della contabilità analitica per incrementi di immobilizzazioni, che devono essere distinte per ciascuna delle attività esercitate nel settore elettrico e secondo l'articolazione dei cespiti prevista dai conti annuali separati previsti dal TIU. Dalla gestione degli inventari dovrebbe derivarsi il dato degli ammortamenti economici da integrare con scritture di sola contabilità analitica in fase di chiusura dei conti.
- 7.18 Andrebbe adottato un sistema formalizzato di rilevazione su base oraria degli impegni di ciascun dipendente in grado di totalizzare le ore impegnate a favore delle diverse attività svolte nel settore elettrico e di altre attività diverse, con separata evidenza delle ore impiegate in attività atte ad incrementare il valore delle immobilizzazioni rilevate nelle apposite commesse interne.

7.19 I valori di rettifica andranno poi considerati, insieme alle scritture di assestamento e di completamento, per la formazione di un prospetto di riconciliazione tra le risultanze della contabilità finanziaria e le risultanze della contabilità analitica che deve dare separata evidenza:

- alle voci di contabilità finanziaria escluse dal calcolo perché non hanno natura economica;
- ai ratei, risconti e altre rettifiche di competenza di inizio esercizio (ripresi dall'esercizio precedente);
- ai ratei, risconti e altre rettifiche di competenza di fine esercizio (che andranno ripresi nell'esercizio successivo);
- alle rettifiche di competenza di carattere pluriennale (ad. esempio TFR maturato e TFR pagato nell'esercizio);
- alla variazione delle rimanenze;
- agli ammortamenti;
- ai costi capitalizzati.

7.20 Partendo dalle rilevazioni di contabilità finanziaria, dedotte le entrate che non hanno natura di ricavo e le spese che non si configurano come costi, operate le rettifiche relative ai ratei e risconti e le altre rettifiche di competenza e aggiunti gli ammortamenti e la variazione delle rimanenze, la contabilità analitica per centri di costo produce un conto economico conforme a quello previsto dal TIU per i conti annuali separati, secondo il flusso di dati riportato nella figura seguente.

7.21 E' evidente, per quanto illustrato sopra, che i due modelli proposti presentano da un lato un grado di complessità diverso ai fini di un'eventuale implementazione da parte dei Comuni e dall'altro un differente grado di precisione in termini di qualità contabile dell'informazione fornita. A parere dell'Autorità, tuttavia, entrambi i modelli proposti, se adeguatamente implementati, offrono un grado di affidabilità sostanzialmente coerente con i principi seguiti dalle imprese commerciali nella tenuta della contabilità e sono capaci, almeno potenzialmente, di giungere alla corretta redazione dei conti annuali separati ai sensi del TIU, almeno secondo il regime semplificato, e alla ricostruzione di tutti gli elementi necessari alla applicazione del regime di PSA secondo le disposizioni della deliberazione n. 96/04.

S5 Quali sono le criticità di adozione da parte dei Comuni dei due modelli proposti? Quale dei due si ritiene preferibile e per quali ragioni?

S6 Esistono altre possibili alternative ai modelli proposti? Quali vantaggi possono offrire?

