

DCO 17/10

**ORIENTAMENTI IN MATERIA DI
REGOLAZIONE DEI CORRISPETTIVI
A FAVORE DEGLI IMPIANTI ESSENZIALI**

Documento per la consultazione
Mercato di incidenza: energia elettrica

26 maggio 2010

Premessa

Il presente documento per la consultazione, che costituisce il seguito del documento 5 agosto 2009, n. 29 (di seguito: DCO 29/09), ha ad oggetto i criteri per la determinazione dei corrispettivi da riconoscere agli impianti essenziali, vale a dire agli impianti che risultano tecnicamente e strutturalmente indispensabili alla risoluzione di congestioni di rete o al mantenimento di adeguati livelli di sicurezza del sistema elettrico nazionale per significativi periodi di tempo.

La disciplina regolatoria attinente agli impianti essenziali è stata sottoposta a riforma nel 2009 mediante la deliberazione 29 aprile 2009, ARG/elt 52/09 (di seguito: deliberazione n. 52/09), che è stata adottata alla luce delle disposizioni dell'art. 3, comma 11, del decreto legge 29 novembre 2008, n. 185, convertito con modificazioni dalla legge 28 gennaio 2009, n. 2 (di seguito: legge n. 2/09)¹.

La deliberazione n. 52/09, sulla scorta di quanto previsto dalla legge n. 2/09, stabilisce che i corrispettivi da riconoscere ai titolari degli impianti essenziali siano definiti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità), ma non entra nel merito dei criteri puntuali in base ai quali effettuare la quantificazione dei citati corrispettivi.

Il presente documento, oltre a rappresentare l'occasione per fornire un rendiconto delle risposte al DCO 29/09, consente di precisare e approfondire gli orientamenti dell'Autorità in materia di criteri per la determinazione dei corrispettivi da riconoscere ai titolari degli impianti essenziali.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità, per iscritto, le loro osservazioni e le loro proposte entro e non oltre il **19 luglio 2010**, termine di chiusura della presente consultazione.*

I soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti a indicare espressamente quali parti dei documenti trasmessi all'Autorità si intendano riservate alla medesima.

È preferibile che i soggetti interessati inviino osservazioni e commenti attraverso il servizio telematico interattivo messo a disposizione sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it).

¹ La lettera a) del richiamato articolo 3, comma 11, della legge n. 2/09 prevede che: “i soggetti che dispongono singolarmente di impianti o di raggruppamenti di impianti essenziali per il fabbisogno dei servizi di dispacciamento, come individuati sulla base dei criteri fissati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in conformità ai principi di cui alla presente lettera, sono tenuti a presentare offerte nei mercati alle condizioni fissate dalla medesima Autorità per l'energia elettrica e il gas, che implementa meccanismi puntuali volti ad assicurare la minimizzazione degli oneri per il sistema e un'equa remunerazione dei produttori”.

In alternativa, i soggetti interessati possono inviare osservazioni e commenti al seguente indirizzo tramite uno solo di questi mezzi: e-mail con allegato il file contenente le osservazioni (preferibile), fax o posta:

Autorità per l'energia elettrica e il gas
Direzione Mercati
Unità mercati all'ingrosso e concorrenza
piazza Cavour 5 – 20121 Milano
e-mail: mercati@autorita.energia.it
Fax: 02-65565265

1 I diversi regimi di remunerazione delle unità essenziali

- 1.1 La deliberazione n. 52/09, confermando in parte quanto già disposto dalla deliberazione 9 giugno 2006, n. 111 (di seguito: deliberazione n. 111/06), prevede diversi regimi di remunerazione delle unità essenziali, quali:
- a. il regime di remunerazione standard applicabile alle unità *ex* articolo 64 della deliberazione n. 111/06 (di seguito: regime ordinario);
 - b. il regime di reintegrazione dei costi;
 - c. i regimi di remunerazione corrispondenti alle modalità alternative di assolvimento dell'obbligo di cui all'articolo 65.bis della suddetta deliberazione (di seguito: regimi alternativi).
- 1.2 Con riferimento alle quantità del programma di produzione corrispondenti alle richieste di Terna, al titolare di un'unità essenziale assoggettata al regime ordinario è attribuito il maggior valore tra il costo variabile riconosciuto dall'Autorità e il prezzo emerso nel mercato del giorno prima (di seguito: MGP) per le offerte in vendita accettate nella medesima zona in cui è localizzata l'unità in questione.
- 1.3 Nel caso di un'unità essenziale ammessa al regime di reintegrazione dei costi, invece, il produttore ha diritto a ricevere un ulteriore corrispettivo a reintegrazione dei costi di generazione determinato dall'Autorità e pari all'eventuale differenza positiva tra i costi di produzione riconosciuti all'unità e i ricavi da essa conseguiti dal momento dell'inserimento nell'elenco delle unità essenziali fino alla scadenza di validità dell'elenco medesimo. Nel contempo, però, la produzione delle unità essenziali ammesse alla reintegrazione dei costi deve essere offerta sul mercato nel rispetto dei vincoli posti da Terna in tutti i periodi rilevanti e per tutta la propria capacità. Inoltre, nei periodi e per la capacità rispetto ai quali non risulti essenziale, la produzione dell'unità è offerta a un prezzo pari al costo variabile di produzione riconosciuto dall'Autorità².
- 1.4 Il regime di reintegrazione dei costi risponde all'esigenza di tenere conto di quelle unità essenziali che potrebbero non riuscire a ottenere un'equa remunerazione del capitale con la somma dei corrispettivi ottenuti nei periodi di essenzialità e dei ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica al di fuori di detti periodi³.
- 1.5 I regimi alternativi, che presuppongono la stipula di un contratto tra il produttore e Terna, prevedono che, a fronte di specifici impegni assunti dal produttore, nessuno

² Rispetto a queste unità, Terna ha la facoltà di richiedere che le offerte siano formulate a un prezzo unitario pari a zero, al fine di evitare, ad esempio, che il programma di produzione risultante dal MGP e dal Mercato di aggiustamento non possa essere posto in essere a causa di un prezzo di mercato inferiore al costo variabile dell'unità.

³ A tal proposito giova ricordare che la legge n. 2/09 assegna al principio dell'equa remunerazione dei titolari di impianti essenziali pari dignità rispetto al principio della minimizzazione degli oneri per il sistema.

degli impianti di produzione nella disponibilità dello stesso sia inserito nell'elenco degli impianti essenziali per l'anno solare cui il contratto si riferisce⁴.

- 1.6 Nel prosieguo, il documento si focalizza sul regime standard e sul regime di reintegrazione dei costi.
- 1.7 Nella precedente consultazione alcuni operatori hanno avanzato la proposta di superare la distinzione attualmente vigente tra regime di reintegrazione dei costi e regime ordinario, sostituendo gli stessi con un regime unico che preveda:
- a. la reintegrazione dei costi per ciascuna unità essenziale;
 - b. l'imposizione di vincoli da parte di Terna esclusivamente nei periodi in cui l'unità risulti essenziale;
 - c. la possibilità di riconoscere un'eventuale componente incentivante a favore dei produttori disposti ad accettare vincoli al di fuori dei periodi di essenzialità.
- 1.8 La soluzione proposta non appare tuttavia praticabile. In relazione agli impianti ammessi alla reintegrazione dei costi è fondamentale che Terna possa porre vincoli per la totalità dei periodi rilevanti, inclusi gli eventuali periodi in cui l'unità non è essenziale. In caso contrario, infatti, si corre il rischio di causare al sistema oneri aggiuntivi non giustificati o di non dare al produttore alcuna certezza sulla possibilità di ottenere un'adeguata copertura dei costi.
- 1.9 Per meglio comprendere le criticità poste dalla soluzione proposta si consideri che questa dovrebbe prevedere, alternativamente:
- a. la determinazione *ex ante* di un corrispettivo unitario (per MWh prodotto nei periodi essenziali) ulteriore rispetto a quanto oggi riconosciuto nel regime ordinario e finalizzato alla copertura – in quota parte - dei costi fissi (eventualmente non coperti dall'applicazione del prezzo MGP), con valore quindi indipendente da quanto l'impianto sia riuscito ad ottenere negli altri periodi;
 - b. la determinazione *ex post* di un corrispettivo ulteriore – sempre finalizzato alla copertura, in quota parte, dei costi fissi – che sia tuttavia dipendente dal totale dell'energia prodotta dall'impianto (ovvero dalla sua redditività).
- 1.10 È evidente come, nel caso *sub b*), qualora Terna non ponesse vincoli sull'offerta dell'impianto per la totalità dei periodi rilevanti, inclusi gli eventuali periodi di non essenzialità, il produttore potrebbe adottare strategie di offerta tali da causare al

⁴ Stipulando con Terna un contratto avente a oggetto quanto disciplinato al comma 65.bis.1 della deliberazione n. 111/06, un utente del dispacciamento si impegna a rendere disponibile a Terna nel MSD almeno predefinite quantità di capacità produttiva a salire e a scendere con riferimento a ciascun servizio di dispacciamento e a ciascuna zona e/o a specifici nodi della rete rilevante e ad offrirle a un prezzo a salire pari a zero e, a scendere, pari al prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel MGP nella zona.

Se, invece, un utente del dispacciamento sottoscrive con Terna un contratto avente ad oggetto quanto stabilito al comma 65.bis.2 della deliberazione n. 111/06, l'utente medesimo si impegna a mettere a disposizione di Terna nel MSD le quantità a salire e a scendere previste nel caso del contratto *ex* comma 65.bis.1, ma a prezzi non superiori (inferiori nel caso delle offerte a scendere) ai prezzi massimi (minimi) determinati dall'Autorità. Terna gli riconosce inoltre un importo determinato dall'Autorità in funzione del valore assunto dalle quantità di potenza minima di impegno a salire e a scendere e in funzione del valore assunto dai prezzi massimi e minimi di cui sopra.

sistema oneri aggiuntivi non giustificati dalla necessità del produttore medesimo di conseguire un'equa remunerazione.

- 1.11 A titolo esemplificativo, si considerino due periodi, 1 e 2, e due unità di produzione - A e B – riconducibili al medesimo produttore. Si ipotizzi anche che l'unità A sia essenziale nel periodo 1 e sostituibile dall'unità B nel periodo 2. Se il produttore potesse offrire liberamente l'energia elettrica dell'unità A nel periodo 2, potrebbe avere convenienza a trattenere la relativa capacità in quel periodo e a sostituirla con l'unità B, in modo da ridurre il fattore di carico dell'unità A nel periodo in cui non è essenziale. Ciò risulterebbe vantaggioso per il produttore, in quanto potrebbe, da un lato, aumentare il fattore di carico dell'impianto non essenziale B, ottenendo così una maggiore rendita inframarginale per lo stesso, e, dall'altro lato, conservare la garanzia di poter recuperare, in sede di reintegrazione dei costi per l'essenzialità, la quota di costi fissi dell'unità A non coperti nel periodo 2.
- 1.12 L'esempio appena descritto permette di evidenziare che l'incremento ingiustificato dell'onere degli impianti essenziali che si potrebbe determinare in assenza di vincoli sull'intera offerta di ciascun impianto ammesso alla reintegrazione potrebbe prescindere dalla possibilità del produttore di esercitare potere di mercato. Inoltre, l'incremento dell'onere potrebbe verificarsi anche in assenza di qualsiasi impatto della strategia del produttore sul prezzo di mercato. Infatti, i produttori sarebbero disincentivati a utilizzare le unità nelle ore in cui non sono essenziali e, conseguentemente, si creerebbero le condizioni per un'evidente distorsione del mercato⁵.
- 1.13 Diverse, ma sempre rilevanti le criticità che si presenterebbero se il corrispettivo ulteriore venisse determinato *ex ante*. A titolo esemplificativo, si consideri il caso tipico di un'unità che è essenziale soltanto in alcune ore dell'anno solare. In questa situazione, l'operazione di reintegrazione dei costi renderebbe necessaria, al fine di evitare un onere ingiustificato a carico degli utenti finali, la ripartizione dei costi fissi tra le ore in cui l'unità risulta essenziale e le ore rimanenti. Del resto, una attribuzione dei costi fissi alle ore essenziali in base a percentuali predefinite, darebbe luogo al rischio di non remunerare adeguatamente alcune unità.
- 1.14 Inoltre, si consideri che, per ovviare alle criticità sopra delineate, l'adozione di un unico regime costringerebbe a regolare non solo le unità essenziali, ma anche alcune unità non essenziali riconducibili ai titolari delle prime. È superfluo sottolineare il carattere paradossale di una simile soluzione, che sarebbe estremamente distorsiva per il mercato.
- 1.15 Alla luce di quanto detto, si continua dunque a ritenere preferibile la separazione tra regime ordinario e regime di reintegrazione dei costi. In questo modo è infatti possibile :
- a. limitare l'intervento regolatorio alle unità essenziali, lasciando al libero mercato la produzione delle unità non essenziali;

⁵ Dato che una riduzione dell'uso di un'unità nelle ore in cui non è essenziale causerebbe un incremento dei costi fissi riconosciuti al produttore in sede di reintegrazione, lo stesso potrebbe essere indotto a contrarre l'offerta della medesima unità quando non essenziale.

- b. perseguire in modo armonico l'equa remunerazione dei produttori e la minimizzazione degli oneri per il sistema.

2 Le configurazioni degli aggregati economico-patrimoniali riconosciuti

- 2.1 Dalle risposte al DCO 29/09 è emerso un generale consenso alla necessità di continuare a distinguere gli oneri in costi variabili e costi fissi ai fini della determinazione dei corrispettivi da riconoscere ai titolari di impianti essenziali.
- 2.2 Assumendo di continuare a mantenere separato il regime ordinario dal regime di reintegrazione dei costi, i costi fissi rileverebbero esclusivamente nel caso delle unità essenziali ammesse alla reintegrazione dei costi. La categoria dei costi variabili sarebbe invece fondamentale per il calcolo dei corrispettivi tanto nel regime ordinario che in quello di reintegrazione dei costi.
- 2.3 Nel prosieguo del paragrafo, al fine di soddisfare una specifica richiesta degli operatori, sono descritte nel dettaglio le configurazioni dei seguenti aggregati rilevanti ai fini della determinazione dei corrispettivi per le unità essenziali in regime ordinario e in regime di reintegrazione dei costi:
 - a. costo variabile riconosciuto, distinguendo il caso delle unità essenziali termoelettriche da quello delle unità essenziali non termoelettriche;
 - b. costo fisso riconosciuto;
 - c. ricavo riconosciuto.
- 2.4 Prima di procedere alla descrizione delle citate aggregazioni, si precisa che:
 - a. la configurazione del costo variabile riconosciuto sarebbe, nel caso delle unità termoelettriche, la stessa in entrambi i regimi;
 - b. gli aggregati di cui alle lett. da b) a d) del punto 2.3 rileverebbero soltanto per il regime di reintegrazione dei costi.

Il costo variabile riconosciuto nel caso delle unità essenziali termoelettriche

- 2.5 Il costo variabile riconosciuto nel caso di unità essenziali termoelettriche includerebbe le seguenti voci:
 - a. costo del combustibile, comprensivo delle accise e degli oneri di trasporto;
 - b. costo per additivi, prodotti chimici, catalizzatori e smaltimento di rifiuti e residui della combustione;
 - c. costo della manutenzione correlata alla produzione;
 - d. costo di acquisto di energia elettrica nel mercato elettrico per esigenze di produzione;
 - e. costo dei certificati verdi;

- f. valore dei permessi resi nell'ambito del meccanismo dell'*EU Emissions Trading Scheme* ex direttiva 2003/87/CE (di seguito: *EU ETS*)⁶;
 - g. ecotasse;
 - h. oneri di dispacciamento riconosciuti, che non comprenderebbero il corrispettivo di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento e che, invece, includerebbero una parte del corrispettivo di sbilanciamento⁷;
 - i. secondo quanto esplicitato nei punti seguenti, eventuali ulteriori voci necessarie a includere nel costo variabile riconosciuto i maggiori oneri di specifiche prestazioni richieste da Terna nel Mercato dei servizi di dispacciamento (di seguito: MSD).
- 2.6 Dalla precedente consultazione è emerso un generale consenso all'idea di integrare il corrispettivo da riconoscere alle unità essenziali, per tenere conto di specifiche prestazioni richieste alle medesime unità nel MSD. Secondo quanto sottolineato dagli operatori, l'esigenza dell'integrazione è dovuta ai maggiori rischi di incorrere in sbilanciamento per movimentazione, nella penale gas, in oneri di avviamento/fermata, in sbilanciamento per avviamento/fermata, in manutenzione aggiuntiva e in mancata opportunità per fuori servizio.
- 2.7 Nel contempo, però, gli operatori non condividono la tesi che, a causa della concentrazione del MSD e delle conseguenti criticità che lo stesso mostra sotto il profilo concorrenziale, occorra evitare di utilizzare il prezzo medio MSD ai fini della remunerazione delle prestazioni di riserva e bilanciamento. La posizione degli operatori si fonda sul presupposto che l'individuazione delle unità essenziali con i criteri dettati dall'Autorità rende pressoché nullo il rischio che il prezzo MSD possa essere influenzato dai singoli operatori. Per questa ragione ritengono che i servizi resi sul MSD dovrebbero essere remunerati al maggior (minor) valore tra:
- a. il prezzo zonale MGP;
 - b. il costo variabile riconosciuto;
 - c. il prezzo zonale orario medio a salire (scendere) registrato sul MSD.
- 2.8 Il maggior valore dei servizi resi nel MSD rispetto al prezzo del MGP deriva sostanzialmente dai maggiori costi per renderli disponibili e dall'elevato grado di incertezza circa la possibilità che le offerte siano accettate. Poiché questa incertezza è sostanzialmente nulla per le unità essenziali, il tema dell'integrazione del corrispettivo ruota di fatto intorno al riconoscimento alle unità essenziali dei maggiori costi dei servizi resi sul MSD.
- 2.9 Sarebbe dunque ragionevole integrare la configurazione del costo variabile riconosciuto con apposite voci che permettano di tenere conto dei maggiori costi dei servizi resi sul MSD. Sarebbe, al contrario, poco opportuno collegare la loro valorizzazione al prezzo medio MSD. Questo prezzo, infatti, è espressione di un mercato che, essendo più concentrato e meno competitivo del MGP anche nelle ore in cui l'unità non è essenziale, non sembra idoneo a esprimere – almeno allo stato – il valore concorrenziale dei servizi.

⁶ Per i dettagli sul citato valore, cfr. il punto 3.25 ss.

⁷ In tema di valorizzazione dello sbilanciamento, cfr. il punto 3.30 ss.

2.10 A dimostrazione di ciò, si ipotizzi, ad esempio, che sul MSD in una data ora l'offerta sia costituita da tre unità, di cui due del soggetto A e una del soggetto B, e si assuma inoltre che una delle due unità del soggetto A sia essenziale, ma non sufficiente a soddisfare il fabbisogno di Terna. Nello scenario appena descritto, pur escludendo l'impianto essenziale, il prezzo medio MSD sarebbe superiore al valore concorrenziale dei servizi. Il soggetto A avrebbe difatti l'incentivo a offrire l'unità non essenziale a prezzi elevati, in modo tale da indurre un incremento del prezzo medio MSD. Nel contempo, essendo al corrente dell'incentivo del soggetto A, anche il soggetto B tenderebbe a incrementare l'importo della propria offerta, causando un ulteriore aumento del prezzo medio MSD.

SI: Alcuni operatori hanno chiesto che, essendo correlata con la produzione, una quota dei costi di manutenzione non capitalizzati sia inclusa nel costo variabile riconosciuto. Secondo quale criterio la parte correlata alla produzione dovrebbe essere distinta dalla parte fissa? Nel caso in cui, in relazione ai citati costi, il produttore non fosse nelle condizioni di distinguere la parte variabile dalla parte fissa, sarebbe condivisibile presumerli fissi? Si prega di motivare le risposte.

Il costo variabile riconosciuto nel caso delle unità essenziali non termoelettriche

2.11 Nella regolazione vigente è posto pari a zero il costo variabile riconosciuto per la produzione idroelettrica da apporti naturali, tanto nel caso delle unità idroelettriche pure, quanto in quello delle idroelettriche miste. Sotto il profilo economico, tuttavia, occorrerebbe tenere presente che il fatto che Terna imponga un programma in immissione a un'unità essenziale la cui produzione deriva, anche parzialmente, da apporti naturali, impedisce al produttore di scegliere il periodo più opportuno in cui valorizzare la propria elettricità generata al di fuori del ciclo di pompaggio. Per questa ragione si potrebbe decidere di quantificare il costo variabile riconosciuto per la produzione idroelettrica da apporti naturali in funzione del costo-opportunità della produzione medesima. Per ogni ora in cui l'unità è soggetta ai vincoli di Terna, questo costo-opportunità potrebbe essere posto pari alla media aritmetica dei prezzi zionali del MGP nelle ore di picco relative a un predefinito orizzonte temporale (ad esempio il giorno) che include l'ora considerata⁸.

2.12 Il medesimo approccio, fondato sul costo-opportunità, potrebbe altresì essere adottato per individuare il valore dell'energia elettrica prodotta con risorse idriche derivanti dal ciclo del pompaggio. Questo metodo sostituirebbe quello applicato nella regolazione attualmente vigente, in base al quale il costo variabile unitario riconosciuto per l'energia elettrica prodotta da unità di pompaggio è pari, in ciascun mese, al prodotto tra il prezzo medio di valorizzazione nel MGP dell'energia elettrica utilizzata dall'unità ai fini del pompaggio e un fattore correttivo pari al rapporto tra l'energia elettrica utilizzata dall'unità nel mese ai fini del pompaggio e l'energia elettrica prodotta dall'unità nel mese medesimo.

⁸ Oppure che ha inizio a partire dall'ora immediatamente successiva.

- 2.13 Se, ai fini della valorizzazione dell'energia elettrica prodotta con risorse idriche derivanti dal ciclo del pompaggio, si continuasse ad applicare la regolazione attualmente vigente, occorrerebbe specificare che, qualora soltanto una parte dell'elettricità generata dall'unità idroelettrica derivasse dal pompaggio, il denominatore del fattore correttivo dovrebbe essere nettato dall'elettricità prodotta con apporti non provenienti dal ciclo di pompaggio. La condizione per procedere alla citata sottrazione risiederebbe nell'effettiva possibilità di conoscere e monitorare, in ciascun periodo rilevante, le quote di produzione potenziale ottenibili da pompaggio e da apporti naturali.
- 2.14 Nel caso di unità di pompaggio in regime ordinario, occorrerebbe considerare anche l'eventualità che Terna richieda di prelevare energia elettrica, permettendo così all'unità di stoccare risorse idriche. Dato che il produttore potrebbe valorizzare queste risorse offrendole liberamente sul mercato in ore contraddistinte da prezzi elevati, si potrebbe immaginare di tenere conto di questa circostanza in sede di determinazione dell'importo che il produttore dovrebbe corrispondere a Terna per il suddetto prelievo di energia elettrica. Se il prelievo fosse programmato in MSD, tale importo potrebbe essere pari alla media aritmetica dei prezzi zionali del MGP nelle ore vuote del giorno che include l'ora considerata.
- 2.15 Per quanto riguarda invece le unità di pompaggio ammesse alla reintegrazione, si potrebbe invece esaminare caso per caso, in sede di determinazione del corrispettivo a reintegrazione dei costi, il valore dell'energia consumata e di quella prodotta.

S2: Si condivide l'ipotesi di calcolare il costo variabile riconosciuto per la produzione idroelettrica essenziale da apporti naturali in funzione del relativo costo-opportunità, secondo quanto descritto al punto 2.11? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.

S3: Si ritiene condivisibile che il costo variabile riconosciuto per la produzione idroelettrica essenziale da pompaggio sia determinato in funzione del costo-opportunità della produzione medesima, secondo quanto descritto ai punti 2.11 e 2.12? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.

S4: Nel caso delle unità di pompaggio in regime ordinario, si ritiene condivisibile che i prelievi di energia elettrica richiesti da Terna siano valorizzati secondo quanto descritto al punto 2.14? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.

Il costo fisso riconosciuto

- 2.16 Il costo fisso riconosciuto a ciascuna unità essenziale ammessa alla reintegrazione dei costi sarebbe composto dalle seguenti voci:
- a. ammortamento del capitale investito netto riconosciuto;
 - b. altri costi fissi riconosciuti di natura operativa, direttamente o indirettamente riconducibili alla specifica unità essenziale;

- c. remunerazione del capitale investito netto riconosciuto, al lordo degli oneri fiscali diretti.
- 2.17 La categoria degli *altri costi fissi riconosciuti di natura operativa* annovererebbe le voci seguenti:
- a. costi fissi per combustibile (es. impegno di capacità per trasporto e stoccaggio gas);
 - b. costo del personale;
 - c. oneri per manutenzioni che non sono né capitalizzati, né correlati con la produzione;
 - d. costi fissi per servizi strettamente connessi all'unità di produzione (es. misura);
 - e. canoni di locazione e di concessione;
 - f. premi di assicurazione contro rischi cui è esposta l'unità di produzione;
 - g. spese generali (es. struttura societaria, sistemi informativi, mensa, vigilanza, pulizia);
 - h. oneri tributari indiretti rispetto ai quali il produttore è soggetto inciso (es. imposta comunale immobili) e simili.
- 2.18 Il calcolo degli importi delle voci di cui alle lett. a) e c) del punto 2.16 presuppone che sia determinato il capitale investito netto riconosciuto relativo a ciascuna unità essenziale ammessa alla reintegrazione dei costi. Questo aggregato patrimoniale sarebbe composto dalle seguenti voci:
- a. immobilizzazioni nette materiali;
 - b. immobilizzazioni nette immateriali⁹.
- 2.19 Se il produttore titolare dell'unità essenziale ammessa alla reintegrazione fosse parte di un contratto di *tolling*, la *tolling fee* prevista dal citato contratto potrebbe coincidere con il costo fisso riconosciuto. Tuttavia, la validità di questa coincidenza, che consentirebbe di assorbire nell'ammontare della *tolling fee* l'insieme delle diverse componenti del costo fisso riconosciuto, sarebbe subordinata all'esito positivo di una verifica di congruità sull'importo della *fee* rispetto alle caratteristiche specifiche dell'unità cui si riferisce.
- 2.20 Le clausole del contratto di *tolling* non rilevarebbero ai fini della determinazione del corrispettivo per le unità essenziali in regime ordinario. I contratti di *tolling* non dovrebbero infatti prevedere oneri a carico del produttore legati esclusivamente alla circostanza – tipica per le unità di produzione - che, nelle ore di essenzialità, l'unità oggetto di *tolling* sia soggetta ai vincoli imposti da Terna.

Il ricavo riconosciuto

- 2.21 Il ricavo riconosciuto a ciascuna unità essenziale ammessa alla reintegrazione dei costi includerebbe le seguenti voci:

⁹ Le suddette voci sarebbero al netto, oltre che del fondo ammortamento riconosciuto, degli eventuali contributi pubblici in conto capitale.

- a. ricavi relativi alle vendite di energia elettrica e/o di servizi nel mercato elettrico;
- b. corrispettivi per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva;
- c. canoni di locazione;
- d. valore dei permessi assegnati nell'ambito del meccanismo *EU ETS*, nei limiti di quanto indicato ai punti da 3.25 a 3.28.
- e. risarcimenti ottenuti in esecuzione di contratti assicurativi che prevedono il pagamento dei premi di cui al punto 2.17, lett. f;
- f. contributi pubblici in conto esercizio.

3 La standardizzazione della metodologia di calcolo degli aggregati

3.1 La maggior parte dei soggetti che hanno risposto alla precedente consultazione preferiscono che la quantificazione degli aggregati economici necessari al calcolo dei corrispettivi sia fondata esclusivamente sugli *effettivi* costi e ricavi delle singole unità essenziali. Tra questi soggetti, alcuni ritengono accettabile che i corrispettivi siano calcolati sulla base di *standard* e riconosciuti prima del termine del periodo cui i corrispettivi medesimi si riferiscono, a condizione però che sia previsto un sistema di conguaglio *ex post* che tenga conto dei costi e dei ricavi effettivi.

3.2 A questo proposito, le questioni principali su cui occorre un approfondimento sono le seguenti:

- a. se e in quali ambiti applicare gli standard fisici ed economico-patrimoniali per il calcolo degli aggregati economico-patrimoniali rilevanti ai fini della quantificazione dei corrispettivi;
- b. se opportuno riconoscere parte dei corrispettivi, sotto forma di acconti, prima del termine del periodo cui i corrispettivi medesimi si riferiscono e, nel caso, secondo quali modalità quantificare i menzionati acconti;
- c. in che modo utilizzare gli esiti del confronto tra standard e corrispondenti dati effettivi in sede di determinazione definitiva dei corrispettivi relativi a un dato periodo.

I vantaggi e gli ambiti di applicazione della standardizzazione

3.3 La standardizzazione applicata alla determinazione dei corrispettivi presenta indubbi vantaggi, specialmente nella prospettiva di un incremento delle unità essenziali. A titolo esemplificativo e non esaustivo, essa consente di:

- a. contenere gli oneri amministrativi;
- b. limitare il rischio che siano riconosciuti aggregati economico-patrimoniali che non rispondono – come necessario – ai principi di efficienza ed economicità;
- c. accentuare la certezza della regolazione;
- d. agevolare il riconoscimento di acconti sui corrispettivi.

3.4 Oltre che alla configurazione degli aggregati economico-patrimoniali riconosciuti, cui sono state dedicate le sezioni precedenti, la standardizzazione si presta a essere applicata alle metodologie di calcolo delle singole voci del costo variabile riconosciuto (es. costo unitario del combustibile), di alcune componenti delle voci del costo fisso riconosciuto (es. durata d'ammortamento) e degli eventuali acconti del corrispettivo¹⁰.

Gli acconti del corrispettivo

3.5 Sarebbe opportuno che ai produttori titolari di unità essenziali ammesse alla reintegrazione fossero riconosciuti degli acconti dei corrispettivi prima del termine del periodo cui i corrispettivi medesimi si riferiscono. In tal modo, gli operatori avrebbero la possibilità di attenuare le criticità connesse all'esistenza di un lasso temporale tra i flussi finanziari netti negativi, dovuti all'attività di generazione, e i flussi finanziari positivi rappresentati dai corrispettivi. Questi ultimi, infatti, costituiscono il presupposto per il raggiungimento dell'equilibrio economico-finanziario, specialmente nel caso delle unità ammesse alla reintegrazione.

3.6 L'acconto del corrispettivo dell'anno t potrebbe essere riconosciuto nell'ultimo trimestre dello stesso anno e potrebbe essere pari al 75% della differenza tra:

- a. la somma tra il costo variabile riconosciuto relativo al primo semestre dell'anno t e il 50% di una stima del costo fisso riconosciuto relativo all'anno t ;
- b. il ricavo riconosciuto relativo al primo semestre dell'anno t .

S5: Si condivide che ai titolari delle unità ammesse alla reintegrazione sia riconosciuto un acconto del corrispettivo calcolato secondo quanto proposto al punto 3.6? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.

Il conguaglio del corrispettivo

3.7 Nel caso delle unità essenziali in regime ordinario, non si porrebbe il problema di attendere il termine dell'anno solare per stabilire il corrispettivo definitivo. Infatti il corrispettivo relativo a queste unità potrebbe essere calcolato nel corso dell'anno per ciascuna delle ore di essenzialità, essendo nota *ex ante* la modalità di determinazione del costo variabile riconosciuto. Quest'ultimo sarebbe pari al costo variabile standard corrispondente alla combinazione tecnologia-combustibile dell'unità.

3.8 Nel caso in cui, sulla base di elementi forniti dal produttore, l'unità in regime ordinario non fosse riconducibile ad alcuna delle combinazioni standardizzate tecnologia-combustibile, il costo variabile riconosciuto sarebbe pari al costo variabile calcolato in funzione di formule di prezzo e/o rendimenti definiti *ad hoc* prima dell'inizio dell'anno solare rilevante. In sede di comunicazione degli elementi a supporto della necessità di prevedere rendimenti e/o formule di prezzo *ad hoc*, il

¹⁰ Per quanto attiene ai criteri per la definizione degli standard relativi al costo variabile riconosciuto e al costo fisso riconosciuto, si rinvia rispettivamente al punto 3.16 ss. e al punto 3.32 ss.

produttore dovrebbe utilizzare gli schemi di contabilità separata di cui al paragrafo 4, cui si rinvia.

- 3.9 Per il calcolo definitivo del corrispettivo (o del conguaglio del corrispettivo), occorrerebbero, per ciascuna unità essenziale ammessa alla reintegrazione, i dati effettivi necessari per determinare gli aggregati rilevanti. Si ricorda che, gli aggregati rilevanti sarebbero il costo variabile, il costo fisso e il ricavo, secondo le configurazioni descritte nel paragrafo 2.
- 3.10 In sede di calcolo definitivo del corrispettivo, sarebbe verificata l'ammissibilità degli importi comunicati dal produttore in relazione alle singole voci del costo fisso e del ricavo. Il costo variabile riconosciuto sarebbe il costo variabile standard corrispondente alla combinazione tecnologia-combustibile dell'unità. Nel caso in cui, sulla base di elementi forniti dal produttore, l'unità in regime di reintegrazione non fosse riconducibile ad alcuna delle combinazioni tecnologia-combustibile standardizzate, varrebbe quanto già esplicitato al punto 3.8 per le unità essenziali in regime ordinario.
- 3.11 Nel predisporre i dati di consuntivo relativi a ciascuna unità essenziale ammessa alla reintegrazione, il produttore dovrebbe rispettare alcuni criteri di separazione contabile delineati nel paragrafo 4, cui si rinvia.
- 3.12 Vale la pena evidenziare che l'impostazione appena descritta in tema di determinazione del corrispettivo per le unità in regime ordinario e in regime di reintegrazione dei costi appare sufficientemente flessibile da tenere conto di situazioni specifiche, consentendo così di rispondere a una precisa istanza avanzata dalla maggior parte degli operatori.

Essenzialità pluriennale

- 3.13 In relazione alle unità essenziali ammesse alla reintegrazione dei costi, dalle risposte alla precedente consultazione è emersa una chiara preferenza per l'opzione in base alla quale il corrispettivo relativo a un anno successivo al primo è calcolato con la medesima metodologia applicata per il calcolo del corrispettivo attinente al primo anno. È dunque scartata l'ipotesi di applicare al corrispettivo del primo anno una formula di aggiornamento annuale semplificata del tipo RPI-X.
- 3.14 Rimanendo in tema di essenzialità pluriennale, potrebbe essere opportuno consentire al titolare di un'unità in regime di reintegrazione di richiedere per la medesima unità l'ammissione alla reintegrazione per un periodo pluriennale. Una simile circostanza, però, sarebbe soggetta al preventivo parere positivo di Terna circa la compatibilità della richiesta con la durata attesa dell'essenzialità prospettica dell'unità in questione.
- 3.15 Nel caso di ammissione alla reintegrazione dei costi per un periodo pluriennale non sarebbe comunque necessario adottare un sistema di aggiornamento del tipo RPI-X. Piuttosto, si terrebbe conto dei costi e dei ricavi di ciascun anno, applicando però un tasso di remunerazione del capitale più basso nel caso di ammissione per un periodo superiore a un triennio. L'ammissione per un periodo ampio permetterebbe infatti al produttore di limitare i rischi connessi alla transitorietà del regime.

Gli standard nella determinazione della parte del costo variabile relativa al combustibile

- 3.16 Nel DCO 29/09 era stata avanzata la proposta di stabilire uno standard per ciascuna combinazione rilevante di tecnologia e di tipo di combustibile. Gli operatori hanno però segnalato che le unità sovente presentano caratteristiche specifiche che sconsigliano di affidarsi a standard di rendimento per insiemi di unità, ritenendo dunque preferibile un approccio caso per caso.
- 3.17 Data la possibilità di tenere conto di situazioni specifiche (es. condizioni ambientali, configurazioni particolari, etc.), si considera comunque opportuno procedere a definire degli standard di rendimento per singole combinazioni tecnologia-combustibile. A questo proposito, potrebbe essere Terna a elaborare e proporre all’Autorità il rendimento standard per ciascuna delle citate combinazioni, sulla base della produzione effettiva e dei consumi effettivi di combustibile acquisiti ai sensi della deliberazione 5 agosto 2008, ARG/elt n. 115/08 per ciascuna unità rilevante.
- 3.18 Alla luce degli esiti della precedente consultazione, le combinazioni tecnologia-combustibile rilevanti ai fini della definizione di rendimenti standard potrebbero essere le seguenti:
- a. turbogas a ciclo aperto – gas;
 - b. turbogas a ciclo aperto – gasolio;
 - c. ciclo combinato – gas;
 - d. ciclo combinato – gasolio;
 - e. ciclo tradizionale olio/gas – gas;
 - f. ciclo tradizionale olio/gas – olio combustibile STZ;
 - g. ciclo tradizionale olio/gas – olio combustibile BTZ;
 - h. ciclo tradizionale olio/gas – gasolio;
 - i. ciclo tradizionale carbone – carbone;
 - j. ciclo tradizionale carbone – gas;
 - k. ciclo tradizionale carbone – olio combustibile STZ;
 - l. ciclo tradizionale carbone – olio combustibile BTZ;
 - m. ciclo tradizionale carbone – olio combustibile ATZ;
 - n. ciclo tradizionale carbone – gasolio;
 - o. ciclo tradizionale carbone – biomasse e rifiuti.
- 3.19 Le formule standard di valorizzazione delle diverse tipologie di combustibile sarebbero strutturate in funzione dei principali combustibili quotati. Nel prosieguo sono indicati i prodotti quotati che potrebbero costituire il riferimento per ciascun tipo di combustibile:
- a. per il carbone, il prodotto *Platts Weekly 90-day Forward Benchmark Coal Price Assessments – FOB Richards Bay*;

- b. per il carbone subbituminoso, il prodotto *Platts Weekly 90-day Forward Benchmark Coal Price Assessments – FOB Kalimantan (5.000 kcal/kg)*;
 - c. per l'olio combustibile ATZ, il prodotto *Cargoes CIF Med Basis Genoa/Lavera – 3.5 pct*;
 - d. per l'olio combustibile BTZ, il prodotto *Cargoes CIF Med Basis Genoa/Lavera – 1 pct*;
 - e. per l'olio combustibile STZ, il prodotto *Cargoes CIF Med Basis Genoa/Lavera – 1 pct*, le cui quotazioni sarebbe incrementate per tenere conto del minore tenore di zolfo dell'olio combustibile STZ rispetto al BTZ;
 - f. per il gasolio, il prodotto *Cargoes CIF Med Basis Genoa/Lavera – Gasoil 0,1%*;
 - g. per il coke di petrolio, il prodotto *Current Petcoke Spot Price Assessments – US GULF (US\$/mt)*;
 - h. per il gas di petrolio liquefatto, il prodotto *Postings/contracts – FOB Algeria – Propane at Skikda*.
- 3.20 Per il gas naturale e il gas naturale da giacimenti minori isolati, la valorizzazione sarebbe il risultato della somma dei seguenti addendi:
- a. i valori delle componenti “materia prima” e “commercializzazione” determinate secondo le formule di cui all'art. 6 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/gas 64/09 (TIVG);
 - b. il valore della componente “trasporto nazionale” di cui al punto 1 della deliberazione ARG/elt 175/08, convertito in centesimi di euro/m³.
- Nel caso di unità caratterizzate da ridotta regolarità nel funzionamento (es. turbogas), la valorizzazione sopra descritta potrebbe essere integrata da una componente di importo compreso tra 1 e 3 centesimi di euro/ m³.
- 3.21 Se l'unità fosse alimentata esclusivamente da combustibili non quotati, si potrebbero applicare dei criteri predefiniti per l'individuazione del combustibile quotato alternativo. In particolare, si potrebbe utilizzare come combustibile quotato alternativo:
- a. il carbone se fosse incluso nella lista dei combustibili utilizzabili dall'unità e quest'ultima fosse alimentata esclusivamente da biomasse o rifiuti;
 - b. il gas naturale se fosse incluso nella lista dei combustibili utilizzabili dall'unità e quest'ultima fosse alimentata esclusivamente da gas di raffineria o gas di sintesi da processi di gassificazione o gas da acciaieria a ossigeno o gas d'altoforno;
 - c. l'olio combustibile se fosse incluso nella lista dei combustibili utilizzabili dall'unità e quest'ultima fosse alimentata esclusivamente da oli vegetali grezzi.
- 3.22 Se, in un dato periodo, l'unità fosse invece alimentata sia da combustibili quotati che non quotati, si potrebbe adottare quale formula standard di prezzo dei combustibili non quotati la media dei prezzi dei combustibili quotati (che possono alimentare l'unità).

- 3.23 In tutti i casi in cui non si disponesse dello standard di rendimento e/o dello standard di valorizzazione del combustibile, occorrerebbe definire *ex ante* una metodologia *ad hoc*.
- 3.24 Inoltre, il set di standard potrebbe periodicamente essere aggiornato, per includere, ad esempio, gli standard di combustibili divenuti significativi nell'ambito delle unità essenziali. Il peso di un combustibile potrebbe essere considerato significativo se superiore al 2% dell'energia consumata dall'insieme delle unità essenziali nell'ultimo anno solare rispetto al quale si dispone di dati completi.

S6: Si ritiene che i prodotti indicati al punto 3.19 siano adatti per la valorizzazione standard delle diverse tipologie di combustibili quotati? Ai fini della valorizzazione standard mediante i citati prodotti, quali formule si ritiene che siano le più idonee?

S7: Si reputa condivisibile il criterio di valorizzazione del gas naturale esposto al punto 3.20? Si ritiene che sia necessaria un'integrazione per unità a turbogas? L'eventuale integrazione dovrebbe essere prevista anche per altre tipologie di unità? Si reputa adeguata la misura dell'integrazione indicata nel testo? Si prega di motivare le risposte.

S8: In caso di unità alimentate esclusivamente da combustibili non quotati, si condividono i criteri - descritti ai punti da 3.21 a 3.23 - per l'individuazione del combustibile alternativo quotato cui fare riferimento per la valorizzazione standard? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.

S9: Si ritiene che il criterio della media dei prezzi dei combustibili quotati sia adatto alla valorizzazione dei combustibili non quotati nell'ipotesi di unità alimentate sia da combustibili quotati che non quotati? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.

Gli standard nella determinazione dei costi ambientali

- 3.25 Nel DCO 29/09 è stata avanzata la proposta di:
- includere tra i costi variabili riconosciuti il valore dei permessi dell'*EU ETS* da rendere in relazione alla produzione dell'unità nel periodo in cui è soggetta ai vincoli di Terna;
 - inserire tra i ricavi riconosciuti ai fini della determinazione del corrispettivo per le unità ammesse alla reintegrazione il valore dei permessi assegnati relativi alla produzione dell'unità nel periodo in cui è soggetta ai vincoli di Terna;

- c. attribuire ai permessi il valore calcolato secondo la metodologia già impiegata per il recupero degli oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE nel caso degli impianti Cip 6/92¹¹.
- 3.26 Dalle risposte alla consultazione è emerso un generale consenso ai punti della proposta sintetizzati alle lett. a) e c). È stata invece espressa una netta contrarietà all'ipotesi di inserire, tra i ricavi riconosciuti ai fini della determinazione del corrispettivo per le unità ammesse alla reintegrazione, il valore dei permessi assegnati. A questo proposito, i produttori sostengono che, essendo le unità essenziali sottoposte a un dispacciamento obbligatorio, il titolare delle stesse non ha la facoltà di gestirle secondo valutazioni di costo-opportunità.
- 3.27 D'altro canto, è innegabile che, in assenza dei vincoli imposti da Terna, il produttore utilizzerebbe i permessi assegnati per far fronte ai propri obblighi, cercando di valorizzare al meglio gli eventuali permessi residui. Non appare dunque ragionevole l'ipotesi che, nel periodo in cui l'unità è ammessa alla reintegrazione, il titolare dell'unità medesima possa sia ottenere la reintegrazione del valore della totalità dei permessi da rendere in relazione alla propria produzione, sia appropriarsi interamente del valore della totalità dei permessi ricevuti. Peraltro i permessi sono stati sinora assegnati gratuitamente ad ogni specifico impianto, in funzione di coefficienti standard di emissione e fattori di carico predefiniti per singola combinazione di tecnologia-combustibile (per gli impianti esistenti), prescindendo, invece, da qualsiasi considerazione circa il grado di obbligatorietà del dispacciamento.
- 3.28 Di conseguenza, gli obblighi derivanti dall'*EU ETS* impatterebbero:
- per le unità ammesse alla reintegrazione, sotto forma di voce del costo variabile riconosciuto (valore dei permessi resi) e di posta del ricavo riconosciuto (valore dei permessi assegnati);
 - per le unità in regime ordinario, come valore dei permessi resi da includere nel costo variabile riconosciuto; in questo caso non si considererebbe il valore dei permessi assegnati, data l'irrilevanza ai fini del calcolo del costo variabile riconosciuto.
- 3.29 Per quanto attiene alla quantificazione dei costi derivanti dall'obbligo di cui all'art. 11 del D.Lgs. 79/1999 (certificati verdi), i produttori condividono l'impianto generale della proposta contenuta nel DCO 29/09¹². Riguardo al valore dei certificati acquisiti per adempiere al citato obbligo, alcuni chiedono che sia previsto un meccanismo di conguaglio *ex post* che allinei il citato valore al prezzo effettivamente sostenuto per acquistare i certificati. Altri ritengono che il valore dei certificati debba essere pari al prezzo dei certificati resi disponibili dal GSE. Entrambe le opzioni appena descritte, però, destano perplessità, in quanto non tengono conto della possibilità per i titolari di unità essenziali di approvvigionarsi in

¹¹ Cfr. l'art. 5 della deliberazione 11 giugno 2008, ARG/elt n. 77/08 e ss.mm.ii, recante "Criteri per il riconoscimento, ai sensi del Titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92, degli oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE".

¹² Si segnala che il decreto legge 20 maggio 2010, n. 72, ha abrogato il trasferimento del suddetto obbligo dai produttori di energia elettrica ai consumatori. Le proposte contenute nel DCO 29/09 conservano dunque la loro validità anche per gli anni dal 2010 in poi, essendo state sviluppate nell'ipotesi che i produttori siano i soggetti obbligati.

modo efficiente dei necessari certificati verdi; anzi, l'utilizzo del prezzo effettivamente sostenuto rischia di togliere ogni incentivo a comportamenti efficienti di acquisto.

Gli standard nella determinazione del costo di sbilanciamento

- 3.30 Nell'ambito del costo variabile riconosciuto, una componente della voce degli oneri di dispacciamento riconosciuti sarebbe rappresentata dalla quota parte del corrispettivo di sbilanciamento. Per valorizzare quest'ultima componente si potrebbe utilizzare l'onere unitario effettivo dell'unità per ciascuna ora, calcolato come:
- a. in caso di sbilanciamento positivo, la differenza tra il prezzo di sbilanciamento riconosciuto da Terna e il costo variabile di produzione;
 - b. in caso di sbilanciamento negativo, la differenza tra il prezzo zonale riconosciuto in MGP e il prezzo di sbilanciamento da riconoscere a Terna.
- 3.31 In alternativa, la componente dello sbilanciamento potrebbe essere stabilita *ex ante*, mediante un calcolo del corrispettivo medio di sbilanciamento su un periodo predefinito relativo alla specifica unità o alla tipologia di impianti cui è riconducibile la specifica unità.

S10: Qual è la metodologia che si ritiene più adatta per la determinazione della componente relativa allo sbilanciamento da includere nel costo variabile riconosciuto? Nel caso delle unità in regime ordinario dovrebbe essere applicata la medesima metodologia adottata per le unità in regime di reintegrazione dei costi?

Gli standard nella determinazione del costo fisso

- 3.32 Gli operatori ritengono opportuno che si applichi un approccio caso per caso nella valutazione dell'ammissibilità dei costi fissi relativi a ciascuna unità ammessa alla reintegrazione. Inoltre, ai fini della determinazione del valore delle singole voci del capitale investito netto riconosciuto e del costo fisso riconosciuto, i produttori chiedono che siano adottati gli stessi criteri utilizzati per la redazione del bilancio di esercizio. In linea di principio, le istanze appaiono ragionevoli. Appare infatti complesso stabilire degli standard di costo fisso per unità di capacità e, per quanto riguarda i criteri di valutazione, l'utilizzo per finalità regolatorie di quelli applicati per la redazione del bilancio di esercizio è già stato ammesso dall'Autorità (es. in materia di *unbundling*).
- 3.33 Il fatto che non siano definiti standard di costo fisso per unità di capacità non esclude che si possano stabilire dei criteri *ex ante* rispetto a specifici elementi quantitativi che influenzano singole poste del costo fisso riconosciuto. Nel prosieguo della sezione sono dunque descritti alcuni standard che potrebbero essere applicati in tema di ammortamento e di tasso di remunerazione del capitale investito netto riconosciuto.

- 3.34 Per il calcolo delle quote di ammortamento rilevanti ai fini della determinazione del corrispettivo da riconoscere alle unità essenziali ammesse alla reintegrazione, è opportuno stabilire la vita utile standard delle unità. La ragione di ciò risiede nella necessità di contenere il rischio che, per recuperare rapidamente gli investimenti, siano posti in essere ammortamenti accelerati non giustificati dal punto di vista economico. A tal proposito, la vita utile standard potrebbe avere la seguente durata:
- a. 30 anni per le unità idroelettriche;
 - b. 15 anni per le unità termoelettriche a ciclo tradizionale olio/gas e carbone;
 - c. 10 anni per unità termoelettriche a turbogas e a ciclo combinato.
- 3.35 Il tasso di remunerazione del capitale investito netto riconosciuto sarebbe stabilito in base alla metodologia del costo medio ponderato del capitale. Il tasso applicato avrebbe le caratteristiche seguenti:
- a. sarebbe nominale e al lordo delle imposte dirette;
 - b. l'implicito tasso di rendimento delle attività prive di rischio sarebbe aggiornato annualmente e sarebbe pari alla media dei rendimenti lordi del *BTP decennale benchmark* rilevati dalla Banca d'Italia e relativi all'anno solare precedente a quello cui si riferisce il corrispettivo;
 - c. lo *spread* riconosciuto sul capitale di debito e il rapporto tra indebitamento e capitale di rischio sarebbero uguali a quelli applicati alle attività regolate nel corrente periodo di regolazione;
 - d. l'implicito parametro che indica la misura del rischio sistemico sarebbe fissato a un livello superiore rispetto a quelli applicati nel periodo regolatorio corrente alle attività regolate, in modo da tenere in considerazione la maggiore rischiosità dell'attività di produzione rispetto alle attività regolate;
 - e. includerebbe un premio di remunerazione per tenere conto del rischio connesso alla transitorietà dell'ammissione al regime di reintegrazione dei costi.
- 3.36 Sulla base dei criteri enunciati al punto precedente, il tasso di remunerazione del capitale potrebbe assumere orientativamente un valore standard compreso tra il 9% e il 13%. Il valore puntuale da applicare il primo anno dipenderebbe in misura prevalente dalla misura del premio di remunerazione di cui alla lett. e) del punto precedente.
- 3.37 Inoltre, in caso di ammissione alla reintegrazione per un periodo superiore a un triennio, il tasso di remunerazione annuale standard potrebbe essere ridotto dello 0,25%, per tenere conto del contenimento dei rischi da transitorietà del regime.

S11: Si ritiene che i numeri di anni di vita utile indicati al punto 3.34 con riferimento a diverse tipologie di unità essenziali siano aderenti al ciclo economico medio delle unità medesime? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.

S12: Qual è il tasso standard che si ritiene adeguato per la remunerazione del capitale investito netto riconosciuto delle unità essenziali ammesse alla reintegrazione dei costi di anno in anno? Si prega di motivare.

Si ritiene che sia adeguata la riduzione del tasso annuo standard riportata al punto 3.36 nel caso di ammissione alla reintegrazione per un periodo superiore a un triennio ? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.

S13: Si ritiene che possa essere soggetta a standardizzazione anche la determinazione degli importi di altre voci degli aggregati rilevanti? In caso di risposta positiva, quali metodologie di valorizzazione sarebbe opportuno applicare?

S14: In relazione alle unità che sono state ammesse alla reintegrazione dei costi negli anni passati, si reputa che la metodologia di determinazione dei corrispettivi descritta nel presente documento possa sostituire quella sinora applicata? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.

4 La contabilità separata per unità essenziale

- 4.1 La determinazione dei corrispettivi da riconoscere alle unità essenziali richiede che siano acquisiti dati attinenti alle grandezze fisiche ed economico-patrimoniali delle unità medesime.
- 4.2 In relazione alle unità ammesse alla reintegrazione, occorre disporre di dati sulle singole voci del ricavo riconosciuto, del costo fisso riconosciuto e del capitale investito netto riconosciuto.
- 4.3 Inoltre, tanto nel caso di unità essenziali in regime ordinario che in quello di unità ammesse alla reintegrazione, si potrebbe verificare l'eventualità che il produttore abbia interesse a comunicare dati sulle singole poste del costo variabile riconosciuto, per supportare la richiesta di definire *ad hoc* questo costo con riferimento a una specifica unità.
- 4.4 I suddetti dati economico-patrimoniali devono essere riferiti a ciascuna unità essenziale. Ciò implica lo sviluppo di una contabilità separata per ciascuna unità essenziale, contabilità che risulta maggiormente articolata nel caso delle unità ammesse alla reintegrazione dei costi.
- 4.5 Attualmente i produttori che sono proprietari o gestiscono almeno un'unità rilevante sono tenuti, ai sensi della deliberazione 18 gennaio 2007, n. 11/07 (di seguito: deliberazione n. 11/07), a presentare conti separati per comparti. Uno dei comparti è rappresentato dall'insieme delle unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico. Non è invece prevista un'articolazione della contabilità per unità essenziale. Per la determinazione dei corrispettivi, è dunque necessario un livello di dettaglio in più nell'ambito del comparto delle unità essenziali.
- 4.6 Per agevolare i produttori nello sviluppo della contabilità separata per unità essenziale, si riterrebbe opportuno conservare la medesima impostazione concettuale e applicativa adottata con la deliberazione n. 11/07, semplificandola laddove possibile.
- 4.7 Per ciascuna unità essenziale ammessa alla reintegrazione, il produttore dovrebbe rendere disponibile:

- a. il conto patrimoniale separato, nel quale sarebbero riportati esclusivamente gli importi delle immobilizzazioni nette materiali e immateriali *direttamente* attribuibili alla singola unità;
 - b. il conto economico separato, che tipicamente si limiterebbe a raffigurare i dati relativi alla parte operativa del costo fisso riconosciuto; questo conto includerebbe anche dati attinenti al costo variabile riconosciuto se il produttore intendesse fornire elementi economici per supportare una richiesta di determinazione *ad hoc* del costo variabile riconosciuto¹³;
 - c. la nota di commento.
- 4.8 Per le unità essenziali in regime ordinario, la presentazione di conti separati sarebbe soltanto eventuale, essendo prevista esclusivamente nell'ipotesi in cui il produttore volesse fornire elementi economici per supportare una richiesta di determinazione *ad hoc* del costo variabile riconosciuto¹⁴. Si precisa inoltre che:
- a. il conto economico separato conterrebbe unicamente dati relativi al costo variabile riconosciuto;
 - b. il documento di cui alla lett. a) sarebbe accompagnato dalla nota di commento, mentre il produttore non sarebbe tenuto a presentare il conto patrimoniale separato.
- 4.9 I dati che alimentano i conti separati di ogni unità essenziale deriverebbero dalla contabilità generale, dalla contabilità analitica e, se necessario, da specifiche rilevazioni gestionali ed elaborazioni contabili effettuate *ex post* e basate su criteri di significatività, attendibilità, ragionevolezza e verificabilità.
- 4.10 L'allocazione dei costi alle singole unità prevederebbe i seguenti passaggi:
- a. assegnazione alle singole unità essenziali dei costi direttamente attribuibili a ciascuna di esse e rilevazione di eventuali transazioni interne tra unità;
 - b. allocazione dei costi rimanenti in funzione di un criterio di ribaltamento predefinito.
- Il ribaltamento dei costi di cui alla lett. b) potrebbe avvenire, per il 50% dell'importo dei costi da ribaltare, in funzione della produzione effettiva e, per il residuo 50%, in base alla capacità.
- 4.11 I conti separati per ciascuna unità essenziale ammessa alla reintegrazione dovrebbero essere presentati:
- a. per la determinazione definitiva del corrispettivo dell'anno *t*, entro 120 giorni dall'approvazione del bilancio di esercizio del medesimo anno;
 - b. per la quantificazione dell'eventuale acconto sul corrispettivo dell'anno *t*, entro il 30 settembre del medesimo anno;
 - c. per la definizione *ex ante* di metodologie *ad hoc* per il calcolo del costo variabile riconosciuto, almeno 120 giorni prima dell'inizio dell'anno solare rilevante.

¹³ Si ricorda che la determinazione *ad hoc* della modalità di calcolo del costo variabile riconosciuto, determinazione volta a escludere l'utilizzo del costo variabile standard, dovrebbe avvenire prima dell'inizio dell'anno solare rilevante.

¹⁴ Varrebbe anche in questo caso quanto espresso alla nota 13.