

Allegato al Prot. n. 942/2015/E/R/e del 27/10/2015

Osservazioni di Utilitalia

DCO 446/2015/R/eel

“Criteri per la definizione delle tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica nel quinto periodo regolatorio”

Osservazioni generali

Utilitalia in generale rileva come il presente DCO affronti tematiche in modo non sequenziale rispetto ai precedenti DCO 275/2015/R/com e 335/2015/R/eel, in quanto, ad esempio, il prospettato allungamento della durata del periodo regolatorio non tratta il tema degli aggiornamenti infraperiodo dell'X-factor e dei parametri del WACC e l'analisi degli ipotizzati menù regolatori non può essere condotta senza il riferimento, seppur indicativo, dei valori del WACC (base e maggiorato).

Fermo restando quanto verrà rappresentato in risposta ai singoli spunti di consultazione, evidenziamo come le Imprese si troveranno a compiere scelte e simulazioni specifiche, rispetto ad un orizzonte temporale ancora non ben definito (6 anni vs 8 anni), solo a valle della pubblicazione del documento di consultazione finale previsto nel corso del mese di novembre – cfr. punto 1.6 -: non possiamo negare, infatti, che le aspettative riposte nel presente DCO, a monte della sua pubblicazione, comprendevano anche, e ragionevolmente, la necessità di comprendere gli orientamenti di AEEGSI rispetto a quanto rappresentato in risposta ai precedenti DCO 275/2015/R/com e 335/2015/R/eel e l'opportunità di disporre di dati quantitativi per valutare l'impatto economico della nuova regolazione tariffaria.

Con riferimento al servizio di distribuzione, Utilitalia apprezza l'orientamento di AEEGSI di confermare, almeno nella prima parte del nuovo periodo regolatorio NPR1, l'impianto dell'attuale sistema tariffario, rimandando ad una seconda fase lo sviluppo dei TOTEX. In ogni caso auspichiamo che AEEGSI, in previsione dell'adozione nella seconda parte del periodo regolatorio di un approccio di tipo TOTEX, limiti le modifiche all'attuale impianto regolatorio in materia di costi riconosciuti in un'ottica di continuità e di stabilità dei ricavi per le Imprese come già annunciato nel DCO 335/2015/R/eel.

Per quanto riguarda l'ipotetica introduzione già nel NPR1 dei menu regolatori in via sperimentale, allo stato attuale mancano gli elementi per valutarne gli impatti ed esprimere un giudizio: si ritiene, infatti, che gli elementi da chiarire siano molti e che difficilmente si potrà partire dal 2016, essendo auspicabile, anche su questo tema, un confronto ad hoc tra il Regolatore e gli Operatori.

Nello specifico, si noti che al capitolo 13 del DCO, laddove sono per la prima volta esplicitati possibili menù regolatori, gli elementi da chiarire per consentire una valutazione agli operatori sono molteplici:



- non sono chiare le tempistiche entro cui può essere esercitata una scelta e non è chiara la decorrenza;
- non è definito se la scelta è vincolante o meno, ovvero se la preferenza per un menù regolatorio vale per l'intera durata del ciclo tariffario o solo per un periodo (e in tal caso su quale orizzonte temporale si sviluppa l'impegno per il Distributore), potendo poi l'operatore, in questo caso, scegliere un tipo di menù differente;
- limitatamente alle opzioni b) e d) non sono individuati i pesi delle variabili di scala ma solamente dei *range* e non è chiaro se i pesi saranno fissati dal Regolatore;
- limitatamente alle opzioni c) e d), e con riferimento alla nota n. 11 di pag. 33 del DCO, manifestiamo contrarietà all'inserimento del meccanismo di riduzione delle interruzioni dovute a cause esterne all'interno di tali menù regolatori, dato che la mancata adesione a tale meccanismo facoltativo di regolazione della qualità comporterebbe una doppia penalizzazione per il distributore, ovvero una maggiorazione delle penalità per la continuità del servizio e una preclusione all'accesso ai menù tariffari in questione; inoltre, come già rappresentato in risposta al DCO 415/2015/R/eel, il presente DCO sembra far riferimento alle performance delle Imprese in quanto si parla di "segno ed entità" dell'addendo nella formula di calcolo del vincolo ai ricavi ammessi, mentre nel DCO 415/2015/R/eel, in riferimento al meccanismo relativo alle interruzioni con preavviso, si prospetta un meccanismo sperimentale facoltativo a partire dal biennio 2017-2018 di sola premialità e, in riferimento al meccanismo relativo alle interruzioni attribuibili a forza maggiore, si ipotizza una regolazione facoltativa sperimentale nel quadriennio 2018-2021.

In linea generale, Utilitalia ritiene che, in assenza del driver principale che guida la scelta dell'impresa distributrice all'interno del ventaglio dei menù regolatori proposti, ovvero il valore del WACC (base e maggiorato), non sia possibile analizzare la misura posta in consultazione.

Ma soprattutto, poiché l'assunzione del rischio volume da parte dei distributori si palesa molto forte in presenza di consumi elettrici ancora stagnanti, non crediamo che tale rischio possa essere adeguatamente controbilanciato dal Regolatore con la leva della remunerazione degli investimenti, dato che le Imprese distributrici non hanno possibilità di intervento su variabili poste al di fuori del loro controllo: infatti da un lato gli investimenti di rete già effettuati non possono essere dismessi per il calo della domanda elettrica che porta in alcuni contesti ad un parziale sottoutilizzo delle infrastrutture di rete, dall'altro la potenziale riduzione dei nuovi investimenti per future contrazioni dei consumi elettrici non ha ragione d'essere in quanto tali investimenti non sono effettuati solo per l'estensione della rete, ma anche per manutenzione e adeguamento della stessa ai carichi esistenti.

Ribadiamo altresì forte contrarietà alle proposte AEEGSI per le imprese distributrici medio-piccole (fino a 100.000 POD) e rimandiamo nel merito alle osservazioni Utilitalia in risposta al DCO 335/2015/R/eel.

Infine appare opportuno ribadire che tra le aspettative degli Operatori c'è la necessità di disporre di un quadro organico e completo della nuova regolazione, compresi i valori quantitativi dei parametri utili alla determinazione del costo riconosciuto (es.: WACC e X-factor), che ci aspettiamo venga presentato nel DCO di prossima pubblicazione. E' evidente che, quando le Imprese dovranno effettuare scelte tra i diversi menù tariffari, dovranno altresì avere chiari, e definiti in maniera abbastanza certa, i parametri tecnico-economici delle singole opzioni e tempo sufficiente per svolgere simulazioni e assumere decisioni.



Desideriamo comunque ricordare, in riferimento al secondo alinea a pag. 6 ed al punto 14.4 del DCO (energia reattiva), che la Federazione il 3 luglio scorso ha trasmesso alla Direzione Infrastrutture un documento contenente le richieste di chiarimento di cui alla delibera 180/2013/R/eel che ad oggi non ha trovato riscontro. Tali chiarimenti sono funzionali ad una corretta applicazione delle disposizioni regolatorie che entreranno in vigore dal 1° gennaio 2016.

Spunti di consultazione

S1. Osservazioni in merito alla durata del periodo di regolazione.

In generale non ravvisiamo profili di criticità rispetto all'allungamento del periodo regolatorio (sia a 6 anni che a 8 anni), seppure lo stesso verrà suddiviso in due parti distinte, almeno stante gli orientamenti di AEEGSI e per i principali Operatori, in quanto la misura proposta potrebbe garantire stabilità regolatoria.

Restano tuttavia aperti alcuni quesiti che sorgono dalla lettura di tale proposta, ovvero:

- in caso di durata del periodo regolatorio pari a 8 anni, si chiede se il medesimo orizzonte temporale valga anche per la qualità del servizio circa il raggiungimento dei livelli obiettivo di riduzione del numero delle interruzioni, dato che nel DCO 415/2015/R/eel tale raggiungimento è fissato al 2021 in coerenza con una durata del ciclo tariffario pari a 6 anni come anticipato nei DCO 5/2015/R/eel e 48/2015/R/eel;
- per quanto riguarda l'aggiornamento infraperiodo del WACC, nell'ipotesi di durata del periodo tariffario pari 3+3 (ovvero la stessa durata del periodo di regolazione del WACC proposta nel DCO 275/2015/R/com), valutiamo positivamente una revisione del tasso di remunerazione del capitale a valle del termine della prima parte del periodo regolatorio, mentre nell'ipotesi di durata del periodo tariffario pari a 4+4 ci riserviamo di esprimere una posizione allorché verranno fissati la durata del periodo di regolazione del WACC e i corrispondenti criteri di aggiornamento infraperiodo;
- le stesse considerazioni appena espresse per il WACC valgono anche per l'X-factor, atteso che il DCO 335/2015/R/eel, a fronte di una durata del ciclo tariffario pari a 6 anni, proponeva un aggiornamento infraperiodo del recupero di efficienza al termine del primo triennio di regolazione (ipotesi su cui Utilitalia concordava), mentre non si è in grado di esprimere una valutazione circa la revisione dell'X-factor nel periodo regolatorio 4+4 in assenza di un'indicazione in merito da parte di AEEGSI.

Utilitalia reputa opportuno che tali dubbi vadano sciolti nel DCO di prossima pubblicazione a novembre, ritenendo che, relativamente alle revisioni periodiche di WACC e X-factor e pur concordando su un'eventuale estensione del periodo regolatorio a 8 anni, tali revisioni avvengano contestualmente (a livello triennale o biennale) per evitare continui cambiamenti nella definizione del costo riconosciuto dei distributori.

S2. Osservazioni in merito alla possibile introduzione di una componente CTR in forma binomia.

S3. Osservazioni in merito al driver proposto per la determinazione della potenza impegnata nei punti di interconnessione.

S4. Osservazioni in merito all'ipotesi che potrebbe essere sviluppata in alternativa a quella descritta nel documento, di fare invece riferimento alla potenza installata degli impianti di interconnessione.

S5. Osservazioni sull'ipotesi di identificazione dei pesi della quota potenza e della quota energia.



Utilitalia condivide l'analisi circa le criticità associate alla precedente ipotesi di tariffa binomia del CTR.

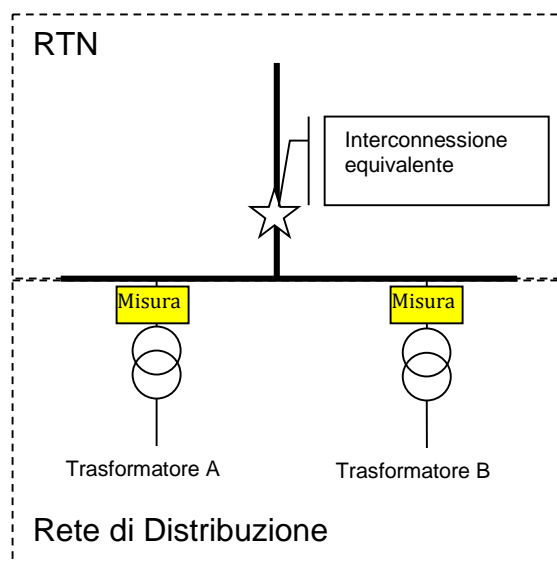
Prendiamo atto della volontà del Regolatore di superamento dell'attuale tariffa monomia, ma evidenziamo come la soluzione individuata appare tuttavia non pienamente soddisfacente.

Utilitalia ha elaborato la seguente proposta alternativa per quanto concerne il driver della componente in potenza (cfr. punto 6.15 del DCO): "media, calcolata su un orizzonte pluriennale (3 o 5) delle potenze massime prelevate su base mensile nel punto di interconnessione equivalente nell'area di riferimento".

Riteniamo che sia corretto considerare il concetto di punto di interconnessione equivalente la cui potenza è calcolata sulla base del profilo di carico determinato in ciascun quarto d'ora come differenza tra l'energia immessa dai punti d'interconnessione con la rete di trasmissione nazionale e l'energia prelevata dai medesimi punti. I valori energetici saranno corretti per opportuni coefficienti per tener conto delle perdite sulle reti di distribuzione e rendere tali valori omogenei rispetto ad un determinato valore di tensione indipendentemente dalla posizione del misuratore, in analogia alla tabella 4 del TIS.

La procedura, molto simile a quanto ad oggi avviene per il calcolo del PRA, sembrerebbe poter risolvere le criticità legate alle differenti misurazioni sui punti di interconnessione che non sono omogenee sulla rete nazionale (alcune misure poste a valle dei trafo, altre misurate direttamente sugli entra-esce dei punti di interconnessione) e garantire una certa stabilità nei flussi di cassa mensili, evitando eccessivi esborsi per i distributori poi solo successivamente compensati con la perequazione dei costi di trasmissione.

Il concetto di punto di interconnessione equivalente consente, se applicato ad una singola cabina primaria, di determinare l'effettivo impegno delle linee della RTN. Ad esempio si consideri il caso di una Stazione alimentata da una linea e alla cui sbarra siano presenti due trasformatori, come da figura seguente.



Ipotizziamo che le misure siano posizionate su ciascuno dei singoli trasformatori. Il valore di potenza determinato dalle singole misure risulterà maggiore, e solo in casi eccezionali, pari al



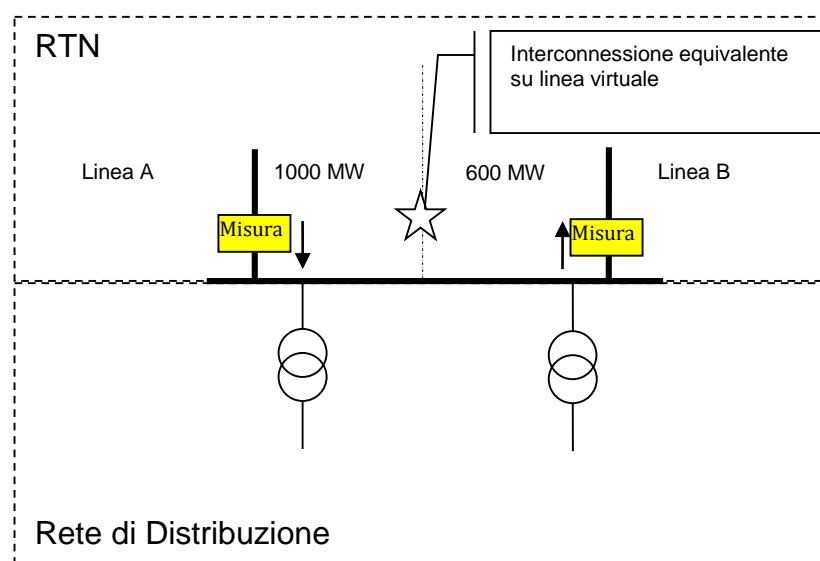
valore che si sarebbe misurato sulla linea. Allo stato attuale vengono considerati come punti d'interconnessione le linee a valle della sbarra.

Rilevazione	Trasformatore A		Trasformatore B		Linea RTN (Punto equivalente A+B)	
	Energia kWh	Potenza kW	Energia kWh	Potenza kW	Energia kWh	Potenza kW
10:15	4.215,20	16.860,80	7.004,80	28.019,20	11.220,00	44.880,00
10:30	4.056,80	16.227,20	7.198,40	28.793,60	11.255,20	45.020,80
10:45	3.977,60	15.910,40	7.427,20	29.708,80	11.404,80	45.619,20
11:00	3.819,20	15.276,80	7.673,60	30.694,40	11.492,80	45.971,20
		16.860,80		30.694,40		45.971,20

Il valore di potenza è determinato tramite il valore energetico di un quarto d'ora moltiplicato per quattro (Potenza prelevata TIT)

La mancata contemporaneità dei picchi di prelievo rilevati nei singoli trasformatori determina un maggior valore di potenza 47.555,20 kW (somma delle singole potenze massime dei trasformatori) rispetto alla potenza effettiva erogata dalla RTN di 45.971.20 kW.

Tale metodologia risulta particolarmente utile nel rappresentare l'impegno di potenza della RTN nei casi di alimentazioni tramite linee entra/esci come rappresentata nella figura sottostante.



Il contributo della RTN in questa configurazione è determinato dalla differenza tra le due misurazioni effettuate, energia entrante misurata dalla linea A al netto dell'energia uscente dalla



linea B e viceversa, Il risultato ottenuto diviene equivalente alla misura posta su un'unica linea alimentante la stazione. Ad esempio ipotizzando che il misuratore A rilevi 1.000 MW erogati dalla linea A e contemporaneamente, il misuratore B rilevi 600 MW ricevuti da dalla linea B, l'apporto della RTN nei confronti della rete di distribuzione è pari a 400 MW.

Il medesimo concetto, esteso all'intero insieme dei punti d'interconnessione, un solo punto d'interconnessione per area di riferimento, consentirebbe di rendere trasparente l'assetto impiantistico di alimentazione della rete di distribuzione. Si consideri ad esempio una rete alimentata da due stazioni, (Configurazione A) e la medesima rete alimentata da una sola stazione (Configurazione B). A pari rete il carico totale, derivante dai prelievi dei Clienti, è il medesimo. Estremizzando si ipotizzi per semplicità che il carico si mantenga costante a 500 MW e che per la configurazione A i primi quindici giorni il carico totale sia soddisfatto da una stazione e i rimanenti quindici giorni dall'altra. Il valore di potenza risultate per la Configurazione A calcolata sulle singole stazioni sarà di 1000 MW contro i 500MW della configurazione B. L'adozione del punto d'interconnessione equivalente ricondurrebbe in termini di impegno complessivo delle reti entrambe le configurazioni ad un valore di potenza di 500MW evitando eventuali fattori perequativi.

Considerando infine che, per la determinazione mensile del Prelievo Residuo d'Area, viene applicata una analoga metodologia, si propone l'utilizzo di tale convenzione anche per la determinazione mensile delle quota potenza ed quota energia nel calcolo dei corrispettivi mensili a carico delle imprese distributrici.

Anche al fine di intercettare le più recenti evoluzioni dei consumi, riteniamo preferibile che l'orizzonte temporale del driver sia triennale.

S6. Osservazione sulle ipotesi relative alla struttura delle tariffe di trasmissione per i clienti finali.

S7. Osservazioni in merito ai criteri di costruzione della componente TRAS binomia.

Nessuna osservazione.

S8. Osservazioni in merito alla proposta di non modificare l'attuale allocazione dei costi per il funzionamento di Terna relativi all'attività di dispacciamento, ai sensi del comma 24.3 del TIS.

Nessuna osservazione.

S9. Osservazioni rispetto all'ipotesi di prevedere che i corrispettivi della tariffa di riferimento a copertura dei costi delle infrastrutture di rete siano fissati per il NPR1 in funzione del numero dei punti di prelievo serviti, differenziati per livello di tensione e per impresa distributrice.

S10. Osservazioni sull'ipotesi di utilizzare la potenza impegnata.

Si condivide che i corrispettivi della tariffa di riferimento specifica aziendale a copertura dei costi delle infrastrutture di rete siano fissati in funzione del numero di punti serviti nel corso del NPR1. L'utilizzo quale variabile di scala della potenza impegnata a partire dal NPR2 deve essere necessariamente analizzato parallelamente ai criteri di allocazione dei costi come ricordato al punto 11.3 del DCO, oltre che in funzione dei menù regolatori, dato che l'espressione del TV1 in funzione della potenza necessariamente aumenta il rischio volume in capo ai distributori, indipendentemente dall'opzione tariffaria scelta ed in ogni caso tale parametro è soggetto ad oscillazioni che potrebbero esporre le tariffe degli utenti e il vincolo degli operatori a incontrollabili fluttuazioni. Per questo motivo si chiede che, nelle valutazioni che saranno compiute nel corso del NPR1 in merito alle variabili di scala della tariffa di riferimento, si utilizzi



come driver la potenza disponibile (dato che appare più stabile e relativo alle effettive capacità della rete) in luogo della potenza impegnata.

S11. Osservazioni sulle ipotesi per la definizione delle tariffe di riferimento a copertura dei costi di commercializzazione.

Si suggerisce che AEEGSI, come indicato al punto 11.10, proceda dapprima a valutazioni dettagliate dei costi desumibili dai conti annuali separati dell'anno 2014 e poi decida circa l'eventuale superamento della differenziazione della tariffa COT tra distributori integrati con la maggior tutela e non.

Inoltre, il 4PR è stato il primo periodo regolatorio in cui è stata soppressa la perequazione COT. Gli investimenti che sono stati effettuati in ottica unbundling non hanno trovato un puntuale riconoscimento. Gli attuali livelli di ricavo non sono sufficienti a coprire CAPEX+OPEX. Se la tariffa non dovesse essere rideterminata, nel 5PR i Distributori che hanno investito si troveranno ancora a dover sostenere una perdita mentre gli Operatori che stanno affrontando nuovi investimenti, anche in ottica SII e di evoluzione dei sistemi a servizio del mercato, non avranno nessuna garanzia di riconoscimento dei nuovi CAPEX.

S12. Osservazioni sulle ipotesi relative alla definizione delle tariffe obbligatorie nel NPR1.

Si condivide l'opportunità di un allineamento finalizzato alla *cost reflectivity* delle tariffe obbligatorie per utenze non domestiche alle risultanze del procedimento di cui al DCO 293/2015/R/eel già nel corso del NPR1. Si tenga tuttavia conto dei necessari tempi per apportare le modifiche ai sistemi di fatturazione sia dei distributori che dei venditori: è necessario, infatti, conoscere con un congruo anticipo il cambiamento della struttura tariffaria che sarà applicata nel corso del NPR1 (es.: modifica della tariffa obbligatoria per i clienti BT e MT altri usi che da trinomina diventa binomia in caso di eventuale azzeramento della quota euro/kWh).

In merito alle tariffe obbligatorie, come già espresso in risposta al DCO 5/2015/R/eel cui si rimanda per approfondimenti, Utilitalia ribadisce la propria contrarietà alla reintroduzione di "margini di flessibilità nella definizione delle strutture tariffarie" (cfr. punto 2.6 del presente DCO), in quanto la tariffa obbligatoria unica nazionale ha comportato evidenti benefici per il sistema elettrico (es.: semplificazione dei sistemi di fatturazione dei distributori e, soprattutto, dei venditori) e la sua eliminazione, quindi, rappresenterebbe un dannoso passo indietro.

S13. Osservazioni sulle ipotesi relative ai meccanismi di perequazione.

Utilitalia chiede conferma che anche nel NPR sia previsto il meccanismo di acconti relativo alle perequazioni dei ricavi del servizio di distribuzione e dei costi del servizio di trasmissione.

Relativamente all'inclusione dei ricavi da energia reattiva nel meccanismo perequativo della distribuzione, oltre a rimandare alla richiesta federale di chiarimenti dello scorso 3 luglio su cui si auspica che AEEGSI fornirà le necessarie risposte contestualmente alla consultazione del prossimo novembre, si segnala un refuso al punto 14.4, laddove si afferma che la quota di ricavi da energia reattiva che entra a far parte della perequazione è relativa ai soli clienti in BT: l'art. 6.1 dell'Allegato A alla delibera 180/2013/R/eel, infatti, fa riferimento ai ricavi dei clienti, ovvero di tutti i clienti BT e MT come da ambito di applicazione della delibera stessa.

In merito al meccanismo di acconti bimestrali della perequazione di trasmissione, si evidenzia che l'introduzione del CTR binomio (cfr. spunti di consultazione S2-S3-S4-S5), avendo come obiettivo la salvaguardia della posizione economico-finanziaria di Terna (con contestuale abolizione del meccanismo di garanzia dei ricavi di Terna stessa), produrrà necessariamente un incremento del costo di trasmissione dei distributori verso Terna, incremento che non sarà



intercettato dal meccanismo degli acconti perequativi: tale effetto potrebbe verificarsi già dal 2016 qualora gli acconti venissero calcolati come l'80% della perequazione di trasmissione del 2014 (cfr. determina 4/2013 – DIUC) ovvero di un momento temporale in cui il CTR era determinato in forma monomia e Terna beneficiava del meccanismo di garanzia dei ricavi.

Per tali motivi, si auspica che AEEGSI tenga conto di questa discontinuità prevedendo la possibilità di adesione facoltativa singolarmente per ciascun meccanismo perequativo nonché un correttivo al meccanismo degli acconti della perequazione dei costi di trasmissione, che potrebbe consistere nel calcolare gli acconti dell'anno "t" in misura pari al 100% della perequazione dell'anno "t-2".

Limitatamente al punto 14.7 del DCO in tema di integrazione dei ricavi a copertura degli oneri per lo sconto ai dipendenti, chiediamo che vengano liquidate le partite economiche del primo semestre dell'anno 2014, già dovute prima dell'entrata in vigore delle disposizioni di cui al DL 24 giugno 2014 n. 91 che sono valide a partire dal 1° luglio 2014.

Si fa presente la necessità di valutare la reintroduzione del riconoscimento dei minori ricavi dovuti all'art. 19 dell'attuale TIT e per le considerazioni del caso si rimanda allo spunto S22.

S14. Osservazioni sulle ipotesi relative alla tempistiche relative ai meccanismi di perequazione.

S15. Osservazioni riguardo alle ipotesi di applicazione di indennità amministrative sui versamenti alla CCSE derivanti da rettifiche dei dati di perequazione.

Siamo favorevoli alla revisione delle tempistiche relative ai meccanismi di perequazione; tuttavia suggeriamo una modifica delle nuove tempistiche – ultimi due box della tabella a pag. 38 -: al posto di 15 e 31 dicembre per i versamenti e le erogazioni di CCSE si suggerisce di prevedere 30 novembre e 15 dicembre, in modo da allineare le tempistiche delle perequazioni del settore elettrico a quelle del settore gas evitando che la liquidazione delle partite da parte di CCSE avvenga a ridosso del termine dell'anno, al fine anche di valutare possibili errori materiali non sanabili, con le tempistiche previste, se non nell'anno successivo, esponendo in tal modo le Imprese al rischio di peggioramento della posizione finanziaria. Com'è noto infatti per le partite perequative della distribuzione gas il termine ultimo per l'erogazione da parte di CCSE degli importi spettanti è fissato al 15 dicembre (art. 3 delibera 396/2015/R/GAS).

Sempre ai fini di convergenza tra le regolazioni dei due settori energetici, si chiede conferma che sia prevista anche per i distributori elettrici, così come per i distributori gas, una tempistica (da specificare) entro cui poter trasmettere rettifiche dei dati precedentemente inviati – vedasi punto 14.10 del DCO – senza incorrere nell'applicazione di indennità amministrative: ciò in quanto per il settore elettrico viene introdotta, in analogia al settore gas, la fase di "comunicazione preliminare dei risultati della perequazione da parte di CCSE", che è propedeutica, appunto, all'invio di tali rettifiche prima della comunicazione definitiva degli ammontari di perequazione.

Utilitalia inoltre rappresenta l'opportunità di un allineamento della disciplina degli acconti per tutte le perequazioni elettriche, prevedendo, anche per la perequazione dei ricavi ottenuti dall'applicazione delle tariffe D2 e D3, il riconoscimento di forme d'acconto in analogia a quanto avviene per la perequazione dei ricavi del servizio di distribuzione e per la perequazione dei costi di trasmissione.

S16. Osservazioni sulle ipotesi relative all'approccio ipotizzato per favorire le aggregazioni tra imprese.

Nessuna osservazione.



S17. Osservazioni sulle ipotesi di assegnazione delle responsabilità per l'installazione e manutenzione dei misuratori.

S18. Osservazioni sulle ipotesi di assegnazione delle responsabilità per la raccolta, validazione e registrazione delle misure.

Accogliamo con favore la revisione del TIME con l'inclusione della disciplina della misura dell'energia elettrica prodotta. Nell'ambito del successivo DCO ad hoc verranno formulate considerazioni puntuali.

Con particolare riferimento alla regolazione dell'energia elettrica prodotta, invitiamo AEEGSI a tener conto delle richieste di chiarimento formulate dalla Federazione in data 21/10/2015 finalizzate ad una corretta interpretazione ed applicazione della vigente regolazione.

Fermo restando l'opportunità di mantenere l'applicazione di un corrispettivo a forfait per la maggiorazione degli oneri generali di sistema ai sensi del DL 91/14 dove è possibile, segnaliamo che la misura dell'energia elettrica consumata mediante appositi algoritmi rappresenta un aggravio gestionale per i distributori. Inoltre, la misura proposta da AEEGSI si riferisce ai clienti in MT e AT/AAT: a riguardo si osserva che la delibera 609/2014/R/eel prevede che per i clienti MT energivori e per tutti i clienti AT/AAT, energivori e non, l'applicazione della maggiorazione degli oneri generali di sistema ai sensi del DL 91/14 è demandata a CCSE; si chiede, pertanto, di definire meglio il perimetro di applicazione della misura proposta.

Deve altresì essere chiarito con quali strumenti devono essere messi a disposizione dei venditori i dati menzionati al punto 17.16 del DCO e relativi all'energia consumata; auspichiamo che i flussi della delibera 65/2012/R/eel possano essere opportunamente integrati per fungere a tale scopo. In merito alle tempistiche di messa a disposizione di tali dati ai venditori, AEEGSI ipotizza di mutuare le stesse tempistiche attualmente vigenti per l'energia elettrica prelevata, ovvero definite dal TIME (entro il 5° giorno lavorativo del mese m+1 per i POD trattati orari ed entro il giorno 20 del mese m+1 per i POD non trattati orari): a tal proposito si evidenzia che tali tempi sono insufficienti ai fini del calcolo dell'energia consumata, la quale, basandosi tra l'altro sui dati di energia prodotta, potrà essere determinata solo a valle della validazione della misura dell'energia prodotta che deve essere trasmessa al GSE entro la fine del mese successivo a quello di competenza (entro il giorno 30 del mese m+1).

Se la tempistica di messa a disposizione dei dati di energia consumata fosse pari a quella di invio dei dati di energia prodotta al GSE, come si auspica, bisognerà anche tener conto di tali tempi per l'emissione delle fatture di trasporto verso i venditori, dato che il Codice di Rete (delibera 268/2015/R/eel) prevede che queste siano emesse "sempre entro il quarto giorno lavorativo successivo alla messa a disposizione del dato di misura ai sensi del TIME".

Inoltre bisognerà pure tenere conto dell'inserimento dei dati di energia consumata nelle fatture di trasporto (al momento le fatture sono basate solo sui dati di energia prelevata), con conseguente impatto sui sistemi di fatturazione; tale considerazione vale anche per le fatture/sistemi informatici dei venditori verso i clienti finali). Per tali motivi, si suggerisce di affrontare la revisione della fatturazione delle maggiorazioni degli oneri di sistema ex DL 91/14 sia all'interno del gruppo di lavoro attivo presso AEEGSI, e relativo alla standardizzazione delle fatture di trasporto, che in ottica costi-benefici per il sistema elettrico.

Infatti, osserviamo che le predette criticità in tema di fatturazione dei dati di energia consumata non sono cambiate rispetto all'osservazione di AEEGSI contenuta nel DCO 519/2014/R/eel, ovvero "L'applicazione puntuale dell'articolo 24 del decreto legge 91/14 richiederebbe [...] interventi di revisione dei sistemi di fatturazione delle imprese distributrici e delle società di vendita. [...] L'implementazione di tali disposizioni non può essere effettuata e completata



nell'arco di pochi mesi perché richiederebbe [...] l'utilizzo di tali dati [ndr: energia consumata] nei sistemi di fatturazione che, fino ad oggi, si sono sempre limitati all'utilizzo e gestione delle informazioni relative alle sole immissioni e prelievi di energia elettrica dalla propria rete. Peraltro, tale implementazione potrebbe comportare costi di investimento e gestionali significativi, la cui entità andrebbe comunque valutata anche in termini di confronto con il maggior gettito di oneri generali di sistema derivante dalla norma."

Particolare attenzione desta, a nostro avviso, la previsione di attribuire a Terna la responsabilità della gestione dei dati di misura all'interconnessione tra reti di distribuzione e RTN.

Come già ribadito in molteplici occasioni, Utilitalia ritiene che la responsabilità dell'intera attività di misura debba essere attribuita ad un unico soggetto, ovvero il distributore, in modo da evitare che l'inserimento di un ulteriore soggetto nella filiera della misura possa generare contestazioni tra le parti (ad esempio per quanto concerne gli investimenti necessari o le manutenzioni o il solo accesso al gruppo di misura), oltre ad una duplicazione delle attività (si pensi alla necessaria attività di riscontro, da parte del distributore, delle misure validate da Terna). Ed è proprio in base a questo principio, ad esempio, che la delibera 595/2014/R/eel era stata accolta favorevolmente dalla Federazione, in quanto riconduceva al gestore di rete la responsabilità della gestione di dati di misura che, in precedenza, poteva anche essere svolta dai produttori.

Ad ogni modo, se l'Autorità ritiene di dare comunque seguito alla proposta posta in consultazione, si evidenzia che:

- l'attribuzione a Terna dell'attività di gestione dei dati di misura non può avvenire senza la preventiva definizione degli algoritmi utili a quantificare i transiti di energia e per i quali è previsto l'avvio di un apposito gruppo di lavoro;
- occorre definire le modalità e le tempistiche di messa a disposizione delle misure validate da parte di Terna verso i distributori, assicurando che i tempi siano congrui sia per rispettare le scadenze di settlement a carico dei distributori sia per permettere a questi ultimi la necessaria attività di riscontro delle letture ricevute da Terna.

Utilitalia sottolinea che, senza la risoluzione delle predette criticità, non è possibile attribuire a Terna la responsabilità della gestione dei dati di misura a valere dal 1° gennaio 2016.

La proposta di cui al punto 17.45 del DCO – estensione del trattamento orario dei dati di misura - a nostro avviso dovrà essere attentamente valutata perché la quantità di dati (curve orarie) che i sistemi di telegestione dovrebbero trattare crescerà enormemente, con il rischio di saturare la banda di trasmissione delle informazioni tra misuratori e concentratori; bisogna poi tenere in considerazione i tempi e i costi associati alla necessaria riprogrammazione dei contatori che dovranno passare dal trattamento non orario a quello orario. Per tali motivi, nel suggerire la massima selezione del perimetro di utenti cui, nel caso, applicare il trattamento orario dei dati di misura, si ricorda che la misura proposta deve essere contestualizzata nell'ambito dell'avvio del roll-out dei contatori 2G che avverrà nel corso del prossimo periodo regolatorio, onde evitare costose implementazioni sugli apparati in campo che, presumibilmente, a breve saranno dismessi.

Inoltre, l'estensione del trattamento orario deve essere analizzato anche in ragione di possibili modifiche alla disciplina del settlement oltre che in funzione delle disposizioni del Codice di Rete, che prevedono:

- invio dei dati di misura validati dei POD trattati orari entro il 5° giorno lavorativo del mese m+1 (modifica al TIME). Tale norma, unitamente alla previsione dell'estensione del trattamento orario, comporterà un notevole aggravio dell'operatività dei distributori e avrà ricadute sul servizio di misura sia in termini di efficienza (possibile



aumento delle letture stimate per riduzione dei tempi di validazione rispetto a quelli previsti per i POD non trattati orari) che in termini economici (possibile incremento degli indennizzi sulla qualità del dato di misura, previsti dal Codice di Rete, come conseguenza dell'aumento delle letture stimate);

- emissione delle fatture entro il 4° giorno lavorativo dopo la messa a disposizione delle misure ai sensi del TIME. Tale disposizione, insieme all'estensione del trattamento orario e all'invio delle misure orarie entro il 5° giorno lavorativo, avrà un forte impatto sui sistemi operativi dei distributori a causa dell'incremento dell'emissione delle fatture ad inizio mese, dato che attualmente la fatturazione viene spalmata nell'arco del mese grazie alla finestra temporale dei giorno 20 per i POD non trattati orari.

Si evidenzia infine che l'intera filiera del trattamento orario della misura, a partire dall'acquisizione fino alla messa a disposizione, comporta costi sensibilmente superiori a quella del trattamento per fasce. Le future componenti tariffarie dovranno tenerne conto, consentendo un'adeguata remunerazione al gestore di rete e un'attribuzione dei costi più puntuale verso i soggetti in grado di trarre concreto beneficio da questo particolare tipo di trattamento.

S19. Osservazioni sull'ipotesi di impostazione generale del sistema tariffario per il servizio di misura nel NPR1.

Considerate le differenti dinamiche di installazione dei gruppi di misura elettronici in BT in relazione alla prospettata nuova campagna di roll-out dei misuratori 2G e la complessità previsionale della vigente perequazione dei ricavi di misura in BT, Utilitalia è favorevole ad una tariffa di riferimento per Impresa finalizzata al riconoscimento dei costi di capitale relativi al servizio di misura in BT per le Imprese che servono oltre 100.000 clienti. Riteniamo tuttavia che tale tariffa di riferimento di misura per Impresa debba comprendere i costi di capitale di misura in BT nel suo complesso (compresi ad esempio gli investimenti in software o nelle altre classi cespitali, così come peraltro vengono da molti anni rendicontati nelle raccolte RAB MIS) e non limitarsi ai soli investimenti in misuratori elettronici in BT e ai sistemi di telegestione. – vedi punto 18.3 del DCO-: in sintesi, occorre utilizzare l'intero perimetro della RAB misura, in analogia a quanto già avviene per la tariffa di riferimento dell'attività di distribuzione.

Inoltre, come già argomentato in risposta al DCO 335/2015/R/eel, poiché la tariffa di misura BT specifica aziendale comporterà l'abolizione del vigente meccanismo di perequazione misura, Utilitalia auspica che l'Autorità, magari con l'ausilio di CCSE, possa liquidare, entro la fine del corrente periodo regolatorio, gli importi perequativi del 2011 (dato che la raccolta dati è stata effettuata a maggio 2013) e avviare la raccolta dati della perequazione misura del 4° ciclo tariffario, in modo che, con l'avvio del NPR, il novero delle questioni pending del vecchio periodo regolatorio si riduca quanto più possibile.

Siamo in ogni caso contrari ad una soluzione di tipo standard – vedasi punto 18.4 – per le piccole e medie Imprese. La semplificazione amministrativa non può prescindere da un corretto riconoscimento dei costi conseguenti ad investimenti effettuati.

S20. Osservazioni sull'ipotesi di semplificazione degli elementi della tariffa di misura, con accorpamento degli elementi relativi alla copertura dei costi rispettivamente di raccolta e validazione-registrazione delle misure.

Pur condividendo la proposta di accorpamento degli elementi MIS(RAC) e MIS(VER), si ricorda che l'art. 10 del TIME prevede che per i punti dove, compatibilmente con la normativa vigente, non risulti installato un misuratore (cottimi) non bisogna fatturare l'elemento MIS(RAC): si



chiede, quindi, come comportarsi in questi casi, ovvero se AEEGSI intende distinguere ancora i due elementi tariffari della misura per i soli cottimi.

In merito all'attribuzione della tariffa di misura a ogni singolo punto di misura, compresa la misura dell'energia elettrica prodotta (cfr. punto 18.12 lettera a) del DCO), si suggerisce di differenziare il corrispettivo MIS per l'energia elettrica prelevata dal corrispettivo MIS per l'energia elettrica prodotta e di aumentare il valore di quest'ultimo: infatti, in ragione della numerosità delle attività poste in capo ai gestori di rete – comunicazione dati al GSE, ricerca ed eliminazione di eventuali disturbi – il corrispettivo di misura dell'energia prelevata applicato anche ai produttori non sembra correttamente dimensionato e, in un'ottica di *cost reflectivity*, riteniamo necessario che nella tariffa di misura per l'energia prodotta vengano considerati anche tali aspetti di costo che sono esclusivi dei suddetti utenti.

S21. Osservazioni sulle ipotesi relative ai meccanismi di perequazione dei ricavi relativi al servizio di misura.

Si rimanda a quanto già espresso in risposta alla spunto di consultazione S19.

S22. Considerazioni riguardo alla disciplina relativa alle tariffe per i produttori.

Si sottopone ad AEEGSI il tema dell'ambito di applicazione dell'art. 19 del TIT. La pubblicazione del TISSPC e la recente procedura degli impianti SEU e SESEU presso il GSE ha portato alla ribalta il tema dei prelievi destinati ai servizi ausiliari. Riteniamo non procrastinabile una definizione univoca non dipendente da specifici aspetti regolatori ed in tal senso auspichiamo che l'art. 19 possa trovare applicazione per i servizi ausiliari e i servizi equiparabili ai servizi ausiliari – vedasi capitolo J delle FAQ al TISSPC.

Si chiede inoltre che nel quinto periodo regolatorio entri in vigore quanto stabilito dalla delibera 122/2013/R/eel per il periodo 2012-2015 (e tuttora inattuato): l'introduzione di uno specifico correttivo idoneo ad intercettare variazioni significative, tra l'anno di riferimento e l'anno di applicazione delle tariffe, dello status di punti di prelievo destinati all'alimentazione dei servizi ausiliari di generazione in relazione ai corrispettivi dovuti per l'erogazione del servizio di distribuzione. Pertanto è opportuno, in relazione alle modalità di copertura dei costi sostenuti per l'alimentazione dei punti di prelievo di cui al comma 19.1 del TIT, prevedere che nell'ambito del meccanismo di perequazione di cui al futuro comma 33.1 del TIT sia introdotto uno specifico correttivo, idoneo a intercettarne eventuali variazioni significative.

Come già accennato allo spunto precedente in merito alla misura dell'energia elettrica prodotta, si evidenzia, inoltre, la notevole differenza di incombenze legate alla gestione del punto di connessione attivo rispetto ad uno passivo; per le connessioni attive il distributore è infatti tenuto a gestire e aggiornare i portali informatici alle nuove delibere, gestire tutte le numerose comunicazioni verso GSE (caricamento anagrafiche tecniche e di vendita), Terna/Gaudi (caricamento dati produttori, gestione flussi dati), report periodici per TERNA e AEEGSI, gestire i retrofit degli impianti di produzione (ad esempio delibera 84/2012/R/eel – 243/2013/R/eel – 421/2014/R/eel), predisporre i regolamenti di esercizio, dare assistenza ai vari produttori etc. Tutto questo comporta un rilevante impegno economico per il distributore, sia in termini di risorse interne dedicate alla gestione delle pratiche di connessione e alle comunicazioni verso i vari soggetti interessati, sia in termini di risorse esterne impiegate per la realizzazione e l'adeguamento degli applicativi necessari alla gestione delle pratiche stesse.



Con la delibera 400/2015/R/eel, poi, oltre ad aumentare le attività in capo al distributore, nel caso di lavori semplici, è stato dimezzato anche l'importo per il corrispettivo di connessione. In definitiva, gli oneri complessivamente a carico dei distributori per la gestione dei POD attivi non sono paragonabili a quelli per la gestione dei POD passivi e quindi è necessaria un'analisi puntuale da parte dell'AEEGSI su quanto sopra evidenziato allo scopo di introdurre da subito delle remunerazioni diversificate, a seconda del tipo di connessione.

S23. Considerazioni riguardo gli orientamenti dell'Autorità in materia di tariffe per usi di ricarica dei veicoli elettrici.

Nessuna osservazione.

S24. Osservazioni riguardo alle modalità di rettifica dei dati comunicati dalle imprese distributrici ai fini della determinazione delle tariffe di riferimento.

In merito alla rettifica dei dati patrimoniali utili alla determinazione del TV1, pur comprendendo l'esigenza di armonizzare le regolazioni dei settori gas ed elettrico, si osserva che le misure poste in consultazione appaiono molto penalizzanti per i distributori per la parte in cui l'errore sia a vantaggio dei distributori stessi, dato che l'Autorità non analizza il motivo sottostante alla richiesta di rettifica.

Infatti, poiché i dati di investimento sono tratti dal bilancio civilistico delle imprese (sottoposto a revisione contabile) e, in sede di comunicazione dati RAB, gli stessi sono quadrati con la scheda delle immobilizzazioni dei conti annuali separati (anch'essi sottoposti a revisione contabile), ne deriva che, tranne rare eccezioni, la richiesta di rettifica dei dati patrimoniali può avvenire per semplice errore di comunicazione da parte delle imprese e non sottende assolutamente alcun comportamento opportunistico, dato il duplice controllo cui le informazioni sugli investimenti sono sottoposte.

Per tale motivo si suggerisce che la proposta di AEEGSI di gestione delle rettifiche dei dati patrimoniali utili alla determinazione del TV1 sia limitata alla lettera a) del punto 23.3 del DCO così modificata: "le richieste di rettifica di dati relativi a incrementi patrimoniali e contributi, sia che comportino vantaggi per i clienti finali che per le imprese distributrici, saranno accettate con decorrenza dall'anno tariffario cui si riferisce l'errore". Inoltre tale modifica deve essere estesa anche ai distributori gas.