

Osservazioni di Utilitalia - Prot. n. 60/E/R /del 18 gennaio 2022

Osservazioni Utilitalia al

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 515/2021/R/EEL
COMPLETAMENTO DELLA REGOLAZIONE TARIFFARIA DELL'ENERGIA REATTIVA**



OSSERVAZIONI GENERALI

L'interlocuzione che Utilitalia ha avviato, ormai quasi un anno fa, con ARERA tendeva a rendere evidente al Regolatore alcuni aspetti che meritavano un dettaglio regolatorio doveroso e nel contempo a contribuire a definire un nuovo e più efficace assetto della regolazione dei volumi di energia immessa in rete.

Nei molti confronti informali intervenuti con ARERA confidavamo di avere esposto chiaramente l'orientamento della Federazione. La Determinazione 22 aprile 2021 n. 02/2021 della Direzione Infrastrutture, Energia e Unbundling ci faceva ben sperare nell'avvio di un percorso virtuoso ed efficace per il raggiungimento dell'obiettivo di ARERA.

Il testo del DCO in esame ci induce alcune perplessità circa l'efficacia dell'azione di comunicazione svolta verso ARERA, ma confidiamo che anche con lo strumento della Consultazione Utilitalia possa esprimere ancora con maggiori elementi gli argomenti già esposti in precedenza.

In via generale e prima di entrare nel dettaglio dei singoli spunti per la consultazione presenti nel DCO in oggetto, Utilitalia vuole rappresentare le proprie **perplessità circa l'adozione di due approcci metodologici differenti tra il breve (con decorrenza ipotizzata al 1° luglio 2022) e il medio periodo (con decorrenza ipotizzata al 2023/2024).**

La logica di "compensazione per aree omogenee" ipotizzata per il medio termine, che a nostro parere trova **un razionale sia tecnico che di efficienza economica e che valutiamo positivamente**, mal si concilia con l'approccio ipotizzato nel breve periodo che prevede la regolazione sul singolo nodo (in ciascuna Cabina Primaria o punto di interconnessione con RTN). Nel breve periodo, infatti, per non incorrere in corrispettivi per eccessivi prelievi e/o immissioni di energia reattiva i DSO si troverebbero nella pressoché impossibilità di porre in essere immediati interventi – dove peraltro possibili - in CP, non necessariamente coordinati con le indicazioni di Terna o con differenti soluzioni future, meno efficaci rispetto a soluzioni tecnologiche ad oggi ipotizzate – interventi su rete MT –, non necessariamente efficaci dal punto di vista economico, come ARERA doverosamente auspica.

L'applicazione delle regole prospettate nel breve periodo (misurazione e applicazione dei corrispettivi puntualmente per singolo nodo) indurrebbe gli Operatori a **installare apparecchiature di compensazione in maniera capillare generando inevitabilmente i seguenti impatti negativi:**

- a) **rischio concreto che nel breve periodo si realizzino investimenti non efficienti**, in logica dunque contraria agli obiettivi di selettività degli stessi sempre più perseguita dal Regolatore **e/o comunque non coerenti con la visione maggiormente sistemica del medio termine;**
- b) **marcata riduzione della possibilità di coinvolgere attivamente gli Utenti** nella regolazione della reattiva (nell'ambito del prospettato sviluppo, nel medio termine, dei servizi ancillari), peraltro in antitesi con la visione della stessa Autorità secondo cui, al fine di minimizzare gli oneri per il sistema elettrico, il coinvolgimento degli Utenti dovrebbe considerarsi prioritario rispetto alla realizzazione di sistemi di controllo della potenza reattiva da parte delle Imprese distributrici (paragrafo 12.1 del DCO 515/21).



Peraltro, dando seguito a quanto stabilito dall’Autorità con la Determinazione n. 02/2021 citata, negli ultimi mesi **è stato compiuto un notevole sforzo di coordinamento tra TSO e DSO** volto ad una **pianificazione degli interventi per il controllo della tensione e la gestione degli scambi di energia reattiva**, sulla base delle necessità di gestione dei flussi evidenziate da Terna. Questo coordinamento è culminato con l’invio alla DIEU, – almeno da parte dei DSO associati ad Utilitalia - di relazioni congiunte. Gli orientamenti illustrati nel DCO appaiono non in linea con l’attività di analisi svolta ad oggi, specialmente per il breve periodo, e quindi di non immediata attuabilità da parte dei DSO, nonostante nelle Relazioni vengano riportati gli interventi individuati e, in alcuni casi, il relativo cronoprogramma ipotizzato di attuazione.

Se l’analisi tecnica condotta dai Gestori sembra non corrispondere alle aspettative di ARERA sarebbe stato utile meglio specificare le finalità che lo studio Terna-DSO avrebbe dovuto riguardare, per centrare ancor più gli obiettivi cui tende il Regolatore.

Ad oggi, in ogni caso, sono state portate ad evidenza di ARERA soluzioni e vincoli operativi che non possono essere denegati – es. mancanza di spazi in CP – e che potrebbero portare a soluzioni coordinate tra Operatori di rete, che viceversa potrebbero essere *bypassate* dall’urgenza e dalla necessità di minimizzazione dell’effetto economico in capo al DSO dato dall’applicazione del contributo economico che ARERA ha paventato.

La proposta di Utilitalia, fermamente convinta che la clusterizzazione per macro-aree sia il corretto percorso da seguire, è di superare una regolazione basata sui due semi-periodi ipotizzati e di applicare, fin dall’entrata in vigore della regolazione in oggetto, la logica proposta dall’Autorità per il medio termine, evitando una seppur provvisoria applicazione della regolazione economica in ogni CP o punto di interconnessione con RTN e orientando sin d’ora in modo efficiente gli investimenti degli Operatori coinvolti.

Utilitalia ritiene che con il dialogo e confronto correttamente avviato tra DSO e ARERA vi siano le condizioni per conseguire i risultati attesi dal Regolatore, che non potranno realizzarsi che nel medio termine.

Non vi potrà essere una inversione di tendenza o una stasi nell’impegno dei DSO volto a contenere il fenomeno dell’energia reattiva. Le dinamiche dell’andamento del Mercato elettrico fanno presagire una crescita del fenomeno della energia reattiva e una regolazione ben condotta – quale ad esempio quella messa in campo relativa all’incremento della Resilienza – induce il DSO a porre in atto i necessari investimenti di propria competenza.

Con riferimento agli sviluppi temporali di tali investimenti, bisogna essere coscienti che nessuna realizzazione seriamente incidente sui volumi di energia reattiva immessa potrà essere operativa prima di 2/3 anni dalla pubblicazione della nuova regolazione che ARERA si accinge a varare, per evidenti ragioni tecnico-amministrative. E l’impegno dei DSO proseguirà fin tanto che risulterà efficiente il *trade off* tra investimenti e costi sostenuti per servizi sul MSD.

In tale quadro, per offrire ad ARERA e al Sistema una prospettiva concreta al contenimento del fenomeno della immissione di energia reattiva, Utilitalia ritiene di poter proporre uno strumento concreto, mutuato per analogia da altre esperienze già in atto in sede regolatoria.

Suggeriamo e valutiamo opportuno prevedere che i DSO presentino ad ARERA dei Piani vincolanti per la realizzazione e messa in servizio di sistemi di compensazione dell’energia reattiva sulle reti e installazioni di propria pertinenza.



Tali Piani dovrebbero essere il risultato di un'attività di confronto del DSO con TERNA, con quest'ultima che dovrà condividere/prendere atto del Piano in base alle esigenze specifiche della RTN nell'area oggetto di analisi. Solo nel caso in cui il DSO non rispetti gli obiettivi e le tempistiche previste dal proprio Piano per la realizzazione degli investimenti necessari, sarebbero applicati adeguati corrispettivi volti a compensare il mancato contenimento delle immissioni di energia reattiva.

Nell'orizzonte temporale coperto dal Piano di cui sopra al DSO non sarebbero applicati i corrispettivi previsti per l'energia reattiva. Infatti, in tale percorso, **appare priva di ulteriore forza regolatoria l'ipotesi di applicazione di un corrispettivo in capo ai DSO** – variamente dimensionato - per i volumi di energia reattiva immessa, per compensare la quale non vi sarebbero immediati efficaci strumenti, se non quelli già in essere – e in alcuni casi non attivati – quali Compensatori in CP.

Come seconda linea di azione regolatoria, quindi, **proponiamo ad ARERA di concentrare la propria attenzione nel transitorio**, fino a quando non saranno installati più diffusi sistemi di compensazione dell'energia reattiva, proprio **sulla operatività delle apparecchiature esistenti**: un efficace utilizzo dei compensatori potenzialmente già attivabili potrebbe apportare – anche se in parte - positivi effetti sul contenimento del fenomeno delle immissioni di reattiva.

Da ultimo, il tema del coinvolgimento dei Clienti finali nella gestione dei flussi di energia reattiva: il DCO dedica un capitolo specifico a tale aspetto, ma non individua alcuna leva che possa permettere al DSO di “capacitare” agli Utenti a correggere il proprio comportamento con appropriati interventi. A tal riguardo, almeno quale supporto per le richieste che i DSO potranno formulare agli Utenti, e come già evidenziato da Utilitalia nella nota alla Direzione Mercati Retail e Tutele dei Consumatori di Energia del 23 dicembre u.s., si ritiene che l'informazione ai Clienti finali relativamente ai volumi di energia reattiva immessa sia prodromica alla regolazione e necessaria per sensibilizzare correttamente gli Utenti sui propri profili di immissione e sugli eventuali interventi che possano mettere in atto ancor prima dell'applicazione dei corrispettivi tariffari.

In tal senso, se l'informazione ai Clienti finali (tramite un coinvolgimento dei Venditori, gli unici soggetti titolati a relazionarsi con i CF) **potrà aver luogo già dal 1° luglio 2022 (ad esempio mediante pubblicazione dei quantitativi di energia reattiva immessa in una sezione dell'Area clienti del sito web del Venditore), l'applicazione della regolazione e dei relativi corrispettivi si ritiene dovrebbe essere posticipata almeno di 12 mesi rispetto a tale data, rendendo possibile agli Utenti di apportare eventuali modifiche ai propri profili di immissione, senza nel contempo incorrere nell'applicazione dei corrispettivi.**

Vogliamo ricordare, a tale proposito, che ARERA con la deliberazione 540/2021/R/EEL ha previsto non meno di 14 mesi per il *retrofitting* degli impianti di produzione da parte dei Produttori ai fini del progetto di Osservabilità dei flussi di energia prodotta sulle reti MT.

In tal senso, si suggerisce una ulteriore e concreta terza linea di azione regolatoria che viene esplicitata in risposta allo Spunto 1 successivo.

Da ultimo, un aspetto non debitamente preso in considerazione secondo il nostro parere, nonostante il contributo fornito da Utilitalia nelle interlocuzioni susseguitesesi con ARERA.



Appare utile e necessario svolgere un approfondimento tecnico che permetta di individuare e condividere tra tutti gli Operatori (con il supporto dell'Autorità o di Enti di Ricerca scientifica) le variabili che incidono sul Sistema e che hanno determinato una significativa e imprevista crescita dei volumi di energia reattiva a livello di infrastrutture di rete, individuando anche le migliori soluzioni da adottare. Tale attività, che potrebbe rientrare a pieno titolo nell'ambito delle attività della Ricerca di sistema – perimetro che la stessa ARERA condivide –, potrebbe dare ad ARERA anche una più chiara visione delle ulteriori possibili evoluzioni del fenomeno energia reattiva.

Di seguito si riportano alcune considerazioni puntuali in risposta agli Spunti per la consultazione presenti nel DCO.

S1. Osservazioni in merito all'orientamento di posticipare la data di completamento della regolazione tariffaria dell'energia reattiva all'1 luglio 2022.

Come evidenziato anche nell'ambito del GdL Misure Elettriche – Energia reattiva immessa –, la data del 1° luglio 2022 si rende quantomeno necessaria per l'implementazione dei flussi di misura dell'energia reattiva immessa ad oggi in fase di consultazione presso AU e pertanto Utilitalia apprezza lo sforzo dell'Autorità nel voler posticipare l'entrata in vigore della regolazione rispetto agli orientamenti iniziali.

Tuttavia, richiamando quanto evidenziato in premessa e nella nota di Utilitalia trasmessa a valle dell'incontro del GdL, si ritiene auspicabile che l'Autorità garantisca un congruo tempo tra il completamento della regolazione e la sua entrata in vigore in ragione delle esigenze di adeguamento degli impianti dei Clienti finali e di adeguamento dei sistemi di misura e fatturazione degli Operatori di rete.

In tal modo si fornirebbero ai Clienti finali in prima istanza elementi di valutazione, ovvero i profili di immissione di energia reattiva immessa e l'eventuale determinazione *pro forma* dell'entità dei corrispondenti corrispettivi, che dovrebbero tuttavia trovare applicazione almeno 12 mesi dopo l'inizio della comunicazione informativa in bolletta o su altro canale di comunicazione con il Cliente (quindi dal 1° luglio 2023). Quanto sopra, oltre a rendere possibile ai Clienti finali di apportare eventuali modifiche ai propri profili di immissione, senza nel contempo incorrere in corrispettivi, permetterebbe agli Operatori (intesi sia come DSO che Venditori) di implementare la nuova misura acquisita nei sistemi di fatturazione ed in tutti i processi ad essi correlati, implementazione che come dettagliato al successivo Spunto 6, richiede interventi in numerosi processi lungo tutta la catena di gestione del dato che potranno essere avviati solo a regolazione ultimata.

In tale periodo potranno essere avviate e rese esplicite ad ARERA le attività di interlocuzione che il DSO potrà avviare con i CF, per evidenziare l'impegno dei Distributori alla minimizzazione delle immissioni e anche per verificare il concreto interesse dei CF ad azioni in tal senso. In passato ci sono state esperienze non molto edificanti di parziale interesse dei CF ad interventi di *retrofitting* dei propri impianti, che appare opportuno – anche in questo caso – portare ad evidenza di ARERA.



Pertanto, si auspica un disaccoppiamento tra l'inizio dell'invio delle informazioni e l'avvio della fatturazione dei corrispettivi tariffari, disaccoppiamento ancor più necessario se si considera che il quadro regolatorio sarà completato – verosimilmente – non prima di fine gennaio/febbraio 2022 e solo in tale sede saranno presentati in via definitiva gli indirizzi dell'Autorità circa le modalità di fatturazione ai Clienti finali.

S2. Osservazioni in merito alla valorizzazione del corrispettivo applicato alle imprese distributrici per eccessivi prelievi e immissioni di energia reattiva come valore minimo tra i costi sostenuti in MSD per la regolazione di tensione e costi sostenuti per la realizzazione di apparecchiature di rete per il controllo della tensione e la gestione dell'energia reattiva (compensatori sincroni).

S3. Osservazioni sull'orientamento di valorizzare, in ottica graduale, a partire dal luglio 2022, il corrispettivo per eccessivi prelievi e immissioni di energia reattiva per riflettere i costi dei compensatori sincroni e sulle due opzioni indicate (solli costi di capitale o full cost).

Con riferimento al calcolo effettuato da ARERA che porta all'individuazione di un corrispettivo pari a 2,88 €/MVarh, da prime valutazioni interne ad Utilitalia, risulterebbero alcune differenti valutazioni.

Infatti, partendo dai 100 k€/MVar per l'installazione di compensatori sincroni si deve considerare che tali macchine possono funzionare sia in immissione che in prelievo di energia reattiva. Nel DCO, invece, è considerata nel calcolo solamente l'energia prelevata, ma in tal caso si potrebbe obiettare che sarebbe stato sufficiente installare reattori, con un costo di molto inferiore ai 100 k€/MVar.

Di conseguenza si dovrebbero considerare sia i flussi di energia reattiva prelevata che quelli di energia reattiva immessa sui quattro quadranti, passando quindi per il biennio 2018-2019 dai 21TVArh/anno considerati da ARERA a 40TVArh/anno. Per la stima della potenza massima, in modo analogo si dovrebbero considerare sia il massimo in prelievo che il massimo in immissione (in valore assoluto) ottenendo 10.500 MVar (7.062 + 3.454 MVar).

Di conseguenza, anche le ore di utilizzazione annue passerebbero da 3.000 h a 3.800 h ed il corrispettivo risultante sarebbe pari a 2,27 €/MVarh.

Altro modo per ottenere un analogo risultato è considerare come ore di utilizzazione tutte quelle della fascia F3 che sono circa 3.900 h.

Tenendo, infine, conto ulteriormente che il costo di capitale riportato nel DCO (8.630 €/Mvar/anno) è il costo del primo dei 33 anni di vita utile del compensatore, non risulta chiaro come l'Autorità intenda tenere conto negli anni successivi della riduzione della remunerazione del capitale per effetto del progressivo degrado del capitale investito netto.



S4. Osservazioni sulla possibilità di limitare il divieto di immissione di energia reattiva alla sola fascia F3 (pertanto, non verrebbero applicati corrispettivi alle immissioni nelle fasce orarie F1 e F2).

Si apprezza l'orientamento dell'Autorità di limitare il divieto di immissione di energia reattiva alla sola fascia F3. Pur tuttavia, come già ampiamente descritto nella nota Utilitalia richiamata anche dal DCO, l'imposizione di tale divieto porta ad uno svantaggio intrinseco per le reti di distribuzione realizzate prevalentemente con linee in cavo aeree o interrate. Si deve infatti considerare che negli ambiti urbani, per motivi tecnici ma soprattutto a causa di vincoli urbanistici, non è possibile procedere a tipologie di realizzazione diverse dalla cavizzazione delle linee che come ben noto, a causa dell'effetto capacitivo dei cavi, producono una importante quantità di energia reattiva, soprattutto nelle ore di basso carico (tipicamente F2 e F3). Ciò vale anche in ambiti non urbani, laddove al fine di aumentare la resilienza della rete di distribuzione a fronte di eventi climatici estremi, le Imprese distributrici stanno investendo nella cavizzazione delle linee aeree in conduttore nudo, andando inevitabilmente incontro ad un aumento dell'energia reattiva capacitiva.

Inoltre, da alcuni studi in corso, appare avere un ruolo non marginale nell'acuirsi del fenomeno della crescita dell'energia reattiva anche il settore delle Utenze civili, protagoniste di un forte processo di sostituzione delle apparecchiature elettriche, maggiormente dotate di inverter.

Ciò premesso, pur apprezzando lo sforzo di applicare i corrispettivi solo alle immissioni registrate in F3, in subordine rispetto allo scenario delineato da Utilitalia, si auspica che l'Autorità possa rivedere il limite del fattore di potenza ad oggi posto pari ad 1, prevedendo l'introduzione di una soglia di tolleranza in analogia a quanto fatto per l'energia reattiva in prelievo.

S5. Osservazioni in merito al coinvolgimento degli utenti nella gestione dell'energia reattiva.

Come già ampiamente evidenziato in premessa, per un effettivo coinvolgimento degli Utenti nella gestione della reattiva, si ritiene che ARERA debba fornire ai DSO delle leve che permettano loro di "imporre" agli Utenti di correggere il proprio comportamento (per esempio per modificare il sistema di gestione dell'impianto di rifasamento per gli Utenti passivi a ciclo continuo nelle ore in fascia F3 o la modifica della *capability* degli impianti di generazione).

La sola previsione dell'eventuale "corrispettivo tariffario negativo" ipotizzato nel DCO, come già verificatosi con il CTS (Corrispettivo Tariffario Specifico per gli Utenti Produttori), non risulta infatti sufficiente a garantire una efficace azione correttiva sui profili di immissione. Peraltro, si segnala anche come nel caso in cui l'Utente non dovesse agire per mitigare i propri effetti sulla rete, il DSO sarebbe soggetto a un corrispettivo, solo in minima parte coperto dal corrispettivo applicato all'Utente stesso, oppure dovrebbe realizzare interventi per compensare il comportamento di tale Utente, con conseguenti aggravii per le tariffe elettriche.



S6. Osservazioni in particolare in merito ai flussi informativi necessari per garantire la corretta fatturazione senza applicazione dei corrispettivi per eccessivi prelievi o immissioni di energia reattiva, in caso di coinvolgimento degli utenti nella gestione dell'energia reattiva.

In linea generale, si ritiene necessario prevedere la non applicazione dei corrispettivi anche ai DSO allorquando abbiano, su richiesta esplicita di Terna, concordato soglie diverse per il prelievo o l'immissione di energia reattiva.

Relativamente ai flussi, come evidenziato anche in risposta alla consultazione promossa da AU, in prima applicazione si ritiene preferibile adottare la gestione “fuori linea” con una comunicazione *ad hoc* DSO/Venditore/Cliente, considerato che l'entità di tali situazione dovrebbe – plausibilmente – essere scarsa. Tale soluzione, infatti, risulta di più facile attuazione almeno nel breve periodo, in quanto non richiederebbe ulteriori implementazioni a livelli sistemistici, ivi inclusi nuovi elementi di comunicazione nei flussi che complicherebbero ad oggi il processo di definizione degli standard tecnici da parte di AU, allungandolo ulteriormente.

In prospettiva, in un'ottica di lungo periodo in cui i Clienti diventeranno attori attivi del sistema elettrico e potranno fornire servizi allo stesso, considerato che il numero di situazioni “fuori linea” da gestire potrebbe diventare eccessivamente rilevante e quindi sarebbe oneroso sia per il DSO che per il Venditore predisporre ogni volta delle comunicazioni specifiche, si ritiene che dovrebbero essere svolte analisi congiunte, eventualmente sempre all'interno dei lavori del GdL standard misure elettriche – Energia reattiva immessa - presieduto da ARERA, per individuare la soluzione ottimale per il sistema nel suo complesso (Terna – DSO – Venditori).

Ciò in considerazione del fatto che l'indicazione di tutte le necessarie informazioni in flussi automatizzati potrebbe risultare di difficile attuazione, in quanto nell'arco di uno stesso mese potranno essere richieste diverse variazioni di soglia per immissioni/prelievi di reattiva per differenti intervalli temporali che dovranno essere opportunamente comunicate dal DSO e gestite dal Venditore: ad esempio si potrebbe chiedere al Cliente di avere una soglia di immissione pari a 0,98 per 3 ore nel giorno 1 del mese in fascia F3 e una soglia di 0,99 nel giorno 25 dello stesso mese sempre in fascia F3 per una durata pari a 4 ore.

A corredo di quanto appena illustrato, come evidenziato con apposita nota alla Vs. Direzione Mercati Retail e Tutele dei Consumatori di Energia ed in premessa al presente documento, si ritiene che l'informazione ai Clienti finali relativamente ai volumi di energia reattiva immessa sia prodromica alla regolazione e necessaria per sensibilizzare correttamente gli Utenti sui propri profili di immissione e sugli eventuali interventi che possano mettere in atto ancor prima dell'applicazione dei corrispettivi tariffari.

Il disaccoppiamento tra l'inizio dell'invio delle informazioni e l'avvio della fatturazione dei corrispettivi tariffari ai Clienti si rende ancor più necessario per permettere agli Operatori (intesi sia come DSO che Venditori) di implementare la nuova misura acquisita nei sistemi di fatturazione, implementazione possibile solo a valle della definizione ultima del quadro regolatorio.

Si renderà, infatti, necessario intervenire in molti processi lungo tutta la catena di gestione del dato:

- estrazione dai contatori delle forniture attive dei dati necessari per la gestione dei nuovi registri;
- adeguamento dei sistemi di rilevazione e verifica nuovo data set letture;



- riprogrammazione dei sistemi informativi del Venditore, alimentati dai nuovi flussi delle letture contenenti l'energia reattiva immessa, al fine del corretto trattamento delle nuove informazioni;
- necessità di adeguare i processi di letture manuali in caso di malfunzionamento telelettura;
- adeguamento dei processi di letture periodiche e di trasmissione al SII dei flussi di misura per recepire i nuovi dati di energia reattiva immessa in rete;
- adeguamento degli ulteriori processi legati a specifiche prestazioni che richiedano una lettura (es. switch, voltura, disattivazioni, cambi contatori, variazioni di potenza, etc.) con impatto sui gestionali relativi alle prestazioni;
- adeguamento del motore di calcolo per la fatturazione dei corrispettivi da addebitare;
- revisione delle modalità di computo dei consumi stimati dal Venditore, nel caso di assenza di letture reali o autoletture validate dal Distributore;
- eventuale adeguamento tracciati standard collegati alla fatturazione da Distributore a Venditore previsti dal Codice di Rete;
- modifiche al layout della bolletta per esposizione dei nuovi dati di misura e degli importi da addebitare, con particolare riferimento: all'esposizione dei nuovi corrispettivi, eventuali messaggistiche *ad hoc*, revisione dei riquadri relativi alle letture, consumi, conguagli – il tutto nel contesto già avviato dell'attuale revisione della "Bolletta 2.0" da parte del Regolatore;
- adeguamento del Portale Clienti per la messa a disposizione dei nuovi dati di misura;
- nel caso di Utenti di dispacciamento che servono altre controparti commerciali, adeguamento dei sistemi/portali per la messa a disposizione dei nuovi dati di misura;
- gestione progettuale di importanti interventi regolatori avviati e in corso di ulteriore sviluppo, quali: la già citata "**Bolletta 2.0**", la standardizzazione del **Codice Offerta** con contestuale popolamento in RCU del SII e adeguamenti del materiale precontrattuale, contrattuale e della bolletta stessa, le ulteriori evoluzioni dei temi legati alla **prescrizione breve** nei rapporti di filiera, gli adeguamenti conseguenti alla legislazione primaria legati all'attuale e considerevole tema del "**caro bollette**" (quali ad esempio, adeguamenti dell'IVA e nuovi obblighi di rateizzazione) con importanti attività evolutive sui motori di calcolo della bolletta, nonché l'adeguamento dei sistemi di fatturazione per adempiere alle previsioni per l'applicazione del corrispettivo a copertura degli **oneri netti di approvvigionamento della capacità – un quadro di sviluppi che, in sostanza, porta a una sorta di overbooking di richieste di sviluppo di requisiti.**

Si segnala, inoltre, la potenziale discriminazione tra Clienti che, nelle more del completamento dei piani massivi di sostituzione dei contatori 2G, vedrà applicare in una fase transitoria i corrispettivi solo ad alcuni Utenti della rete: in tal senso, l'applicazione dei corrispettivi in una fase successiva rispetto alla data del 1° luglio 2022 permetterà di iniziare a informare, laddove già tecnicamente possibile, i Clienti ed al contempo di garantire una successiva applicazione dei corrispettivi che sia il più possibile omnicomprensiva degli Utenti soggetti alla regolazione tariffaria della energia reattiva.

Pertanto, tale difformità di trattamento tra Clienti finali avrebbe, seppur lievi, ripercussioni economiche anche sui DSO che, in funzione dello stato di avanzamento dei piani di sostituzione



dei contatori 2G avrebbero o meno la possibilità di disporre della quota parte dei corrispettivi che ai sensi del vigente TIT può essere trattenuta dal Gestore di rete.

S7. Osservazioni sull'eventuale differenziazione dei corrispettivi in relazione all'intensità degli impatti delle immissioni e dei prelievi di energia reattiva.

Con riferimento all'eventuale differenziazione dei corrispettivi, si segnalano possibili elementi di criticità posto che tale approccio comporterebbe il superamento del principio della parità di trattamento degli stessi a livello nazionale.

L'eventuale applicazione di corrispettivi differenziati per soglie aggraverebbe il processo di fatturazione al CF e di trasparenza della fattura medesima per il CF, con possibili esigenze di chiarimenti tra le Parti interessate.

S8. Osservazioni sull'evoluzione della valorizzazione dei corrispettivi.

Riteniamo di non suggerire ipotesi sull'evoluzione dei corrispettivi posto che Utilitalia prefigura soluzioni che escludono il riconoscimento di corrispettivi.

Riteniamo che sia, viceversa, verosimile prefigurare un sistema di corrispettivi solo e qualora il DSO si manifestasse inerte rispetto a quanto ARERA potrà indicare nella nuova Regolazione. In tale ipotesi, appare equo definire un sistema di penali che compensi gli effetti economici derivanti al Sistema dalla mancata osservanza delle prescrizioni regolatorie.

S9. Osservazioni sul possibile raggruppamento di cabine primarie e di utenti in aree con simile comportamento, ai fini dell'aggregazione delle misure di energia reattiva e dei relativi corrispettivi.

Si condivide l'approccio proposto dall'Autorità sul possibile raggruppamento di CP e Utenti: al fine di permettere fin dall'entrata in vigore della nuova regolazione di porre in essere interventi coerenti con questa logica, si ritiene auspicabile il superamento della metodologia proposta per il breve termine.

Tale approccio risulta anche in linea con le considerazioni tecniche riportate nel report di Terna allegato al DCO, nel quale viene specificato che in termini di sicurezza della rete e di corretto funzionamento della stessa, solo alcune aree presentano elementi di criticità per cui sono necessari interventi anche da parte dei DSO: una pianificazione razionalizzata ed ottimizzata degli investimenti solo laddove realmente necessari permetterà di investire efficacemente ed in modo efficiente per la mitigazione del fenomeno della reattiva.

Ciò peraltro, come illustrato in premessa, permetterebbe di non vanificare lo sforzo di coordinamento tra TSO e DSO che ha portato alla pianificazione di interventi per il contenimento del fenomeno della reattiva.

Tuttavia, in merito alla regolazione nei **punti di scambio tra DSO** preme sottolineare come il DCO **non consideri un approccio di tipo aggregato** come quello nei punti di scambio con la RTN. Anche in questo caso, un'applicazione estensiva a tutti i punti di scambio non sembra rappresentare la soluzione tecnicamente ed economicamente più efficiente, ma i punti di scambio **dovrebbero invece essere considerati nel loro complesso** (ad esempio aggregando



quelli sottesi ad una medesima CP) al fine di determinare un contenuto numero di interventi ottenendo il medesimo risultato. Come per i punti di scambio con la RTN, dovrebbe essere eseguita **un'analisi congiunta tra i diversi DSO** finalizzata a verificare:

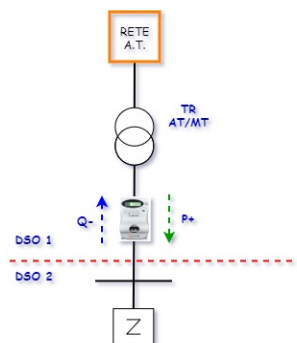
- le effettive criticità nei diversi punti di scambio, considerando i profili di tensione e le perdite di energia attiva;
- l'eventuale sovrapposizione con interventi già definiti con il TSO a livello di Cabina Primaria che potrebbero già compensare i flussi di energia reattiva nei punti di scambio sulla rete MT sottesa, in modo da evitare un doppio intervento che non apporta benefici aggiuntivi.

S10. Osservazioni su eventuali coefficienti semplificati di riporto delle misure MT in AT.

Si riporta di seguito una proposta metodologica basata su calcoli e simulazioni realizzati su un numero significativo di trasformatori AT/MT connessi alla rete 220kV procedendo per ogni quarto d'ora del 2019 a riportare le grandezze P e Q dal lato MT al lato AT.

In questo modo si considera l'effetto induttivo del trasformatore sia considerando i parametri serie che quelli derivati (magnetizzazione).

Per ogni quarto d'ora, partendo dalle grandezze al secondario del trasformatore P2 e Q2 si è risaliti alle grandezze primarie P1 e Q1 ed è quindi stato possibile calcolare l'energia reattiva immessa su RTN lato AT.



Per ogni trasformatore si è calcolata l'energia reattiva immessa al primario come:

$$Eim1 = \sum_{i=1}^{35040} \frac{Q1im_i}{4}$$

Si è confrontato il valore con il totale dell'energia reattiva immessa misurata al secondario (dati dei contatori):

$$Eim2 = \sum_{i=1}^{35040} \frac{Q2im_i}{4}$$

Per ogni trasformatore si è quindi calcolato il coefficiente di attenuazione K dato da:

$$K = \frac{Eim1}{Eim2}$$

Successivamente si sono mediati i diversi K considerando l'energia reattiva immessa da ciascun trasformatore sul totale dell'energia immessa. In questo modo si accentua l'effetto per i trasformatori più soggetti ad elevati flussi di energia reattiva immessa e si "scartano" gli estremi. Si è ottenuto quindi un K medio pari a:



$$K_m = \frac{\sum_{j=1}^{NTR} K_j \cdot E_{im2j}}{\sum_{j=1}^{NTR} E_{im2j}} = 0,60$$

Ciò significa che mediamente il 40% dell'energia reattiva immessa è compensata dai trasformatori AT/MT e solamente il 60% è poi effettivamente immessa su RTN.

Ovviamente i diversi coefficienti dipendono dalle caratteristiche di ciascun trasformatore AT/MT (A_n , $vcc\%$, $io\%$, P_{cc} , $cos\phi_{cc}$, etc.) ma già facendo una media sulle diverse macchine si ottiene un campione significativo.

Per la rete a 132kV seguendo lo stesso approccio risulta un coefficiente K pari a circa 0,75.

Come anticipato, il coefficiente è da intendersi come valore medio e, pertanto, è ovvio che nei casi dove l'energia immessa lato MT è di poche centinaia di KVarh è probabile che il trasformatore compensi totalmente ed in tal caso il coefficiente debba essere posto pari a 0; in questi casi potrebbe, quindi, essere opportuna l'adozione di una franchigia.

Per i prelievi si potrebbe proporre, solamente per questioni di semplicità, che il coefficiente sia il reciproco di quello calcolato per le immissioni e, quindi, nel caso specifico di cui sopra pari a circa 1,67 per le reti a 220kV e 1,33 per le reti a 132kV.

Infine, preme porre all'attenzione dell'Autorità una tematica di un certo rilievo per le Imprese distributrici, non riscontrata nei vari aspetti analizzati nel DCO né nel DCO 602/2021/R/EEL sulla disciplina delle perdite di rete per il biennio 2022-2023, ossia le perdite di energia attiva dovute al funzionamento dei sistemi di compensazione. Non appare, infatti, corretta la loro valorizzazione tra i quantitativi di energia prelevata dai Distributori dalla RTN, non ritenendosi giustificabile una contabilizzazione delle stesse nelle perdite di rete associate al servizio di distribuzione, qualora le installazioni avvenissero in Cabina Primaria (specialmente con connessione diretta in alta tensione).

L'installazione dei suddetti compensatori appare motivata da esigenze sia di ottimizzazione dei flussi di energia reattiva tra RTN e rete del Distributore sia di miglioramento del profilo di tensione. In tal senso, le perdite potrebbero anche essere gestite e contabilizzate all'interno dei flussi energetici di Terna verso il Sistema.

Un corretto inquadramento di tali perdite, dunque, eviterebbe un impatto negativo per le Imprese distributrici nell'ambito della regolazione delle partite economiche relative alla perequazione perdite, impatto che si sommerebbe agli eventuali corrispettivi per prelievi/immissioni di energia reattiva, portando ad una doppia penalizzazione per i DSO.

In alternativa, si propone di classificare questa tipologia di perdite assimilandole a quelle che si generano nei consumi per l'alimentazione dei servizi ausiliari e quindi rientranti negli autoconsumi della distribuzione.