

OSSERVAZIONI GENERALI

Edison accoglie con favore la Consultazione sugli orientamenti finali di ARERA circa la metodologia dei prezzi di riferimento e i criteri di allocazione dei costi relativi al servizio di trasporto del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (DCO 512/18). Apprezziamo, in particolare, la volontà del Regolatore di spiegare l'importante riforma tariffaria in corso ai sensi del TAR Network Code, attraverso documenti di consultazione particolarmente esaustivi – comprensivi di simulazioni tariffarie - e prevedendo anche momenti di confronto pubblico con gli operatori.

Nel rimandare alle osservazioni generali già espresse in risposta al DCO 182/18 e al DCO 347/18, evidenziamo quanto segue:

Coordinamento tra riforma tariffaria e riforma dei conferimenti in uscita

L'importante riforma tariffaria in discussione, che porterà alla determinazione di corrispettivi per l'anno solare 2020 con logiche in parte nuove rispetto agli anni passati, si incrocia con la riforma dei conferimenti in uscita, proposta dalla Direzione Mercati e in discussione ormai da qualche anno, ma non ancora giunta a compimento.

In particolare, se è ormai assodato che da gennaio 2020 verrà applicato un unico corrispettivo tariffario ai soli punti di riconsegna delle reti di trasporto (e non più due diversi corrispettivi applicati sia alle uscite che alle riconsegne), non è ancora evidente come verranno gestiti i conferimenti ai punti di uscita e riconsegna per l'a.t. 2019/20. Durante un incontro tecnico di ARERA tenutosi il 16 novembre, si è appresa l'intenzione del Regolatore di rimandare l'avvio della riforma dei conferimenti di capacità ad ottobre 2020, come richiesto dagli operatori. Al contempo, durante il workshop del 5 dicembre sulle tariffe di trasporto per il 5PRT, si è appreso che una delle opzioni in discussione sarebbe quella di eliminare i conferimenti ai punti di uscita già da ottobre 2019.

Oltre a fare quanto prima chiarezza sul punto, riteniamo importante che la riforma tariffaria in discussione venga disegnata in maniera coerente con il mantenimento - almeno per l'a.t.

2019/20¹ - di conferimenti “espliciti” di capacità, distinti in uscita e in riconsegna. Il raccordo tra le due discipline riteniamo possa essere ottenuto mediante l’individuazione di due corrispettivi da applicare alle due diverse tipologie di capacità, che potrebbero essere desunti a partire dal corrispettivo unitario “bundled” pubblicato per l’anno 2020. (Per ulteriori dettagli rimandiamo allo spunto di consultazione S16). Pensiamo infatti che, in virtù dell’avvio imminente delle campagne commerciali degli operatori, i tempi per la definizione di un contesto regolatorio che prevede il superamento dei conferimenti in uscita già dall’a.t. 19/20 siano ormai tardivi. Da notare, peraltro, che l’attuale clima di incertezza regolatoria rende la competizione tra gli operatori particolarmente difficile per l’a.t. 19/20, con offerte che potrebbero essere molto distanti tra di loro unicamente in virtù della “scommessa” del singolo operatore sul contesto regolatorio che sarà definito, con il rischio di introduzioni di clausole commerciali non sempre trasparenti. Ci sembra quindi quanto mai urgente definire il quadro che verrà applicato per garantire un “level playing field”.

Spostamento a valle degli oneri variabili

Riteniamo importante ribadire, come già fatto nel passato, che ARERA proceda quanto prima allo spostamento a valle anche degli altri oneri variabili che oggi vengono applicati sul gas immesso in rete, anche se non oggetto della presente consultazione (ad esempio si consideri la componente CVfg, per il recupero dei ricavi garantiti ai terminali regolati).

Questo andrebbe nella direzione di quanto prospettato dalla stessa Autorità nell’ambito dell’ultimo Quadro Strategico. Ci riferiamo, in particolare, all’obiettivo strategico OS 3 “*Riforma corrispettivi variabili sul gas immesso [3.c]*”, che prevede la riforma dei corrispettivi variabili applicati al gas immesso nei punti di entrata, con uno spostamento dei medesimi a valle del PSV al fine di evitare possibili distorsioni nel mercato all’ingrosso. Una simile riforma permetterebbe di esprimere un prezzo all’ingrosso più indicativo dei fondamentali economici e quindi più rappresentativo del costo del gas per il mercato italiano.

¹ Fino a settembre 2019 per tutti i PdR e da ottobre 2020 per i soli punti direttamente allacciati, in caso di conferma degli orientamenti espressi dall’Autorità in fase di pubblicazione delle relative future delibere.

Salvaguardia dell'utenza termoelettrica

Come evidenziato anche in risposta al precedente DCO 182/18, la disciplina tariffaria per il 5PRT si caratterizza, tra gli altri aspetti, per il trasferimento dei costi di trasporto da monte a valle del sistema (ad esempio attraverso il passaggio alla ripartizione entry/exit 40:60 e all'applicazione del corrispettivo variabile al gas prelevato).

Nonostante Edison condivida molte delle opzioni proposte, è tuttavia da notare che queste contribuiranno ad un aggravio di costi per l'utenza termoelettrica, che si troverebbe in particolare a dover pagare il corrispettivo variabile CV sul gas prelevato, senza avere la garanzia di trasferire interamente il valore della componente sul prezzo dell'energia elettrica e trovandosi esposta alle variazioni della componente CV derivanti da interventi di carattere regolatorio.

In tal senso, riteniamo opportuno che vengano introdotte e/o preservate alcune misure in grado di limitare l'impatto su tale tipologia di utenza, anche in considerazione del ruolo fondamentale la generazione a gas ricopre nel nostro Paese. Tra, queste, citiamo il mantenimento del cosiddetto "**sconto distanza**". Apprezziamo in tal senso la volontà di ARERA di non superare tale istituto nel nuovo framework regolatorio ma, allo stesso tempo, pensiamo che l'articolazione proposta non sia sufficientemente tutelante per questa tipologia di utenti. Peraltro, la stessa Edison, facendo affidamento sulla normativa e i suoi presupposti, ha posizionato la maggior parte delle sue centrali in prossimità della rete nazionale e ha realizzato in proprio il collegamento con la RR, per evitare ritardi nella realizzazione, che avrebbero compromesso l'avvio della centrale e le relative autorizzazioni. Inoltre, come già ricordato anche in altre occasioni, Edison utilizza lo sconto distanza per coprire i costi annui di manutenzione e per recuperare parte dell'investimento, non ancora ammortizzato. Di conseguenza, una riduzione significativa di tale sconto non può che vederci nettamente contrari. Ad ogni modo, rimandiamo allo spunto S18 per ulteriori dettagli sull'applicazione dello sconto.

Sempre con l'obiettivo di limitare gli impatti sull'utenza termoelettrica, riteniamo anche che la valorizzazione dei corrispettivi applicati sulle riconsegne debba essere resa nota agli operatori con **adeguato anticipo**, al fine di sterilizzare possibili effetti negativi sui costi sostenuti dagli impianti di produzione termoelettrica e, in particolare, sulle vendite di energia elettrica effettuate a termine. A tal fine, intendiamo proporre la definizione di un valore massimo, con un anticipo di almeno dodici mesi, per tutti quei corrispettivi variabili la cui frequenza di aggiornamento è inferiore all'anno. Tale valore dovrebbe aggiornarsi nel tempo a seconda delle necessità di gettito.

OSSERVAZIONI PUNTUALI

S 1. Osservazioni in merito alla durata del periodo di regolazione, con particolare riferimento all'opportunità di prevedere un periodo inferiore, di durata triennale, a cui potrebbe essere associata l'ipotesi di introdurre schemi di regolazione orientati alla logica totex nel periodo regolatorio successivo.

Ci esprimiamo a favore del mantenimento della durata del periodo tariffario pari a **quattro anni**, al fine di mantenere la coerenza con i periodi regolatori relativi ai servizi regolati di stoccaggio del gas naturale e di rigassificazione del Gnl e con l'obiettivo di garantire una maggiore stabilità regolatoria, rispetto alla proposta di riduzione a tre anni.

S 2. Osservazioni in merito ai criteri di riconoscimento del costo.

Concordiamo con quanto espresso da ARERA, in particolare con la volontà di garantire crescente coordinamento tra la regolazione tariffaria e le valutazioni dei Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto.

S 5. Osservazioni in merito alla determinazione della quota di ammortamento.

Appreziamo la volontà di ARERA di richiedere all'impresa maggiore di trasporto la predisposizione di un rapporto che descriva lo stato delle infrastrutture esistenti, indicando le eventuali criticità, al fine di evidenziare le azioni regolatorie più efficienti, anche alternative rispetto alla sostituzione dei cespiti già ammortizzati.

S 6. Osservazioni in merito alla determinazione e aggiornamento dei costi operativi riconosciuti.

Rispetto alla precedente consultazione 182/2018, l'attuale DCO propone di prendere in considerazione i costi effettivi come risultanti dai bilanci certificati e dei conti separati relativi all'anno 2017, invece che i dati di pre-consuntivo relativi all'esercizio 2018. In linea generale, si ritiene fondamentale accrescere il più possibile la prevedibilità nei ricavi riconosciuti, anche utilizzando dati pre-consuntivo e dando evidenza con cadenza costante degli aggiornamenti dei costi riconosciuti rispetto alle spese sostenute e ai ricavi effettivi. In presenza di forti scostamenti tra i dati utilizzati per la stima dei ricavi e i ricavi stessi, riteniamo importante **che in corso d'anno vengano forniti aggiornamenti circa l'entità dell'eventuale conguaglio**, per permetter agli utenti di stimare anzitempo l'entità della variazione da recuperare. In un mercato dove l'orizzonte delle attività degli operatori è sempre più proiettata verso il futuro, diventa infatti cruciale poter valutare e stimare anzitempo gli impatti derivanti dagli aggiustamenti regolatori.

Infine, siamo favorevoli alla proposta di considerare la media dei costi operativi sostenuti del periodo 2015-17 nel caso di scostamento in eccesso tra i costi sostenuti nell'anno 2017 e quelli sostenuti negli anni precedenti.

S 8. Osservazioni in merito al trattamento delle perdite di rete, autoconsumi e gas non contabilizzato.

Come già espresso in risposta al DCO 347/18, in generale condividiamo la proposta di ARERA di prevedere che le imprese di trasporto approvvigionino i quantitativi necessari nell'ambito del mercato centralizzato del gas naturale, coprendo i relativi costi attraverso la componente tariffaria del trasporto a copertura dei costi variabili. Inoltre, per quanto riguarda il criterio di valorizzazione dei quantitativi riconosciuti per l'anno t ai fini della determinazione del costo

riconosciuto, condividiamo la proposta di basarsi sulle quotazioni disponibili dei prodotti a termine con consegna al PSV nell'anno successivo, tenendo conto del profilo con le quali tali risorse si rendono necessarie.

Tuttavia, ci preme osservare quanto segue:

- la proposta nel suo complesso merita di **essere analizzata considerando anche le modalità di approvvigionamento delle risorse in oggetto** (perdite, GNC e autoconsumi), che però non sono oggetto dell'attuale DCO. Riteniamo importate che tali proposte vengano sviluppate o integrate nel successivo documento di consultazione, al fine di poter dare una valutazione più puntuale: osservazioni di dettaglio sulle modalità di valorizzazione delle risorse non possono, a nostro avviso, prescindere dalle modalità di approvvigionamento delle stesse.
- Andrebbe meglio dettagliato cosa si intende per "tenendo conto del profilo con le quali tali risorse si rendono necessarie".
- In generale riteniamo importante, ancora una volta, che venga data evidenza durante l'anno della progressione della **differenza tra i quantitativi e i valori utilizzati per la fissazione del costo riconosciuto e i quantitativi effettivamente utilizzati e il costo reale di approvvigionamento**. Come detto, questo permetterebbe agli utenti di comprendere l'entità del recupero necessario per garantire la neutralità del TSO. Più in generale, ci preme evidenziare la necessità di assicurare la massima trasparenza di tutte le partite economiche che vanno ad alimentare il fondo per la copertura degli oneri di bilanciamento.

Per quanto riguarda i quantitativi di gas riconosciuti, con riferimento alle perdite di rete, si auspica una definizione rapida piano di incentivazione per la riduzione delle stesse ai PdR, secondo quanto già prospettato nel 4PRT. Con riferimento al GNC, non possiamo che apprezzare meccanismi volti ad incentivare le imprese di trasporto a raggiungere ulteriori incrementi di efficienza. Pertanto, la proposta di valorizzazione il GNC per l'intero periodo di regolazione sulla base del valore medio annuale registrato nel 2014-18, ci vede favorevoli.

S 9. Osservazioni in merito ai criteri di incentivazione.

Per quanto concerne i meccanismi di incentivazione delle nuove infrastrutture, si ritiene condivisibile l'introduzione di strumenti più selettivi rispetto a quelli adottati nel quarto periodo di regolazione per non penalizzare il sistema ponendo il costo di una capacità non utilizzata a carico del consumatore finale.

Con riferimento alla possibilità di introdurre specifici incentivi per progetti o applicazioni di natura particolarmente innovativa per l'attività di trasporto del gas naturale rimandiamo alla nostra risposta al DCO 420/2018/R/GAS.

S 10. Osservazioni in merito ai ricavi per il servizio di bilanciamento.

Con riferimento alla proposta di **non riservare più al TSO la parte dello stoccaggio, finalizzato a garantire il bilanciamento giornaliero**, questa ci vede favorevoli. Infatti, in passato Edison ha più volte rimarcato l'importanza di mettere a disposizione degli utenti le prestazioni di stoccaggio per il bilanciamento operativo, oggi riservate al TSO.

S 13. Osservazioni in merito al perimetro di applicazione e al driver del corrispettivo per la copertura dei costi variabili.

La proposta di definire un unico corrispettivo unitario variabile, espresso in termini monetari a copertura dei costi operativi e dei costi per il gas relativi ad autoconsumi, perdite e GNC, applicato ai punti di uscita, **ci vede favorevoli**. Vedremmo, peraltro, positivamente la pubblicazione del corrispettivo in anticipo rispetto ai termini ultimi previsti dal TAR (maggio dell'anno t-1, insieme alla pubblicazione dei corrispettivi capacitivi, invece che dicembre t-1). Maggiore è l'anticipo, maggiore la possibilità per l'utenza termoelettrica di renderlo più facilmente trasferibile a valle, con la conseguenza che tale costo sarebbe sostenuto dall'utilizzatore finale, per cui tale capacità è stata acquistata.

Tuttavia, continuiamo a ritenere **non condivisibile l'applicazione del corrispettivo ai flussi verso stoccaggio**. L'applicazione di un variabile ai flussi verso stoccaggio – oltre a penalizzare gli utenti

che ne fanno uso - rischia in ultima istanza di scoraggiarne l'utilizzo. Inoltre, poiché lo stoccaggio è un punto intra-sistemico, l'applicazione ai flussi verso stoccaggio si traduce di fatto in una doppia applicazione, stante l'applicazione del corrispettivo variabile anche al gas prelevato dalla rete di trasporto. Va peraltro sottolineata l'importanza che la risorsa stoccaggio riveste nel sistema italiano, soprattutto nel mercato del bilanciamento, anche in raffronto ad altri sistemi europei. Auspichiamo pertanto che vi siano margini per poter superare l'interpretazione letterale del TAR (art.4.3) sul tema.

S 14. Osservazioni in merito al corrispettivo complementare per il recupero dei ricavi.

Con riferimento al recupero dei ricavi siamo favorevoli all'introduzione di un nuovo corrispettivo variabile CV_{FC} , la cui applicazione per noi non dovrebbe però ricomprendere i punti di uscita verso gli impianti di stoccaggio.

Inoltre, vediamo con favore la possibilità che tale corrispettivo recuperi anche gli ammanchi legati al *meccanismo di reshuffling*, che allo stato verrebbero invece recuperati attraverso l'operazione di *rescaling* e, quindi, attraverso un rialzo delle tariffe capacitive. Pur comprendendo la necessità di limitare l'importo del corrispettivo variabile così come ai sensi del TAR, riteniamo che tale opzione sia più coerente con la decisione di ARERA di recuperare i ricavi di *capacity* con una componente variabile. Non avrebbe a nostro avviso molto senso che una parte degli ammanchi, legata ai meccanismi di *reshuffling*, continui ad essere recuperate con tariffe capacitive (peraltro ai soli punti di entry).

S 15. Osservazioni in merito alla ripartizione entry/exit.

Come già espresso nella risposta al **DCO 182/18** siamo favorevoli al mantenimento della ripartizione entry/exit pari a 40/60, anche al fine di non appesantire ulteriormente il comportato termoelettrico italiano, che sosterebbe in toto un ulteriore aumento della quota agli exit.

S 16. Osservazioni in merito alla metodologia dei prezzi di riferimento basata sulla distanza ponderata per la capacità.

Come ricordato in premessa, riteniamo opportuno il mantenimento di conferimenti separati in uscita e in riconsegna, per la totalità dei PdR almeno per tutto l'a.t. 2019/20, anche in presenza di un unico corrispettivo "bundled" a partire dall'anno solare 2020 (conseguente all'inclusione dei ricavi regionali nell'unico perimetro della rete dei gasdotti). In sostanza, non condividiamo l'opzione di eliminare i conferimenti nei punti di uscita già a partire dall'At 19/20.

Inoltre, pensiamo che in caso di conferimenti distinti, la conseguente necessità di applicare un corrispettivo per la capacità prenotata in uscita e uno per quella in riconsegna possa essere soddisfatta attraverso un meccanismo simile a quello proposto da ARERA nel DCO attuale per il meccanismo di perequazione tra imprese di trasporto, che a partire dal corrispettivo "bundled" prevede la determinazione di un apposito corrispettivo Crr, determinato in modo da garantire i ricavi regionali e per differenza, di un corrispettivo Cpu da applicare alle sole uscite. Ci pare questa la strada più facile da percorrere.

In subordine, Edison proporrà di articolare il calcolo del costo di trasporto in uscita e riconsegna per lo shipper riproporzionando il corrispettivo bundled in funzione del peso della capacità prenotata in uscita e in riconsegna sul totale della capacità prenotata dal singolo utente. Nel dettaglio:

$$\text{Costo trasporto exit e riconsegna} = K_u * C_{Pu} * \frac{K_u}{K_u + K_r} + K_r * C_{Pu} * \frac{K_r}{K_u + K_r}$$

dove:

K_u = capacità conferita allo shipper in exit

K_r = capacità conferita allo shipper in riconsegna

C_{Pu} = nuovo corrispettivo bundled exit + riconsegna

Le soluzioni proposte permetterebbero di mantenere integralmente gli attuali criteri di conferimento e di gestione delle capacità in uscita e in riconsegna (anche con riferimento all'applicazione di corrispettivi di scostamento).

S 17. Osservazioni in merito agli aggiustamenti dei corrispettivi di trasporto.

Con riferimento agli sconti da applicarsi ai corrispettivi di trasporto relativo a impianti di stoccaggio, apprezziamo che ARERA abbia accolto la richiesta di gran parte del mercato di applicare uno sconto minimo pari al 50%, anche al fine di evitare un aumento eccessivo dei corrispettivi di entry ed exit della rete; inoltre, la percentuale di sconto del 50% garantisce la possibilità di mantenere una struttura di pagamento in parte simile all'attuale: il corrispettivo scontato applicato all'hub stoccaggio dovrebbe infatti a nostro avviso continuare ad essere recuperato mediante l'applicazione del CRVOS. Come richiamato nelle osservazioni generali, anche in questo caso, il mantenimento del corrispettivo a copertura dei costi di trasporto legati allo stoccaggio, a valle del PSV, è aderente agli attuali obiettivi strategici dell'Autorità, evitando effetti distorsivi sui mercati all'ingrosso.

Con riferimento al GNL, a differenza di quanto proposto da ARERA, continuiamo a ritenere che **uno sconto pari al 50%** - che avrebbe un impatto limitato sulle tariffe di entry - **costituirebbe un fattore positivo, per l'utilizzo dei terminali GNL**, contribuendo così alla diminuzione del costo complessivo della rigassificazione per il sistema (in particolare del corrispettivo CVfg). Questa osservazione, già veicolata nel precedente documento di risposta, ci pare ancora più dirimente e necessaria, se si considera l'ingente aumento delle tariffe di trasporto 2020 agli entry da GNL prospettate nella tabella 12 del DCO, che disincentiverebbe il ricorso alle forniture GNL nel nostro Paese.

S 18. Osservazioni in merito alla metodologia dei prezzi di riferimento.

Edison apprezza la volontà di ARERA di confermare una forma di riduzione del corrispettivo di uscita in funzione della distanza, per i punti di riconsegna localizzati a ridosso dalla rete nazionale. Tale sconto, che come ricordato all'interno del DCO è coerente con i principi del codice TAR che identificano nella distanza uno dei principali driver di costo, riveste una particolare importanza per il comparto termoelettrico, in virtù della prossimità delle centrali alla RTN.

Edison ritiene che **l'opzione preferibile sia quella di mantenere l'attuale struttura dello sconto**, calcolato in funzione - inversamente proporzionale - della distanza entro i 15 km dalla rete.

Tuttavia, qualora per motivi di semplicità si ritenesse opportuno implementare una logica "per cluster", riteniamo NON condivisibile quanto proposto da ARERA nell'attuale DCO e cioè l'identificazione di un unico gruppo di utenti posti entro i 14,9 km dalla rete, cui applicare lo sconto. Questa opzione infatti, non ci sembra rispettare il principio di *cost reflectivity* sopra enunciato, in quanto paragonerebbe i punti posti a ridosso della rete con quelli in prossimità del 15mo km: entrambi godrebbero della stesa percentuale di sconto. Comprendendo la necessità di avere un numero limitato di *cluster* (ad esempio rispetto a quanto prospettato nel precedente DCO), proponiamo, in subordine al mantenimento della struttura attuale, **un unico cluster a cui garantire lo sconto**, formato da tutti i punti di riconsegna posti **entro 5 km della rete**. La prossimità dalla rete di tali punti infatti, giustifica a nostro avviso l'applicazione di una riduzione importante del corrispettivo. Lo sconto da applicarsi, dovrebbe essere calcolato secondo le stesse logiche previste dal DCO e cioè essere in grado di mantenere invariato, rispetto all'applicazione di un corrispettivo unitario, il gettito complessivo.

Orientativamente, tenendo conto dell'aleatorietà dei valori dei corrispettivi 2020 rappresentati in tabella 12 e delle sottostanti capacità considerate, dai nostri calcoli lo sconto dovrebbe attestarsi intorno al **25%**.

S 19. Osservazioni in merito a moltiplicatori, fattori stagionali e capacità interrompibile.

Concordiamo con quanto proposto da ARERA per l'anno 2020, in sostanziale continuità con i criteri attualmente vigenti.

S 20. Osservazioni in merito al trattamento tariffario delle reti di trasporto non interconnesse con la rete di trasporto nazionale.

Si concorda con la proposta di adottare una metodologia tariffaria semplificata per le reti di trasporto non interconnesse con la rete di trasporto nazionale, ad esempio, con l'applicazione di

una tariffa cd. a “francobollo”. Si ritiene tale soluzione adeguata, in un’ottica di semplificazione, mentre non si concorda con l’obiettivo, esposto nel DCO, di evitare che i costi della rete isolata vengano scaricati sugli utenti del sistema del gas non interconnessi a tali reti.

Infatti, considerando i significativi benefici connessi alla metanizzazione di nuove aree (quali l’aumento della competitività del Paese, la riduzione dell’impatto ambientale e la decarbonizzazione dei consumi energetici, la sicurezza degli approvvigionamenti e la flessibilità negli utilizzi finali delle fonti energetiche) si ritiene opportuno che anche per la determinazione del valore del suddetto “francobollo” (o dei “francobolli” se uno per l’entry e uno per gli exit) sia tenuta in considerazione l’esigenza di non penalizzare i consumatori delle aree in via di metanizzazione e di non ostacolare lo sviluppo della domanda di gas naturale in tale aree.

Pertanto, anche in relazione alle reti di trasporto isolate sarebbe opportuno prevedere misure di socializzazione dei costi.

S 21. Osservazioni in merito all’articolazione tariffaria del servizio di misura.

Edison accoglie con favore la volontà di ARERA di affrontare in maniera organica il tema della misura e giungere ad un riassetto complessivo della materia. Auspichiamo quindi quanto prima la pubblicazione del DCO specifico, previsto nei prossimi mesi.

S 22. Osservazioni in merito ai criteri di perequazione dei ricavi.

Concordiamo con il meccanismo proposto da ARERA ed in particolare con la proposta di scomporre il corrispettivo di uscita CPu in due corrispettivi virtuali di cui uno (CPu R), riferito ai ricavi di rete regionale, definito pari al rapporto tra i ricavi di rete regionale complessivi e le capacità previste in conferimento ai punti di riconsegna e l’altro, riferito ai ricavi di rete nazionale, definito come differenza tra CPu e CPu R.

S 23. Osservazioni in merito alla gestione a regime dei fattori correttivi.

Vediamo con favore le proposte di ARERA di avvalersi del Conto Oneri di Trasporto, finanziato dal nuovo corrispettivo complementare CV_{FC} , al fine di contenere le oscillazioni tariffarie del corrispettivo stesso. La possibilità di attingere da un apposito fondo, invece che il recupero attraverso tariffe capacitive dovrebbe garantire una maggiore stabilità del corrispettivo CV_{FC} , soprattutto all'avvio del SPRT che, come ricordato nel DCO in discussione, si caratterizza per una serie di discontinuità importanti rispetto al passato (come ad esempio il passaggio ai dati di preconsuntivo per il calcolo dei ricavi). Riteniamo comunque importante che sia fatta salva la logica del fattore correttivo attuale che permette di recuperare l'eventuale gettito mancante su più anni nel caso di un importo consistente.

Infine, auspichiamo che venga assicurata la massima trasparenza di tutte le partite economiche che vanno ad alimentare il fondo per la copertura degli oneri di trasporto.

<i>S 24. Osservazioni in merito alla gestione delle somme riconducibili a fattori correttivi pregressi.</i>
--

Concordiamo con la proposta di ARERA di utilizzare le somme riconducibili a fattori correttivi pregressi maturate fino al 2018 per ridurre le tariffe capacitive all'avvio del **SPRT**. Tra le due opzioni prospettate, siamo favorevoli a spalmare tale importo sul solo 2020 (invece che su 2020 e 2021) per limitare gli impatti derivanti dal cambio regolatorio nel primo anno del SPRT.