

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
462/2018/R/GAS**

**ORIENTAMENTI IN TEMA DI APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE DEL
DELTA *IN-OUT* DELLE RETI DI DISTRIBUZIONE E DELLE PARTITE
FISICHE PER IL FUNZIONAMENTO DELLA RETE DI TRASPORTO**

*Documento per la consultazione
Mercato di incidenza: gas naturale*

20 settembre 2018

Premessa

Il presente documento per la consultazione fa seguito alla deliberazione 72/2018/R/gas (di seguito: deliberazione 72/2018/R/gas) con cui l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) ha approvato la nuova disciplina in materia di settlement gas, rinviando a successivo provvedimento la regolazione dell'attività di approvvigionamento da parte del Responsabile del bilanciamento (di seguito: RdB) dei volumi a copertura della differenza tra i quantitativi immessi all'impianto di distribuzione e quelli prelevati dai clienti finali serviti dal medesimo (di seguito: delta^{IO}).

Il documento illustra, altresì, gli orientamenti dell'Autorità in relazione ai principali temi connessi a quello dell'approvvigionamento del delta^{IO} da parte dell'RdB ossia, nello specifico, le evoluzioni della disciplina del bilanciamento e dell'incentivazione dell'RdB, nonché del bilancio provvisorio.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità, per iscritto, possibilmente in un formato elettronico che consenta la trascrizione del testo, le loro osservazioni e le loro proposte entro e non oltre il **22 ottobre 2018**.*

I soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti a indicare quali parti della propria documentazione sono da considerare riservate.

*Per agevolare la pubblicazione dei contributi pervenuti in risposta a questa consultazione si chiede di inviare documenti in formato elettronico attraverso il servizio interattivo messo a disposizione sul sito internet dell'Autorità **www.arera.it** o, in alternativa, all'indirizzo e-mail **mercati-ingrosso@arera.it**.*

**Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale
Unità mercati gas all'ingrosso**

Corso di Porta Vittoria, 22 – 20122 Milano

tel. 02.655.65.351/608

fax 02.655.65.265

sito internet: www.arera.it

e-mail: mercati-ingrosso@arera.it

INDICE

1. Introduzione	4
Parte I: Il contesto normativo e l'evoluzione della regolazione	6
2. Attività che saranno svolte dal Responsabile del bilanciamento	6
3. Ulteriore evoluzione della regolazione	7
La gestione degli autoconsumi, delle perdite di rete e del GNC	7
Le modifiche alla relazione che definisce il disequilibrio dell'utente	13
Le modifiche all'equazione di bilancio dell'RdB e all'equazione dell'utente	13
Le modifiche alla disciplina del TIB	16
Le modifiche ai meccanismi di incentivazione dell'RdB	17
Le altre imprese di trasporto	18
Obblighi informativi a carico dell'RdB	18
Prestazioni di stoccaggio	19
Parte II: Le altre modifiche alla regolazione vigente	20
4. Il bilancio provvisorio	20
Parte III: Aspetti implementativi e tempistiche	23

1. Introduzione

- 1.1 Il presente documento per la consultazione, partendo dall'illustrazione delle modalità di approvvigionamento da parte dell'RdB del delta¹⁰ ai punti di riconsegna della rete di trasporto interconnessi con una rete di distribuzione (di seguito: *city gate*), prospetta alcune evoluzioni della regolazione in materia, con l'obiettivo di introdurre maggiore efficienza e trasparenza nel sistema gas. Alcune di queste sono state già anticipate, nelle loro caratteristiche generali, in documenti precedenti agli *stakeholder* che, su alcune tematiche, si sono già espressi favorevolmente.
- 1.2 Più in particolare, uno degli aspetti che s'intende sviluppare è relativo all'approvvigionamento nel mercato all'ingrosso di gas dei quantitativi corrispondenti agli autoconsumi dell'RdB, alle perdite di rete e al gas non contabilizzato (di seguito: GNC). Come si preciserà in dettaglio nel prosieguo, si ritiene che il superamento degli attuali meccanismi possa comportare maggiore efficienza, configurandosi come la naturale evoluzione del vigente sistema e portando ad una serie di effetti positivi su più ambiti del sistema gas. Peraltro, tale orientamento, già anticipato in precedenti documenti per la consultazione², è stato oggetto di apprezzamento nell'ambito dell'ultimo report inerente all'implementazione del *Balancing Network Code* pubblicato dall'ACER lo scorso 6 agosto.
- 1.3 Vi è poi un argomento che necessita di interventi di aggiornamento a seguito dell'approvazione della nuova disciplina del *settlement* gas, al fine di renderlo congruente con la nuova architettura che entrerà in vigore l'1 gennaio 2020; si tratta del bilancio provvisorio che, allo stato dell'arte, segue la regolazione approvata con la deliberazione 619/2013/R/gas e risulta particolarmente rilevante in quanto impatta direttamente sull'ammontare delle garanzie richieste a copertura dell'esposizione dell'utente relativamente alle partite economiche che insorgono nell'ambito della regolazione del servizio di bilanciamento.
- 1.4 Gli orientamenti dell'Autorità sulle tematiche sopra citate, illustrati nel presente documento, sono così organizzati:
 - a) la Parte I descrive il contesto normativo alla luce dei provvedimenti già approvati dall'Autorità in materia di *settlement* gas ed affronta il tema delle modalità di approvvigionamento del delta¹⁰. Inoltre, illustra le ulteriori possibili evoluzioni della regolazione, in considerazione, da un lato, delle consultazioni pubblicate in ambito tariffario e, dall'altro, delle efficienze che si potrebbero ottenere in tema di regime di bilanciamento e di incentivazione dell'RdB, anche in ragione del contesto regolatorio che si è venuto a generare;

¹⁰Il delta¹⁰ è la differenza tra i quantitativi immessi all'impianto di distribuzione e quelli prelevati dai clienti finali serviti dal medesimo.

² Da ultimo il documento per la consultazione 347/2018/R/gas recante "Criteri di determinazione dei ricavi riconosciuti relativi al servizio di trasporto del gas naturale per il quinto periodo di regolazione".

- b) la Parte II riporta gli orientamenti circa l'evoluzione della gestione del bilancio provvisorio in seguito all'approvazione della nuova disciplina del *settlement gas*;
- c) la Parte III specifica le tempistiche di entrata in vigore degli orientamenti esposti.

Parte I: Il contesto normativo e l'evoluzione della regolazione

Come è noto, con la deliberazione 72/2018/R/gas l'Autorità, al termine di un lungo processo di consultazione, ha approvato il nuovo "Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale (TISG)" che entrerà in vigore l'1 gennaio 2020. L'architettura di riferimento del processo continua ad essere basata su due sessioni: quella di bilanciamento, che viene svolta mensilmente con riferimento al mese precedente e quella di aggiustamento, che permette di regolare, su base annuale, le partite economiche che derivano dalle differenze tra i dati di prelievo determinati nella sessione di bilanciamento e quelli determinati sulla base di misure effettive o rettifiche di errori di misura pervenuti successivamente.

2. Attività che saranno svolte dal Responsabile del bilanciamento

- 2.1 Con la nuova disciplina del *settlement* gas sono state introdotte una serie di importanti novità tra le quali, per quanto qui rileva, si annovera l'assegnazione all'RdB del compito di approvvigionare il delta¹⁰ dell'insieme degli impianti di distribuzione nell'ambito dei mercati centralizzati gestiti dal Gestore Mercati Energetici o GME, riconducendone il valore ad una partita fisica di competenza dell'impresa di distribuzione interconnessa alla rete di trasporto secondo la logica degli *operating balancing agreement*. L'impostazione definita dalla nuova disciplina del *settlement* gas solleva l'utente dal sopportare direttamente i costi connessi all'attività di approvvigionamento della quota di delta¹⁰ che il vigente algoritmo di bilanciamento gli assegna nella fase di conciliazione tra quantitativi attribuiti in prelievo alla rete di distribuzione e i quantitativi immessi al *city gate*, riducendo da ultimo i costi che ricadono sui consumatori finali.
- 2.2 A tal fine il nuovo TISG stabilisce al comma 12.2 che il suddetto quantitativo, rappresentato dal termine Δ_{IO} , sia contabilizzato nell'equazione di bilancio dell'RdB, dandone distinta evidenza.
- 2.3 Nell'ultimo documento per la consultazione che ha preceduto l'emanazione della deliberazione 72/2018/R/gas, ovvero il documento 590/2017/R/gas, è stato indicato che l'intervento dell'RdB per l'approvvigionamento del delta¹⁰ dovrebbe essere distinto da quello per la gestione del bilanciamento ai sensi del "Testo Integrato del Bilanciamento" o TIB³ e non concorrere alla formazione dei prezzi marginali di sbilanciamento⁴, ma solo al prezzo medio giornaliero delle transazioni *day ahead* e *infragiornaliere* concluse presso la sopraccitata piattaforma di scambio, ossia al SAP⁵, definito al comma 1.2, lettera m), del TIB.
- 2.4 Diventa, pertanto, necessario considerare nell'equazione di bilancio dell'RdB fra le componenti del termine T_7^N , relativo alle transazioni dal medesimo registrate al

³ Approvato con la deliberazione 312/2106/R/gas.

⁴ Ossia ai prezzi TSOPb e TSOPs definiti al comma 1.2, lettere n) ed o), del TIB.

⁵ Ai sensi del comma 1.2 del TIB il *System Average Price* o SAP è, relativamente a un giorno gas, la media ponderata dei prezzi delle offerte accettate presso la piattaforma di scambio di prodotti *title*, nonché nei soli casi di cui siano stati necessari a mantenere l'equilibrio della rete, di prodotti *locational*, con consegna in quel giorno gas, pesata sulla base dei quantitativi di gas, espressi in energia, associati a ciascuna offerta selezionata.

Punto di Scambio Virtuale o PSV, anche le transazioni effettuate per l'approvvigionamento del gas corrispondente al delta¹⁰.

- 2.5 Per quanto concerne la copertura del costo relativo, con la deliberazione 782/2017/R/gas è stato istituito un "Fondo per la copertura degli oneri connessi al sistema di *settlement gas*" presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali o CSEA che è alimentato tramite un corrispettivo unitario variabile *CRVST*. Tale componente addizionale della tariffa di trasporto si applica solo ai quantitativi di gas riconsegnati all'utente al *city gate* ed è stata determinata in modo da garantire il graduale recupero degli ammontari a copertura del costo degli anni precedenti. Nello specifico, il suddetto corrispettivo è stato fissato in 0,0027 euro/Smc a partire dall'1 luglio 2018.
- 2.6 In merito è utile ricordare che, con la deliberazione 72/2018/R/gas, nell'ambito dell'approvazione della riforma della disciplina del *settlement gas*, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti inerenti alla definizione di un meccanismo di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione in relazione alle differenze fra gas immesso e prelevato nelle reti di distribuzione; in tale ambito sono in corso le attività di approfondimento propedeutiche alla formulazione di proposte specifiche. Pertanto, appare opportuno prevedere che l'RdB mantenga un registro dei delta¹⁰ per *city gate*, in quanto tali informazioni potranno ritornare utili nell'ambito della definizione del suddetto meccanismo e della gestione dei summenzionati *operating balancing agreement*.

3. Ulteriore evoluzione della regolazione

Prima di introdurre l'evoluzione della regolazione, per una migliore comprensione di quanto si andrà ad esporre, è utile ripercorrere sinteticamente la regolazione in vigore in materia di bilanciamento e gli orientamenti dell'Autorità già pubblicati in tema di tariffe di trasporto gas (documento per la consultazione 182/2018/R/gas).

La gestione degli autoconsumi, delle perdite di rete e del GNC

- 3.1 Come è noto, ai sensi del Regolamento (UE) 312/2014, con cui la Commissione ha istituito un codice di rete relativo al bilanciamento del gas nelle reti di trasporto, è responsabilità degli utenti della rete bilanciare le loro immissioni con i loro prelievi in modo da minimizzare la necessità per gli operatori del sistema di trasporto di intraprendere le azioni di bilanciamento. I gestori del sistema di trasporto provvedono all'eventuale bilanciamento residuo delle reti seguendo l'ordine di merito, che è strutturato in modo tale che gli stessi reperiranno il gas effettuando considerazioni di carattere operativo ed economico, utilizzando prodotti che possono essere erogati dalla più ampia gamma possibile di fonti, compresi i prodotti provenienti da impianti di GNL e di stoccaggio. Il Regolamento evidenzia l'opportunità che i gestori del sistema di trasporto abbiano come obiettivo di ottimizzare il loro fabbisogno di bilanciamento del gas mediante la compravendita di prodotti standardizzati di breve termine sul mercato del gas all'ingrosso (di seguito: STSP).
- 3.2 Peculiarità italiana è l'assegnazione all'RdB di una capacità di stoccaggio destinata alle sue esigenze di bilanciamento. Tale previsione, introdotta nel 2015, è stata mantenuta con l'avvio del nuovo regime di bilanciamento con lo scopo di

limitare, almeno nella fase iniziale, gli elementi di discontinuità rispetto al previgente sistema.

3.3 Ai sensi del TIB, l'RdB utilizza la capacità di stoccaggio di cui dispone:

- per la modulazione oraria della rete di trasporto, al fine di mantenere, all'interno del giorno gas, la rete di trasporto entro i suoi limiti operativi; tale prestazione dà, per definizione, una movimentazione netta nulla al termine del giorno gas, sicché non è considerata nell'ambito dell'equazione di bilancio dell'RdB;
- per la gestione delle partite di gas relative a consumi della rete, perdite della rete, GNC e *linepack* con capacità, diversa da quella di cui al precedente alinea, nominata nel giorno gas precedente a quello di flusso e c.d. *programmata*. La capacità che non risulta programmata è offerta, ad un prezzo nullo, nell'ambito delle procedure di cui al comma 3.3, lettera b), della deliberazione 193/2016/R/gas, come *capacità secondaria*.

Nello specifico all'RdB è riservata una quota di spazio e di prestazioni di stoccaggio per il c.d. *stoccaggio per il bilanciamento operativo della rete di trasporto* che, come ben esplicitato nella "Relazione sui primi sei mesi di funzionamento del nuovo regime di bilanciamento" (pubblicata il 15 maggio 2017 dalla Direzione DMEA ai sensi del punto 2 della deliberazione 554/2016/R/gas), è utilizzato appunto per:

- i) far fronte ai cambiamenti orari nei consumi;
- ii) bilanciare in natura la differenza tra il gas che l'utente cede all'RdB a copertura degli autoconsumi, delle perdite di rete e del GNC (convenzionalmente pari ad una percentuale prefissata dei volumi immessi e prelevati definita nell'ambito dei provvedimenti tariffari dell'Autorità) e i relativi valori effettivi registrati a consuntivo;
- iii) compensare la variazione di *linepack* necessaria a raggiungere la posizione di *linepack* desiderata al termine del giorno successivo⁶.

L'utilizzo di queste prestazioni da parte dell'RdB è soggetto a restrizioni:

- le capacità di erogazione ed iniezione possono essere programmate sino alle 19:00 del giorno precedente a quello di flusso, affinché la parte non utilizzata possa essere resa disponibile nelle aste *day-ahead* (comma 2.6, lettera a), del TIB);
- la programmazione è definita sui volumi necessari per la gestione di autoconsumi, perdite, GNC e variazioni attese di *linepack*, sulla base di criteri predefiniti, di cui sia verificabile la corretta attuazione (comma 2.6, lettera b), del TIB).

⁶ Ai sensi del TIB (comma 11.2) la posizione di *linepack* desiderata al termine del giorno gas è aggiornata dall'RdB entro le 9:00 del giorno stesso. Ciò gli consente di tenere conto, oltre ai quantitativi programmati in erogazione o iniezione da stoccaggio per la variazione di *linepack*, anche della posizione di *linepack* all'inizio del giorno gas.

Ciò fa sì che queste prestazioni non possano essere impiegate nel giorno gas per il bilanciamento della rete e che il loro utilizzo corrisponda alle necessità attese dall'RdB per la gestione del trasporto.

- 3.4 Sul proprio sito internet Stogit ha pubblicato le capacità di stoccaggio conferite per l'anno termico 2018/2019 (situazione all'1 giugno 2018), nella quale è riportato che per il servizio di bilanciamento sono stati conferiti:
- 2.418.944.444 kWh di spazio;
 - 148.402.778 kWh/g di capacità di erogazione;
 - 148.402.778 kWh/g di capacità di iniezione.

Dai suddetti valori si può evincere che si tratta di un servizio caratterizzato da una elevata flessibilità - data la natura del servizio stesso - in considerazione del fatto che le capacità di erogazione e di iniezione sono piuttosto rilevanti se paragonate con il relativo spazio messo a disposizione.

- 3.5 In aggiunta a quanto sopra esposto, il TIB prevede inoltre che l'RdB possa richiedere alle imprese di stoccaggio, nel giorno gas, la modifica dei flussi fisici rispetto al valore aggregato delle nomine. Ne deriva che, al termine del giorno gas, potranno esserci differenze tra la quantità di energia complessivamente erogata/iniettata nel giorno gas G dall'*hub* stoccaggio e l'energia complessivamente programmata dagli utenti e dall'RdB presso il medesimo *hub* stoccaggio.
- 3.6 Nell'ambito dell'equazione di bilancio dell'RdB il termine S_T , che rappresenta il quantitativo di gas immesso/prelevato da stoccaggio dallo stesso nel giorno gas G , è dato, quindi, dalla seguente somma:

$$S_T = SN_T + S_T^{op}$$

dove il termine SN_T rappresenta la quota di stoccaggio programmato dall'RdB in immissione o erogazione dall'*hub* stoccaggio e il termine S_T^{op} rappresenta la differenza tra la quantità di energia complessivamente erogata/iniettata nel giorno gas G dall'*hub* stoccaggio Stogit e l'energia complessivamente programmata dagli utenti e dall'RdB presso il medesimo *hub* stoccaggio.

- 3.7 Ai sensi del comma 2.5 del TIB le risorse a copertura del termine S_T^{op} sono giornalmente, nel giorno successivo a quello di flusso, reperite sulla piattaforma di scambio gestita dal GME, nell'ambito del mercato MGS ("mercato del gas in stoccaggio"), che consente di negoziare in modo efficiente offerte per la cessione e l'acquisto di volumi di gas in stoccaggio, a cui possono partecipare gli utenti e lo stesso RdB. Nell'ambito del medesimo mercato l'RdB, su base mensile, procede ad acquistare e vendere i volumi di gas necessari a mantenerlo in posizione di neutralità rispetto ai volumi di gas di cui è proprietario, inclusi quelli derivanti dalle differenze fra i volumi riconosciuti a copertura del GNC e quelli effettivi.
- 3.8 Per la copertura di autoconsumi e perdite di rete, l'articolo 8 del TIB stabilisce che l'RdB mantenga la giacenza di gas detenuto a stoccaggio all'interno di limiti prestabiliti, attraverso cessioni o acquisti di gas in stoccaggio. Mentre, per quanto concerne le risorse eccedenti o mancanti alla copertura dei quantitativi effettivi relativi al *line pack* e al GNC, come determinati al momento dell'emanazione dei

bilanci definitivi, si prevede che siano gestite su base mensile nell'ambito del mercato MGS.

- 3.9 Ai sensi dell'articolo 9 del TIB, il termine S_T^{op} rientra, nell'ambito dell'incentivazione dell'RdB, nella definizione dell'indicatore di *performance* p_3 (bilanciamento residuale), che misura l'utilizzo - per il bilanciamento della rete - di risorse nella disponibilità dell'RdB (*linepack* e stoccaggio), nonché il ricorso all'MGS invece che ai prodotti STSP, ossia:

$$p_3 = |S_T^{op} + LP^d - LP^e|$$

dove:

- LP^d è il livello del *linepack*, espresso in energia, atteso al termine del giorno gas, dichiarato dall'RdB e pubblicato (ai sensi del comma 11.2 del TIB) sul proprio sito internet, entro le ore 09:00 di ciascun giorno gas G;
 - LP^e è il livello del *linepack*, espresso in energia, effettivamente raggiunto al termine del giorno gas.
- 3.10 Per quanto qui rileva, l'attuale disciplina tariffaria prevede che il gas a copertura degli autoconsumi, delle perdite di rete, e del GNC sia recuperato in natura mediante l'applicazione di quote percentuali:
- i) ai volumi immessi in rete nei punti di entrata ad eccezione di quelli da impianti di stoccaggio (γ_{FUEL});
 - ii) ai volumi prelevati dalla rete nei punti di riconsegna (γ_{PE} , γ_{GNC}).
- 3.11 Le disposizioni in materia di neutralità dell'RdB di cui all'articolo 8 del TIB sono state quindi integrate, con la deliberazione 349/2017/R/gas, al fine di recepire le modalità e le tempistiche con le quali l'RdB versa o recupera gli importi per quanto attiene al *linepack*, GNC, gas di autoconsumo e perdite di rete.
- 3.12 Con la medesima deliberazione, in relazione alla valorizzazione economica della differenza tra i quantitativi immessi dall'RdB a copertura di *line-pack*, GNC, gas di autoconsumo e perdite di rete ed il loro valore consuntivato, è stato previsto:
- i) con riferimento al *linepack*, la gestione su base mensile delle partite economiche derivanti dalla vendita (ovvero dall'acquisto) dei quantitativi accumulati (ovvero prelevati) in stoccaggio per effetto delle variazioni non coperte dall'utilizzo delle risorse dell'RdB;
 - ii) sino al termine del corrente periodo regolatorio del trasporto, che la neutralità dell'RdB rispetto alla quota di GNC, in eccesso o in difetto rispetto a quanto immesso dallo stesso per la sua copertura, sia gestita in volume anziché in controvalore economico.

In relazione al gas di autoconsumo e alle perdite di rete è stato precisato che l'articolo 8 del TIB rende già neutrale l'RdB rispetto all'insorgere di differenze tra quantitativi programmati e effettivi.

- 3.13 Già nella parte motiva della deliberazione 349/2017/R/gas, a seguito del monitoraggio del funzionamento dei meccanismi ivi definiti, è stata indicata la volontà di valutare, nell'ambito del procedimento di definizione della regolazione in materia di tariffe e qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (SPRT), di cui alla deliberazione 82/2017/R/gas,

l'eventuale opportunità di introdurre una gestione della neutralità in termini economici rispetto al GNC sulla base dei prezzi di sbilanciamento giornalieri, anche al fine di rafforzare gli incentivi per l'RdB nella previsione giornaliera dello stesso.

- 3.14 In seguito, nell'ambito del medesimo procedimento, con il documento per la consultazione 182/2018/R/gas l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in materia di metodologia dei prezzi di riferimento e allocazione dei costi relativi al servizio di trasporto del gas naturale, anche a partire dalla considerazione che l'attuale metodologia è stata definita nell'anno 2001, con un contesto di mercato e regolatorio molto differente da quello attuale, caratterizzato dalla riforma del sistema di bilanciamento approvata con la deliberazione 312/2016/R/gas, e dal TIB soprarichiamato, e dalla riforma del *settlement* emanata con la deliberazione 72/2018/R/gas, che - come anzidetto - attribuisce all'RdB il compito di approvvigionare i delta¹⁰.
- 3.15 Il sopraccitato documento per la consultazione evidenzia come, poiché ai sensi del Regolamento 460/2017 e del Codice TAR il recupero dei costi deve avvenire esclusivamente mediante un corrispettivo indifferenziato per tutti i punti di entrata e/o di uscita, diventa necessario valorizzare i quantitativi di gas naturale attualmente riconosciuti in natura, introducendo un corrispettivo variabile da applicare ai punti di entrata per l'attribuzione a questi della quota parte di costi attualmente recuperati ai punti di entrata (costi operativi e costi per il gas a copertura degli autoconsumi) e un differente corrispettivo variabile da applicare ai punti di uscita, a copertura dei costi attualmente recuperati ai punti di riconsegna (costi per il gas a copertura delle perdite e del GNC). Vengono quindi delineate alcune ipotesi che prevedono, appunto, la valorizzazione dei quantitativi di gas a copertura di autoconsumi, perdite e GNC, ipotizzando già il possibile ricorso al mercato centralizzato del gas naturale ai fini dell'approvvigionamento, da parte delle imprese di trasporto, dei quantitativi di gas naturale necessari a coprire autoconsumi, perdite e GNC.
- 3.16 Successivamente, nell'ambito del documento per la consultazione 347/2018/R/gas, recante "Criteri di determinazione dei ricavi riconosciuti relativi al servizio di trasporto del gas naturale per il quinto periodo di regolazione", è stato ribadito che i costi sostenuti dalle imprese di trasporto per l'approvvigionamento delle suddette risorse saranno coperti attraverso la componente tariffaria del trasporto a copertura dei costi variabili, in coerenza con le ipotesi di regolazione summenzionate. Inoltre, si specifica che le eventuali differenze tra il valore dei quantitativi riconosciuti ai fini tariffari in sede di definizione delle componenti di ricavo a copertura di autoconsumi, perdite e GNC, valorizzati al prezzo effettivo di approvvigionamento, e gli importi riscossi dagli utenti in applicazione del corrispettivo unitario variabile di trasporto (o della quota parte di tale corrispettivo a copertura di tali componenti di ricavo), potranno essere gestite secondo meccanismi analoghi a quelli vigenti nell'ambito della neutralità rispetto alle partite economiche di bilanciamento di cui al TIB.
- 3.17 L'attuale sistema di incentivazione del bilanciamento è già volto alla minimizzazione dell'utilizzo, per il bilanciamento, di risorse alternative (*linepack* e stoccaggio regolato in MGS) rispetto all'approvvigionamento di prodotti standard sui mercati. Ciò ha favorito lo sviluppo di liquidità nell'ambito del mercato centralizzato a livello sia del mercato MI-GAS ("mercato infragionaliero del gas") sia del mercato MGP-GAS ("mercato del giorno prima del gas"), anche

a seguito degli interventi adottati dal GME. Si ritiene, pertanto, che ci siano tutte le condizioni per un'evoluzione del sistema verso un nuovo assetto, nel quale l'impresa di trasporto o l'RdB approvvigiona a mercato i quantitativi necessari a copertura di autoconsumi, perdite e GNC e delle variazioni attese di *linepack*.

3.18 Il nuovo assetto sopra delineato produrrebbe i seguenti positivi effetti:

- i) alla luce delle disposizioni approvate con la deliberazione 72/2018/R/gas in relazione all'approvvigionamento del delta¹⁰, la minimizzazione dei quantitativi da approvvigionare nella responsabilità dell'RdB, e conseguentemente del costo complessivo, potendo eventualmente compensare, su base giornaliera, quantitativi da acquistare e da vendere (si pensi, ad esempio, che i volumi relativi al delta¹⁰ e al GNC potrebbero avere variazioni giornaliere di segno opposto);
- ii) l'eliminazione della capacità di stoccaggio su base giornaliera da riservare all'RdB e la sua messa a disposizione agli utenti, ovvero della parte del termine SN_T che rappresenta la quota di stoccaggio operativo di cui al precedente paragrafo 3.3, lettera ii), ora necessaria per gestire le differenze fra i quantitativi giornalieri di autoconsumi, delle perdite di rete e GNC e i quantitativi previsti in consegna da parte degli utenti;
- iii) la semplificazione della gestione dei meccanismi di neutralità dell'RdB rispetto alle suddette partite, definiti dal TIB, che riguarderebbero solo il valore economico e non anche, com'è attualmente, le differenze fra quantitativi riconosciuti dagli utenti e quelli effettivi;
- iv) la possibilità di introdurre meccanismi per incentivare efficienze anche nella gestione su base giornaliera di queste partite e minimizzarne il costo di approvvigionamento;
- v) un ulteriore contributo allo sviluppo della liquidità nel mercato all'ingrosso, obiettivo questo che rientra anche fra gli obiettivi del Regolamento 312/2104, che al considerando (5) evidenzia l'opportunità che *“i gestori del sistema di trasporto abbiano come obiettivo di ottimizzare il loro fabbisogno di bilanciamento del gas mediante la compravendita di prodotti standardizzati di breve termine sul mercato del gas all'ingrosso di breve termine”*.

3.19 Per gli aspetti qui trattati, il nuovo assetto richiederebbe modifiche e/o integrazioni alla regolazione oggi vigente in ambito di:

- i) deliberazione 137/02, recante l'adozione di garanzie di libero accesso al servizio di trasporto del gas naturale e di norme per la predisposizione dei codici di rete, per la parte in cui si definisce il disequilibrio dell'utente (comma 16bis.1) e si richiama la regolazione in materia di tariffe di trasporto in relazione a autoconsumi, perdite di rete e GNC;
- ii) equazioni di bilancio dell'RdB e dell'utente come riportate nei Codici di rete approvati, per quanto di competenza, dall'Autorità. Per semplicità, nel resto del documento, si illustreranno le modifiche alle equazioni di bilancio riportate nel Codice di rete dell'RdB, giacché l'equazione di bilancio complessiva di ciascun utente viene calcolata proprio dall'impresa maggiore di trasporto con riferimento alla rete nazionale; mentre, l'equazione di

bilancio dell'utente relativa alla rete regionale è di competenza dell'impresa minore;

- iii) TIB, anche per quanto è relativo all'incentivazione dell'RdB;
- iv) neutralità dell'impresa di trasporto;
- v) prestazioni di stoccaggio, per la messa a disposizione della capacità di stoccaggio operativo "liberata" dall'RdB, che potrebbe andare ad incrementare i servizi base già esistenti, ma secondo una logica di breve termine viste le caratteristiche di flessibilità.

Nel seguito verranno trattati in dettaglio gli aspetti appena elencati.

Le modifiche alla relazione che definisce il disequilibrio dell'utente

3.20 A far data dall'1 gennaio 2020, la relazione che definisce il disequilibrio dell'utente, di cui al comma 16bis.1 della deliberazione 137/02, è stata modificata con la deliberazione 72/2018/R/gas nell'ambito della nuova disciplina del *settlement* gas per la corretta individuazione dei quantitativi di competenza dell'utente del bilanciamento (di seguito: UdB) come determinati in esito alle procedure di bilanciamento e di aggiustamento.

3.21 La nuova relazione che definisce il disequilibrio fisico dell'utente, che è la seguente:

$$DS = P + \gamma_{GNM} \cdot C - T - \sum_{NE} (1 - \gamma_{FUEL,E}) \cdot I_E - S$$

viene semplificata con l'eliminazione dei termini che tengono conto delle quote percentuali, approvate dall'Autorità nell'ambito della regolazione tariffaria del trasporto, a copertura degli autoconsumi (per ciascun punto di entrata E, escluse le interconnessioni con gli *hub* di stoccaggio) $\gamma_{FUEL,E}$ e delle perdite di rete e GNC γ_{GNM} , proporzionati ai quantitativi allocati a ciascun UdB in esito alle procedure di *settlement*.

3.22 La relazione che definisce il disequilibrio dell'utente diventa, pertanto, la seguente:

$$DS = P - T - I - S^7$$

Le modifiche all'equazione di bilancio dell'RdB e all'equazione dell'utente

3.23 Il Codice di rete dell'RdB riporta al capitolo 9, paragrafo 3.1.3, l'equazione di bilancio dell'impresa di trasporto:

$$I_T + S_T + T_T^N + GS_T = C + PE + GNC + \Delta LP_C + BIL_{RESID}$$

con:

⁷ Si ricorda che il termine P presso i *city gate* è calcolato, ai sensi del comma 11,1, lettera f) del TISG, come somma dei quantitativi determinati dall'RdB relativamente ai PdR misurati con frequenza inferiore alla mensile e dei volumi effettivi relativamente agli altri PdR.

$$S_T = SN_T + S_T^{op}$$

e, come illustrato al precedente paragrafo 3.9:

$$p_3 = |S_T^{op} + LP^d - LP^e|$$

ΔLP_C rappresenta la variazione dell'invaso della rete di trasporto, ossia la differenza tra l'energia presente in rete all'inizio del giorno gas G+1 e quella presente alla stessa ora del giorno gas G ed è pari a:

Considerando che:

$$\Delta LP_C = LP^e - LP_{g-1}^e = LP^e - LP^d + LP^d - LP_{g-1}^e = LP^e - LP^d + \Delta LP_p^8$$

l'equazione di bilancio dell'RdB può essere riscritta, in modo da esplicitare il contributo della *performance* p_3 , come:

$$I_T + SN_T + T_T^N + GS_T \pm p_3 = C + PE + GNC + \Delta LP_p + BIL_{RESID}$$

3.24 Il Codice di rete deve ancora essere modificato e/o integrato ai fini del recepimento della nuova disciplina del *settlement* gas; in particolare, deve ancora trovare applicazione il comma 12.2 del TISG che prevede l'introduzione nell'equazione di bilancio dell'RdB del termine che rappresenta, su base nazionale, la differenza giornaliera tra il quantitativo immesso e quello attribuito agli UdB presso i *city gate* (il delta¹⁰) ovvero:

$$\Delta_{IO} = \sum_{REMI} [IN_{REMI} - \left(\sum_{UdB} P_{REMI,UdB} \right)]$$

e, siccome l'RdB ha il compito di approvvigionare tale quantitativo a mercato, è necessario introdurre tale termine nell'equazione di bilancio di sua competenza e, come anticipato nella Parte I del presente documento, fra le componenti del termine T_T^N anche le relative transazioni: pertanto, l'equazione di bilancio diventa:

$$I_T + SN_T + T_T^N + GS_T \pm p_3 = C + PE + GNC + \Delta LP_p + \Delta_{IO} + BIL_{RESID}$$

3.25 Per completezza, si ricorda che il termine GS_T rappresenta il quantitativo di gas corrisposto dagli utenti all'RdB a copertura degli autoconsumi, delle perdite di rete e del gas non contabilizzato; mentre, BIL_{RESID} la somma dei disequilibri degli utenti⁹.

3.26 In ragione degli orientamenti sopra esposti, il termine GS_T dovrà scomparire, così come il termine SN_T , con la riduzione del servizio di stoccaggio per il bilanciamento operativo della rete di trasporto alla sola capacità di modulazione

⁸ Il termine ΔLP_p è pari alla differenza fra il livello di *linepack* dichiarato LP^d e quello di chiusura del giorno precedente ed esprime, quindi, la variazione di *linepack* programmata.

⁹ $BIL_{RESID} = -\sum_K DS_K$

oraria. Le prestazioni di spazio di stoccaggio, di erogazione e di iniezione giornaliera corrispondenti ai suddetti termini non saranno più nella disponibilità dell'RdB, dovendo questi approvvigionare a mercato l'insieme dei termini relativi a autoconsumi, perdite di rete e GNC, nonché le variazioni programmate di *linepack*. Il termine T_T^N che rappresenta il saldo netto delle transazioni in acquisto e in vendita, ed è dato dalla somma algebrica di:

- i) le quantità acquistate/cedute dall'RdB al PSV (T_T^{PSV}): l'Autorità intende prevedere che le varie esigenze di approvvigionamento e cessione di gas da parte delle imprese di trasporto avvengano, salvo esigenze particolari che potrebbero emergere in futuro, nell'ambito del mercato centralizzato, in linea con quanto già transitoriamente previsto al comma 7.1 della deliberazione 312/2016/R/gas. Conseguentemente tale termine, per semplicità, non verrà considerato nel seguito;
- ii) il saldo netto delle transazioni concluse dall'RdB presso la Piattaforma MGAS (T_T^M) registrate al PSV, diverse dalle azioni di bilanciamento di cui al successivo punto iii);
- iii) il saldo netto delle transazioni concluse dall'RdB presso la Piattaforma MGAS (T_{RdB}^M) ai fini del bilanciamento del sistema registrate al PSV.

I quantitativi in natura che in precedenza erano rappresentati dal termine SN_T , nonché quelli relativi ad autoconsumi, perdite di rete, GNC e *linepack*, verrebbero ad essere quindi sostituiti dalle transazioni nell'ambito del termine T_T^M .

Nell'ambito della disciplina del mercato del gas dovranno essere previste, alla stregua di quanto già vigente per l'MGS, modalità tali da garantire distinta evidenza alle transazioni T_T^M rispetto alle transazioni T_{RdB}^M , anche in ragione del fatto che le prime non concorrono alla formazione dei prezzi marginali di bilanciamento.

3.27 Infine, ponendo:

$$\Psi = C + PE + GNC + \Delta LP_p + \Delta_{IO} - I_T$$

e, volendo distinguere l'attività di approvvigionamento dei volumi per il funzionamento del sistema da quelle finalizzate al bilanciamento, potrebbe essere definito una sorta di disequilibrio DS_T dell'impresa di trasporto pari a:

$$DS_T = T_T^M - \Psi$$

che sarebbe incluso nel termine BIL_{RESID} ¹⁰.

Infine, anche alla luce del fatto che negli ultimi anni, in coerenza con quanto stabilito dal Codice di rete, l'RdB ha provveduto ad erogare direttamente il

¹⁰ $BIL_{RESID} = -(\sum_K DS_K + DS_T)$

servizio di *default* trasporto¹¹ (di seguito: SdDT) senza individuare un fornitore transitorio (di seguito: FT_T), si ritiene che i volumi approvvigionati a tal fine debbano entrare anch'essi nel termine Ψ .

3.28 L'attività di responsabile di bilanciamento sarebbe invece individuata con la seguente equazione:

$$T_{RdB}^M \pm p_3 = BIL_{RESID}$$

e l'equazione complessiva dell'impresa di trasporto sarebbe quindi:

$$T_{RdB}^M + T_T^M \pm p_3 = \Psi + BIL_{RESID} + DS_T$$

3.29 Per quanto riguarda l'equazione di bilancio dell'utente, in applicazione delle ipotesi di modifica alla deliberazione 137/02 sopra illustrate ai punti da 3.20 a 3.22, è necessario eliminare il termine GS_K che rappresenta, appunto, il quantitativo di gas corrisposto dall'utente all'impresa di trasporto a copertura degli autoconsumi, delle perdite di rete e del GNC.

3.30 Di conseguenza, la nuova equazione di bilancio sarà:

$$I_K + S_K + T_K^N = P_K + DS_K$$

dove, P_K è calcolato come richiamato al punto 3.22 per quanto concerne il termine P, e il termine DS_K rappresenta il disequilibrio dell'utente k-esimo e costituisce il risultato dell'equazione di bilancio dello stesso.

Le modifiche alla disciplina del TIB

3.31 Nel seguito vengono riportate in dettaglio le modifiche e/o integrazioni al TIB che derivano dalle implementazioni sopra descritte.

3.32 Nello specifico, si dovrebbero sopprimere:

- i) il comma 1.4, che riporta i termini di quella parte della disciplina necessaria a garantire la neutralità dell'RdB relativamente a *linepack*, autoconsumi, perdite e GNC;
- ii) i commi 2.6 e 2.7, riguardanti l'utilizzo delle capacità di stoccaggio di cui dispone l'RdB - diverse da quelle per la modulazione oraria - sempre ai fini della gestione delle partite di gas inerenti ai consumi della rete, alle perdite della rete, al gas non contabilizzato e al *linepack*. Evidentemente tali modifiche comporteranno una revisione del Codice di stoccaggio;

¹¹ Ai sensi della deliberazione 249/2012/R/gas come successivamente modificata ed integrata, il servizio di *default* trasporto - erogato dall'impresa maggiore di trasporto in qualità di responsabile del bilanciamento - è finalizzato a garantire il bilanciamento della rete di trasporto in relazione ai prelievi di gas che si possono verificare presso punti di riconsegna della rete che restino privi di UdB cui imputare i predetti prelievi, in conseguenza della risoluzione del contratto di trasporto o del mancato conferimento della relativa capacità.

iii) i commi dall'8.6 all'8.10, in quanto introdotti per garantire la neutralità dell'RdB con riferimento sempre a *linepack*, autoconsumi, perdite e GNC.

3.33 Parimenti, dovrà essere modificato il comma 8.2 nel seguente modo:

- lettera a), *la somma dei corrispettivi di bilanciamento applicati agli utenti del bilanciamento, dei ricavi derivanti dalla cessione di volumi di gas funzionali alla copertura del termine Ψ , dalla cessione di prodotti STSP effettuata ai sensi comma 2.2, delle cessioni effettuate ai sensi del comma 2.5, del valore, calcolato sulla base del prezzo determinato al momento di approvazione delle tariffe di trasporto, dei quantitativi di autoconsumi, perdite e GNC registrati nel mese, ~~del comma 8.7 e del comma 8.8, del corrispettivo GNC in dare di cui al comma 8.9~~ e degli importi applicati ai sensi del comma 4.4 alle imprese che gestiscono impianti interconnessi;*
- lettera b), *la somma dei corrispettivi di bilanciamento riconosciuti agli utenti del bilanciamento, i costi derivanti dall'acquisto di volumi di gas funzionali alla copertura del termine Ψ , dall'acquisto di prodotti STSP effettuato ai sensi comma 2.2, dagli acquisti effettuati ai sensi del comma 2.5, ~~del comma 8.7 e del comma 8.8, del corrispettivo GNC in avere di cui al comma 8.9~~, e degli importi applicati ai sensi del comma 4.4 alle imprese che gestiscono impianti interconnessi.*

Sarà inoltre necessario inserire la definizione relativa al termine Ψ nell'ambito del comma 1.2 del TIB.

Le modifiche ai meccanismi di incentivazione dell'RdB

3.34 La soluzione sopra declinata al paragrafo 3.27, come già detto, nasce dall'opportunità di distinguere le transazioni effettuate per la gestione del bilanciamento del sistema da quelle realizzate per l'approvvigionamento dei quantitativi relativi a autoconsumi, perdite di rete, GNC, *linepack* e δ ¹⁰. Tale impostazione è funzionale a trattare separatamente le due attività dell'impresa maggiore di trasporto (approvvigionatore dei volumi per il funzionamento del sistema individuati dal termine Ψ e responsabile del bilanciamento), così come se fossero svolte da due soggetti distinti, sia per distinguerne gli impatti sui prezzi di sbilanciamento che per valutarne separatamente la *performance*.

3.35 Nell'assetto prospettato concorrerebbero alla formazione dei prezzi marginali di sbilanciamento le sole transazioni effettuate ai fini del bilanciamento del sistema. Inoltre, tale assetto è funzionale a incentivare l'RdB ad approvvigionare il gas necessario per il funzionamento del sistema alle migliori condizioni, introducendo, ad esempio, un apposito indicatore della *performance* che potrebbe essere strutturato come segue:

$$p_4 = V_{\Psi} - V_T - V_{DS}$$

dove:

- V_{Ψ} rappresenta il valore del volume Ψ calcolato sulla base di un prezzo di riferimento rappresentativo di un approvvigionamento efficiente, ad esempio un prezzo correlato al SAP;

- V_T rappresenta il valore delle transazioni T_T^M ;
- V_{DS} rappresenta il valore del volume DS_T calcolato al relativo prezzo di sbilanciamento, eventualmente corretto con un apposito corrispettivo di aggiustamento volto a prevenire possibili inefficienze legate alle interferenze con le *performance* in qualità di responsabile del bilanciamento.

3.36 Sulla base di questa *performance* potrebbe essere previsto uno specifico incentivo calcolato come percentuale del valore della performance p_4 : ossia, all'impresa di trasporto verrebbe riconosciuta una quota del risparmio ottenuto nell'approvvigionamento del volume Ψ , in caso di *performance* positiva, ovvero una quota del maggior costo sostenuto.

Le altre imprese di trasporto

3.37 Gli sviluppi della disciplina sopra richiamati prevedono che siano le imprese di trasporto ad approvvigionare i quantitativi di gas naturale necessari a coprire autoconsumi, perdite e GNC. Sino ad ora, nel presente documento per la consultazione, sono state presentate modifiche ed integrazioni alla regolazione che concerne l'RdB, ma evidentemente l'evoluzione descritta richiede che vengano individuati da una parte i quantitativi da approvvigionare da ciascuna impresa di trasporto, che dovrà agire quale utente del PSV per comprare i quantitativi necessari, e dall'altra meccanismi analoghi a quelli sopra prospettati per la copertura del rischio prezzo.

3.38 Ai fini dell'individuazione dei quantitativi da approvvigionare da parte delle imprese di trasporto si ritiene di confermare le attuali disposizioni del codice di rete di Snam Rete Gas, come chiarite dalla deliberazione 539/2012/R/gas, che li individua nella differenza fra i volumi misurati presso l'interconnessione tra le reti di trasporto e i quantitativi allocati agli utenti presso i punti di riconsegna nonché, dall'1 gennaio 2020, anche all'RdB relativamente al delta¹⁰ degli impianti di distribuzione interconnessi alla rete di trasporto dell'impresa minore.

3.39 In tema di copertura del rischio prezzo si reputa possano essere introdotti meccanismi analoghi a quelli definiti per l'RdB ai sensi del TIB, prevedendo che le imprese di trasporto regolino a valere sul fondo per gli oneri di bilanciamento le differenze fra il costo sostenuto per l'approvvigionamento dei quantitativi di competenza e il valore di tali quantitativi al prezzo definito nell'ambito dei provvedimenti tariffari adottati in esito al documento per la consultazione 347/2018/R/gas.

3.40 In un'ottica di ottimizzazione e semplificazione del processo si ritiene che la soluzione preferibile sia quella che prevede la centralizzazione delle suddette attività in capo all'RdB. A tal fine, si potrebbe ipotizzare che l'RdB offra un apposito servizio alle altre imprese di trasporto.

Obblighi informativi a carico dell'RdB

3.41 Ai sensi del TIB, articolo 11, Snam Rete Gas provvede a pubblicare sul proprio sito Internet:

- i) su base giornaliera, il valore assunto dai termini dell'equazione di bilancio dell'RdB S_T , ΔLP_C e, in forma aggregata, dei quantitativi C, PE e GNC,

aggiornandoli successivamente alla pubblicazione del bilancio di trasporto definitivo;

- ii) su base trimestrale, i valori derivanti dall'applicazione degli indicatori di performance di cui al TIB, articolo 9, unitamente alla valorizzazione economica dei relativi incentivi I_k con dettaglio giornaliero e mensile, con riferimento al trimestre per il quale sia disponibile il bilancio definitivo.

Occorre, quindi, valutare se sia opportuno introdurre una variazione agli obblighi di informazione in carico all'RdB.

- 3.42 Certamente è superabile la norma che prevede la pubblicazione dei termini di cui alla precedente lettera i) che si potrebbe sostituire, anche in considerazione degli obblighi informativi stabiliti dal TISG, con l'obbligo di pubblicare giornalmente i valori previsivi dei singoli elementi che costituiscono il termine Ψ , con successivi aggiornamenti fino al consuntivo secondo tempistiche analoghe a quelle approvate per il bilanciamento.

Prestazioni di stoccaggio

- 3.43 Con l'obiettivo di individuare prodotti che ne massimizzino il valore, si ritiene opportuno rinviare la trattazione circa le possibili destinazioni delle prestazioni di stoccaggio "liberate" nell'ambito del procedimento inerente alla definizione di un meccanismo incentivante per la gestione efficiente degli stoccaggi, avviato con la deliberazione 589/2017/R/gas, cui ha fatto seguito il documento per la consultazione 155/2018/R/gas.

S 1. Ulteriore evoluzione della regolazione

- *Si condividono gli orientamenti esposti in tema di approvvigionamento a mercato dei quantitativi necessari a copertura di autoconsumi, perdite e GNC e le variazioni attese di linepack da parte dell'impresa di trasporto?*
- *Si condividono le modifiche e/o integrazioni alla regolazione vigente che s'intende apportare? Se no, per quali motivi? Cosa si propone in alternativa?*
- *Si concorda con quanto indicato in relazione ai meccanismi di incentivazione dell'RdB?*
- *Si condivide quanto illustrato con riferimento alle altre imprese di trasporto?*
- *Ritenete esaustivi i nuovi obblighi informativi che s'intende introdurre?*
- *Si condividono gli orientamenti in tema di prestazioni di stoccaggio?*

Parte II: Le altre modifiche alla regolazione vigente

4. Il bilancio provvisorio

- 4.1 Con la deliberazione 72/2018/R/gas è stato stabilito di rinviare a successivo provvedimento la definizione delle modifiche da apportare alla disciplina vigente in tema di bilancio provvisorio, ai sensi della deliberazione 619/2013/R/gas, al fine di renderla congruente con le nuove disposizioni in materia di *settlement gas*.
- 4.2 A completamento del quadro regolatorio è opportuno ricordare che con il documento per la consultazione 114/2018/R/gas l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti evolutivi della regolazione in tema di filiera dei rapporti commerciali, con l'attribuzione univoca di ciascun PdR direttamente all'UdB che fornisce il relativo utente della distribuzione (di seguito: UdD) e con la centralizzazione del processo nell'ambito del Sistema Informativo Integrato o SII.
- 4.3 Le vigenti disposizioni in tema di bilancio provvisorio furono approvate in linea con i principi che governano il processo del *settlement* di cui alla deliberazione 229/2012/R/gas, ma prevedendo alcune semplificazioni iniziali come l'utilizzo di informazioni aggregate per profilo di prelievo e non per singolo PdR, la mancanza di correzione dei prelievi profilati in ragione dell'appartenenza al periodo estivo o invernale e il non inserimento del dato riguardante l'utilizzo di gas da parte dell'impresa di distribuzione per autoconsumo.
- 4.4 Ad inizio anno termico, tramite la piattaforma informatica di cui all'art. 20 del TISG, le imprese di distribuzione mettono a disposizione dell'RdB, per UdD e per *city gate*, la somma dei prelievi annui dei PdR misurati mensilmente, semestralmente ed annualmente, aggregati per profilo di prelievo standard. L'RdB, per ogni mese e per *city gate*, determina:
- i) il totale dei prelievi giornalieri provvisori attribuibili a ciascun UdD nel giorno gas k , dopo aver provveduto alla profilazione dei dati aggregati trasferiti dalle imprese di distribuzione;
 - ii) nel giorno $G+1$, la differenza tra il quantitativo giornaliero immesso e la somma dei prelievi attribuiti al *city gate*, poi ripartita su ciascun UdD in proporzione all'allocato totale giornaliero di cui alla precedente lettera i);
 - iii) i prelievi giornalieri provvisori di competenza di ciascun UdB, utilizzando le informazioni di cui alla matrice di corrispondenza fra gli utenti del sistema di cui all'articolo 21 del TISG, cui vengono successivamente sommati i prelievi giornalieri provvisori dei punti di riconsegna della rete di trasporto presso clienti finali direttamente allacciati. Quest'ultimo passaggio avviene sulla base della regola di allocazione comunicata dagli UdB oppure, in caso di mancato accordo tra questi ultimi o di mancato invio dei dati nei tempi e/o nelle forme previsti, riproporzionando il dato di misura rilevato sulla base delle capacità di trasporto conferite agli stessi sul punto.
- 4.5 Pertanto, passando ad analizzare le modifiche e/o integrazioni alla disciplina del bilancio provvisorio, accantonando momentaneamente la trattazione della banca dati (e relativi flussi di scambio) da cui attingere per la determinazione del bilancio provvisorio, alla luce del nuovo TISG (di cui si userà la terminologia) che entrerà in vigore il prossimo gennaio 2020, occorre prendere in considerazione alcuni nuovi termini, ovvero:

- i) il $\Delta_{kcitygate}$, che rappresenta la differenza tra il quantitativo immesso al *city gate* e la somma dei prelievi attribuiti a ciascun UdB;
- ii) l' $Y_{UdB,k}^{prev}$, ossia i prelievi attesi relativi ai PdR con frequenza di lettura inferiore alla mensile riconducibili a ciascun UdB e *city gate*, che l'RdB, calcola e pubblica giornalmente sul proprio sito internet (ai sensi del nuovo TISG, comma 30.1), entro le ore 11:00 del giorno di competenza;
- iii) il $GID_{UdB,k}$, per tener conto del prelievo giornaliero per autoconsumo da parte delle imprese di distribuzione, previsione che potrebbe essere comunicata entro l'inizio di ciascun mese all'RdB.

4.6 A questo punto, con riferimento a ciascun *city gate*, i prelievi attribuibili a ogni UdB (alla luce di quanto anticipato al precedente 4.2, non ci riferiremo più all'UdD ma direttamente all'UdB) si ottengono dalla somma:

$$P_{REMI,UdB,k} = G_{UdB,k} + M_{UdB,k} + Y_{UdB,k}^{prev} + GID_{UdB,k}$$

cui aggiungere, per ottenere il prelievo totale, il termine $CD_{REMI,UdB,k}$ che rappresenta i prelievi relativi ai punti di riconsegna della rete di trasporto o ReMi che servono clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto.

4.7 Tali dati sarebbero ancora messi a disposizione dell'UdB, con le tempistiche vigenti, tramite la piattaforma informatica di cui al TISG, sopra richiamata.

4.8 Il $\Delta_{kcitygate}$ non verrebbe più attribuito pro quota agli utenti in quanto è approvvigionato giornalmente su base nazionale dall'RdB.

4.9 In relazione ai termini $G_{UdB,k}$ e $M_{UdB,k}$, occorre considerare che il SII metterà a disposizione dell'RdB ai sensi del nuovo TISG:

- i) (comma 27.2) entro il 15 settembre di ogni anno, le informazioni riguardanti il CA_{PdR} e il profilo di prelievo standard per tutti i PdR con frequenza di lettura inferiore alla mensile, necessarie al calcolo del termine $Y_{UdB,k}^{prev}$; tale elenco è aggiornato tempestivamente a seguito di *switching*, voltture, nuove attivazioni e disattivazioni sulla rete di distribuzione;
- ii) (comma 28.1) entro il giorno 16 del mese, i valori riferiti al mese precedente di cui al comma 9.1 del nuovo TISG, lettere a), b), c) e d), aggregando per ciascun UdD i valori comunicati dalle imprese di distribuzione ai sensi della regolazione vigente in materia.

4.10 Inoltre, per quanto qui di interesse, occorre tener presente che:

- i) con la deliberazione 434/2017/R/gas sono state approvate disposizioni in merito all'avvio della sperimentazione concernente la messa a disposizione dei dati di misura, nonché delle relative rettifiche, al SII secondo le modalità e le tempistiche previste dal "Testo Integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane" o TIVG; tale sperimentazione, il cui termine sarà fissato con successivo provvedimento dell'Autorità, è partita con riferimento al mese di ottobre 2017 attraverso una procedura semplificata definita dal SII. La centralizzazione della messa a disposizione dei dati di misura potrebbe rivelarsi vantaggiosa soprattutto relativamente ai PdR che vengono letti con

dettaglio giornaliero, se non fosse che la messa a disposizione al SII avviene entro il sesto giorno lavorativo del mese successivo a quello di competenza; mentre, ai fini della determinazione del bilancio provvisorio, sarebbe utile avere a disposizione le misure con cadenza giornaliera;

- ii) in esito al processo di consultazione di cui al documento 114/2018/R/gas, il SII metterà a disposizione dell'RdB tutte le informazioni concernenti i rapporti PdR-UdB per il bilanciamento, oggi gestite nell'ambito della già citata matrice di corrispondenza.

- 4.11 Tutto ciò premesso, in continuità con quanto già previsto dalla deliberazione 619/2013/R/gas si potrebbero utilizzare i consumi annui e i profili di prelievo per tutti i PdR che vengono letti con una frequenza mensile o con dettaglio giornaliero (come derivanti dall'applicazione della nuova disciplina del *settlement*).
- 4.12 In tal caso, prima dell'inizio dell'anno termico il SII potrebbe mettere a disposizione dell'RdB, organizzandoli sulla base del trattamento ai fini del *settlement* e per UdB, le informazioni relative al CA_{PdR} e al profilo di prelievo standard. Analogamente a quanto avverrà per i PdR con frequenza di lettura inferiore alla mensile, l'RdB potrà giornalmente calcolare i termini $G_{UdB,k}$ e $M_{UdB,k}$ impiegando il fattore di correzione climatica W_{kr} come determinato dall'ultimo aggiornamento orario utile, pubblicato nel giorno successivo al giorno k di cui al comma 6.3 del TISG, per la definizione del bilancio provvisorio che di norma viene emesso alle 11:30 del giorno G+1.
- 4.13 Infine, per quanto concerne le altre imprese di trasporto, alla luce della nuova disciplina del *settlement* gas, qualora si optasse per la soluzione in cui l'RdB approvvigiona i quantitativi a copertura di autoconsumi, perdite, GNC anche per le altre imprese di trasporto, appare opportuno prevedere che la futura procedura di definizione del bilancio provvisorio si possa applicare a tutti i punti delle reti di trasporto. In alternativa, sui punti di interconnessione si potrebbe mantenere lo stato dell'arte con le dovute integrazioni.

S 2. Il bilancio provvisorio

- *Si condivide?*
- *Cosa si propone per il termine $GID_{UdB,k}$?*
- *Si condivide quanto prospettato in relazione ai dati da utilizzare per i PdR letti con frequenza mensile o con dettaglio giornaliero? Oppure ritenete che si possano adottare i dati effettivi storici?*
- *Quale soluzione per le altre imprese di trasporto?*

Parte III: Aspetti implementativi e tempistiche

- 7.1 Per la definizione dell'entrata in vigore degli orientamenti sopra esposti bisogna tener conto da un lato del fatto che sono fortemente dipendenti all'entrata in vigore di altra regolazione, *in primis* il nuovo *settlement* gas e la regolazione in materia di tariffe e qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il SPRT, dall'altro che necessitano di alcune implementazioni informatiche che si aggiungono a quelle già pianificate dagli operatori interessati in ottemperanza a deliberazioni già emanate.
- 7.2 Pertanto, si prevede che le modifiche e/o integrazioni alla regolazione sopra illustrate possano entrare in vigore a partire dall'1 gennaio 2020.

<p>S 3. Aspetti implementativi e tempistiche - <i>Si concorda? Se no, per quali motivi?</i></p>
--