

**Relazione in merito ad anomalie riscontrate in esito all'istruttoria
conoscitiva avviata con deliberazione dell'Autorità per l'energia
elettrica e il gas 3 febbraio 2009, VIS 8/09**

6 settembre 2010

Indice

1. Premessa	3
2. Informazioni acquisite e analisi effettuate	3
3. Anomalie riscontrate nell'ambito dell'Istruttoria	4
3.1. Premessa	4
3.2. Punti di misura nella titolarità di clienti finali diretti.....	5
3.3. Punti di misura nella titolarità di imprese di distribuzione del gas naturale (city-gate).....	8
3.4. Punti di riconsegna della rete regionale di trasporto che alimentano reti di distribuzione del gas naturale	9
3.5. Punti di misura nella titolarità di imprese di coltivazione del gas naturale	10

1. Premessa

Con deliberazione 3 febbraio 2009, VIS 8/09 (di seguito: deliberazione VIS 8/09), l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) ha avviato un'istruttoria conoscitiva (di seguito: Istruttoria) in merito all'adeguatezza prestazionale e di manutenzione di una parte del parco impianti di misura della rete di trasporto, finalizzata:

- all'acquisizione, presso le imprese di trasporto e i soggetti con ruoli di responsabilità coinvolti nelle attività relative alla misura del gas, di informazioni e dati utili ad una valutazione dell'impatto delle predette inadeguatezze sull'andamento dei quantitativi di gas non contabilizzato nel periodo 2004-2006;
- all'accertamento di eventuali violazioni delle deliberazioni dell'Autorità da parte dei soggetti che garantiscono il servizio di misura.

L'Istruttoria fa seguito a quanto emerso dalla precedente istruttoria conoscitiva avviata con deliberazione 15 aprile 2008, VIS 41/08, che ha consentito di accertare che l'andamento anomalo dei quantitativi di gas non contabilizzato (riscontrato nel periodo di riferimento) è imputabile in misura preponderante all'inadeguatezza prestazionale e all'insufficiente manutenzione effettuata su una parte del parco misuratori, oltre che ad anomalie di tipo procedurale nella determinazione degli elementi che costituiscono l'equazione di bilanciamento della rete di trasporto.

La presente relazione:

- riassume le attività condotte nell'ambito dell'Istruttoria, più in dettaglio descritte nel resoconto tecnico trasmesso dall'Università di Cassino, Dipartimento di meccanica, strutture, ambiente e territorio (*DIMSAT*), con nota del 27 luglio 2010 (prot. Autorità A/27422 del 30 luglio 2010), recante "*Determinazione del gas non contabilizzato nelle reti di trasporto: studi, analisi e verifiche inerenti gli impianti di misura*" (in seguito richiamato: Resoconto tecnico);
- illustra e analizza alcune anomalie emerse in esito all'Istruttoria nella gestione degli impianti di misura da parte dei soggetti coinvolti.

2. Informazioni acquisite e analisi effettuate

Poiché l'Istruttoria riguarda aspetti caratterizzati da profili e questioni di particolare complessità tecnica e specialistica, ai fini dello svolgimento delle attività conoscitive l'Autorità ha conferito un incarico di consulenza al Dipartimento di meccanica, strutture, ambiente e territorio (*DIMSAT*) dell'Università di Cassino, struttura di esperti della materia di alta professionalità e competenza.

Il *DIMSAT* ha svolto pertanto le sue attività a supporto e sotto il coordinamento del responsabile dell'Istruttoria. In particolare, sono stati acquisiti, in più fasi, dati e informazioni relativi alle apparecchiature di misura installate nella rete di trasporto del gas naturale, nonché alle modalità di gestione e manutenzione delle suddette apparecchiature. A tal fine sono stati coinvolti nelle richieste le imprese di trasporto del

gas, in particolare la società Snam Rete Gas S.p.A. in qualità di impresa maggiore di trasporto, nonché alcuni utenti del trasporto e titolari degli impianti di misura.

Gli esiti delle predette attività sono contenuti nel Resoconto tecnico predisposto dal *DIMSAT*, articolato nei seguenti documenti:

- il primo, denominato “Fase I – Analisi degli impianti di misura installati”, reca l’analisi puntuale della strumentazione di misura attualmente utilizzata sulla rete di trasporto del gas, sia in termini prestazionali che funzionali;
- il secondo documento, “Fase II – Analisi dettagliata di un campione significativo di stazioni di misura”, contiene un’analisi approfondita della strumentazione di misura attualmente utilizzata sulla rete di trasporto del gas e della relativa gestione attraverso l’analisi documentale di un campione rappresentativo di “*Punti di Misura*” e, successivamente, la verifica sul campo di un campione significativo di questi ultimi;
- il terzo documento, “Fase III – Analisi del gas non contabilizzato”, analizza le cause che determinano l’entità del gas non contabilizzato sulla rete di trasporto e proposte per l’adeguamento e la manutenzione degli impianti di misura sulla rete di trasporto del gas naturale funzionali alla riduzione del *GNC*.

Le analisi compiute, pur riferite alla situazione vigente, sono comunque orientate all’attuazione della nuova regolazione del servizio di misura sulle reti di trasporto, adottata dall’Autorità con la deliberazione 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09 (di seguito: *RMTG*).

Sotto tale aspetto, gli esiti esposti nel Resoconto tecnico costituiscono un contributo ai nuovi compiti attribuiti all’impresa maggiore di trasporto dagli artt. 3, 8 e 9 della *RMTG*, tra cui:

- la predisposizione e attuazione del piano di adeguamento e di manutenzione degli impianti di misura;
- il coordinamento e la vigilanza dei soggetti responsabili dell’attività di *metering*.

3. Anomalie riscontrate nell’ambito dell’Istruttoria

3.1. Premessa

Nell’ambito dell’Istruttoria l’Autorità ha ricevuto segnalazioni di anomalie nello svolgimento del servizio di misura sulla rete di trasporto gas, alcune da parte di Snam Rete Gas, su specifica richiesta da parte degli Uffici dell’Autorità, altre rilevate o confermate dal *DIMSAT* nell’ambito dall’analisi delle informazioni ricevute. In termini generali, tali anomalie riguardano:

- malfunzionamenti ai gruppi di misura;
- carenze nella manutenzione degli impianti;
- assetti degli impianti di misura non adeguati;
- mancato aggiornamento di dati di qualità del gas;

- sfasamenti temporali rispetto al Giorno Gas.

Nel seguito si svolgono alcune considerazioni rispetto alle predette anomalie nella gestione degli impianti di misura, distinguendo tra le seguenti tipologie di punti della rete di trasporto presso i quali esse sono state riscontrate:

- 1) punti di riconsegna che alimentano clienti finali (c.d. clienti finali diretti);
- 2) punti di riconsegna che alimentano impianti di distribuzione;
- 3) punti di riconsegna di reti regionali di trasporto;
- 4) punti di consegna alimentati da impianti di coltivazione.

Più in particolare, le anomalie sono state riscontrate presso impianti di misura nella titolarità di soggetti diversi dall'impresa maggiore di trasporto. Esse sono esaminate alla luce della regolazione applicabile attualmente e nel periodo considerato, contenuta nei codici di rete delle imprese di trasporto approvati dall'Autorità, nonché nel codice tipo del servizio di distribuzione adottato con deliberazione 6 giugno 2006, n. 108/06.

Peraltro, occorre ricordare che tale disciplina, particolarmente frammentaria e non sempre omogenea, è stata innovata dalla *RMTG* che troverà piena applicazione in seguito all'approvazione, da parte dell'Autorità (oltre che del sopra richiamato piano di adeguamento e manutenzione degli impianti) anche degli atti di cui al comma 3.5, lett.b) e c), della *RMTG*, che assicurano all'impresa maggiore di trasporto di svolgere il ruolo di coordinamento e vigilanza (protocollo dei flussi informativi con i soggetti responsabili degli impianti, e procedure di accesso agli impianti medesimi).

3.2. Punti di misura nella titolarità di clienti finali diretti

Nel periodo ottobre 2007-ottobre 2009 Snam Rete Gas ha segnalato¹, ai sensi delle disposizioni di cui al capitolo 10, paragrafo 5.1, del suo codice di rete (approvato dall'Autorità con deliberazione 1 luglio 2003, n. 75/03), 109 anomalie agli utenti del servizio di trasporto relative a 54 punti di riconsegna nella titolarità di clienti finali.

Snam Rete Gas ha evidenziato che, al 28 febbraio 2010, 34 di tali anomalie, relative a 27 punti di riconsegna, erano ancora presenti, alcune dopo mesi dalla segnalazione (vedi

¹ Prot. Autorità A/012878 del 26 marzo 2010

Tabella 1).

La maggior parte delle anomalie riscontrate si pone in contrasto (almeno in linea di principio) con le previsioni contenute nel codice di rete di Snam Rete Gas, in particolare nel documento denominato “Misura del Gas” allegato al capitolo 10.

Diversamente dal nuovo assetto introdotto dalla *RMTG*, che instaura un rapporto diretto tra impresa di trasporto e cliente finale, l’attuale regolazione pone responsabilità in capo all’utente, titolare della capacità di trasporto presso il relativo punto di riconsegna (il quale utente, di solito, è controparte venditrice di un contratto di fornitura con il cliente finale sottostante).

Ai sensi del capitolo 10 del codice di rete di Snam Rete Gas, l’utente *“ha la responsabilità di assicurare ... la veridicità e l’accuratezza della misura effettuata presso l’impianto di proprietà del cliente finale diretto con cui abbia un rapporto contrattuale”*. Ad esempio, l’utente (paragrafo 5.1) è tenuto a garantire all’impresa di trasporto:

- il materiale accesso all’impianto di misura;
- la corretta manutenzione da parte del cliente finale;
- l’attivazione nei confronti del cliente finale per il tempestivo ripristino delle funzionalità dell’impianto di misura nei casi di guasti segnalati dall’impresa di trasporto;
- l’adempimento, da parte del cliente finale, delle procedure e delle disposizioni contenute nel richiamato documento “Misura del gas”, allegato al codice di rete.

In altre parole, l’utente ha la responsabilità di porre in essere tutte le azioni possibili al fine di assicurare all’impresa di trasporto la collaborazione del cliente finale diretto nella gestione dell’impianto di misura.

Qualunque sia la causa delle predette disfunzioni, occorre osservare che, con la piena operatività della *RMTG*, esse sarebbero facilmente superabili in quanto l’impresa di trasporto, oltre ad interagire direttamente con il cliente finale (senza la mediazione dell’utente), in caso di anomalie, o di mancata collaborazione del cliente finale, sarebbe tenuta a sostituire l’impianto di misura acquisendone la titolarità.

Tabella 1 Anomalie presenti alla data del 28 febbraio 2010 relative ad impianti nella titolarità di clienti finali

N. progr.	Codice Remi	Malfunzionamento presente al 28 febbraio 2010
1	30292601	Malfunzionamento del sistema di telelettura.
2	30981301	Mancanza timbro Cliente Finale e della data sulla carta diagrammale.
3	31326601	Dati di qualità per determinazione fattore comprimibilità non aggiornato (Cap.1.8.1. Proc. Misura del gas)
4	31678401	Mancanza carta diagrammale
		Guasto agli apparati primari di misura
		Malfunzionamento del sistema di telelettura
5	31729001	Dati di qualità per determinazione fattore comprimibilità non aggiornato (Cap.1.8.1. Proc. Misura del gas)
6	32177302	Dati di qualità per determinazione fattore comprimibilità non aggiornato (Cap.1.8.1. Proc. Misura del gas)
7	32319401	Dati di qualità per determinazione fattore comprimibilità non aggiornato (Cap.1.8.1. Proc. Misura del gas)
8	32331501	Dati di qualità per determinazione fattore comprimibilità non aggiornato (Cap.1.8.1. Proc. Misura del gas)
9	32334901	Dati di qualità per determinazione fattore comprimibilità non aggiornato (Cap.1.8.1. Proc. Misura del gas)
10	32379401	Dati di qualità per determinazione fattore comprimibilità non aggiornato (Cap.1.8.1. Proc. Misura del gas)
11	32452801	Malfunzionamento del sistema di telelettura
12	32504702	Malfunzionamento del sistema di telelettura.
13	32562101	Guasto agli apparati primari di misura
14	32568701	Guasto agli apparati primari di misura
15	32579301	Guasto agli apparati primari di misura
16	32835805	Impossibilità aggiornamento dati di analisi (Imp. Venturimetrici)
17	32845301	Guasto agli apparati primari di misura
18	32911801	Malfunzionamento del sistema di telelettura.
		Guasto agli apparati primari di misura
		Mancanza carta diagrammale o scarsa visibilità tracce (impianti automatizzati).
19	32921701	Dati di qualità per determinazione fattore comprimibilità non aggiornato (Cap.1.8.1. Proc. Misura del gas)
20	32959301	Malfunzionamento del sistema di telelettura.
		Guasto agli apparati primari di misura
21	33006601	Malfunzionamento del sistema di telelettura.
		Guasto agli apparati primari di misura
22	33068803	Malfunzionamento del sistema di telelettura.
23	33110401	Dati di qualità per determinazione fattore comprimibilità non aggiornato (Cap.1.8.1. Proc. Misura del gas)
24	34129601	Guasto agli apparati primari di misura
25	34182901	Dati di qualità per determinazione fattore comprimibilità non aggiornato (Cap.1.8.1. Proc. Misura del gas)
26	35066701	Dati di qualità per determinazione fattore comprimibilità non aggiornato (Cap.1.8.1. Proc. Misura del gas)
		Disallineamento totalizzatori (elaboratore e cont. Volumetrici)
27	50030001	Malfunzionamento del sistema di telelettura

**3.3. Punti di misura nella titolarità di imprese di distribuzione del gas naturale
(city-gate)**

Nel periodo ottobre 2007-ottobre 2009 Snam Rete Gas ha registrato² presso i punti di riconsegna interconnessi con reti di distribuzione 86 anomalie, relative a 58 punti di riconsegna.

Snam Rete Gas, in particolare, ha evidenziato che, al 28 febbraio 2010, 19 di tali anomalie, relative a 14 punti di riconsegna, erano ancora presenti, alcune dopo mesi dalla segnalazione.

Le anomalie segnalate evidenziano situazioni contrastanti con le previsioni in materia di installazione e gestione degli impianti di misura, contenute nel citato documento “Misura del gas”, allegato al capitolo 10 del codice di rete Snam Rete Gas.

Tali previsioni non sono direttamente applicabili alle imprese di distribuzione titolari degli impianti di misura ai *city-gates*, poiché la regolazione (all’epoca) vigente rinviava ad appositi “accordi operativi” tra tali imprese e l’impresa di trasporto interconnessa (art.11 della deliberazione n. 138/04).

Tuttavia, l’impresa di distribuzione (anche ai sensi della disciplina vigente nel periodo considerato) è il soggetto responsabile della misura nei punti di consegna della propria rete, ivi comprese la gestione e la manutenzione del sistema di misura, nonché l’accuratezza e correttezza dei dati (§ 11.2 del codice di rete tipo di distribuzione). Si tratta di attività che l’impresa di distribuzione è comunque tenuta a svolgere usando la diligenza specifica richiesta per lo svolgimento di un servizio di pubblica utilità.

Al riguardo, occorre evidenziare che il Resoconto tecnico ha appurato che gli interventi necessari al fine di eliminare le anomalie riscontrate non sono particolarmente complessi o impegnativi, con la conseguenza che non vi sono ostacoli affinché le imprese di distribuzione interessate provvedano a risolvere le predette anomalie entro tempi ragionevoli.

In assenza di una spontanea iniziativa delle imprese di distribuzione, si pone l’esigenza che l’Autorità intimi loro di attivarsi in tal senso.

Anche per quanto riguarda le anomalie segnalate, è bene osservare che, con la piena operatività della *RMTG*, esse sarebbero facilmente superabili in quanto l’impresa maggiore di trasporto, oltre ad interagire direttamente con l’impresa di distribuzione, sarebbe responsabile del coordinamento e della vigilanza sull’attività di manutenzione e gestione dell’impianto nella titolarità di quest’ultima, avendo facoltà di duplicare l’impianto stesso in caso di mancata collaborazione.

² Prot. Autorità A/12878 del 26 marzo 2010 e Prot. A/27844 del 4 agosto 2010

Tabella 2 Anomalie presenti alla data del 28 febbraio 2010 relative a punti di riconsegna interconnessi con reti di distribuzione

N. progr.	Codice Remi	Malfunzionamento presente al 28 febbraio 2010
1	34255903	Dati di qualità per determinazione fattore comprimibilità non aggiornato (Cap.1.8.1. Proc. Misura del gas)
2	34295501	Malfunzionamento del sistema di telelettura
3	34305201	Malfunzionamento del sistema di telelettura
4	34350201	Guasto agli apparati primari di misura
		Mancanza carta diagrammale o scarsa visibilità tracce (impianti tradizionali)
		Mancanza timbro Cliente Finale e della data sulla carta diagrammale.
5	34406101	Guasto agli apparati primari di misura
		Mancanza carta diagrammale o scarsa visibilità tracce (impianti tradizionali)
		Staratura strumentazioni
6	34408902	Assetto dell'impianto di misura non adeguato ai prelievi
7	34464301	Guasto agli apparati primari di misura
8	34474501	Guasto agli apparati primari di misura
9	34832101	Guasto agli apparati primari di misura
		Malfunzionamento del sistema di telelettura
10	34867801	Malfunzionamento del sistema di telelettura
11	34868601	Malfunzionamento del sistema di telelettura
12	34870201	Malfunzionamento del sistema di telelettura
13	34870601	Guasto agli apparati primari di misura
14	35040501	Assetto dell'impianto di misura non adeguato ai prelievi
		Stato manutenzione insufficiente

3.4. Punti di riconsegna della rete regionale di trasporto che alimentano reti di distribuzione del gas naturale

Nel piano preliminare di adeguamento³, Snam ha evidenziato su alcune reti di trasporto regionale di proprietà di altre imprese di trasporto la presenza di punti “*senza misuratore per i quali è effettuata la misura in aggregato*”.

A seguito di specifica richiesta alle imprese di trasporto⁴ è emersa la seguente situazione (con riferimento al mese di agosto 2009):

- con riferimento alla rete di trasporto della società Gas Plus Trasporto Srl (classificata⁵ a partire dall'1 ottobre 2009), sono presenti 37 punti di riconsegna a

³ Prot. Autorità A/30515 del 29 maggio 2009.

⁴ Prot. Autorità P/46085 del 10 agosto 2009.

⁵ Le infrastrutture di rete di Gas Plus Trasporto Srl sono state riclassificate in reti di trasporto regionale con il decreto di aggiornamento della rete regionale di trasporto del 22 aprile 2008.

reti di distribuzione: per tali punti la società ha dichiarato l'attivazione della misura entro il mese di dicembre 2010;

- sono inoltre presenti altri 156 punti di riconsegna in cui il gruppo di misura era in corso di installazione, e rispettivamente:
 - o 7 punti relativi a Metan Alpi Energia Srl;
 - o 15 punti relativi a Metanodotto Alpino Srl;
 - o 135 punti relativi a Retragas Srl.

Tale situazione, rispetto alla disciplina vigente nel periodo considerato, rileva ai fini del decreto del Ministro delle Attività Produttive 29 settembre 2005⁶ che definisce i criteri di individuazione delle reti regionali di trasporto (individuazione che avviene in esito a un apposito procedimento individuale), e che prevede, in particolare, che “*la rete dispone di impianti di misura almeno in uscita e dei necessari impianti di regolazione dei flussi e delle pressioni*”.

Anche le predette anomalie potrebbero essere facilmente superate, qualora fosse operativo il nuovo assetto introdotto con la *RMTG*. L'impresa maggiore di trasporto, infatti, svolge attività di coordinamento e vigilanza nei confronti delle altre imprese di trasporto, anche rispetto agli adempimenti previsti dal piano di adeguamento e manutenzione. Anche in tali casi, come nei rapporti con le imprese di distribuzione, l'impresa maggiore è tenuta a duplicare l'impianto di misura in caso di mancata collaborazione da parte dei responsabili del *metering*.

3.5. Punti di misura nella titolarità di imprese di coltivazione del gas naturale

3.5.1 Il problema degli sfasamenti temporali

Nell'ambito dell'istruttoria conoscitiva avviata con deliberazione 15 aprile 2008 VIS 41/08 si sono evidenziati sfasamenti temporali tra gli intervalli di misura utilizzati in alcuni punti (punti di immissione da produzione nazionale e in alcuni punti di riconsegna che alimentano clienti termoelettrici) rispetto al c.d. “Giorno Gas” (che, ai sensi dei codici di rete, prevede il riferimento temporale del dato di misura compreso tra le ore 6:00 e le 6:00 del giorno successivo).

Con la deliberazione VIS 8/09, l'Autorità ha quindi previsto, al punto 3, lettera b., che Snam Rete Gas resolvesse le anomalie procedurali riscontrate, dandone informazione all'Autorità.

Con comunicazione del 30 giugno 2009⁷, Snam Rete Gas ha informato l'Autorità in merito agli adempimenti sopra citati e ha allegato l'elenco dei punti di misura e dei relativi titolari per i quali permaneva lo sfasamento rispetto al Giorno Gas: tra questi vi

⁶ Il decreto, ai sensi dell'articolo 28, commi 2 e 4, e dell'articolo 36, del decreto legislativo n. 164/00 e dell'articolo 1, comma 49, della legge n. 239/04 stabilisce in via transitoria, al fine di assicurare l'efficienza e l'economicità nella gestione del sistema del gas, gli indirizzi e i criteri per la classificazione delle reti regionali di trasporto e per l'allacciamento diretto di clienti finali alle stesse reti.

⁷ Comunicazione protocollo Autorità A/37781 del 3 luglio 2009.

erano punti di misura nella titolarità delle società Eni Spa, Edison Spa e Gas Plus Italiana Spa (produzioni nazionali) e della società Edipower Spa (centrale termoelettrica).

Gli Uffici dell'Autorità hanno successivamente richiesto alle suddette società⁸ chiarimenti in merito ai motivi del mancato rispetto delle previsioni del codice di rete, e in merito alle azioni (e le relative tempistiche) per la messa a disposizione dei dati in modo coerente con il Giorno Gas.

A seguito di tale comunicazione, i titolari degli impianti di misura, ad eccezione di Eni Spa, hanno comunicato di aver risolto gli sfasamenti temporali.

Eni Spa⁹ in risposta alla comunicazione di cui sopra ha evidenziato che:

- gli interventi di modifica delle modalità di misurazione e di contabilizzazione degli idrocarburi (anche gassosi) da parte dei titolari degli impianti di misura, tra i quali l'adozione del Giorno Gas, richiederebbero la preventiva espressa autorizzazione dell'organo di vigilanza preposto (UNMIG¹⁰);
- la società si è attivata (novembre 2008) in tal senso inviando specifiche istanze alle sezioni UNMIG competenti, ricevendo:
 - dalle sezioni di Bologna e Napoli, l'autorizzazione all'adozione del Giorno Gas unicamente con riferimento alle misure del gas, e non anche a quelle dell'olio associato;
 - dalla sezione di Roma, l'autorizzazione all'adozione del Giorno Gas con riferimento alle misure del gas e dell'olio associato;
- in mancanza delle autorizzazioni che consentano l'uniformità della gestione delle produzioni di gas e olio (contabilità fiscale, archiviazione e analisi dati di produzione, ecc...), Eni Spa ha sostenuto l'impossibilità dell'immediata adozione del Giorno Gas, precisando altresì che la separazione del sistema fiscale di contabilità di produzione (per olio e gas) richiederebbe tempi di implementazione di circa un anno;
- in caso di autorizzazione all'adozione del giorno gas per le misure di gas e olio anche da parte dalle sezioni UNMIG di Bologna e Napoli, l'adozione dell'arco temporale del Giorno Gas potrebbe essere realizzata in un periodo di circa tre mesi.

A seguito di ulteriori analisi nell'ambito dell'Istruttoria, Snam Rete Gas in dicembre 2009 ha informato¹¹ l'Autorità della mancata risoluzione delle problematiche relative allo sfasamento temporale nei sopra richiamati punti di misura.

⁸ Comunicazione del 7 agosto 2009, protocollo Autorità P/45830.

⁹ Comunicazione del 18 settembre 2009, protocollo Autorità A/53459.

¹⁰ Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia, organizzata nelle competenti Sezioni di Bologna, Roma e Napoli.

¹¹ Comunicazione del 10 dicembre 2009, protocollo Autorità A/73605.

3.5.2 Considerazioni in merito al permanere degli sfasamenti

Prima di tutto, occorre precisare che, rispetto alle imprese di coltivazione, titolari degli impianti di misura del gas che viene immesso nella rete di trasporto, le discipline previste dall'Autorità e dal Ministro dello Sviluppo Economico perseguono finalità distinte. Quella del Ministro ha ricadute principalmente fiscali (anche connesse col pagamento delle *royalties*), mentre la regolazione dell'Autorità è funzionale alla corretta erogazione dei servizi di trasporto e di dispacciamento del gas, e quindi alla regolazione dei connessi rapporti commerciali (alla cui esecuzione fisica trasporto e dispacciamento sono strumentali).

Al fine di assicurare un coordinamento tra le due normative, il recente decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 26 aprile 2010 ha disposto, all'articolo 38, comma 6. che *“la rilevazione giornaliera delle quantità di idrocarburi liquidi e gassosi prodotti è riferita ad un periodo di 24 ore che va dalle ore 6.00 alle ore 6.00 del giorno successivo in ora solare”*, (facendo salva la facoltà dell'impresa di coltivazione di ottenere dalla Direzione UNMIG l'autorizzazione ad una misura su un arco temporale diverso ai fini del computo della produzione giornaliera di idrocarburi).

In tal modo, anche per la misura del gas rilevante ai fini del rapporto tra titolare del giacimento e concessionario, la regola generale è quella dell'adozione del Giorno Gas.

Inoltre, sotto il profilo più propriamente operativo, il Resoconto tecnico evidenzia¹² che *“non esistono motivazioni tecniche a giustificare lo sfasamento temporale”*, in quanto gli strumenti di misurazione della produzione forniscono dati che possono essere facilmente gestiti e rielaborati (in tempi limitati) in modo coerente con il Giorno Gas.

Non vi sono pertanto, allo stato, vincoli né di natura tecnica, né tanto meno di natura normativa, tali da ostacolare o comunque ritardare la soluzione da parte di Eni delle sfasature temporali riscontrate.

In assenza di una spontanea iniziativa di Eni, si pone l'esigenza che l'Autorità le intimi di attivarsi in tal senso.

Anche per quanto riguarda le anomalie registrate presso gli impianti di misura di titolarità di imprese di coltivazione, valgono le considerazioni svolte rispetto ai punti di misura nella titolarità di imprese di distribuzione o di trasporto regionale: qualora fosse operativo il nuovo assetto introdotto con la *RMTG*, l'impresa maggiore di trasporto sarebbe responsabile di un'attività di coordinamento e vigilanza, anche nei confronti delle imprese di coltivazione, essendo tenuta a duplicare l'impianto di misura in caso di mancata collaborazione da parte del titolare dell'impianto di misura del gas.

¹² Capitolo 5 del documento “Fase III – Analisi del gas non contabilizzato” del Resoconto tecnico.