



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI FERRARA
DIPARTIMENTO DI ECONOMIA E MANAGEMENT
Via Voltapaletto, 11 - 44121 Ferrara

Quaderno DEM 2/2019

March 2019

THE ASYMMETRIC REGULATION APPLIED ON ASSET
EVALUATION FOR NETWORK UTILITIES' TENDERS: THE
ITALIAN LIBERALISATION OF GAS DISTRIBUTION' CASE

Roberto Fazioli, Donato Lenza

Quaderni DEM, volume 8

ISSN 2281-9673

Editor: Leonzio Rizzo (leonzio.rizzo@unife.it)
Managing Editor: Paolo Gherardi (paolo.gherardi@unife.it)
Editorial Board: Davide Antonioli, Fabio Donato,
Massimiliano Ferraresi, Federico Frattini,
Antonio Musolesi, Simonetta Renga

Website:
<http://eco.unife.it/it/ricerca-imprese-territorio/quaderni-dipartimento/quaderni-dem>

**The Asymmetric Regulation applied on Asset Evaluation
for Network Utilities' tenders:
the italian liberalisation of gas distribution' case.**

di

Roberto Fazioli

Dipartimento di Economia e Management – Università di Ferrara
roberto.fazioli@unife.it

e

Donato Lenza

Dipartimento di Economia e Management – Università di Ferrara
donato.lenza@ordingsa.it

ABSTRACT

Since June 2011, the individual municipalities cannot independently process their public tenders for the award of the natural gas provision services. Such public tenders pertain to pre-defined areas (known as Ambito Territoriale Minimo – ATEM, in short), much larger than most municipalities. This paper discusses the negative effects of the regulation defining the ATEM (i.e. specially Asymmetric Regulation) as the unit of reference for the public tenders, highlighting, in particular, the issues and the damages caused to the municipalities. It then suggests a way forward (i) to address the financial issues that the regulation is causing to the municipalities and (ii) to overcome the current standstill which is profitable only for the incumbents currently managing the distribution network despite the expiration of their contracts.

Keywords: Network Utilities Competition, Asymmetric Regulation, Asset evaluation, Access Prices Regulation, Network Charges, Contestability, Public Finance Effect.

Premessa

L'obiettivo di sviluppare un'effettiva contendibilità nei settori delle Network Utilities è ambizione generalmente diffusa, ma di assai complicata e problematica applicazione. Per un verso, in effetti, trattasi di settori fortemente *capital-intensive*, dove la dimensione e la geografia delle infrastrutture essenziali spiegano lo storico e dominante ruolo pubblico, ragion per cui la sostanziale privatizzazione degli *asset* e della loro logica gestionale è tematica ancor oggi non certo univocamente risolta. Per altro verso la dis-integrazione verticale delle Network Utilities finalizzata alla creazione di Mercati Comuni europei, continua a far parte di quelle sperimentazioni industriali e istituzionali volte a creare forme di concorrenza “nel” o “per” il Mercato ancor oggi non certo univocamente né risolte, né di condivisa valutazione delle articolate risultanze. Entrambi gli angoli visuali, comunque, hanno evidenziato straordinari problemi di *asset evaluation* e d'incentivazione agli investimenti futuri: il maggior peso relativo della struttura dei costi capitalizzabili (*CapEx*) rispetto ai costi operativi correnti (*OpEx*) è così forte e sbilanciato da enfatizzare il ruolo dell'*asset evaluation* in modo assai più rilevante rispetto a qualsivoglia compressione degli *OpEx* derivante dall'auspicato stimolo della contendibilità del Mercato di riferimento costituitosi all'indomani della deverticalizzazione di cui sopra¹.

Nel presente lavoro vengono esaminati gli effetti negativi indotti essenzialmente dalla scelta di regolazione asimmetrica operata nel settore della Distribuzione del Gas naturale in Italia, scelta che ha causato un autentico stallo nel processo di creazione di contendibilità nel suddetto mercato. Tale stallo si ritiene riconducibile, sostanzialmente, anche alla strutturazione della normativa disciplinante le gare per l'affidamento delle concessioni del gas naturale che, a partire dal 29 giugno 2011, devono riferirsi obbligatoriamente ad una dimensione territoriale di area vasta (i.e. Ambito Territoriale Minimo - ATEM) nella quale è inserito il territorio del dato Comune. Dopo aver esaminato gli aspetti che riguardano gli interessi patrimoniali dei Comuni ed evidenziato le criticità e i danni che gli Enti Locali subiscono dal quadro normativo disegnato per le gare di ATEM (i.e. in special modo dalla Regolazione asimmetrica cui si è fatto ricorso per questo settore), viene indicata una possibile via di uscita, sia per la

¹ Si rimanda a Fazioli R. “Regolazione e Finanza delle Network Utilities”, 2018, Ed. Aracne, collana Territorium n.12, per una più articolata analisi e rappresentazione delle vasta tematica.

soluzione dei molteplici problemi che riverberano effetti dannosi sulla Finanza Locale, sia per il superamento della fase di stallo originatasi a seguito della Riforma degli ATEM che, alla resa dei conti, sta arrecando utilità ingiustificate solo ai Gestori uscenti i quali continuano a gestire gli impianti locali di distribuzione del gas per prorogatio, nonostante che i contratti siano ormai scaduti da tempo.

1. Obiettivi di Contendibilità e ricorso alla Asymmetric Regulation.

La volontà del legislatore italiano nell'ottemperare alle direttive europee volte a formare un Mercato Unico dell'Energia attraverso l'apertura dei Mercati Nazionali indusse, fin dal 2000, la scelta di introdurre il noto percorso dell'affidamento delle Concessioni Locali per il servizio pubblico di Distribuzione del Gas Naturale esclusivamente attraverso procedure regolate di evidenza pubblica. La gara divenne, dunque, l'unica via per procedere agli affidamenti e, quindi, per regolare ex-ante tutto quanto concerne l'espletamento del pubblico servizio nel periodo concessorio. A tale obiettivo se ne associò subito un altro: la forzata concentrazione del Settore al fine di superare quella che si riteneva una eccessiva frammentazione della *supply-side* dell'Industria della Distribuzione del Gas Naturale. La dimensione dell'impresa divenne, così, una variabile rilevante, per quanto certo non necessariamente rilevante rispetto agli obiettivi generali di efficienza allocativa. Al fine di privilegiare tale "preferenza rivelata" si introdusse in Italia l'obbligo (di dubbia tenuta costituzionale) dell'aggregazione degli Enti Locali affidatari che hanno la titolarità del Servizio Pubblico Locale. Vennero, quindi, ridisegnati i confini dei Mercati Locali di riferimento: gli ATEM. Se già con tale scelta strategica il legislatore italiano si trovò costretto ad introdurre i primi afflati di regolazione asimmetrica, ancor più chiaro fu poi, in tal senso, l'indirizzo di *regulatory policy* nella regolazione degli Asset, reali "oggetto fisico" delle Gare, operando scelte regolatorie asimmetriche anche per la valutazione delle "reti, impianti e altre dotazioni necessarie all'erogazione del servizio". Tale valutazione fece emergere subito l'elevata dimensione finanziaria delle barriere all'accesso alle citate gare: trattandosi di procedure che istruiscono una "Contendibilità della Proprietà di Asset Infrastrutturali" ed essendo tale "Proprietà" distribuita fra Imprese già operanti quali concessionarie ed Enti Locali, si optò insomma per introdurre una netta asimmetria nella valutazione degli Asset in parola nelle

procedure di gara. L'obiettivo della diffusione della contendibilità, quindi, si tradusse in elevate e asimmetriche barriere finanziarie alla partecipazione alle gare medesime a grave danno sia di una parte dei "proprietari degli Asset infrastrutturali", sia della molteplicità dei partecipanti alle gare stesse.

La regolazione asimmetrica introdotta in Italia fa oggi parte integrante del quadro regolatorio nei settori delle *Network Utilities*. Per quanto opzione legittima, come sembrano far trapelare gli stessi *sentiments* generali dell'OCSE, per la quale la regolazione è "*the diverse set of instruments by which governments set requirements in enterprise and citizens*"², non può non rimarcarsi la necessità di una seria analisi critica dell'espletamento fattuale della necessaria funzione del Regolatore allorché gli obiettivi volti ad assicurare l'efficiente funzionamento del mercato e di promozione della concorrenza entrano in combinazione con altri obiettivi industriali o settoriali, tali da necessitare il ricorso a opinabili scelte di *asymmetric regulation*³.

L'intervento regolatorio può certamente avere anche una sua configurazione asimmetrica rispetto agli agenti nel mercato di riferimento. Ad esempio, nel caso in cui si voglia effettivamente liberalizzare un settore monopolistico (*de facto* o *de jure*) per scelta del Legislatore, essendovi una consolidata asimmetria tra gli operatori storici *incumbent* e le società che intendono e possono tecnicamente entrare nel mercato, quali *entrant*.

² OCSE, *Report on Regulatory Reform*, Parigi 1997. Sul tema è fortemente ed emblematicamente intervenuta anche la Commissione Europea nel 2009 in: *Commission Recommendation on the Regulatory Treatment of Fixed and Mobile Termination Rates in the EU*, Brussels, EU Commission (2009).

³ Si rimanda a:

- Laffont J., P. Rey, and J. Tirole (1998). *Network competition: I. Overview and nondiscriminatory pricing*. Rand Journal of Economics 29, 1–37;
- De Bijl, P., M. Peitz, *Regulation and Entry into Telecommunications Markets*. Cambridge University Press, 2002, Cambridge;
- Carter, M., J. Wright, *Asymmetric network interconnection*, Review of Industrial Organization, 2003, 22, 27–46;
- De Bijl, P., M. Peitz, *Access regulation and the adoption of VoIP*, Journal of Regulatory Economics, 2009, 35, 111–134;
- Stuhmeier T., *Access Regulation with Asymmetric Termination Costs*, Discussion paper, July 11, 2011, Universitat Dusseldorf, Dusseldorf Institute for Competition Economics (DICE);
- Briglauer W., C. Cambini, T. Fetzer, K. Hüschelrath, *The European Electronic Communications Code: A Critical Appraisal with a Focus on Incentivizing Investment in Next Generation Broadband Networks*, Discussion Paper, 2017, No. 17-027, ZEW Discussion Paper: <http://ftp.zew.de/pub/zew-docs/dp/dp17027.pdf>

Tradizionalmente, si ritiene che l'*incumbent*⁴ benefici della posizione di monopolistico privilegio, sia nella rischiosità a suo favore *Demand-Side* (il controllo dell'intero portafoglio clienti, la posizione commerciale consolidata e ben riconosciuta, ecc., determina *switch rates* commerciali molto bassi), che nella leadership di competenze consolidate nel tempo nella *Supply-Side* (oltre a possedere e/o controllare tutte le filiere delle sub-forniture, dei mezzi di produzione e degli input-intermedi, egli possiede tipicamente tutto il *know-how* e/o tutti i brevetti). *De facto*, quando non *de jure*, per i nuovi *player* che si imbattono in una tale realtà, le difficoltà lievitano fino all'impossibilità dell'Entrata nel mercato. In tali casi, quindi, è necessario l'intervento, ancorchè temporaneo, del Regolatore affinché si possa forzare la contendibilità ricorrendo ad una regolazione asimmetrica. In sintesi la regolazione asimmetrica in un dato settore (mercato) consiste nell'applicare ad alcuni soggetti (normalmente gli incumbent o monopolisti), norme diverse da quelle applicabili ad altri operatori. Questo tipo di regolazione insomma si basa su correttivi giuridici che dovrebbero consentire l'instaurazione di un mercato concorrenziale qualora, dopo l'abbattimento delle barriere normative, residuassero barriere di fatto.

La regolamentazione asimmetrica è stata applicata, in Gran Bretagna negli anni '80, al momento della liberalizzazione del settore "tlc" con il varo del *Telecommunication Act 1981* a seguito del quale si è suddiviso il *General Post Office* – impresa a capitale pubblico, gestore esclusivo delle poste e telecomunicazioni – in due distinti soggetti il Post office e la British Telecom e si è introdotto l'obbligo della licenza per svolgere attività di impresa nel settore delle tlc. Successivamente nel Regno Unito con il *Telecommunication Act 1984* si è operato su due fronti: si è privatizzata BT e si è liberalizzato il mercato con il rilascio della necessaria licenza ad un altro operatore, Mercury. In seguito è sorta la necessità di individuare un soggetto pubblico, in grado di svolgere la funzione regolatoria, che fosse, al tempo stesso, immune dalle pressioni esercitate dell'incumbent e dotato di notevole competenza tecnica, indispensabile per adattare le norme di settore ai continui e repentini mutamenti imposti dalla rapidità delle trasformazioni tecnologiche per cui è stata creata un'Autorità ad hoc, *Office for telecommunications* (OfTel). Uno degli strumenti regolatori utilizzati da OfTel per garantire la concorrenza nel settore tlc è stata proprio la

⁴ L'esempio si è riscontrato nei settori delle Telecomunicazioni e dell'Energia, allorchè furono aperti alla concorrenza dalle direttive europee, poi recepite anche dalle leggi nazionali (i.e. nel diritto francese : nel 1996 per le telecomunicazioni e il gas, nel 2000 per l'elettricità, in Italia con il D.Lgs. n° 164 del 2000 per il gas naturale),

“regolazione asimmetrica” che ha agito in via preventiva (ex ante) al fine di eliminare i possibili ostacoli alla realizzazione di un mercato pienamente maturo. Con la regolazione ex ante quindi, si tende a colpire la posizione di dominanza in sé e per sé, prevenendone il degenerare in abuso. Nel settore sopra citato (tlc) il Regolatore continua a privilegiare sistematicamente i nuovi entranti per introdurli nel mercato, togliendo agli incumbent i vantaggi di cui godono per effetto della loro pregressa posizione. In conclusione in detto settore, ed in particolare nella telefonia mobile, la concorrenza è stata stabilita, ma il Regolatore non ha inteso abdicare alla sua funzione per cui attualmente supporta la "regolazione simmetrica", agendo come un'autorità specializzata in materia di concorrenza.

La regolazione asimmetrica, tuttavia, può non essere temporanea ma definitiva, e questo si verifica allorché la disuguaglianza tra operatori, indipendentemente dal merito, non proviene da un contesto di liberalizzazione ma da un fallimento strutturale del mercato.

Per quanto concerne il settore della distribuzione del gas naturale l'impianto normativo che nel 2000⁵ introdusse in Italia il principio, prima, ed il processo, poi, di contendibilità nelle *Network's Utilities* ebbe l'indubbio merito di scindere, finalmente, la complessa questione dello sviluppo infrastrutturale del Paese e, quindi, degli investimenti in *Asset* fisici essenziali, dalla problematica assai differente della gestione dei Servizi di Pubblica utilità su base territoriale. Tale obiettivo, però, fu subito complicato⁶ da una presunzione teorica di diffusa presenza di economia di scala di matrice industriale: si teorizzò, apoditticamente, che l'ampliamento dei bacini di riferimento, ovvero il superamento, fin dalla fase di gara, dei confini comunali per l'organizzazione del processo di gara, per la sua regolazione e per il suo controllo nel tempo, avrebbe apportato indubbi benefici. In questo contributo si vuole evidenziare la lacunosità, se non la fallacia, di tale asserzione che, si ritiene, ostacola l'implementazione della cosiddetta Riforma Letta del 2000.

La sopra accennata presunzione teorica ha indotto financo la Corte Costituzionale ad imporre, fin dal 29 giugno 2011, ai Comuni italiani di non provvedere più, singolarmente, all'espletamento delle gare per l'aggiudicazione delle concessioni del gas naturale in quanto tale servizio deve essere affidato su scala territoriale di area vasta, costituita dai c.d.

⁵ Trattasi del D.Lgs. 23 maggio 2000 n° 164 che stabilisce e diversifica le varie attività della filiera del gas e all'art. 21 detta la “*Separazione contabile e societaria per le imprese del gas naturale*” (Unbundling).

⁶ Cfr. art. 46-bis legge n° 222/2007 “Disposizioni in materia di concorrenza e qualità dei servizi essenziali nel settore della distribuzione del gas”.

Ambiti Territoriali Minimi (ATEM) istituiti, come si è detto, a seguito della riforma recata dall'art. 46-bis della legge n° 222/2007. Il divieto ad espletare gare singole, imposto, com'è noto, dall'art. 24, comma 4, del D.Lgs. 1 giugno 2011, n. 93, ha infatti ricevuto anche il definitivo imprimatur della Corte Costituzionale ⁷, pronunciatisi a seguito dell'ordinanza del TAR Lombardia, sede di Milano, Sezione I, che aveva dichiarato rilevante e non manifestamente infondata la questione di legittimità costituzionale dell'art. 24, comma 4, del citato D.Lgs. n. 93/2011, rimettendone la valutazione al Giudice delle Leggi.

Alla luce di quanto oggi evidente, sono attualmente tanto più condivisibili le motivazioni contenute nell'ordinanza TAR Milano N. 00539/2012 REG.PROV.COLL. N. 02423/2011 REG.RIC. emessa a motivazione della remissione al Giudice Costituzionale del D.Lgs. n° 93/2011 e, in particolare, il punto in cui il predetto Tribunale Amministrativo rileva che *“l’espansione della scala dimensionale in relazione alla quale calibrare il bando di gara non agevola gli operatori meno sviluppati, non aumenta il numero dei partecipanti alla procedura, non rende più libero l’accesso al mercato”*. Si intraprese, quindi, la linea di *Regulatory Policy* sul Modello della *Asymmetric Regulation* e questa scelta venne in qualche modo avallata dalla stessa Corte Costituzionale per quanto, alla prova dei fatti, le affermazioni del TAR Milano si siano poi rivelate tutte vere.

Sotto il condizionante indirizzo di *policy* verso il Modello di *Asymmetric Regulation*, il giudizio di costituzionalità ha di fatto dichiarato, secondo modalità non impugnabili, la superiorità di presunti obiettivi di “Politica Industriale” rispetto ai benefici per i consumatori finali derivabili da incrementi di concorrenzialità “per il Mercato”. Anche se esiste una letteratura che evidenzia l’opposto ⁸ bastano gli elementi puramente presuntivi a determinare, nel settore della Distribuzione del gas a livello locale in Italia, la debolezza della regolazione asimmetrica: l’entità e l’estensione delle cosiddette economie di scala che deriverebbero dalla progressiva concentrazione degli operatori costituenti la *Supply Side* del Settore Distribuzione Gas non solo non è provata, ma è stata fonte di

⁷ Cfr. Sentenza Corte Costituzionale n. 135 del 7 giugno 2013.

⁸ Si veda, fra gli altri contributi sul tema, Robert W. Crandall, J. Gregory Sidak, and Hal J. Singer, *e Empirical Case against Asymmetrical regulation of Broadband Internet Access*, 17 Berkeley Tech. L.J. 953 (2002) ed il lavoro di E. Baranes, C. Hung Vuong, “*Ex-Ante Asymmetric Regulation and Retail Market Competition: Evidence from Europe’s Mobile Industry*”, *Technology and Investment Rev.*, 2011, 2, 301-310, Published Online November 2011 (<http://www.SciRP.org/journal/ti>).

evidenti *misunderstanding* clamorosi: financo nel Giudizio in parola confonde la “forza finanziaria” dei grandi operatori con la loro efficienza tecnico-gestionale. Un assunto che aprirebbe, se esteso alle politiche industriali nazionali, inquietanti scenari di coerenza con la storica prosopopea circa l’enfasi sulle PMI che sempre ha caratterizzato e ancora caratterizza Politica Economica e Politica Industriale dell’Italia e dell’Europa. Se, poi, facessimo ancorchè vago riferimento alla *vision* europea, ci si troverebbe nell’imbarazzante situazione di andar contro gli espliciti indirizzi comunitari circa l’indifferenza, nella superiore ricerca delle diffusione della concorrenza in ogni settore d’attività economica, sia degli assetti proprietari, sia dei connotati dimensionali. E’ semplicemente consequenziale ritenere del tutto infondate scientificamente le assunzioni alla base della predetta intoccabile e non impugnabile Sentenza di costituzionalità. Di ciò si dovrebbe, quindi, semplicemente prender atto, salvo auspicare che parti in causa facciano valere le proprie ragioni in sede di Corte di Giustizia Europea per palese, e tecnicamente immotivata, discriminazione.

2. L’attuale *stand-by* e le sue cause nella *asymmetric regulation*: analisi dei danni indotti

Superato il grosso ostacolo del giudizio di costituzionalità, la Riforma sembrava potesse conoscere nuova linfa attuativa, nuovo valore implementante. In effetti, pur tra le continue critiche e le numerose, valide, censure degli esperti, essa è andata inesorabilmente avanti. Tuttavia, nonostante il quadro normativo e regolatorio sia stato ormai definito e ben più di 4.000 concessioni per la Distribuzione del gas naturale siano scadute, le gare degli Ambiti non hanno visto compimento. Si ritiene, come si argomenterà, che ciò sia anche il derivato della scelta di *Asymmetric Regulation* operata prima dal Legislatore e poi declinata dal Regolatore.

Una prima considerazione nel senso sopra tracciato deriva dalla semplice constatazione della struttura degli “interessi costituitesi”: lo *stand-by* privilegia gli interessi dei Gestori esistenti, per quanto spesso in regime di *prorogatio*, determinando, sovente, rendite ingiustificate a svantaggio degli Enti Locali e, in fin dei conti, degli stessi utenti o clienti finali. Emblematico, peraltro, è il sostanziale silenzio di molti operatori e associazioni di imprese del settore rispetto alla citata sentenza di costituzionalità la quale, per altro verso, ha già indotto seri danni sistemici di scarsa fiducia internazionale e, quindi, di scarsa capacità attrattiva di

quei capitali finanziari che sono *conditio sine qua non* per qualsivoglia, seppur larvale, ricerca di reale concorrenza per le prefigurate gare d'ATEM.

L'evidenza empirica oggi vede una sola gara aggiudicata in via definitiva: la gara dell'ATEM Milano 1. Non sfuggirà la correttezza delle obiezioni sopra mosse rispetto all'esito della citata gara: essa si è svolta con la partecipazione di due soli concorrenti. Rispetto, poi, alla procedura concorsuale con la quale si è giunti all'affidamento alla società Unareti s.p.a., non può non rilevarsi che su di essa pende ricorso innanzi al TAR Lombardia. Sembrerebbe, invece, in via di aggiudicazione la gara dell'ATEM Torino 2 nella quale risulterebbe vincitrice il più importante player nazionale: la società Italgas che, peraltro, vi ha partecipato da sola, in quanto unico concorrente.

Risultano solo presentate le offerte per l'Ambito Valle Aosta e per l'Ambito Belluno, gare per le quali, dopo l'esito degli inevitabili ricorsi al G.A., si procederà alla nomina della Commissione esaminatrice delle offerte. Per alcuni Ambiti sono in corso le attività delle Stazioni appaltanti, all'uopo designate, ma gli stati di avanzamento dei lavori non lasciano comunque presagire una particolare, imminente proliferazione di bandi di gara. Nel Sud Italia in molti casi non sono state neppure individuate le Stazioni appaltanti mentre la Regione Sicilia ha addirittura varato (forse giustamente) una legge⁹ che intende conseguire il superamento dell'obbligo delle gare per Ambiti e restituire ai Comuni la potestà di affidare singolarmente le concessioni del servizio del gas naturale. Insomma, visto il suo stato di in-attuazione, la Riforma del 2000, siccome ingessata dalla istituzione degli ATEM, si appalesa, per il momento, come un grande fallimento. Peraltro gli auspici, comunicati a più riprese sia dal Legislatore che dal Regolatore, di una diffusione di maggior efficienza tecnica, prima, e allocativa, poi, in ragione dello sfruttamento indotto delle economie di scala derivanti dallo stimolo alla concentrazione della Supply-Side, ha solo prodotto, nel settore della distribuzione locale del gas naturale, l'espulsione dal mercato di molti operatori di piccola e media dimensione, senza alcun vantaggio dei clienti finali, sostanziano, per contro, perdite per gli Enti Locali, titolari del servizio, impossibilitati a procedere al rinnovo delle concessioni scadute e danneggiati dalla scelta di Regolazione asimmetrica operata dal Regolatore.

⁹ Trattasi della Legge Regione Sicilia n. 8 del 08/05/2018, recante "Disposizioni programmatiche e correttive per l'anno 2018. Legge di stabilità regionale", impugnata dal Governo ed attualmente sottoposta al vaglio del Giudice Costituzionale.

La Riforma degli Ambiti inoltre non ha avuto, sin qui, solo effetti negativi sugli obiettivi generali dell'efficienza in chiave "dinamica" (ovvero determinante capacità di sviluppare nel tempo spinte concorrenziali stimolanti l'efficienza e le innovazioni di processo), ma ha anche prodotto riverberi assai negativi nella concreta capacità di attrarre capitali internazionali nel nostro Paese. Infatti, com'è intuibile che sia, le riforme preconizzate come "liberalizzatrici" fin dal 2000, che comunicavano d'esser in grado di stimolare "movimentazioni finanziarie" (fra valori di riscatto delle reti e nuovi investimenti correlati) per circa 25 mld di euro, hanno attratto un iniziale interesse dei gestori di Fondi Internazionali, peraltro alimentati da anni di politiche monetarie espansive. Tali investitori internazionali possono effettivamente movimentare grandi masse finanziarie per allocazioni *worldwide* le quali, però, devono, poi, palesarsi come (1) concrete, (2) rapide, almeno rispetto ai tempi di *commitment* finanziario e (3) di remunerazione coerente alle attese.

Esito disastroso d'una concretezza lacunosa accompagnata da continui mutamenti del *core* della regolazione e delle sue declinazioni tecniche, per lo più protesa a ridurre i costi della Riforma degli ATEM con proliferazione di norme regolatorie, a tutto danno degli Enti Locali, che hanno inciso in negativo anche sui rapporti negoziali pregressi, sia in ragione dei continui rimandi per successivi, improvvisi ed inattesi rinvii applicativi, lacune attuative, ricorsi degli operatori, ecc... dilatando oltremodo i tempi.

La rapidità si è dimostrata falsa, sia in ragione dei tempi tecnici lunghissimi che il quadro procedurale e regolatorio poteva lasciar intendere solo agli "addetti ai lavori", sia per non potersi assolutamente conciliare con i due o tre anni di *commitment* finanziario in *stand-by*, quanto alla relativa remunerazione. In effetti, è di tutta evidenza che, fra il momento del *commitment* dell'Impegno Finanziario ed il *deployment* delle risorse finanziarie raccolte, non possono passare tempi lunghi e/o incerti, poiché, a prescindere dalle prospettive di rendimento teorico, i gestori di tali risorse, in presenza di un ritardato impiego, non possono che disporre il disimpegno, rivolgendo il loro interesse verso altri mercati. Alcuni fondi d'investimento internazionali, attratti dalle possibilità di allocare risorse nelle gare gas per Ambiti e quindi concretamente interessati ad operare in Italia, dopo aver intrapreso accordi con gli operatori, preso atto delle lungaggini burocratiche e dei rischi connessi ad una legislazione e regolazione del settore, pasticciata, asimmetrica e perennemente in fieri, alla fine hanno infatti optato per il disimpegno, non avendo certezze e non

potendo congelare *sine die* le risorse raccolte, dovendo ovviamente dare un'adeguata risposta agli investitori.

A parte l'asimmetria regolatoria sussistono tuttora ancora grandi incertezze in ordine alla remunerazione del Capitale investito, non essendo stati ancora definiti, dal Regolatore, i c.d. "costi standard" ossia i criteri di valutazione degli investimenti per cui, al momento, non è dato sapere in qual misura saranno riconosciuti gli investimenti effettuati sugli impianti. Il procedimento attivato dall'Autorità di Regolazione con la Deliberazione 1 dicembre 2016 704/2016/R/GAS per la definizione di tali criteri è tutt'altro che concluso, tant'è che la successiva Deliberazione 27 dicembre 2017 904/2017/R/GAS che fissava al mese di novembre 2018 il termine per la definizione del prezzario e del relativo metodo di riferimento per il riconoscimento dei costi relativi agli investimenti nelle reti di distribuzione, almeno per quanto attiene alla suddetta tempistica, è rimasta inattuata. Allo stato, a parte le disposizioni emanate in materia di riconoscimento dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori per gli anni tariffari 2018 e 2019, per il resto il Regolatore ha disposto che il prezzario e il relativo metodo di riferimento per il riconoscimento dei costi relativi agli investimenti nelle reti troveranno applicazione a partire dagli investimenti del 2019, ma i relativi criteri sono ancora da definire e quindi un'ulteriore proroga non è del tutto improbabile¹⁰.

Insomma la normativa varata a disciplina della materia, rivelatasi complessa, farraginoso, poco chiara e tuttora ancora non ben definita¹¹, caratterizzata anche da eccessi di regolazione, fino al limite dell'illegittimità, e da eccessi di controllo da parte del Regolatore

¹⁰ La Deliberazione 704/2016 ha fissato, con decorrenza dal 2018 ed anche per i periodi successivi al primo triennio, per le sole località in avviamento, una soglia massima in termini di spesa per utente servito pari a 5.250 euro/pdr, espressa a prezzi 2017 ed aggiornata annualmente in funzione del tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat."

¹¹ Attualmente si registrano varie impugnative innanzi al Giudice Amministrativo (di primo e secondo grado) e ben due rinvii alla Corte di Giustizia Europea. Si riscontrano al riguardo:

- un primo rinvio disposto con Sentenza CdS n° 5736 del 5/12/2017 con la quale il G.A. chiede alla Corte UE di stabilire se le norme europee "ostano ad una normativa nazionale che prevede una applicazione retroattiva dei criteri di determinazione dell'entità dei rimborsi spettanti agli ex concessionari con incidenza su pregressi rapporti negoziali";
- un secondo rinvio di cui alla Sentenza CdS VI Sez. n° 6227 del 5/11/2018 con la quale il G.A. rimette nuovamente alla Corte di Giustizia UE la questione relativa alla corretta interpretazione retroattiva dei criteri di determinazione dell'entità dei rimborsi spettanti agli ex concessionari del servizio di distribuzione del gas naturale.

(ARERA)¹², non lascia intravedere scenari entusiasmanti neanche per il futuro, nonostante che i sostenitori della riforma, negando l'evidenza, si affannino, apoditticamente e costantemente, a rappresentare come "rosea" la situazione e nonostante l'evidente stallo in cui versa questo importante settore economico.

Peraltro proprio la farraginosità e le asimmetrie regolatorie (i.e. trattamenti diversi per la valutazione dei cespiti dei Gestori privati e dei Comuni e diversa remunerazione del capitale investito) che si riscontrano nelle disposizioni del Regolatore, non comprensibili a terzi e soprattutto agli operatori stranieri, rende via via minore l'attrattività dell'Italia negli ambiti degli "Investimenti Infrastrutturali", con effetti di *spillover* negativi anche su altri settori, proprio in considerazione dell'inaffidabilità del Paese che non appare in grado di garantire agli investitori le necessarie certezze.

L'aspetto ancora più grave è che, nonostante cambino i Governi, nulla muta al riguardo, quasi a comprovare che esiste un "fil rouge" che unisce tutte le forze politiche, pervicacemente e unitariamente dedite a sponsorizzare una riforma fallimentare che, nata e promulgata trionfalisticamente con il nobile intento di migliorare il servizio di distribuzione del gas naturale e ridurre i costi per gli utenti, di fatto ha abbondantemente disatteso le aspettative, arrecando solo vantaggi ai Gestori e causando, al contrario, gravissimi danni ai Comuni e agli stessi clienti finali.

Una prova evidente dell'asimmetria regolatoria, più volte evidenziata, risiede anche nella disposizione recata dall'art. 5, comma 14 lett. a), del D.M. n° 226/2011 e ss.mm.ii. che ha creato un'ingiustificata locupletazione a favore dei Gestori (e quindi a danno dei Comuni) nei casi (non infrequenti) di riscatto anticipato degli impianti le cui concessioni prevedano la clausola di devoluzione gratuita al raggiungimento della scadenza naturale. Infatti con la suddetta disposizione il Regolatore ha testualmente previsto che, laddove non si sia raggiunta la scadenza naturale, l'Ente locale debba corrispondere al Gestore un Valore di riscatto la cui misura è da determinarsi "*secondo quanto desumibile dal contratto o concessione in caso di cessazione anticipata del contratto; in particolare, nel caso di riferimento al regio decreto 15 ottobre 1925, n. 2578, valgono i commi pertinenti tra quelli da 5 a 13 (dell'art. 5 del D.M. 226/2011 n.d.r.), per gli elementi applicativi mancanti*". Si noti che in tal modo è richiamato anche il comma 10 dell'art. 5 del D.M. n° 226/2011 che fa riferimento alla

¹² Controlli riguardanti le procedure, i Bandi di gara e le stime dei Valori di Rimborso (VIR) che l'Autorità di settore non è peraltro in grado di espletare in tempi ragionevoli.

vita utile degli impianti per cui, di fatto, in quest'ultimo caso, l'indennizzo finisce per essere calcolato come se la concessione prevedesse la devoluzione onerosa alla scadenza. E' allora evidente come tale disciplina, danneggiando il Comune, finisca in molti casi per favorire il gestore uscente che si trova, di colpo, a poter "incamerare" un indennizzo di gran lunga superiore a quello a cui avrebbe avuto diritto prima dell'entrata in vigore della disposizione di cui al citato DM n° 226/2011.

Ebbene in relazione a quanto evidenziato è facile notare come l'applicazione della norma in questione porti l'Ente locale a perdere un'aspettativa; in tal modo, il Comune subisce una perdita economica che sarà tanto maggiore se rapportata alla minore somma che avrebbe dovuto versare a titolo di indennizzo (per riscattare la rete) in assenza di tale disposizione, introdotta solo con il DM n° 226/2011. Specularmente, il gestore uscente si trova ad acquisire la (definitiva) proprietà di cespiti che contrattualmente avrebbe dovuto cedere a fronte di un più o meno consistente indennizzo (a seconda, come detto più volte, del numero di anni mancante alla scadenza naturale del servizio).

Ci si trova pertanto di fronte ad un evidente "stravolgimento" della situazione pregressa ed in molti casi ad una questione di non poco conto sotto il profilo economico. Si tratta allora di comprendere anzitutto se tale regolazione risponda ad una logica e la risposta, a riguardo, è decisamente negativa, non comprendendosi - già in linea generale - quale ragione possa di fatto giustificare una "espropriazione" ai danni degli Enti Locali e ad incomprensibile vantaggio dei gestori uscenti.

Anzitutto, si consideri che la normativa in oggetto stravolge la volontà contrattuale espressa nelle convenzioni (che hanno previsto la devoluzione gratuita in favore dell'ente locale) e quindi va ad incidere su una situazione cristallizzata e caratterizzata da posizioni giuridiche già delineate e consolidate e dunque sul legittimo affidamento delle parti di un contratto.

Poiché la norma va ad incidere su situazioni già delineate, l'applicazione retroattiva della legge potrebbe essere in linea di principio non vietata e prospettabile solo laddove fosse giustificata da "ragioni imperative di interesse generale" (Cfr. ex multis Corte Costituzionale sentenza 29 maggio 2013 n. 103, nonché sentenze n. 78 e n. 15 del 2012, n. 236 del 2011, e n. 393 del 2006).

Secondo queste pronunce il divieto di retroattività della legge, pur costituendo valore fondamentale di civiltà, può essere superato purché ciò trovi adeguata giustificazione nell'esigenza di tutelare principi, diritti e beni di rilievo costituzionale. In particolare la Corte ha individuato una serie di limiti generali all'efficacia retroattiva delle leggi, attinenti alla

salvaguardia, oltre che dei principi costituzionali, di altri fondamentali valori di civiltà giuridica, posti a tutela dei destinatari della norma e dello stesso ordinamento, tra i quali vanno ricompresi:

- il rispetto del principio generale di ragionevolezza, che si riflette nel divieto di introdurre ingiustificate disparità di trattamento;
- la tutela dell'affidamento legittimamente sorto nei soggetti quale principio connaturato allo Stato di diritto;
- la coerenza e la certezza dell'ordinamento giuridico.

Appare evidente che nel caso di specie i suddetti limiti appaiono superati, e sotto diversi profili. In riferimento, anzitutto, all'affidamento, nonché alla certezza, si osserva come, in forza della disposizione in oggetto, l'ente pubblico perde la possibilità di acquisire reti ed impianti alle condizioni previste dalla convenzione (eventualmente integrate con l'indennizzo conseguente la minusvalenza legata alla minor durata del contratto). Tale perdita fa venir meno il legittimo affidamento basato sulle previsioni contrattuali e sul punto non si possono porre ragionevoli dubbi. Oltretutto una siffatta regolazione non ha alcuna giustificazione di ordine logico e giuridico. In particolare nei casi in cui l'importo da versarsi a titolo d'indennizzo (da calcolarsi secondo le modalità corrette e riportate dalla lettera b) del comma 14 dell'art 5 del citato DM n° 226/2011) sia inferiore al valore industriale di reti ed impianti si viene a realizzare un ingiustificato danno in capo all'ente locale, che si vede sottrarre la differenza tra i due valori. Per converso il gestore uscente consegue il corrispondente ed ingiustificato vantaggio. Così evidenziando il mancato rispetto dei principi di *ragionevolezza e coerenza*.

L'analisi critica fin qui svolta sembra fornire anche un'ulteriore evidenza d'una tendenza generale in atto nell'evoluzione del processo normativo, regolatorio e amministrativo di questi anni: le prerogative e gli interessi degli enti decentrati, ovvero i luoghi della manifestazione della cosiddetta democrazia decentrata o "dal basso", stanno sempre più marcatamente risentendo di asimmetrici vincoli a favore di un processo di sostanziale ri-centralizzazione delle scelte, invasive fino al punto da sconfinare anche in ambiti costituzionalmente protetti, tanto da minare le prerogative costituzionali degli Enti Locali. Prerogative de facto svilite dai processi normativi che hanno imposto, prima nel settore idrico, poi in quelli dei trasporti, dei servizi ambientali e, in ultimo, dell'energia, il superamento dei principi costituzionali di "privativa dell'Ente Locale di riferimento" a favore di Entità Sovra-comunali (ATO, ATEM, ecc...) addirittura incentivate dalla Finanza Pubblica, pur essendo in palese contrasto coi predetti principi costituzionali.

Le forzature normative verso modelli sovra-comunali di controllo e gestione, oltre che di esercizio delle prerogative proprie della Privativa degli Enti Locali sui Servizi Pubblici Locali (quale la distribuzione gas era e rimane, anche in forza del Decreto Letta), ha portato ad un appiattimento su modelli di *regulation* mai ben chiariti fra Autorità differenti: ARERA e MISE, a scapito sia dei citati diritti e, come vedremo in seguito, dei vantaggi degli Enti Locali, ma, anche, dell'efficacia del processo di cosiddetta Riforma, di cui il *Timing* è evidente riprova. Quand'anche la presunta ricerca del "meglio" richieda tempo, non sfuggirà che tale ricerca del "meglio" implica una dilazione temporale che porta, come ha portato, al risultato *de facto*, prima ancora che *de jure*, dell'inefficacia, per l'illimitato rimando temporale della Riforma. Si potrebbe sintetizzare il problema con la battuta "ormai non ci crede più nessuno"; prova ne sia l'azzeramento, o quasi, dei convegni organizzati allo scopo, la quasi assenza dei piani di investimento per espansioni su altri ATEM da parte di molti players, la ricerca di accordi prima che di strategie di investimento in gare d'ATEM, ecc. Il "tempo" era ed è una variabile rilevante ed il suo infruttuoso fluire ha indotto danni alla Finanza Pubblica Locale, come in seguito si cerca di argomentare.

E' di tutta evidenza che il blocco "*sine die*" delle gare, disposto dall'art. 24, comma 4, del citato D.Lgs. n° 93/2011, a causa delle lungaggini delle procedure concorsuali degli ATEM e quindi della consistente dilatazione dei tempi, riverbera effetti assai negativi sugli Enti concedenti e sui clienti finali, per quanto attiene sia all'efficienza e all'appropriatezza che all'economicità del servizio. In effetti, gli Enti Locali, sono da tempo "costretti" a far gestire il servizio del gas naturale agli attuali concessionari, per prorogatio, nonostante che le concessioni siano ormai scadute da anni. I danni patrimoniali ad essi derivanti da questo blocco sono, come si è detto, molto rilevanti e perciò dovrebbero attirare l'attenzione delle Corti dei Conti Regionali oltre che di quella Nazionale.

In questa situazione di stallo, infatti, i Comuni non solo non ricavano alcun utile dai cespiti di loro proprietà (anche laddove nel frattempo ne avessero acquisita la proprietà a seguito del raggiungimento della scadenza naturale e quindi del sostanzarsi della clausola di devoluzione gratuita) ma, con il trascorrere del tempo, ne vedono, impotenti, anche diminuire inesorabilmente il valore, in conseguenza del naturale degrado tecnico connesso all'esaurimento della loro vita tecnica utile e al mancato introito della quota di ammortamento.

A ciò si aggiunga anche il fatto che, essendo scaduti i contratti di concessione, i Gestori attuali si rifiutano di effettuare nuovi investimenti

sugli impianti per cui gli Enti Locali non sono neppure in grado di assicurare il servizio del gas nelle aree del loro territorio comunale di nuova urbanizzazione. Tale rifiuto, peraltro, è ascrivibile anche all'incertezza causata dal mancato provvedimento del Regolatore riguardo al riconoscimento dei costi relativi agli investimenti sulle reti di distribuzione.

Quanto alla perdita di valore dei cespiti di proprietà degli Enti Locali corre, poi, l'obbligo far notare che l'allocazione di risorse a suo tempo effettuata dai Comuni per la metanizzazione delle aree urbane in espansione storica è da ascrivere alla realizzazione di quel Capitale Pubblico Locale che non può avere disparità di valutazioni contingenti e poco importa se, storicamente, si trattò spesso di "Opere Infrastrutturali Essenziali realizzate a scemuto degli Oneri di Urbanizzazione", poiché l'allocazione di risorse nell'uno, piuttosto che nell'altro settore, è già di per sé scelta fra settori più o meno forieri di "ritorni" per i medesimi Enti Locali. Occorre precisare al riguardo che, nelle aree di espansione urbana e talora anche nelle aree di completamento, ove non ancora adeguatamente infrastrutturate, il rilascio di concessioni edilizie/permesso di costruire era/è subordinato all'esistenza o all'impegno della realizzazione delle opere di urbanizzazione primaria, tra le quali si annovera anche la rete del gas, per cui l'allocazione delle risorse per la realizzazione di tale infrastruttura (a scemuto degli oneri di urbanizzazione) si configura come una scelta obbligatoria sicché il capitale pubblico investito in tal senso non può trovare un trattamento diverso da quello che lo stesso avrebbe ove fosse eventualmente allocato per altri tipi di investimenti (es. impianti sportivi, edifici scolastici, centri sociali, auditorium ecc.). Tale diversità riguarda fondamentalmente sia il differente metodo di valorizzazione degli assets del gas di proprietà pubblica, che si traduce in una consistente perdita del valore del capitale investito ove l'Ente locale intendesse alienarne la proprietà, sia il trattamento tariffario di tali assets. Ben diverso invece è il trattamento del capitale investito dai privati per la realizzazione dei cespiti del gas atteso che essi, oltre ad essere adeguatamente remunerati ai fini tariffari, si vedono anche corrisposta la quota di ammortamento e riconosciuto un adeguato valore residuo al momento dell'alienazione degli assets gas, come meglio vedremo in seguito.

I cespiti correlati alle infrastrutture funzionali all'erogazione del Servizio Pubblico Locale di Distribuzione di Gas Naturale sono oggi sottoposti a quei dettami della *asymmetric regulation* che, per impostazione data dal Regolatore, evidenzia chiaramente una forte asimmetria valutativa del Capitale del soggetto pubblico locale rispetto al Capitale privato del

Gestore, inducendo gli Enti locali a porre la dovuta attenzione su tale sperequazione, fonte di grave danno per la Finanza locale.

A quanto sopra, poi, si aggiunge la problematica ancora aperta della riforma degli Ambiti Territoriali Minimi, introdotta nel 2007 e poi definita con i quattro decreti attuativi varati nell'anno 2011. Oggi, dopo quasi otto anni dal completamento del quadro normativo, è tutt'altro che a regime e peraltro, come già detto, la normativa di cornice è tuttora *in fieri* essendo ancora soggetta all'esame del Giudice. In questo scenario non sembra che le gare pubblicate o in corso possano fregiarsi della piena legittimità. Infatti, si può osservare che i bandi di gara sin qui pubblicati sono formulati sulla base di una normativa che è ancora oggetto di impugnativa innanzi al Giudice nazionale e comunitario, per cui è lecito chiedersi quale valenza potrebbe avere un contratto perfezionato sulla base di norme che sarebbero poi da espungere dall'ordinamento, a seguito di pronunce giudiziali che potrebbero avere una ricaduta soprattutto sul Valore di rimborso pagato ai Gestori uscenti e quindi, a cascata, anche sulla congruità dell'offerta economica a suo tempo presentata.

In ragione di un quadro giurisprudenziale e normativo ancora non ben definito, sembra emergere la pragmatica necessità di evitare l'inasprirsi della conflittualità fra i soggetti parte in causa, anche al fine di rendere credibile a terzi il quadro di liberalizzazione prospettato fin dal 2000. Probabilmente, la possibilità di coniugare una deroga all'obbligo aggregativo degli Enti Locali e, quindi, alla stringente applicazione dei dettami dell'*asymmetric regulation* sui cespiti di loro proprietà, faciliterebbe una ripresa delle gare per l'assegnazione delle Concessioni scadute senza inficiare, anzi applicandone i *caveat* previsti, il quadro generale di riferimento. Nel paragrafo 5 si indicheranno quelle che, a nostro avviso, potrebbero essere le possibili vie di uscita, idonee a salvaguardare gli interessi dei Gestori in fase di riposizionamento strategico, degli Enti locali e degli utenti finali.

3. Le asimmetrie nella valorizzazione degli *asset* comunali: declinazioni del “danno” sulla Finanza Pubblica Locale

Nell'ambito dei molti problemi irrisolti della Riforma del 2000, in questa sede, per ragioni di sinteticità, riteniamo di dover porre l'attenzione solo sugli effetti negativi che essa riverbera sugli interessi degli Enti Locali e che, di conseguenza, si riverberano a cascata, anche sui clienti finali quali utilizzatori del servizio. Com'è noto, gli impianti di distribuzione del gas

non di rado sono stati realizzati con onere a parziale o a totale carico dei Comuni i quali, per lo sviluppo di tale servizio pubblico locale, hanno investito capitale proprio. In particolare nel Centro Sud Italia, beneficiando della Legge sulla Metanizzazione del Mezzogiorno (Legge n° 784/80 e ss.mm.ii.), i Comuni non solo hanno ricevuto contributi pubblici in conto capitale ma hanno anche ripianato la residua spesa occorsa per la realizzazione degli impianti, per la parte non coperta dai contributi, con fondi ordinari del proprio Bilancio e/o con mutui contratti con la Cassa DD.PP. ma pur sempre con ammortamento a carico dei bilanci comunali. Si riscontrano in alcuni casi anche altre sovvenzioni pubbliche per tale finalità, concesse ai Comuni da parte di Regioni (es. Friuli Venezia Giulia o più recentemente Regione Campania) e/o Comunità Montane. Non vi è dubbio che gli Asset del gas realizzati con la contribuzione pubblica (Stato, Regioni, Comunità Montane, Comuni ecc.) siano interamente di proprietà degli Enti Locali¹³ e che, laddove l'onere per la loro realizzazione sia stato sostenuto dai Comuni, dovrebbe essere riconosciuto ad essi un congruo ristoro, in misura analoga (simmetrica) a quanto peraltro il Regolatore riconosce ai Gestori privati, concessionari del servizio. In realtà sino ad ora gli Enti locali, come si è già anticipato, anche nei casi in cui siano proprietari in tutto o in parte degli impianti di distribuzione del gas, non si sono visti riconosciuta né la quota tariffaria afferente al capitale investito per la realizzazione dei cespiti né la quota di ammortamento di tale capitale. Al contrario, secondo criteri del tutto asimmetrici, i Gestori privati, laddove abbiano investito proprio capitale per la realizzazione degli impianti di distribuzione locali del gas, sono retribuiti con la tariffa (c.d. di riferimento) stabilita annualmente dall'ARERA, percependo ovviamente sia un'adeguata remunerazione del capitale, al tasso WACC¹⁴ stabilito dal Regolatore, sia la quota di ammortamento.

¹³ Oppure di una società pubblica da essi partecipata.

¹⁴ L'acronimo WACC ("Weighted Average Cost of Capital") sta ad indicare una delle metodologie maggiormente impiegate per stimare il costo medio delle varie tipologie di fonti di capitale di un'impresa. È detto "weighted" o "ponderato" perché le sue due componenti, capitale proprio e capitale di debito, risultano essere "pesate" in base alle rispettive quantità impiegate per finanziare l'attività. Per il mercato della distribuzione del gas nello specifico, il termine indica il rendimento riconosciuto dall'Autorità al capitale investito netto per le infrastrutture del settore. Come illustrato dai "Criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2016-2021" (deliberazione dell'ARERA 583/2015/R/COM), esso è espresso in percentuale ed è valido per un periodo regolatorio (definito "PWACC") della durata di 6 anni, suddiviso a sua volta in due sub periodi di durata triennale (il corrente intervallo temporale 2016-2018 e poi il successivo

Giova evidenziare che la stessa Autorità di Regolazione con la Delibera n° 571/2014/R/gas del 20 gennaio 2014 aveva rappresentato al Ministero dello Sviluppo Economico l'esigenza di riconoscere anche al soggetto pubblico le quote di ammortamento del capitale investito, proponendo un'apposita modifica dell'art. 27 del contratto di servizio tipo.

Con la soluzione individuata dal Regolatore, così come risultante dalla nuova formulazione dell'art. 27, si prevedeva essenzialmente che, alla scadenza della concessione, il Gestore uscente, prima della consegna dei cespiti al Gestore subentrante, dovesse corrispondere al soggetto pubblico¹⁵ una somma pari al fondo di ammortamento relativo ai cespiti di proprietà pubblica. Purtroppo, la proposta di modifica dell'ARERA non è stata recepita dal Ministero che ha, semplicemente, preferito non esprimersi, lasciandola cadere nel silenzio più assordante, mostrando così anche di voler obliterare e/o di non saper cogliere le diversità ed asimmetrie esistenti tra la prassi della Finanza Pubblica Nazionale e quella Locale riguardo alla considerazione del capitale investito. Infatti, la prima, attingendo direttamente e tipicamente da plurime fonti fiscali e tributarie di varia tipologia e natura e focalizzandole discrezionalmente verso investimenti storicamente finanziati al 100% dallo Stato Nazionale, non si pone come obiettivo primario anche la ricostruzione del Capitale investito. La seconda invece, anche a seguito della riforma del Titolo V della Costituzione, deve fare i conti o con trasferimenti "di scopo" vincolati e, peraltro, sempre più esigui al limite dell'azzeramento, oppure da un proprio funding fiscale anch'esso vincolato da scelte nazionali, oppure, ancora, da forme di dismissioni di patrimoni o fonti di rendita e reddito locali come, ad esempio, lo storico impiego della modalità di "rinunciare agli oneri di urbanizzazione" per la realizzazione di infrastrutture locali, per cui per un Ente Locale è della massima importanza la reale costituzione del fondo di ammortamento del capitale investito. La scelta di local policy orientata alla realizzazione di investimenti in infrastrutture del gas, come vedremo, trova però svilimento nella sua successiva valorizzazione in sede d'ATEM.

2019-2021). A metà del PWACC è previsto infatti un aggiornamento che riguarda una parte dei parametri base per il calcolo del WACC, in funzione dell'adeguamento di questi all'andamento congiunturale (in particolare vengono aggiornati il tasso di rendimento delle attività prive di rischio, il premio per il rischio Paese, il tasso di inflazione, i parametri fiscali). Attualmente (ossia per l'anno 2019 – Cfr. Delibera 6/12/2018 639/2018/R/COM) il WACC (Weighted Average Cost of Capital) è pari al 6,3% per il capitale di distribuzione e al 6,8% per il capitale di misura.

¹⁵ Comune e/o Società patrimoniale delle reti, partecipata dal Comune.

La questione tuttavia è tornata, come si è detto, all'attenzione degli Enti Locali che, ritrovando forza non tanto nella consapevolezza delle asimmetrie patite, quanto nelle difficoltà indotte da anni di stretta finanziaria, senza pari nella storia recente, si son riproposti quali parte danneggiata dall'assurda sperequazione valutativa operata dalla normativa che disciplina le gare di ATEM.

Facendo di necessità virtù, l'ANCI ha cercato, in sede di formazione della legge di Bilancio 2019, di far approvare dal Parlamento un importante emendamento¹⁶ riguardante la corresponsione a favore degli Enti locali della quota di ammortamento annuale del capitale investito sugli impianti di loro proprietà. La proposta, purtroppo, è stata rigettata già in sede di Commissione Bilancio senza quindi neanche approdare in aula. Trattasi di un ulteriore punto critico della ratio della *asymmetric regulation* introdotta e cioè, attuare la Riforma degli Ambiti a costi irrisori, a danno di Comuni e contribuenti. Per scongiurare poi qualsiasi tentativo di riproposizione di tale proposta sono anche spuntati, puntualmente, scritti di autorevoli professionisti che, trovandosi probabilmente nel classico conflitto di interessi data la loro posizione di advisors di Stazioni appaltanti e quindi fortemente interessati a non veder ritardate le loro attività professionali ed i loro compensi, tentano di giustificare i motivi per cui, a loro dire, sia legittimo riconoscere l'ammortamento ai Gestori ma non ai Comuni¹⁷. Nonostante la pluralità delle posizioni attuali, la questione degli ammortamenti rimane ancora aperta e sono da registrare in merito, *a contrariis*, sia la posizione assunta dall'ATEM "Forlì – Cesena" (che si è dichiarato non favorevole alla pubblicazione del Bando di gara fino a quando non si risolverà il problema dell'ammortamento che ha una ricaduta di alcuni milioni di euro sui bilanci degli Enti ricadenti nell'Ambito) sia l'ulteriore tentativo, proposto in sede parlamentare, con la presentazione di una apposita interrogazione rivolta al Ministero dello Sviluppo Economico

¹⁶ L'emendamento proposto da ANCI così recitava : *All'articolo 8 del Regolamento di cui al decreto del Ministro dello Sviluppo Economico e del Ministro per i rapporti con le Regioni e la coesione territoriale 12 novembre 2011 n. 226 come modificato dal regolamento di cui al Decreto Ministeriale 20 maggio 2015 n. 106 alla fine del comma 3 sono inserite le seguenti parole: " nonché corrisponde annualmente ai succitati soggetti proprietari degli impianti la relativa quota di ammortamento annuale".*

¹⁷ Si ha modo infatti di leggere pareri di esperti che sconsigliano di mettere mano alla normativa che, a dire dei redattori di tali pareri, è ormai consolidata, per cui bisognerebbe evitare che si ponga in discussione la riforma e che se ne ritardi l'attuazione. Essi obliterano però che la Riforma, come detto, è in piena discussione e che, ove il Giudice comunitario dovesse accogliere le osservazioni del G.A. nazionale, si dovrebbero riaprire nuovamente tutte le procedure su basi completamente diverse.

cui ha fatto seguito l'interessamento dell'attuale Vice Ministro, mostratosi disponibile ad affrontare la soluzione del nodo ammortamenti delle reti pubbliche.

Al solo scopo di rimarcare quale sia l'importanza che riveste il riconoscimento della quota di ammortamento del capitale investito per la realizzazione degli assets del gas a favore dei soggetti pubblici (Comune o società da essi partecipata) occorre ribadire che l'impianto di distribuzione del gas è una infrastruttura primaria di cui un Comune deve obbligatoriamente dotare un territorio per renderlo idoneo a ricevere insediamenti di qualsivoglia natura (abitativi, produttivi ecc...). Da ciò consegue, come già anticipato, che l'Ente Locale, per una corretta politica urbanistica e di assetto del territorio deve scegliere esplicitamente di allocare risorse per la realizzazione di infrastrutture, sottoservizi, ecc..., risorse che riesce a raccogliere in varie strategie possibili e legittime, per quanto sovente vincolate a monte, e a destinarle ad "impieghi differenti" quali ad esempio, le reti del gas. Trattandosi di un'allocazione scelta, non può definirsi come derivata da fonte completamente sussidiata dallo Stato: trattasi di cespiti di valore formatosi con scelte allocative. Inoltre essendo gli impianti del gas permanentemente destinati all'uso per cui sono stati realizzati è del tutto necessario assicurare la ricostruzione del Capitale investito, attraverso il fondo di ammortamento a favore del soggetto proprietario chiunque esso sia, allo scopo di garantire la funzionalità e, in ultima analisi, la ricostruzione dell'infrastruttura allorchè questa sia giunta alla fine della sua vita tecnica. Oltre all'ammortamento vi è però sul campo, sempre sul versante dei soggetti pubblici¹⁸, un secondo problema costituito dalla "corretta" valorizzazione degli assets gas di proprietà pubblica, in caso di alienazione.

L'attuale normativa prevede che gli *asset* del gas appartenenti a soggetti pubblici siano da valutare secondo il valore del capitale investito riconosciuto dalla regolazione tariffaria (ossia secondo il valore della c.d. Regulatory Asset Base - RAB¹⁹). Ovviamente anche questa è un'evidente

¹⁸ La proprietà degli impianti è pubblica sia nei casi in cui essi appartengano agli Enti Locali sia nei casi in cui siano iscritti nel patrimonio di una società pubblica partecipata dal/i Comune/i.

¹⁹ La "*Regulatory Asset Base*" (tradotta talvolta con la formula italiana "Capitale Investito netto Riconosciuto", CIR) è un dato parametrico, finalizzato alla creazione della tariffa e alla determinazione dei ricavi di riferimento per il settore regolato, il cui calcolo è basato sul "costo storico rivalutato", ossia sulla spesa effettiva sostenuta dagli operatori al momento dell'investimento, rivalutata secondo un parametro di misura dell'inflazione e poi degradata tenendo conto dell'età del cespite (in base alla sua durata presunta). In essa si ricomprendono anche il Capitale Circolante Netto e le Poste Rettificative.

asimmetria atteso che, per quanto attiene invece agli *asset* appartenenti ai Gestori privati, il valore di alienazione è commisurato al Valore di Rimborso (VIR)²⁰ che è certamente ben superiore al valore RAB riconosciuto agli stessi assets allorchè siano invece di proprietà pubblica. Peraltro il valore della RAB, oltre che dal differente dato di partenza del valore dei cespiti, è anche fortemente penalizzato in presenza di contributi pubblici in conto capitale a fondo perduto, atteso che, in base alla Regolazione tariffaria, espressamente studiata per i gestori privati e quindi non ben favorevole per la valutazione degli assets pubblici, per tali contributi è stabilito un meccanismo di degrado diverso dal degrado dei cespiti. In altri termini, la regolazione tariffaria prevede che i cespiti si degradino ben più velocemente dei contributi sicché, in presenza di contributi pubblici a fondo perduto erogato dallo Stato, Regioni ecc., si può pervenire anche a valori di RAB addirittura negativi, in quanto il valore dei cespiti si è azzerato mentre resta ancora un valore di contributo non degradato che riverbera i suoi effetti anche sui costi sostenuti dal Comune per la realizzazione degli assets.

A fronte di questa ulteriore asimmetria, dovuta principalmente al differente (minore) degrado dei valori corrispondenti ai contributi pubblici ricevuti rispetto al degrado (maggiore) dei valori relativi ai costi storici a cui i contributi pubblici si riferiscono, riteniamo importante tentare di comprendere l'origine e le cause di questa ulteriore evidente asimmetria. Per provare a far ciò, occorre risalire al metodo di calcolo della RAB che trova disciplina nella Deliberazione dell'ARERA ARG/gas 159/08 e ss.mm.ii. Dalla lettura di tale provvedimento, infatti, si deduce che i differenti valori di degrado dei contributi pubblici ricevuti rispetto a quelli dei rispettivi costi storici troverebbero motivazione nella disciplina fiscale applicabile agli stessi nella contabilità ordinaria delle società concessionarie che, pertanto, avrebbero potuto godere di uno specifico beneficio fiscale, recuperato con l'attuale metodo di calcolo della RAB (Cfr. a tal fine il capitolo "Trattamento dei contributi", pag. 58 e 59, della Relazione A. I. R. relativa alla Deliberazione ARG/gas 159/08 e ss. mm. ii.). Pertanto, se tale meccanismo di degrado, può apparire logico e congruo per i Gestori privati che, a compensazione, hanno goduto di benefici fiscali,

²⁰ Il calcolo del VIR parte invece da una logica diversa assumendo quale valore di partenza dei cespiti non il costo storico rivalutato bensì il c.d. "Valore di ricostruzione a nuovo" (VRN) ossia quel costo che si dovrebbe sostenere per realizzare i cespiti alla data della valutazione tenuto conto delle condizioni attuali che si riscontrano sui siti in cui realizzare le opere. Essendo il VRN nettamente superiore al costo storico rivalutato è sempre nettamente superiore il VIR rispetto alla RAB.

non appare invece tale per gli Enti Locali che di tale beneficio non hanno giammai goduto.

La disparità di valutazione di uno stesso cespite dell'impianto del gas in base al Valore della RAB o del VIR, tutta a favore del privato, assume tanto più rilievo ove si faccia un contro esempio che rende il tutto ovvio: qualora la scelta di investimento dell'Ente Locale fosse andata verso la realizzazione di cespiti di edilizia residenziale più o meno agevolata o verso la realizzazione di uno Stadio o di una Piscina, ecc..., il medesimo Comune potrebbe sempre, in linea di principio, poter dismettere questi assets, ovvero "valorizzare", in seguito. Quella "valorizzazione" avrebbe senza dubbio i connotati del Valore di Mercato emerso da Pubblico Incanto. Ne deriva, quindi, che non dovrebbe prospettarsi deroga alcuna a tale principio, neppure per le reti del gas realizzate secondo una storica, discrezionale/obbligatoria scelta di "rinuncia agli oneri di urbanizzazione". Per eliminare questa grave ed evidente asimmetria si potrebbero allora percorrere due vie, una alternativa all'altra, e cioè:

1. se i cespiti degli Enti Locali sono da valutare secondo il valore RAB per il calcolo della Regulatory Asset Base afferente ai cespiti di proprietà pubblica, si dovrebbe riconoscere la possibilità di applicare ai contributi pubblici la stessa regola di degrado dei cespiti;
2. valutare i cespiti di proprietà pubblica in base al VIR.

Sempre in sede di formazione della legge di Bilancio 2019 era stato pertanto proposto da ANCI un secondo emendamento²¹ relativo ai criteri di valutazione degli assets pubblici da riconoscersi, al pari di quelli dei Gestori privati, commisurati al VIR e non alla RAB. Al pari di quello

²¹ L'emendamento proposto da ANCI così disponeva: All'art. 14 del decreto legislativo 23 maggio 2000 n. 164, dopo il comma 4, è aggiunto il seguente comma. 4-bis "Gli Enti Locali e le società patrimoniali delle reti, proprietari di una parte degli impianti degli ambiti territoriali minimi, definiti con Decreto ministeriale 19 gennaio 2011 e Decreto ministeriale 18 ottobre 2011 s.m.i. possono disporre l'alienazione, al soggetto aggiudicatario del servizio, dei beni patrimoniali in dotazione all'Ente locale o alla società patrimoniale, anche inserendola nel bando di gara d'ambito di cui all'art. 9 del Regolamento di cui al Decreto ministeriale 12 novembre 2011 n. 226 come modificato dal Regolamento di cui al Decreto ministeriale 20 maggio 2015 n. 106 s.m.i. Con riferimento ai cespiti di cui l'Ente ha disposto l'alienazione il nuovo gestore corrisponde all'Ente locale o alla società patrimoniale una somma pari al valore di rimborso per gli impianti calcolato ai sensi dell'art. 5 e ss. del Regolamento di cui al Decreto ministeriale 12 novembre 2011 n. 226, come modificato dal Regolamento di cui al Decreto ministeriale 20 maggio 2015 n. 106. Il valore di rimborso corrisposto è ritenuto idoneo ai fini dei riconoscimenti tariffari come valori delle immobilizzazioni di località ai sensi dell'art. 21 della RTDG approvata con delibera di AEEGSI n. 367/2014/R/GAS e s.m.i. indipendentemente se trattasi di gestore uscente o entrante ai sensi di quanto previsto al punto 21.1 lett. a) della suddetta delibera.

relativo all'ammortamento, anche questo emendamento ha avuto lo stesso esito infausto, non essendo stato neanche approvato fin dalla Commissione Bilancio della Camera dei Deputati.

Restano, così, irrisolte almeno due problematiche gravanti sugli interessi dei soggetti pubblici (Enti Locali o Società Pubbliche Patrimoniali Locali, ovvero le cosiddette Società Pubbliche delle Reti²²): quella dell'ammortamento degli investimenti pregressi e quella della valorizzazione dei cespiti restano allo stato irrisolti. Ciò in ragione dell'irrazionale presunzione di gratuità generale d'ogni *asset* di proprietà pubblica. In effetti, come sopra argomentato, esso è il derivato storico di allocazioni di tassazione decentrata trasformata in *asset* dai soggetti passivi d'imposta e tributo locale. Quest'ultimo costituisce un oggettivo "danno" alla Finanza Pubblica Locale che deriva dalla declinazione della valorizzazione asimmetrica dei cespiti nel computo dei costi da coprirsi tramite la regolazione dei Ricavi del Gestore derivanti dall'incasso dei Canoni d'Uso degli Asset Infrastrutturali necessari all'erogazione del Servizio Pubblico Locale del gas. Agli Enti locali, infatti, la disposizione regolatoria in essere riconosce solo una sorta di aggio nella misura generale del 10% massimo stabilita dall'art. 8, comma 4, del Regolamento di cui al DM n. 226/2011, commisurata al capitale di località e che rappresenta quindi solo qualche punto percentuale del c.d. VRT ossia del compenso annuo del Gestore²³.

4. I ritardi nell'attuazione della riforma: analisi dei "danni" sistematici indotti

Il mancato svolgimento delle gare sta comportando una proroga *sine die* delle concessioni scadute e, ovviamente non solo di quelle pervenute alla scadenza *ope legis*²⁴, ma, cosa ancor più grave, anche di quelle giunte alla

²² Si rimanda a Fazioli R. "Economia delle Public Utilities", 2013, Ed. Universitaria, Padova.

²³ Si ricorda al riguardo che, in passato, prima della Riforma degli ATEM, in relazione a gare espletate in vigenza del D.Lgs. n° 164/2000, la stessa Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, su richiesta del TAR Lombardia Sez. Brescia, aveva espresso parere che fosse del tutto congruo corrispondere ai Comuni concedenti un aggio pari al 30-35% del VRD, ossia dei ricavi annui riconosciuti al Gestore per l'esercizio dell'impianto locale.

²⁴ La scadenza *ope legis*, com'è noto, è la scadenza anticipata rispetto alla scadenza naturale la quale, così come definita all'art. 1, comma 1, lett j) del D.M. n. 226/2011, è la scadenza prevista nell'atto di concessione originario o nei successivi atti aggiuntivi purché stipulati

“scadenza naturale”. Per effetto di ciò, i Comuni stanno subendo gravissimi danni. In effetti, laddove le concessioni abbiano già raggiunto la scadenza naturale e i contratti prevedano (cosa non infrequente) che a tale scadenza gli impianti debbano passare nella proprietà dell’Ente Locale senza che debba corrispondersi al Gestore alcun corrispettivo, si sta consentendo, a danno della collettività, che il concessionario continui a percepire (con onere ricadente sui clienti finali) sia la quota di tariffa commisurata al capitale investito sia la quota di ammortamento commisurato a cespiti che, di fatto, sono già di proprietà dell’Ente locale²⁵. Naturalmente, pure nei casi di concessioni pervenute a scadenza *ope legis*, per le quali alla scadenza naturale sia prevista la devoluzione gratuita dei cespiti al Comune, sussiste un danno sia per gli Enti Locali che per i clienti finali anche se in simili casi, per poter acquisire la proprietà degli impianti, gli Enti devono corrispondere ai concessionari un corrispettivo costituito dal c.d. Valore Convenzionale Residuo (VCR).

Per meglio comprendere allora di quale entità siano i danni causati alla collettività da una riforma così mal concepita e soprattutto non ancora ben definita nei suoi aspetti procedurali, riportiamo di seguito alcuni dati che evidenziano la gravità della situazione.

Una recente indagine conoscitiva eseguita dall’ANAC (Autorità Nazionale per l’Anticorruzione)²⁶, peraltro incompleta in quanto non sono

antecedentemente all’entrata in vigore del Decreto Legislativo 23 maggio 2000 n. 164. La scadenza *ope legis* è stata così fissata dal D.Lgs. n° 164/2000 ed è stabilita al 21.06.2012 o, al massimo, al 31.12.2012 oppure alla scadenza del c.d. “periodo transitorio” ex art. 15 commi 5 e 7 del citato decreto legislativo per le concessioni affidate senza gara o, infine, ad una data rapportata a quella di emissione del Decreto di collaudo finale da parte del Ministero del Tesoro, nel caso di impianti finanziati dallo Stato.

²⁵ Con la recente pronuncia il CdS V Sezione N. 04104/2018REG.PROV.COLL. N. 08060/2017 REG.RIC. del 4/7/2018 ha sancito due importanti principi che dovrebbero essere immediatamente recepiti dagli Enti Locali e cioè:

1. se la convenzione che disciplina la concessione prevede la devoluzione gratuita dei cespiti a favore del Comune, allorchè si raggiunga la scadenza naturale, i suddetti cespiti passano nella proprietà dell’Ente anche in assenza di un verbale di consegna e ciò anche se il concessionario continui a gestire l’impianto per prorogatio. Infatti quando i beni sono ben individuati, secondo il G.A. : ... *non risulta necessario un verbale di consegna che individui i beni così determinando l’effetto traslativo in capo al Comune, come se si trattasse di beni generici ancora da individuare. Opera, dunque, a pieno titolo nella fattispecie in esame il principio consensualistico, non essendo perciò necessaria alcuna traditio trattandosi di beni non indeterminati nella loro entità*”.
2. per effetto del perfezionamento della devoluzione gratuita la pretesa di un canone da parte del Comune rappresenta legittimo esercizio di un diritto dominicale.

²⁶ Cfr. ANAC : Atto di segnalazione al Governo e al Parlamento n° 4 del 17 ottobre 2018.

pervenute all'Autorità i dati relativi alle Regioni Calabria, Molise, Puglia, Sardegna, Umbria e Valle d'Aosta, ha evidenziato che le concessioni gas scadute sono n. 3.728 su un totale di concessioni in corso di validità di n. 5.142. Trattasi, come ben si vede, del 73% delle concessioni per le quali i Comuni:

- non possono procedere singolarmente all'espletamento della gara per il rinnovo delle stesse, a causa del persistente divieto di cui all'art. 24, comma 4, del D.Lgs. n° 93/2011;
- ricevono un grave pregiudizio in quanto l'attuale farraginosità normativa di settore e la regolazione disegnata per l'attuazione degli ATEM non ne consentono neanche il rinnovo nel quadro delle gare di Ambito.

Orbene, per dare l'idea di quale sia l'entità del danno che stanno subendo i Comuni basti considerare i seguenti dati:

- a) essendo complessivamente 22 milioni i clienti gas sul territorio nazionale si può proporzionalmente ritenere che siano circa 16 milioni gli utenti serviti da concessionari che gestiscono gli impianti, per prorogatio, in regime di concessioni scadute;
- b) il valore del capitale investito netto ai fini tariffari (RAB) per gli impianti di distribuzione locale sul territorio nazionale è di circa 16 Mld di Euro e quindi la RAB afferente agli impianti riguardanti le concessioni già scadute si può proporzionalmente stimare in circa 12 mld di Euro. A fronte di tale valore RAB la tariffa percepita dai Gestori operanti sulle concessioni scadute ammonta annualmente a circa 750 mln di Euro, valore questo che si riferisce solo alla quota che remunera il capitale investito, al tasso WACC, con esclusione quindi della quota di ammortamento.

Poiché una considerevole parte degli assets riguardanti le concessioni scadute, al momento dell'aggiudicazione delle gare di ATEM, per effetto di clausole di devoluzione gratuita transiteranno nella proprietà degli Enti locali spetterà ad essi la quota di tariffa siccome prevede l'art. 8, comma 3, del D.M. n. 226/2011 e ss.mm.ii. tariffa che attualmente viene ancora percepita dal Gestore in costanza di svolgimento del servizio in regime di prorogatio. A mero titolo di esempio se pure fosse solo del 10% l'entità degli assets da attribuire ai Comuni²⁷ ammonterebbe a ben 75 mln di Euro

²⁷ Si è stimato che gli assets gas di proprietà dei Comuni siano pari al 5% del totale. In questo dato non sono però comprese le consistenze conseguenti alle devoluzioni gratuite riguardanti le concessioni giunte a scadenza naturale. Molti Comuni, inoltre, soprattutto nel Centro Sud Italia dove ci sono state le sovvenzioni pubbliche per la realizzazione degli impianti, non hanno mai redatto lo stato patrimoniale degli assets del gas di loro proprietà

la quota di tariffa che viene annualmente sottratta agli Enti locali. Come ben si può osservare, la dimensione dei danni che i Comuni e, quindi, tutti i contribuenti stanno subendo ha dimensioni tutt'altro che trascurabili.

A riepilogo di quanto esposto sopra e limitandoci ai soli compensi previsti dall'art. 8 del D.M. n. 226/2011 e ss.mm.ii., possiamo sintetizzare il quadro completo dei danni che i Comuni subiscono dal mancato svolgimento delle gare di Ambito:

- a) danno economico connesso al mancato introito della quota di tariffa prevista per l'Uso dei cespiti già di proprietà e/o da ascrivere alla proprietà pubblica per il raggiungimento della scadenza naturale, laddove esista clausola di devoluzione gratuita a favore dell'Ente concedente (compenso previsto all'art. 8, comma 3, del D.M. citato);
- b) danno economico connesso al mancato introito del compenso di cui all'art. 8 comma 4;
- c) danno connesso alla mancata corresponsione del canone di cui all'art. 8 comma 5;
- d) danno connesso alla mancata realizzazione degli interventi di efficienza energetica di cui all'art. 8 comma 6.

A questi danni sono poi da aggiungere quelli indiretti causati da:

- e) dalla mancata realizzazione di nuove reti distributive del gas in aree urbane di espansione urbanistica che, in conseguenza della mancata attività cantieristica, è di pregiudizio anche per gli aspetti occupazionali,
- f) mancato incremento dei corrispettivi spettanti ai Comuni connessi alla maggiore estensione delle reti e alla maggiore quantità di gas distribuito.

Un ultimo, e non per questo meno rilevante, aspetto attiene infine ai Comuni non metanizzati, stimati essere circa 1.100, per i quali la metanizzazione, con la normativa degli ATEM sarà una chimera atteso che:

1. ad essi non è consentito espletare singolarmente la gara per l'affidamento della concessione del servizio di distribuzione del gas naturale²⁸;

per cui anche il dato del 5%, riferibile al netto delle devoluzioni gratuite, quale quota di proprietà dei Comuni, è assolutamente sottostimato.

²⁸ Recentemente l'ARERA ha pubblicato un DCO (Documento di consultazione) con Delibera 12 maggio 2017 n. 324/2017/R/gas con il quale ha inteso procedere a "Avvio di procedimento in materia di reti isolate di GNL per l'attuazione delle disposizioni dell'articolo 14 del decreto legislativo 257/2016, che recepisce la direttiva 2014/94/UE

2. una eventuale metanizzazione del loro territorio è possibile solo alle condizioni di cui all'art. 9, comma 6, del D.M. n. 226/2011 ossia gli interventi sarebbero realizzabili qualora durante il periodo di affidamento si rendano disponibili finanziamenti pubblici in conto capitale di almeno il 50% del valore complessivo dell'opera e gli stessi siano programmabili tre anni prima del termine di scadenza dell'affidamento, anche se non fossero stati previsti nel piano di sviluppo iniziale.

Ritornando al tema generale dei danni subiti dai Comuni metanizzati si aggiunga infine che, persistendo la gestione degli impianti di proprietà pubblica in capo ai Gestori privati, l'ammortamento di tali cespiti riduce di anno in anno il loro valore RAB ed i Comuni, oltre a non poter ricevere la quota di ammortamento del capitale investito (sia per i cespiti già di loro proprietà sia per quelli divenuti tali nei casi di devoluzione gratuita delle concessioni giunte a scadenza naturale) vedono anche ridursi, di anno in anno, il corrispettivo tariffario di cui all'art. 8, comma 3, del DM n.

sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi". Tale procedimento di consultazione si doveva concludere entro il 31/12/2017 ma è tutt'ora, inspiegabilmente, aperto. Dalla lettura della citata delibera il Regolatore dà atto che:

- le reti isolate di GNL siano da intendersi come reti di distribuzione di gas naturale alimentate mediante GNL non interconnesse direttamente o indirettamente con la rete di trasporto nazionale o reti di trasporto regionale di gas naturale;
- per le reti isolate di GNL siano da applicare disposizioni tariffarie, in analogia con quanto previsto in relazione al servizio di distribuzione di gas diversi dal gas naturale a mezzo di reti canalizzate, potendosi riconoscere che:
 - i corrispettivi relativi ai servizi di distribuzione e misura coprano i costi delle infrastrutture di rete, i costi di esercizio e manutenzione delle reti canalizzate e il costo di depositi di stoccaggio criogenico e di rigassificatori locali direttamente connessi alle medesime reti canalizzate di distribuzione;
 - i corrispettivi relativi ai servizi di distribuzione e misura trovino applicazione in ciascun ambito formato dall'insieme delle località fornite con reti isolate alimentate mediante GNL appartenenti alla medesima Regione e servite dalla medesima impresa distributrice, distinto dall'ambito gas diversi.

Il DCO dell'Autorità insomma sottintende la possibilità, per i Comuni non metanizzati, di procedere autonomamente all'affidamento della concessione del servizio del gas naturale ove gli impianti siano alimentati con il GNL e questa è sostanzialmente anche la facoltà riconosciuta a tali Comuni dal Ministero dello Sviluppo Economico peraltro esplicitata in una nota del 6/12/2016 nella quale il MISE chiarisce che " il Comune avrà la facoltà di far realizzare una rete isolata di GPL o GNL". Naturalmente è appena il caso di evidenziare come sul DCO siano state prodotte osservazioni dai soliti monopolisti che, a tutela esclusiva dei loro interessi di parte, si dichiarano sostanzialmente contrari a riconoscere ai Comuni non metanizzati tale possibilità, intendendo essi gestire anche la filiera del GNL portandola nel regime degli ATEM. Sul DCO di cui trattasi l'ARERA, come detto, non ha ancora adottato alcun provvedimento conclusivo.

226/2011 che, com'è noto, spetterà ad essi solo fino a quando il valore RAB sarà maggiore di zero. Insomma sono questi gli esiti infausti per gli Enti Locali causati da una riforma concepita male e di fatto inattuata da molti anni.

5. Possibili soluzioni per superare la fase di *stand-by*.

Definito il quadro dei “danni” che gli Enti Locali stanno subendo in conseguenza dello stallo della riforma degli ATEM, sembrerebbe del tutto logico e opportuno correre ai ripari, fermo restando che la possibile soluzione potrebbe non dover coniugare la necessità di annullare del tutto quanto sin qui attuato e questo, ovviamente, al fine di ottemperare anche all'importante principio della conservazione del Capitale già speso.

Prima di illustrare la strada percorribile occorre però fare alcune precisazioni relativamente ai:

- rapporti insorti tra le Stazioni appaltanti, i loro consulenti e gli Enti Locali;
- costi già consolidati;
- controlli attivati da ARERA sulle verifiche degli scostamenti VIR-RAB.

In primis è dato rilevare che fino ad oggi si è assistito ad una corsa, quasi spasmodica, da parte degli *advisor* (società di *advisoring*, professionisti e/o studi tecnico/legali associati) assiduamente impegnati ad acquisire il maggior numero possibile di incarichi di consulenza da parte delle Stazioni appaltanti, e ciò anche ben oltre le loro capacità strutturali. Talora essi, per eliminare la concorrenza, hanno fatto ricorso, anche ad affidamenti diretti di dubbia legittimità, stimando, surrettiziamente, essere sotto la soglia dei 40.000,00 euro gli onorari afferenti a tali attività. Ovviamente le Stazioni appaltanti, avendo attivato la rete delle consulenze, hanno anche richiesto ed ottenuto dai gestori uscenti il pagamento dei compensi previsti dalla Deliberazione 11 ottobre 2012 n. 407/2012/R/gas²⁹ e dalla successiva Deliberazione 30 maggio 2013, n. 230/2013/R/gas e ne

²⁹ L'articolo 1, comma 16-quater, del decreto-legge 23 dicembre 2013, n. 145, convertito, con modificazioni, dalla legge 21 febbraio 2014, n. 9, ha previsto che "al fine di dare impulso all'indizione delle gare d'ambito per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale previste dal regolamento di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 12 novembre 2011, n. 226, i gestori uscenti anticipano alla stazione appaltante l'importo equivalente al corrispettivo una tantum per la copertura degli oneri di gara". Il corrispettivo una tantum è quello previsto dalla Deliberazione n. 407/2012.

hanno altresì disposto, in parte, la liquidazione agli advisors incaricati. In altri termini, è dato attualmente rilevare che nelle procedure delle Gare di ambito, iniziate e non concluse, sono state già impegnate somme non trascurabili, anticipate dai Gestori uscenti alle Stazioni appaltanti. I suddetti importi, com'è noto, comprensivi d'interessi³⁰, saranno poi rimborsati ai concessionari uscenti dal Gestore aggiudicatario della gara di Ambito, e troveranno ristoro nella tariffa gas pagata dai clienti finali³¹, siccome stabilita da ARERA. La possibile soluzione a superamento dello stallo della Riforma, di cui si illustreranno di seguito le modalità, tiene conto di tali costi, senza vanificarne gli effetti, ossia senza che si sostanzino come "costi improduttivi".

Le verifiche sugli scostamenti VIR- RAB già attivate da ARERA e non ancora concluse, potrebbero invece essere interrotte in qualsiasi momento senza obliterare i costi e peraltro, spogliandosi di tali controlli, l'ARERA potrebbe efficacemente dedicarsi, in alternativa, alle sue altre, qualificanti attività istituzionali.

La soluzione che può prospettarsi per il superamento della fase di stallo in cui versa la riforma delle gare gas per Ambiti territoriali minimi potrebbe quindi consistere nel riconoscere, eventualmente anche solo transitoriamente, agli Enti locali la possibilità di procedere al rinnovo delle concessioni del gas scadute, riaffidandole per la durata di anni 12 siccome

³⁰ La determinazione degli importi degli interessi per la copertura degli oneri di gara è stata definita dall'Autorità di regolazione con la Deliberazione 3 luglio 2014 n. 326/2014/R/gas nella quale per il loro calcolo :

- si dispone di adottare il regime dell'interesse composto, tenuto conto che i periodi di tempo a cui si riferiscono gli anticipi potrebbero, presumibilmente, avere durata superiore all'anno;
- si prevede l'applicazione di un tasso di interesse pari al livello del costo del debito, come espresso dall'elemento tasso di rendimento del capitale di debito utilizzato ai fini della determinazione del WACC (elemento K_d della formula di calcolo del WACC).

³¹ Far pagare ai clienti finali il costo delle gare gas per ATEM, come ben si vede, contraddice in modo manifesto uno degli scopi tanto conclamati al momento del varo della riforma degli Ambiti ossia: il contenimento delle tariffe gas. Peraltro, va puntualizzato che i costi delle gare svolte in regime del Decreto Letta n. 164/2000 giammai sono stati caricati in tariffa e quindi alcun onere, per il passato, è stato posto a carico dei clienti finali, contrariamente a quanto si verificherà invece con le gare di ATEM. In conclusione il contenimento delle tariffe è stato solo un mero proclama, smentito dai successivi provvedimenti del Regolatore, perché, di fatto, nella riforma, sul versante della tariffa gas si introduce anche questo nuovo balzello di appesantimento, rappresentato dai costi delle gare che gravano sulla tariffa pagata dagli utenti (N.B. La spesa media per ogni gara ammonta a circa € 450.000,00 con punta massima di € 600.000,00) .

previste dal Decreto Letta, nelle more del definitivo perfezionamento del quadro normativo degli ATEM. Tale possibilità dovrebbe concedersi in tutti i casi in cui non fosse possibile addivenire alla pubblicazione dei bandi di ATEM entro un termine perentorio, appositamente e congruamente fissato. Il termine oltre il quale non sarebbe più obbligatorio osservare le procedure degli ATEM, non dovrebbe neppure essere interrompibile in conseguenza di eventuali richieste dell'ARERA connesse ai procedimenti di verifica degli scostamenti VIR-RAB. Tali procedimenti, quindi, dovrebbero essere perentoriamente conclusi entro il termine suddetto, pena l'esautoramento di ARERA in ordine alle verifiche non completate, qualunque ne sia il motivo. In particolare, per lo svolgimento delle gare singole, i Comuni dovrebbero seguire, poi, le regole del Decreto Letta n. 164/2000 e ss.mm.ii. applicando anche, ove possibile, quanto già definito per le gare di ATEM osservando in dettaglio le seguenti regole:

1. applicazione dei criteri di determinazione del VIR, siccome fissati con le Linee Guida 7 aprile 2014, approvate con il D.M. 22 maggio 2014;
2. adozione dello schema di contratto tipo, opportunamente revisionato da parte del singolo Ente Locale per renderne congruenti i contenuti atti a disciplinare la gestione del servizio, riferita non più all'Ambito ma al singolo impianto di distribuzione locale;
3. riconoscimento dei costi già anticipati alle Stazioni appaltanti dai Gestori uscenti, determinando gli importi afferenti ai singoli Comuni in base ai PdR di loro competenza, da corrispondere, quale rimborso, ai soggetti concessionari che ne hanno anticipato l'importo e da riverberare nella tariffa gas del singolo impianto di distribuzione locale;
4. riconoscimento di tutte le valutazioni dei VIR già effettuate, demandando alle Stazioni appaltanti, ove già operanti, la verifica della congruità degli scostamenti VIR-RAB, laddove tale verifica non sia stata ancora eseguita dall'Autorità, anche a giustificazione dei compensi già da esse incassati ex Delibera n. 407/2014 e ss.mm.ii.;
5. attribuzione diretta ai singoli Comuni che, all'uopo, si potranno avvalere di esperti qualificati, dei compiti di verifica degli scostamenti VIR RAB, laddove non fossero state ancora individuate le Stazioni appaltanti;
6. osservanza delle disposizioni di cui all'art. 5, comma 16, del D.M. n. 226/2011 nei casi in cui si manifesti un disaccordo tra l'Ente locale

concedente e il Gestore uscente con riferimento alla determinazione del valore di rimborso del gestore uscente;

7. attribuzione alle Stazioni appaltanti, ove operanti, e direttamente ai Comuni in caso contrario, dei compiti di verifica della consistenza degli impianti con il conseguente potere di validazione di tutte le informazioni inerenti alla consistenza dei cespiti con le relative quote di proprietà e definizione della documentazione rappresentativa dello stato di consistenza nonché di tutte le caratteristiche tecniche necessarie per lo svolgimento della gara;
8. attribuzione diretta ai Comuni del compito di definizione delle Linee guida per lo sviluppo delle reti e l'adeguamento tecnologico degli impianti, da recepire poi nel progetto preliminare da predisporre a cura dell'Ente concedente e da porre a base di gara;
9. riconoscimento ai Comuni del potere di nomina delle Commissioni di gara per l'esame delle offerte, con individuazione di Commissari esperti e qualificati da scegliere in base a comprovati curricula professionali senza la necessità di dover osservare le regole di cui all'art. 78 del D.Lgs. n° 50/2016 riguardante l'istituzione, sotto il controllo dell'ANAC, dell'Albo nazionale obbligatorio dei componenti delle commissioni giudicatrici nelle procedure di affidamento dei contratti pubblici;
10. obbligo di prevedere interventi di efficienza energetica da eseguire nei territori dei singoli Comuni, scelti direttamente dagli Enti Locali e riportati nel Bando di gara con possibilità di farne attuare i progetti a E.Sco. raggruppate con i concorrenti partecipanti alla singola gara. Al finanziamento degli interventi di efficientamento previsti in gara, da ammortizzare obbligatoriamente durante tutto l'arco della concessione (12 anni), concorrerebbe il Comune affidatario della concessione gas facendovi fronte con la spesa prevista in Bilancio per le bollette energetiche afferenti ai cespiti da efficientare opportunamente ridotta, sulla base dell'offerta della E.Sco. riunita nel Raggruppamento che concorre nella gara;
11. fissazione di un limite riguardante l'ammontare annuo dell'aggio che i concorrenti possano offrire ai Comuni stabilendolo nella misura massima del 30% della quota parte della remunerazione del capitale di località e della relativa quota di ammortamento annuale.

La semplificazione connessa ad un provvedimento di sblocco delle gare gas avrebbe notevoli ed importanti ricadute sull'intero settore della distribuzione del gas, comportando benefici notevoli per la Finanza locale, per i clienti finali e anche per l'Economia nazionale. Infatti, è indubbio che:

- a) la possibilità di consentire, sia pur transitoriamente, l'affidamento di concessioni su base comunale e non più per Ambiti Territoriali, per effetto dell'eliminazione della barriera finanziaria, atteso che i costi ridotti della gara singola sarebbero sostenibili da molti operatori a prescindere dalla loro dimensione, sortirebbe l'effetto positivo di mantenere nel settore molti piccoli e medi operatori che, senza alcun dubbio, sono una parte notevole ed anche virtuosa del sistema;
- b) con le gare singole si darebbe corso a notevoli investimenti (per lo sviluppo delle reti, per l'adeguamento tecnologico degli impianti, per gli interventi di efficienza energetica da realizzare obbligatoriamente nei singoli territori comunali) che, stante la rilevanza del numero di concessioni da rinnovare (circa 4500) porterebbe a nuovi investimenti per un importo che è quantizzabile in almeno 12 MLD di euro, pari quasi a 0,8 punti di PIL;
- c) l'aumento dello 0,8 del PIL non graverebbe sulla Finanza pubblica in quanto gli investimenti sono a totale carico dei Gestori;
- d) gli investimenti per gli interventi di efficientamento sarebbero a carico dei Comuni ma essi risparmierebbero nell'arco dei 12 anni, somme considerevoli per le bollette dell'energia, atteso che dovrebbero prevedere e sostenere annualmente costi minori, congruamente stimabili in misura pari al 25 % ÷ 30% in meno rispetto agli attuali, in conseguenza della conseguita efficienza energetica;
- e) la realizzazione dei progetti di efficientamento e/o la realizzazione di investimenti sugli impianti consentirebbe l'apertura di moltissimi cantieri su tutto il territorio nazionale con ricaduta positiva anche in termini occupazionali;
- f) lo svolgimento delle gare sarebbe una buona occasione di lavoro professionale anche per tecnici, economisti ed esperti legali che sarebbero sinergici per le imprese concorrenti alle procedure e funzionali per la preparazione delle loro offerte.

Sono questi, fondamentalmente, gli effetti positivi conseguenti allo "sblocco delle gare", fermo restando che un tale provvedimento sicuramente non lederebbe gli interessi di nessuno allocandosi le risorse in modo ottimale e non solo a vantaggio di pochi monopolisti.

Si fa notare, inoltre, che sia il Legislatore che il Regolatore avrebbero il tempo sufficiente per focalizzare meglio la comunque necessaria riforma degli ATEM, senza quei punti irrisolti che caratterizzano quella attuale, fonte degli inconvenienti ritenuti "dannosi".

Tra l'altro si avrebbe anche modo di ridisegnare, in maniera congrua e razionale, ben più ponderata, i 177 Ambiti, prevedendone un numero maggiore, ricorrendo ad Ambiti concepiti su dimensioni territoriali più ridotte ed omogenee, in modo da favorire effettivamente, e non solo a parole, l'efficienza ed eliminare altresì le attuali barriere alla concorrenza.

In conclusione sarebbe davvero auspicabile adottare un serio, responsabile ed urgente provvedimento di sblocco delle gare gas, consentendone lo svolgimento da parte dei singoli Comuni, atteso che, persistendo sulla strada intrapresa, si rischia di restare "sine die" nel vicolo cieco che si è imboccato e, nel frattempo, mentre i Gestori continuano a lucrare guadagni ad essi non più spettanti, la Finanza locale ed i clienti finali continuano a subire notevoli danni.