

Facoltà di Economia

Dipartimento di Economia e Management

Cattedra di Economia Industriale

“La liberalizzazione del settore del gas: lo
svolgimento delle gare nella fase di distribuzione e
la condotta degli operatori *incumbent*”

RELATORE

Prof.ssa Ivana Paniccia

CANDIDATO

Domenico Di Rito

Matr. 177541

ANNO ACCADEMICO

2014/2015

“La liberalizzazione del settore del gas: lo svolgimento delle gare nella fase di distribuzione e la condotta degli operatori *incumbent*”

Indice

Introduzione.....	4
Capitolo 1	7
1.Il processo di liberalizzazione del settore del gas.....	7
1.1 Struttura del settore: la filiera del gas	7
1.1.1 Fase upstream	7
1.1.2 Fase intermedia.....	8
1.1.3 Fase downstream	11
1.2 Contesto normativo: le fasi legislative	12
1.2.1 La direttiva europea 98/30/CE.....	12
1.2.2 Il Decreto Letta.....	14
1.2.3 La direttiva 03/55/CE	16
1.2.4 Il terzo "pacchetto energia"	20
1.3 Le motivazioni politico-economiche	21
1.3.1 Motivazioni economiche	21
1.3.2 Motivazioni politiche.....	23
Capitolo 2	25
2. Gli effetti della liberalizzazione sulla fase di distribuzione	25
2.1 Riduzione degli operatori	25
2.2 La separazione proprietaria	29
2.3 TPA: tariffe di distribuzione e “codice di rete”	32
Capitolo 3	38
3.Le gare per l’affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale.....	38

3.1 Il quadro normativo delle gare.....	39
3.2 Il regolamento delle gare	43
3.2.1 Individuazione della stazione appaltante di ogni ATEM	44
3.2.2 Obblighi informativi dei gestori	45
3.2.3 Rimborso al gestore uscente e regime proprietario delle reti	46
3.2.4 Oneri da riconoscere all’Ente locale concedente e ai proprietari degli impianti ...	48
3.2.5 Il bando di gara e il disciplinare di gara	49
3.2.6 Requisiti per la partecipazione alla gara e criteri di aggiudicazione dell’offerta ..	49
3.3 Il ruolo dell’Autorità di regolazione	52
Capitolo 4	54
4.Liberalizzazione e regolazione	54
4.1 Il ruolo dell’Antitrust.....	54
4.2 I “competitors” nel settore downstream	57
4.2.1 Snam S.p.A	57
4.2.2 F2i SGR S.p.A.....	59
4.3 Analisi di due casi antitrust	60
4.3.1 Il caso Italgas	60
4.3.2 Il caso Estra Reti Gas.....	68
4.4 Riflessioni sugli effetti della riforma degli ATEM	72
Conclusioni.....	76
Bibliografia.....	78

“La liberalizzazione del settore del gas: lo svolgimento delle gare nella fase di distribuzione e la condotta degli operatori *incumbent*”

Introduzione

L'obiettivo del seguente elaborato è descrivere e analizzare le soluzioni adottate dal legislatore per promuovere la libera concorrenza nel settore del gas naturale, in particolare nella fase di distribuzione, considerando la peculiarità delle caratteristiche tecniche, economiche e storico- culturali di tale settore, soprattutto nel sistema italiano, e la sua rilevanza strategica per la politica energetica del nostro Paese. La consapevolezza delle difficoltà di implementare una normativa concorrenziale all'interno di un mercato caratterizzato per decenni da monopolio legale rappresenta la corretta chiave di lettura per analizzare e comprendere la necessità di un graduale processo di aggiustamento normativo e di disposizioni specifiche settoriali relative al ruolo di garanzia svolto dalle Autorità di regolazione.

Il termine “liberalizzazione”, in campo economico, si riferisce alla liberalizzazione del commercio e del mercato del capitale e segna il passaggio da un settore regolato dallo Stato a uno regolato dal mercato e dalla libera concorrenza. Infatti, la liberalizzazione rappresenta il principio della promozione e della tutela della concorrenza, attraverso l'eliminazione di posizioni monopolistiche e il controllo sui comportamenti restrittivi della concorrenza da parte degli incumbent, ed è il migliore sistema possibile in termini di efficienza, competitività, innovazione e tutela dei consumatori¹.

Il settore energetico svolge, come visto in precedenza, un ruolo strategico nella politica di un paese e in prospettiva il gas naturale è considerato tra le fonti energetiche determinanti del futuro assetto di tale settore, anche per i suoi benefici relativi in termini di impatto ambientale e per la prevista diminuzione del consumo di petrolio e energia nucleare. I consumi a livello globale sono cresciuti con un tasso medio annuo del 2,7% nel periodo 1995-2011 e la previsione nell'orizzonte 2012-2035 è dell'1,7%. In particolare l'Italia è il maggiore consumatore di gas naturale nell'area UE, sia per la

¹ “Economia industriale. Economia dei mercati imperfetti”, 2013, di C. SCOGNAMIGLIO PASINI

generazione elettrica sia per il soddisfacimento dei bisogni primari, rendendo il gas un fattore per la sicurezza energetica².

In questo contesto, una volta descritta la filiera del gas, attraverso l'utilizzo di dati e grafici, si è svolta un'analisi delle varie fasi normative, le quali richiamano quel processo di aggiustamento esposto in precedenza, per trasformare radicalmente un settore monopolistico e per compiere i primi passi verso un mercato più concorrenziale. Il punto di partenza è rappresentato dal Decreto Legislativo n. 164/2000, meglio noto come Decreto Letta, emanato nel luglio del 2000 in attuazione della Direttiva Europea 98/30/CE. Evidente in ogni punto dell'elaborato è l'influenza decisiva della Comunità Europea nell'avvio, prosecuzione e completamento del processo di liberalizzazione nell'ottica di un'unica politica energetica a livello comunitario e del completamento dei principi sulla libertà di circolazione sanciti dal Trattato di Maastricht del 1992³. Le principali tematiche affrontate riguardano la definizione dei clienti idonei, le condizioni per garantire l'accesso ai terzi alle infrastrutture, le differenze tra unbundling funzionale, societario e proprietario e la definizione degli obblighi di servizio pubblico.

Chiarito l'oggetto, le modalità e le motivazioni sottostanti al processo di liberalizzazione, l'enfasi viene spostata, attraverso l'analisi degli specifici effetti della normativa e dei relativi collegamenti, sulla fase di distribuzione la quale in tale contesto presenta i maggiori spunti di riflessione in quanto attività di servizio pubblico e vicina sia alla fase a valle della filiera sia a quella del trasporto. In particolare, se gli interventi sulla struttura del settore sono limitati dalle caratteristiche di monopolio naturale, per le quali non è conveniente la duplicazione delle reti secondo quanto stabilito dal principio di sub-additività dei costi, è dimostrabile come la migliore soluzione per liberalizzare il mercato non sia tanto promuovere la "concorrenza nel mercato", quanto "la concorrenza per il mercato", secondo il modello di Demsetz del meccanismo d'asta.

I principali strumenti rispettivamente per promuovere e tutelare le condizioni di concorrenzialità sono la nuova normativa delle gare d'ambito e il lavoro di vigilanza svolto dall'AEEG e dall'AGCM.

Per quanto concerne il primo strumento, il Decreto Legislativo dell'1 giugno 2011 n. 93 di attuazione del "Terzo Pacchetto Energia", congiuntamente all'emanazione di diversi decreti ministeriali, tra cui il c. d Regolamento, ha definitivamente ultimato il quadro normativo entro cui devono svolgersi le gare uniche per Ambito Territoriale Minimo, con particolare riferimento ai nuovi criteri per la partecipazione e per la valutazione delle offerte degli operatori nel settore della distribuzione del gas.

² "Il mercato del gas naturale in Italia: lo sviluppo delle infrastrutture nel contesto europeo", Studio di settore CDP, marzo 2013

³ "Il mercato comunitario del gas naturale. Investimenti esteri diretti e diritto internazionale", di T. M. MOSCHETTA

A questo punto è utile notare come la liberalizzazione di per sé non garantisce condizioni di concorrenzialità, specialmente in settori particolari come quello del gas naturale. A tal proposito è da osservare il ruolo necessario della regolamentazione nel gestire la graduale riorganizzazione dei mercati, specialmente quelli dei servizi di pubblica utilità, indipendentemente dall'assetto proprietario, pubblico o privato. Infatti, come alla proprietà pubblica non segue necessariamente un monopolio di Stato, così la privatizzazione non implica una liberalizzazione del mercato, la quale è invece vicina al concetto di deregulation⁴.

Nell'ultimo capitolo è sviluppato un punto fondamentale dell'elaborato, cioè la contestualizzazione dei poteri e dei compiti dell'Antitrust, e nel caso italiano dell'AGCM, nel tutelare la concorrenza attraverso la prevenzione e l'eventuale sanzione di qualunque accordo restrittivo della concorrenza, abuso di posizione dominante o concentrazione che crei o rafforzi tale posizione dominante, secondo quanto disposto dagli artt. 101 e 102 del Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea.

Il collegamento con il mercato del gas naturale avviene attraverso la trattazione e analisi di due casi antitrust, riguardanti le condotte rispettivamente delle società Italgas ed Estra Reti Gas contrarie alle disposizioni concernenti gli obblighi informativi del gestore uscente contenute nel Regolamento. L'analisi è stata condotta attraverso la visione della documentazione riportata nei provvedimenti dell'Autorità e completata da uno studio preventivo condotto sul grado di concentrazione presentato dalla fase downstream del settore del gas mediante evidenziazione di dati riguardanti le due principali società di questa fase, ovvero Snam, controllante della stessa Italgas, operatore dominante a livello nazionale, e F2i.

In tal modo è stato possibile integrare la valutazione degli effetti tout court della liberalizzazione sulla fase di distribuzione sia sotto il profilo normativo sia sotto quello sostanziale e operativo; nel primo caso con particolare riferimento alla disciplina degli ATEM, della quale sono stati discussi i vantaggi, le criticità, le difficoltà d'implementazione e l'attuale stato di avanzamento; nel secondo relativamente agli obblighi informativi del gestore uscente e all'attività dell'Autorità di regolazione, alla base delle riflessioni finali dell'elaborato.

⁴ "Teoria economica. Un'introduzione critica.", di D. CAVALIERI

Capitolo 1

1. Il processo di liberalizzazione del settore del gas

1.1 Struttura del settore: la filiera del gas

Prima della liberalizzazione, la distribuzione del gas era svolta da una molteplicità di esercenti estremamente differenziati tra di loro in termini di proprietà, natura giuridica, diffusione territoriale e integrazione orizzontale in altri settori dei servizi pubblici locali. Tuttavia, poiché tale situazione interessava l'intero settore del gas, per meglio comprendere gli importanti effetti della liberalizzazione in termini di efficienza e concorrenzialità nella fase di distribuzione, non si può prescindere dall'analizzare l'intero ciclo produttivo in cui si articola la filiera del gas naturale.

Figura 1.1: La filiera del gas



Fonte: AEEG

Fonte: AEEG

La liberalizzazione ha influenzato le diverse fasi in funzione delle loro caratteristiche strutturali. La filiera del gas è l'insieme delle attività svolte dalla fase di estrazione dai giacimenti produttivi a quella del consumo finale.

1.1.1 Fase upstream

La fase più a monte, relativa all'approvvigionamento, è articolata tra i due canali della produzione interna e dell'importazione, attività entrambe totalmente liberalizzate. Essa consiste nella ricerca e nel reperimento della quantità di gas necessaria per il

soddisfacimento del fabbisogno energetico di un paese. Secondo l'International Energy Agency⁵, i principali produttori a livello mondiale sono gli Stati Uniti e la Russia, rispettivamente con 558.78 km³ e 540.64 km³. Nel contesto italiano, nonostante la fine del monopolio legale nel 1996, il segmento della produzione nazionale rimane molto concentrato. Il primo operatore (Eni) detiene una quota di mercato dell'84,7% e i primi quattro operatori insieme detengono la quasi totalità delle quote di mercato(99,5%). Ciononostante l'importazione resta la fonte primaria di approvvigionamento dell'Italia: nel 2013 le stime parlano di oltre 61 miliardi di metri cubi di gas importati rispetto ad una produzione interna di quasi 8⁶.

1.1.2 Fase intermedia

La fase intermedia, denominata anche infrastruttura, comprende lo stoccaggio, il trasporto e la distribuzione primaria. Secondo la normativa vigente esse sono attività d'interesse pubblico e gli Stati possono imporre obblighi di servizio pubblico, con riferimento, fra l'altro, alla regolarità e qualità del servizio e al prezzo, nonché alla tutela dei "clienti vulnerabili"⁷. L'insieme di tali attività determina l'architettura di rete composta da una serie di componenti classificati come primari e secondari.

Per quanto riguarda i primi si intendono i tubi e le stazioni di compressione che definiscono la capacità di trasporto, la capacità di stoccaggio e i vincoli di congestione. I compressori sono fondamentali per il funzionamento della rete nei tratti in cui il gas tende a perdere pressione, aumentandola immediatamente e mantenendo costante la velocità del gas. I componenti secondari sono hub e siti di stoccaggio. Un hub fisico è il punto d'interconnessione di pipeline in cui il gas è immesso e prelevato e tipicamente presenta compressori bilaterali che agiscono sulla pressione per bilanciare domanda e offerta di gas. Infatti, deve avere anche capacità di stoccaggio ed essere collegato direttamente o avere facile accesso ai siti di stoccaggio.

● STOCCAGGIO

La fase dello stoccaggio ha una funzione di compensazione perché consente di immagazzinare il gas per far fronte alla variabilità stagionale e all'andamento ciclico della domanda ed equilibrare domanda e offerta. Lo stoccaggio è classificabile come minerario, strategico o di modulazione secondo le finalità.

- i. Minerario: garantire lo svolgimento ottimale della coltivazione nei giacimenti di gas naturale
- ii. Strategico: sopperire a mancanze o riduzioni degli approvvigionamenti o di crisi del sistema del gas

⁵ Dati aggiornati al 2014. Fonte: IEA(International Energy Agency). Nel caso degli Stati Uniti è stata determinante la scoperta di giacimenti di shale gas.

⁶ Fonte: AEEG

⁷ Direttiva Comunità Europea 13 luglio 2009 n. 73, art. 3

- iii. Modulazione: soddisfare la modulazione dell'andamento giornaliero, stagionale e di punta dei consumi.

I siti di stoccaggio possono essere di tre tipi:

- i. Direttamente all'interno delle strutture di trasporto
- ii. Strutture sotterranee(campi esauriti di gas o di petrolio, cavità saline, serbatoi acquiferi)
- iii. Strutture di liquefazione

L'attività di stoccaggio, a differenza del trasporto, non rappresenta una forma di monopolio naturale, bensì un modello di gas to gas competition nelle mani di un'unica impresa, configurandosi come un monopolio di fatto. Le infrastrutture costituiscono un'essential facility per i venditori per la loro funzione di modulazione che garantisce una maggiore flessibilità nel soddisfacimento della domanda del gas, soprattutto per il segmento civile.

Nonostante i progressi della liberalizzazione nella separazione delle diverse fasi della filiera per contrastare il fenomeno delle imprese integrate, il legislatore nel regolare l'attività di stoccaggio ha dato priorità alla sicurezza del sistema energetico nazionale piuttosto che alla promozione di maggiore concorrenzialità. Essa è stata sottratta dalle attività liberalizzate e subordinata alla concessione di licenze di durata trentennale, prorogabile non più di una volta e per dieci anni, rilasciate dal MSE sulla base di riconosciute capacità tecniche, economiche e organizzative⁸.

Infine anche l'introduzione di "tetti antitrust" si è rivelata una misura paradossalmente anticoncorrenziale perché ha disincentivato l'operatore incumbent (Stogit) a investire in nuove infrastrutture che avrebbero avvantaggiato i concorrenti.

● TRASPORTO

L'attività di trasporto primario consiste nel trasferimento dai luoghi di produzione o di stoccaggio attraverso i Punti di entrata ai punti di raccordo con la rete a bassa pressione cioè i Punti di riconsegna della rete regionale. Il sistema nazionale di trasporto, che assicura la distribuzione del gas mediante una rete di gasdotti ad alta e media pressione (pipeline), ha una lunghezza pari a 34.415 km, di cui il 94% appartiene alla Snam rete Gas⁹. Pur essendo attività libera, il trasporto presenta caratteristiche strutturali che lo rendono un monopolio naturale, quali il necessario sfruttamento di economie di scala e l'elevato volume di investimenti richiesti.

Il decreto legislativo 164/00, attuativo della politica di liberalizzazione in Italia, ha sancito l'obbligo per gli operatori di concedere l'accesso ai terzi alla propria rete a condizioni non discriminatorie, nel rispetto dei principi di trasparenza e imparzialità. In

⁸ Decreto Legislativo 23 maggio 2000 n. 164, art. 11 e successive modifiche. Legge 17 dicembre 2012 n. 221

⁹ Fonte: AEEG. L'Eni è uscita dal gruppo Snam nel 2012. Ved. Cap. 4. Par. 4.2.1

quest'ottica sono state fissate tariffe regolate dall'AEEG attraverso il metodo del price cap. Le garanzie di prezzo e il TPA (Third Access Party) rappresentano i pilastri del sistema di regolazione, insieme ai codici di rete.

● DISTRIBUZIONE

La distribuzione consiste nel trasporto del gas su reti locali a bassa pressione per la consegna ai clienti per conto dei venditori. Le reti di distribuzione secondaria sono collegate alle reti nazionali di trasporto mediante punti d'interconnessione rappresentati da impianti di riduzione e misura del gas. Il distributore si occupa di connettere il cliente alla rete, esercitando le attività di allacciamento, misurazione e controllo dell'erogazione, cioè di gestione del contatore e di attività di misura.

I servizi si possono distinguere in:

- Servizio principale: servizio costituito dalla presa in consegna del gas che l'Utente ha titolo ad immettere nell'impianto di distribuzione e dal suo trasporto ai Punti di Riconsegna presso i quali viene richiesto l'accesso, dietro versamento della relativa tariffa.
- Prestazioni accessorie: consistenti in attività che il distributore effettua in via esclusiva su richiesta del cliente, e per le quali si richiede un corrispettivo aggiuntivo sulla base di un prezzario reso pubblico o in base a quanto indicato nel preventivo emesso dall'impresa di distribuzione.
- Prestazioni opzionali: consistenti in prestazioni che il distributore effettua in concorrenza ai soggetti offerenti a chi ne fa richiesta, a prezzi validi per la generalità dei richiedenti¹⁰.

Inoltre, a seconda della tipologia di cliente, le attività dei distributori si possono distinguere in:

- Distribuzione primaria: consiste nella distribuzione alle utenze industriali (con consumi superiori a 200.000 m³ l'anno), alle utenze termoelettriche e alle aziende di distribuzione civile.
- Distribuzione secondaria: consiste nella distribuzione alla utenza civile, che impiega il gas per uso domestico.

Si tratta di attività di servizio pubblico e anch'essa presenta caratteristiche tipiche del monopolio naturale, in quanto struttura a rete i cui costi principali sono legati alla realizzazione e alla manutenzione di infrastrutture. La concessione per la gestione della rete locale di distribuzione avviene tramite gara ad evidenza pubblica, indetta dagli enti locali e gestita dalle Stazioni appaltanti, e ha una durata di dodici anni¹¹. La finalità perseguita dal legislatore è stata coniugare le esigenze dettate dalla natura di monopolio

¹⁰ AEEG, Codice di rete tipo per la distribuzione del gas naturale, allegato 2 deliberazione 6 giugno 2006, n. 108/06 come modificato dalle deliberazioni 2 ottobre 2007, n. 247/07, 14 dicembre 2007, n. 324/07

¹¹ Legge n. 99/2009, art. 30. Ved. Cap. 3

naturale della fase di distribuzione e le nuove spinte a una maggiore concorrenza nel settore. Infatti, la modalità scelta ricalca il modello di Demsetz, la cui logica in sintesi è: “incentivare la concorrenza per il mercato piuttosto che la concorrenza nel mercato”.

Figura 1.2: Le infrastrutture di rete sul territorio nazionale.



Fonte: www.snam.it

L’AEEG ha disciplinato anche i rapporti tra ente e soggetto gestore, i quali sono definiti contrattualmente e regolati da una tariffa, nel rispetto del codice di rete tipo del servizio di distribuzione gas¹². Questa fase presenta un minor grado di concentrazione: i principali operatori sono Snam (23,1%), F2i (16,9%) e Hera (6,5%).¹³

1.1.3 Fase downstream

La fase più a valle è costituita dalla vendita. Si tratta di un’attività di commercializzazione, libera e d’interesse pubblico, basata sulla fornitura e sulla consegna del gas ai clienti finali allacciati alla rete. I rapporti con i gestori della rete sono regolati dall’AEEG che ha stabilito tariffe di trasporto e condizioni. Inoltre è garantito alle società di vendita l’utilizzo delle reti di proprietà dei distributori a parità di condizioni (TPA)¹⁴.

Tradizionalmente per segmento downstream del gas naturale si intende la prestazione congiunta dei servizi di distribuzione e vendita ai clienti finali. Tuttavia tale segmento ha subito un forte processo di riorganizzazione che ha portato all’obbligo di separazione delle attività di distribuzione, ritenute monopolio locale con caratteristiche di servizio

¹² Delibera AEEG n. 108/06

¹³ Fonte AEEG

¹⁴ Decreto legislativo 23 maggio 2000 n. 164, art. 17

pubblico, da quelle di vendita, considerate più idonee a una forma di mercato concorrenziale. Contrariamente agli obiettivi del legislatore, si è assistito a un processo di concentrazione guidato dalle maggiori società e a un maggior grado di integrazione nelle fasi a valle della filiera. Da una parte per le fusioni tra le società operanti nella fase downstream, dall'altra per l'ingresso di società straniere e di altre, come il gruppo Enel, presenti in tutte le fasi della filiera.

In sintesi anche l'obbligo della separazione tra distribuzione e vendita è stato eluso attraverso vere e proprie riorganizzazioni societarie, grazie alle quali il controllo delle diverse attività è stato ceduto a società diverse di uno stesso gruppo.

Questa situazione implica conseguenze anche sul lato della domanda, cioè sull'effettiva libertà di scelta dei clienti finali. Se dal punto di vista formale il distributore e la società di vendita sono due entità distinte, sul piano sostanziale questa separazione rischia di incidere poco sul grado di libertà del consumatore, che passa dalla assenza di una scelta a una scelta obbligata per i contratti di fornitura di gas. Infatti, secondo i dati dell'AEEG il tasso di switching è molto basso e il principale operatore non raggiunge nemmeno il 20% (ENI).

1.2 Contesto normativo: le fasi legislative

Nell'ambito della politica di liberalizzazione del settore energetico e con l'obiettivo di creare un mercato unico a livello europeo, il settore del gas è stato oggetto di un processo di profondo cambiamento e riorganizzazione a livello comunitario e nazionale. Il punto di inizio del processo di liberalizzazione è il Trattato di Maastricht del 1992 che, incorporando la convenzione di Schengen, definisce il mercato come “uno spazio senza frontiere interne, nel quale è assicurata la libera circolazione delle merci, delle persone, dei servizi e dei capitali.”

Le strategie perseguite sono improntate al perseguimento di diversi obiettivi chiave, quali la sicurezza degli approvvigionamenti, la riduzione delle emissioni, investimenti in infrastrutture e modelli di gestione privati, diritto di scelta del consumatore e sicurezza della domanda.

1.2.1 LA DIRETTIVA EUROPEA 98/30/CE

La direttiva 98/30/CE delinea il quadro normativo generale in riferimento all'organizzazione e al funzionamento del settore, all'accesso al mercato, alle modalità di gestione delle reti, ai criteri e alle procedure per il rilascio delle autorizzazioni.

Alla base della direttiva sono posti alcuni principi fondamentali, la cui osservanza è finalizzata all'abolizione dei monopoli nazionali nel settore del gas naturale, applicando il concetto di obbligo di servizio pubblico anche alle attività di tale settore. Altri obiettivi sono l'aumento dell'efficienza e la riduzione dei prezzi e delle tariffe per

l'allineamento agli effettivi costi del servizio e ai prezzi di mercato delle fonti succedanee. Attraverso la creazione di un mercato unico concorrenziale viene incentivato l'afflusso di investimenti privati, che contribuiscono allo sviluppo e alla crescita del settore. Oltre ai vantaggi derivanti da un sistema concorrenziale, il legislatore persegue anche una maggiore connessione tra i sistemi nazionali e standard tecnici e qualitativi che possano rappresentare parametri di riferimento funzionali per gli Stati membri.

- **CLIENTI IDONEI**

La liberalizzazione, proprio per la sua portata generale, deve essere attuata in modo omogeneo e graduale. Per questo motivo viene riconosciuto e applicato il principio di sussidiarietà, permettendo ai diversi Stati membri di perseguire finalità di interesse generale tenendo conto delle specificità settoriali del proprio contesto nazionale. In questa prospettiva deve essere interpretata l'articolo secondo cui gli Stati membri specificano i "clienti idonei", ossia i clienti all'interno del loro territorio che hanno titolo a stipulare contratti per il gas naturale e a negoziare l'accesso al sistema¹⁵.

- **ACCESSO AL SISTEMA**

L'abbattimento delle barriere all'entrata è un altro requisito fondamentale per l'accesso alle infrastrutture da parte di terzi, che siano potenziali concorrenti o clienti finali. Anche relativamente a questa tematica è stata riconosciuta ampia autonomia agli Stati membri, nel rispetto però di criteri obiettivi, trasparenti e non discriminatori¹⁶. Sono state individuate due modalità per l'accesso di terzi al sistema.

In caso di accesso negoziato gli Stati membri sono tenuti ad adottare le misure necessarie affinché le imprese e i clienti idonei possano concludere tra loro contratti di fornitura sulla base di accordi commerciali volontari. L'accesso regolamentato alla rete invece implica un diritto per i clienti idonei ad accedere al sistema di proprietà delle imprese di trasporto e un obbligo per queste di concedere l'accesso sulla base di tariffe regolamentate. In sintesi i clienti idonei possono stipulare contratti di fornitura con imprese diverse dal proprietario e/o gestore del sistema o dall'impresa collegata¹⁷. Ciononostante le imprese di gas naturale possono rifiutare l'accesso al sistema qualora non dispongano della capacità necessaria ovvero nel caso in cui l'accesso al sistema impedirebbe loro di adempiere gli obblighi di servizio pubblico o qualora versino in gravi difficoltà economiche e finanziarie in relazione ai contratti take or pay¹⁸.

¹⁵ Art. 18, comma 1

¹⁶ Art. 14

¹⁷ Art. 15 e 16

¹⁸ Art. 17

- **SEPARAZIONE E TRASPARENZA DELLA CONTABILITA'**

La novità più importante della direttiva riguarda la tematica della trasparenza informativa, fondamentale per aumentare la contendibilità dei mercati dominati da operatori integrati. In particolare secondo l'unbundling contabile le imprese integrate tengono conti separati per le loro attività di trasporto, distribuzione e stoccaggio e per le altre attività esterne alla filiera. Inoltre la direttiva prevede la redazione, la revisione e la pubblicazione dei conti annuali sulle società di capitali, secondo le norme di diritto interno¹⁹.

1.2.2 IL DECRETO LETTA

Negli anni 2000 In Italia, il settore era caratterizzato da una situazione di monopolio nelle fasi dell'approvvigionamento e del trasporto, e da un grande frazionamento nella distribuzione secondaria, dove operavano numerose imprese in situazione di monopolio locale con quote di mercato piuttosto differenziate.

Nel 1998 il fabbisogno totale di gas naturale era pari a circa 62 miliardi di m³ di cui circa il 30% era soddisfatto da produzione interna, mentre il 70% era importato. L'89% della produzione interna era effettuato da Agip, ex società del gruppo Eni, e del restante 11% il 9,5% veniva effettuato da Edison Gas. Il gruppo Eni soddisfaceva circa il 90% delle importazioni. Questi dati dimostrano che circa il 90% dell'approvvigionamento totale era realizzata dall'Eni, una società ancora controllata dal Tesoro nonostante il collocamento sul mercato del 64,6% del capitale sociale, e controllante di società come la Snam, operatore dominante nel trasporto, nel dispacciamento, nella distribuzione primaria ai clienti industriali e termoelettrici e nello stoccaggio, e come Italgas monopolista nella vendita²⁰.

In Italia la direttiva 98/30 è stata recepita con l'art. 41 della legge delega n. 144/99, che prevedeva l'emanazione di un Decreto legislativo n. 164 emanato il 23 maggio 2000, meglio noto come Decreto Letta. Tale decreto è andato ben oltre il rispetto e l'applicazione delle norme comunitarie, anticipando addirittura principi che sarebbero stati introdotti nella successiva direttiva europea del 2003.

L'obiettivo è sviluppare la concorrenza e nel caso specifico italiano passare da un mercato verticalmente integrato e controllato da Eni a un mercato aperto alla concorrenza nelle fasi di produzione, di importazione e di vendita ed a un mercato regolamentato nelle fasi di stoccaggio, di trasporto e di distribuzione del gas, per le loro caratteristiche strutturali di monopolio naturale. La distinzione tra mercato libero e regolamentato segnala un approccio realista del legislatore nel contestualizzare i principi economici della liberalizzazione.

¹⁹ Art.13

²⁰ La proposta di liberalizzazione del mercato del gas in Italia di G. FORESTI e M. MALGARINI(2000) www.confindustria.it

Il principio cardine attorno cui si sviluppa l'intero Decreto è così sintetizzato: "nei limiti delle disposizioni del presente decreto le attività di importazione, esportazione, trasporto e dispacciamento, distribuzione e vendita di gas naturale, in qualunque sua forma e comunque utilizzato, sono libere"²¹.

Le principali aree di intervento del decreto riguardano lo sviluppo della concorrenza, la separazione delle attività, la definizione dei clienti idonei e le condizioni di reciprocità.

- **NORME PER LA TUTELA E LO SVILUPPO DELLA CONCORRENZA**

Per quanto riguarda la tutela e lo sviluppo della concorrenza, il decreto prevede l'applicazione alle imprese del settore del gas naturale delle norme in materia di intese restrittive, abuso di posizione dominante e operazioni di concentrazione. Inoltre fissa dei veri e propri "tetti antitrust", cioè dei limiti alla vendita e all'importazione di gas naturale non previsti dal testo comunitario, dimostrando una maggiore sensibilità per la riduzione dei vantaggi competitivi monopolistici in favore dei concorrenti²².

- **SEPARAZIONE CONTABILE E SOCIETARIA**

Anche in relazione alla separazione delle attività sono fissate regole più stringenti e di maggiore garanzia per l'indipendenza del gestore della rete. In particolare a partire dal 1 gennaio 2002:

- a) l'attività di trasporto e dispacciamento di gas naturale e' oggetto di separazione societaria da tutte le altre attività del settore del gas, ad eccezione dell'attività di stoccaggio, rispetto alla quale è prevista la sola separazione contabile e gestionale;
- b) l'attività di distribuzione di gas naturale e' oggetto di separazione societaria da tutte le altre attività del settore del gas;
- c) A decorrere dall'1 gennaio 2003 e in deroga a quanto previsto dai commi 2 e 3, le imprese di gas naturale che svolgono nel settore del gas unicamente attività di distribuzione e di vendita e che forniscono meno di centomila clienti finali separano a livello societario le stesse attività di distribuzione e di vendita²³.

In sintesi sono soggette a separazione societaria le attività di trasporto e dispacciamento, di distribuzione e di vendita.

- **CLIENTI IDONEI E ACCESSO AL SISTEMA**

Un'ultima novità del decreto rispetto alla previgente normativa comunitaria riguarda la definizione dei clienti idonei. Infatti, anticipando di oltre quattro anni il termine imposto dalla successiva direttiva comunitaria, il decreto stabilisce che dall'1 gennaio 2003 tutti i clienti siano definiti idonei, consentendo anche alle famiglie di scegliere il proprio fornitore²⁴. Peraltro la definizione di cliente idoneo si estende oltre i confini nazionali

²¹ Decreto legislativo 23 maggio 2000 n. 164, art. 1

²² Art. 19

²³ Art. 21 comma 1,2 e 4

²⁴ Art. 22 comma 2

grazie alle condizioni di reciprocità, per cui le imprese del gas aventi sede in altri Paesi membri hanno diritto di concludere contratti con clienti dichiarati idonei e viceversa²⁵.

La volontà del legislatore italiano di creare condizioni di maggiori garanzie di concorrenza ed equità è dimostrata anche dalla scelta e dalla previsione del solo accesso regolamentato che permette un maggiore controllo della rete e dei prezzi.

La funzione di controllo è espletata dall'AEEG, Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità costituita nel 1995, che deve "garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza nonché assicurare adeguati livelli di qualità nei servizi, assicurandone la fruibilità e la diffusione in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale, definendo un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti, promuovendo la tutela degli interessi di Utenti e consumatori"²⁶.

L'Autorità è un organo collegiale costituito dal Presidente e da quattro membri, nominati ogni sette anni con decreto del Presidente della Repubblica, su deliberazione del Consiglio dei ministri e proposta del Ministero delle Attività Produttive.

Essa opera in piena autonomia e indipendenza di giudizio e di valutazione e gode di autonomia organizzativa definendo i propri regolamenti per l'organizzazione interna, il funzionamento e la contabilità. Inoltre ad essa sono affidate la formulazione di osservazioni e proposte a Governo e Parlamento in merito alle forme di mercato, al recepimento e all'attuazione delle direttive europee, sui servizi da assoggettare ai regimi di concessione e autorizzazione, l'emanazione per la separazione contabile e amministrativa delle diverse fasi dei servizi e infine il controllo delle condizioni di svolgimento degli stessi, con poteri di acquisizione della documentazione, di ispezione e sanzione.

I suoi poteri di regolazione settoriale sono la determinazione di tariffe, dei livelli di qualità dei servizi e delle condizioni tecnico-economiche di accesso e interconnessione alle reti per servizi in cui a causa di vincolo tecnici, legali o altri, il mercato si configuri come un monopolio naturale.

L'AEEG è membro dell'ERGEG istituito dalla Commissione Europea nel 2003, come gruppo di consulenza ed assistenza sulle questioni del mercato energetico.

1.2.3 LA DIRETTIVA 03/55/CE

Se a livello nazionale erano stati fatti progressi consistenti nel processo di liberalizzazione, a livello comunitario si avvertiva l'esigenza di compiere passi in avanti verso obiettivi di piena liberalizzazione e di integrazione dei mercati nazionali in un mercato unico europeo. Tale esigenza è stata espressa nella direttiva 2003/55/CE entrata in vigore il 4 agosto del 2003 e che ha sostituito la direttiva 98/30/CE mantenendone la struttura e le linee guida ma intervenendo con maggiore chiarezza su alcuni punti.

²⁵ Art. 33

²⁶ Legge n. 481/1995

- **CLIENTI IDONEI**

L'individuazione di date improrogabili entro le quali il settore del gas doveva essere completamente liberalizzato dimostrano la volontà del legislatore di assicurare sul piano sostanziale l'uniformità del processo per tutti gli Stati membri. In particolare la direttiva dispone che a partire dal 1 luglio 2004 siano clienti idonei tutti i clienti non civili e a partire dal 1 luglio 2007 tutti i clienti, disposizione già presente nel Decreto Letta che addirittura anticipava i tempi all'inizio del 2003²⁷.

- **ACCESSO AL SISTEMA**

Altro esempio di "ritardo"rispetto alla legislazione italiana riguarda la disciplina dell'accesso di terzi, con l'abolizione del regime di acceso negoziato e l'obbligo per tutti gli Stati membri di adottare l'accesso regolato, con i vantaggi descritti in precedenza, quali la pubblicazione delle tariffe. Tuttavia una delle novità più importanti è la designazione della figura garante del gestore di trasporto, il cosiddetto TSO(Transmission System Operator), i cui compiti sono:

- a) gestire, mantenere e sviluppare, a condizioni economicamente accettabili, impianti sicuri, affidabili ed efficienti;
- b) astenersi da discriminazioni tra gli utenti o le categorie di utenti del sistema, in particolare a favore di imprese ad esso collegate;
- c) fornire al gestore di ogni altro sistema informazioni sufficienti per garantire che tutti i servizi possano avvenire in maniera compatibile con il funzionamento sicuro ed efficiente del sistema interconnesso;
- d) fornire agli utenti del sistema le informazioni necessarie ad un efficiente accesso al sistema²⁸.

Inoltre il legislatore comunitario ha dimostrato lungimiranza nel derogare alla disciplina di accesso regolato di terzi per le imprese che investono in nuove infrastrutture o nel potenziamento di quelle esistenti.

- **UNBUNDLING E OBBLIGHI DI SERVIZIO PUBBLICO**

Direttamente connesso alla figura del gestore è la nuova disciplina in tema di unbundling, orientata sul modello italiano. Oltre alla separazione contabile, è prevista anche la separazione funzionale e giuridica per i gestori dei sistemi di trasporto e distribuzione, nel caso di imprese verticalmente integrate.

La ratio di questa scelta è da ricercarsi in un approccio del legislatore maggiormente orientato alla tutela del cliente finale. Gli Stati membri devono adottare le misure appropriate per tutelare i clienti finali e garantire un elevato livello di tutela dei consumatori: assicurando ai clienti vulnerabili un'adeguata protezione, comprendente misure idonee a permettere loro di evitare l'interruzione delle forniture, garantendo

²⁷ Art. 23

²⁸ Art. 8

trasparenza delle condizioni generali del contratto e provvedendo affinché i clienti idonei possano effettivamente cambiare fornitore²⁹. Nonostante l'esplicita previsione di obblighi in capo agli Stati, la maggiore garanzia per i clienti idonei resta un mercato competitivo, concorrenziale e contendibile e la separazione societaria è un valido strumento per contrastare fenomeni d'integrazione a livello settoriale.

La direttiva introduce obblighi di servizio pubblico espliciti per la tutela dei consumatori, riguardanti il soddisfacimento del diritto all'informazione, la possibilità di ottenere compensazioni in caso di non idonea qualità del servizio e la trasparenza delle condizioni generali del contratto di fornitura.

- **AUTORITA' DI REGOLAMENTAZIONE NAZIONALE**

La direttiva indica compiti e doveri molto più dettagliati e precisi. Le Autorità devono essere completamente indipendenti dagli interessi dell'industria del gas, in quanto hanno il compito di assicurare la non discriminazione, l'effettiva concorrenza e l'efficace funzionamento del mercato. Inoltre un altro compito fondamentale è la fissazione o approvazione, prima dell'entrata in vigore, dei termini e delle condizioni di connessione e accesso alle reti nazionali, ivi comprese le tariffe di trasporto e distribuzione³⁰.

Nell'estate del 2004 è stata approvata la legge 23 agosto 2004 n. 239, chiamata Legge Marzano, finalizzata al riordino del settore energetico. La legge interviene sulla disciplina delle competenze dello Stato che assume un ruolo di indirizzo e controllo della politica energetica nazionale. Inoltre vengono fissati importanti principi:

- i. indipendenza delle reti: ciascuna società operante nella produzione, importazione, distribuzione e vendita del gas non può detenere dal 1 luglio 2007 più del 20% delle società proprietarie o gerenti le reti nazionali;
- ii. nuovi investimenti: le società che operano nuovi investimenti possono richiedere l'esenzione dal TPA per almeno 20 anni e per almeno l'80% della nuova capacità;
- iii. rapporti Stato - AEEG: l'Autorità deve tenere conto del quadro di sviluppo dei servizi di pubblica utilità elaborato dallo Stato.

²⁹ Art. 3 comma 3

³⁰ Il quadro normativo nel settore del gas naturale di G. FALESCHINI. www.ambientediritto.it

Figura 1.3: Riepilogo della normativa sulla liberalizzazione del gas³¹

	OBIETTIVO	UNBUNDLING	ACCESSO AL SISTEMA	SCelta DEL FORNITORE	ULTERIORI PREVISIONI
Dir. 98/30	Abolizione dei monopoli nazionali	Separazione contabile delle attività infrastrutturali	Negoziato e/o regolato	Clients idonei almeno gli impianti a gas per la produzione di energia elettrica e i clienti finali con consumo annuo superiore a 25 Mm ³	
D. Lgs 164/2000	Sviluppo della concorrenza	Separazione societaria delle attività infrastrutturali	Regolato e con tariffe regolate dall'AEEG	Dal 1 gennaio 2003 tutti i clienti finali sono idonei	
Dir. 2003/55	Piena liberalizzazione, integrazione dei mercati nazionali in un mercato unico europeo	Separazione funzionale e giuridica attività di trasporto e di distribuzione	Trasporto regolato Stoccaggio negoziato e/o regolato	Clients idonei: dal 1 luglio 2004 tutti i clienti non civili; dal 1 luglio 2007 tutti i clienti	Obblighi di servizio pubblico e tutela dei consumatori Autorità di Regolamentazione nazionale Possibile esenzione dall'accesso dei terzi per le nuove reti transfrontaliere, GNL e stoccaggio
Dir. 2009/73	Completa liberalizzazione con effettivo mercato unico europeo	Separazione proprietaria o ISO o ITO per le reti di trasporto; separazione funzionale e giuridica per le reti di distribuzione	Regolato	Per tutti i clienti	Aumento delle competenze e dell'indipendenza dei Regolatori; Agenzia internazionale per la cooperazione dei Regolatori; Regole sul possesso delle reti da parte di operatori esterni alla UE; Codici di rete definiti da organizzazione dei gestori di rete
D. Lgs 93/2011		Modello ITO per impresa maggiore di trasporto	Regolato	Per tutti i clienti	Estensione ambito tutela clienti finali; Nuove regole priorità conferimento stoccaggio modulazione e obblighi di strategico; piano decennale di sviluppo delle infrastrutture

³¹ Fonte: www.assolombarda.it Assolombarda gruppo energia

1.2.4 IL TERZO “PACCHETTO ENERGIA”

Il cosiddetto terzo “pacchetto energia” consta di cinque previsioni normative, di cui una specificamente dedicata al settore del gas naturale. La direttiva 2009/73/CE, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale, è emanata dal Parlamento e dal consiglio europeo il 13 luglio 2009 e sostituisce la precedente direttiva 2003/55/CE³².

I criteri e i principi stabiliti in precedenza dal legislatore comunitario non si sono dimostrati sufficienti a garantire la libertà di scelta del consumatore e la contendibilità dei mercati da parte di potenziali entranti. L’obiettivo della direttiva è proseguire e completare la liberalizzazione spingendo da un lato sulla separazione tra proprietario e gestore della rete, dall’altro sull’aumento delle competenze e dell’indipendenza dei regolatori nazionali. Un mercato completamente aperto è un mercato che consente ad ogni consumatore la libera scelta dei fornitori e ad ogni fornitore la libera fornitura ai propri clienti³³.

È necessaria quindi una separazione effettiva tra le attività di produzione, importazione e fornitura e quelle relative al trasporto, per evitare che le imprese verticalmente integrate investano meno di quanto necessario, pregiudicando la sicurezza degli approvvigionamenti e lo sviluppo del settore, e che impongano condizioni discriminatorie di accesso ai terzi. La direttiva prevede due modalità: la forma di separazione proprietaria e quella di separazione funzionale.

Nel primo caso lo Stato membro ha la facoltà di scegliere tra:

- Ownership Unbundling: separazione proprietaria per le imprese verticalmente integrate nelle attività di approvvigionamento, produzione e vendita dalle società proprietarie delle reti che gestiscono i sistemi di trasporto³⁴.
- Independent System Operator (ISO): designazione di un gestore di sistemi indipendente su proposta del proprietario del sistema di trasporto³⁵.

Nel secondo caso la forma è definita come:

Independent Transmission Operator (ITO): è ammesso il principio di non separazione tra proprietà e gestione solo nel caso in cui le imprese verticalmente integrate dimostrino l’indipendenza funzionale e decisionale del gestore di sistemi³⁶.

Per quanto riguarda l’Autorità di Regolazione, il suo ruolo è fondamentale soprattutto nel caso dell’ITO e dell’ISO. Infatti, come affermato dal Parlamento europeo, la separazione proprietaria è il mezzo più efficace per promuovere in modo non discriminatorio gli investimenti nell’infrastruttura, per garantire un accesso equo alla rete per i nuovi entranti e creare trasparenza nel mercato³⁷. Diversamente l’Autorità deve compensare le minori garanzie prestate dalle altre forme di separazione.

³² Fonte: Gazzetta Ufficiale dell’Unione europea

³³ Considerazioni Parlamento europeo Dir.2009/73/CE

³⁴ Art. 9

³⁵ Art. 14

³⁶ Art. 18

³⁷ Fonte: EUR- lex, Risoluzione 26 giugno 2007 sulle prospettive del mercato interno del gas

In particolare essa ha il compito di:

- controllare le relazioni e le comunicazioni tra il gestore di sistemi indipendente e il proprietario del sistema di trasporto, approvare i contratti e agire in qualità di organo per la risoluzione di controversie;
- approvare la programmazione degli investimenti e il piano pluriennale di sviluppo della rete presentato annualmente dal gestore di sistemi indipendente;
- vigilare sull'operato del gestore anche attraverso ispezioni³⁸.

La direttiva è stata recepita in Italia con il Decreto legislativo 93/2011, sancendo un totale allineamento formale e sostanziale alla normativa europea, con particolare influenza sull'assetto normativo della fase di distribuzione³⁹.

1.3 Le motivazioni politico-economiche

Avendo definito l'oggetto e le modalità attraverso cui è stato attuato un profondo riordino del settore energetico, e nello specifico del gas naturale, è necessario analizzare le ragioni che hanno spinto i legislatori comunitario e nazionale a muoversi così radicalmente e velocemente per liberalizzare un mercato monopolizzato da decenni dalle imprese statali. Evidentemente la struttura gestionale di un settore fondamentale a livello paese come quello energetico non era più idonea a garantire efficacia e efficienza.

1.3.1 MOTIVAZIONI ECONOMICHE

Il settore del gas naturale, in quanto sistema a rete, presenta vincoli tecnici e economici per i quali sussiste la condizione di sub-additività dei costi. In termini microeconomici i costi totali di una singola impresa nella produzione di un determinato output sono inferiori ai costi totali di due diverse imprese nella realizzazione della medesima quantità di output. Tale condizione identifica una situazione di monopolio naturale. In realtà la configurazione di monopolio naturale non appartiene all'intero settore del gas, bensì a quelle fasi della filiera che presentano tali caratteristiche, come nel caso della distribuzione, tipiche delle strutture a rete. In questo caso il problema non riguarda l'adeguatezza della forma di monopolio, come riconosciuto dalla teoria economica e dallo stesso legislatore, bensì la proprietà pubblica dello stesso. Particolarmente interessante è il contributo dello studio Bruno Leoni, il quale nella sua intera produzione, specialmente in "Lezioni della dottrina dello Stato", ha opposto nettamente

³⁸ Art. 41

³⁹ Vedi Cap.2 Paragrafo 2.3

il monopolio di mercato a quello politico, soffermandosi sul concetto di potere economico, distinto dal potere politico⁴⁰.

In sintesi un monopolio naturale non coincide necessariamente con un monopolio statale. Il principale svantaggio della proprietà statale è la carenza di investimenti e la mancanza di incentivi a modernizzare le infrastrutture. Inoltre sottrae la valutazione dell'efficienza organizzativa ai meccanismi impersonali del mercato e determina scenari preoccupanti sulla responsabilità della gestione dei fondi pubblici. Aprire il settore alle imprese private tramite concessioni con adeguate regolamentazioni, sul modello americano, crea le condizioni per una maggiore competitività. Nel caso italiano la scelta del monopolio statale ha ragioni storico-economiche. In primis la scarsità strutturale del capitale di rischio dei privati rese necessario l'intervento delle banche nel finanziamento della prima industrializzazione. In secondo luogo, a seguito della grande depressione del '29, la crisi delle imprese, e delle banche che erano i principali azionisti, rese necessario l'intervento statale attraverso la costituzione dell'Iri e generò un fenomeno di statalizzazione.

Negli anni '90 prende avvio il processo di privatizzazione con l'obiettivo di riportare la figura dello Stato dal ruolo di imprenditore a quello di regolatore e di allargare la base azionaria nazionale attraverso una prima fase di trasformazione degli enti pubblici in S. p.A. In realtà in Italia questo processo viene avviato con estremo ritardo rispetto al contesto europeo. Inoltre diversi sono i concetti di privatizzazione e di liberalizzazione, i quali non sono stati portati avanti parallelamente nell'esperienza italiana, poiché in molti casi lo Stato rimane l'azionista di controllo con responsabilità che sono passate dal Ministero delle Partecipazioni Statali a quello del Tesoro.

In sintesi la prima motivazione riscontrabile per il processo di liberalizzazione è il cambiamento dello scenario economico. Negli anni '70 la redistribuzione del reddito più favorevole ai salari e l'aumento dei tassi di interesse misero in crisi il sistema del capitalismo di Stato il cui piano finanziario era incentrato soprattutto sulla raccolta di capitali attraverso lo strumento obbligazionario. Oltre agli evidenti problemi di liquidità, bisogna aggiungere anche la mancanza di flessibilità del monopolio statale che difficilmente avrebbe potuto affrontare la sfida incombente della competizione su scala globale.

Come spesso è successo, la particolare situazione storica ha permesso di introdurre e accettare concetti di teoria economica rendendoli la base su cui costruire nuovi assetti politici. Il pensiero dominante che guida il disegno del legislatore dagli inizi degli anni '90 (non senza le relative difficoltà) a oggi è il concetto di liberalizzazione: rendere un mercato concorrenziale attraverso l'abbattimento delle barriere all'ingresso e la promozione del libero scambio. Questi diventano i fattori trainanti per lo sviluppo economico e la crescita di un paese.

In realtà l'idea di mercato libero è alle origini del pensiero economico e risale alla scuola classica di Adam Smith. Il mercato è il luogo di incontro tra domanda e offerta e

⁴⁰ "La questione del monopolio tra Stato e mercato: un'indagine su Bruno Leoni" di C. LOTTIERI, ICER Working Papers

in quanto tale determina la quantità e il prezzo di equilibrio della produzione e del consumo di beni e servizi⁴¹. Un mercato concorrenziale privo di vincoli di natura esogena porta alla realizzazione di due obiettivi, generati entrambi dalla competizione delle imprese: efficienza produttiva ed efficienza allocativa. La ricerca della massimizzazione del profitto è incentrata sulla riduzione dei costi, essendo il prezzo stabilito dalle forze del mercato, e sull'introduzione di nuovi beni. I consumatori, oggetto di competizione tra le imprese, sono favoriti dalle condizioni di libero mercato cui consegue la produzione della quantità di beni desiderabile ai bassi prezzi indotti dalla concorrenza.

In sintesi l'efficienza produttiva consiste nella minimizzazione dei costi, l'efficienza allocativa concerne l'utilizzo delle risorse disponibili per la produzione della quantità di beni richiesta dai consumatori⁴².

A distanza di più di dieci anni è possibile valutare quali siano stati gli effetti sul mercato del gas naturale per i consumatori, sulla base delle considerazioni teoriche fin qui svolte. Secondo i dati congiunti di CEER, ACER e AEEG in Italia, su un totale di quasi 21 milioni di clienti, il 15% è sul mercato libero, di cui oltre il 70% sono famiglie.

A livello europeo molti Paesi hanno abbandonato le tariffe regolamentate e i tassi di switching sono aumentati, anche perché essi non dipendono solo dai prezzi praticati ma anche dalla qualità e dalla tipologia di servizi aggiuntivi e personalizzati. Questo dato incoraggia soprattutto l'idea di una scelta del consumatore libera e consapevole. Tuttavia una notizia in controtendenza con l'euforia dei vantaggi della liberalizzazione è quella relativa all'aumento delle tariffe. In realtà tale aumento è dovuto dall'incremento del prezzo della materia prima e ai maggiori costi di importazione, oltre che a maggiore tassazione, che riducono i benefici del consumatore finale⁴³. Trascurando fattori esogeni, gli effetti della liberalizzazione del settore sono positivi, anche se in prospettiva è necessario proseguire in tale direzione soprattutto sulle fasi di importazione e trasporto.

1.3.2 MOTIVAZIONI POLITICHE

Lo stesso Smith riconosceva la necessità di un supporto statale in determinati settori, tra i quali le public utilities, ciononostante individuando un ruolo dello Stato come garante e regolatore del corretto funzionamento di un mercato concorrenziale.

In questa prospettiva, contestualmente al ruolo svolto dalle motivazioni economiche di carattere storico e prettamente teorico, bisogna riconoscere il ruolo svolto dall'attività politica dell'UE e dal cambiamento degli assetti geo-politici sugli equilibri relativi al tema della sicurezza energetica. Partendo da questi ultimi è possibile inquadrare la

⁴¹ La scuola classica tuttavia non aveva ancora costruito quel modello generale di determinazione dei prezzi tramite l'incrocio tra domanda e offerta, introdotto successivamente dalla scuola marginalista.

⁴² "Dal monopolio alla concorrenza" di M. MARTELLINI

⁴³ Elaborazioni NE Nomisma Energia su dati AEEG, ACER e CEER

necessità della liberalizzazione nel settore energetico. La domanda complessiva di energia è destinata a crescere di oltre un terzo grazie allo sviluppo di Cina, India e Medio Oriente, mentre nei Paesi OCSE a fronte di una domanda più stabile è previsto un cambiamento nel mix energetico consistente nel passaggio dal petrolio e dal carbone al gas naturale e alle fonti rinnovabili⁴⁴. Gli Stati Uniti grazie all'evoluzione nel segmento upstream, ovvero alle scoperte di giacimenti di shale gas si candidano a diventare un paese esportatore netto. I consumi a livello mondiale di gas naturale hanno raggiunto i 3500 mld/m³, mostrando un tasso di crescita medio annuo pari al 2,7% nel periodo 1995-2011 ed è previsto un tasso di incremento medio annuo dell'1,7% nel periodo 2011-2035⁴⁵. Dal lato dell'offerta a livello europeo nel periodo 1995-2011 la produzione di gas nei Paesi UE è diminuita, ridimensionandone l'incidenza a livello internazionale dal 10,4% al 4,9%. La prospettiva di una ulteriore diminuzione di questo indicatore e dell'aumento del divario consumo produzione rende i Paesi UE sempre più dipendenti dall'estero e pone in primissimo piano la questione della sicurezza energetica. In questo contesto internazionale un atteggiamento nazionalista nei confronti di settori strategici come quello energetico non risulta idoneo e realista. La forma del monopolio statale è ormai obsoleta per trattare problematiche quali una struttura di mercato rigida, prezzi elevati, problemi di bilanciamento tra domanda e offerta e contratti Take or Pay di lungo termine che creano situazioni di elevata dipendenza. Nasce l'esigenza di una politica energetica europea ed è questa la chiave di lettura per qualunque evoluzione economico-normativa del settore del gas naturale che influenza e guida la legislazione nazionale e determina i cambiamenti in ogni fase della filiera.

Il Trattato di Lisbona prevede la promozione⁴⁶:

- del funzionamento del mercato dell'energia;
- della sicurezza dell'approvvigionamento energetico;
- di risparmio energetico, efficienza energetica e sviluppo di energie rinnovabili;
- di interconnessione delle reti energetiche.

L'obiettivo, oltre alla sostenibilità ambientale, è la piena integrazione dei mercati e la creazione di un mercato interno dell'energia, che dia pari opportunità di accesso agli operatori economici dei diversi Stati membri e garantisca ai consumatori la possibilità di scegliere tra diversi beni e servizi sulla base di una valutazione individuale dei costi e benefici attesi⁴⁷.

⁴⁴ Fonte IEA

⁴⁵ Fonte IEA dati aggiornati al 2013

⁴⁶ Trattato di Lisbona, Art. 194

⁴⁷ "Il mercato comunitario del gas naturale. Investimenti esteri diretti e diritto internazionale." di M. T.

MOSCHETTA

Capitolo 2

2. Gli effetti della liberalizzazione sulla fase di distribuzione

La descrizione e la comprensione dell'intero processo di liberalizzazione nelle sue linee guida sono propedeutiche e funzionali per l'analisi specifica dei suoi effetti sulla fase di distribuzione, rilevante ai fini di questo elaborato. In particolare tali effetti possono essere analizzati secondo tre prospettive distinte ma allo stesso tempo complementari, che sintetizzano i principali obiettivi del legislatore:

1. Efficientamento del mercato attraverso la riduzione degli operatori
2. Adozione di un modello gestionale di tipo privatistico per i sistemi di trasporto
3. Introduzione di gare per l'affidamento delle concessioni per il servizio di distribuzione

Nel seguito dedicheremo ai primi due punti i prossimi paragrafi, mentre le gare saranno trattate nel successivo capitolo.

2.1 Riduzione degli operatori

Il servizio di distribuzione del gas è un servizio pubblico consistente nell'utilizzo di un impianto di distribuzione mediante il prelievo, a uno o più punti di riconsegna, del gas naturale immesso presso uno o più punti di consegna del medesimo impianto di distribuzione o dell'impianto direttamente o indirettamente interconnesso⁴⁸. Il concetto di servizio pubblico nella fattispecie deve essere inteso in senso oggettivo, ovverosia è tale non se viene erogato dalla pubblica amministrazione ma se risponde alla pubblica utilità e al pubblico interesse. A tal proposito è funzionale il richiamo all'art. 43 della Costituzione italiana Titolo III "Rapporti economici" il quale afferma: "A fini di utilità generale la legge può riservare originariamente o trasferire, mediante espropriazione e salvo indennizzo, allo Stato, a enti pubblici o a comunità di lavoratori o di utenti determinate imprese o categorie di imprese, che si riferiscano a servizi pubblici essenziali o a fonti di energia o a situazioni di monopolio e abbiano carattere di preminente interesse generale". Alla luce dell'impostazione normativa costituzionale circa le imprese di proprietà pubblica è possibile comprendere la storia nazionale della gestione di settori strategici, come quello energetico, e di apprezzare maggiormente il

⁴⁸ Art. 14, comma 1, D.lgs n. 164/2000 e Deliberazione 29 luglio 2004, n. 138, art. 2, dell'AEEG

lavoro svolto a livello comunitario per l'apertura alla concorrenza, la quale tuttavia non deve assolutamente pregiudicare la sicurezza degli approvvigionamenti e la tutela del consumatore e dell'ambiente. Un lavoro ancora più arduo se si prendono in considerazione le specificità tecniche ed economiche delle singole fasi della filiera del gas. L'obiettivo finale è il passaggio da un mercato verticalmente integrato caratterizzato dal monopolio statale dell'Eni a un mercato aperto alla concorrenza nelle fasi di produzione, di approvvigionamento e di vendita, e ad un mercato regolamentato, e qui sono fondamentali le specificità di cui sopra, nelle fasi di trasporto, di stoccaggio e di distribuzione del gas, tenendo conto quindi delle fasi che manifestano condizioni di monopolio naturale legate soprattutto alle economie di scala.

Secondo i dati dell'AEEG il numero di distributori operanti sul territorio nazionale a partire dal 2004 è in costante calo. Nel 2012 le società di distribuzione di gas naturale nazionali sono arrivate a 236, mentre soltanto 8 anni prima erano 480. Tuttavia questo dato risulta fuorviante per la valutazione degli eventuali effetti benefici della liberalizzazione se non accompagnato da alcune considerazioni di natura "qualitativa". Infatti, nonostante l'elevato numero di competitors il settore della distribuzione del gas rimane altamente concentrato per la percentuale di quote di mercato detenute dalle maggiori imprese. Infatti, solo 35 distributori hanno un numero di utenti superiore a 100.000 e distribuiscono oltre l'80% del gas e di questi , 6 hanno il 60% del mercato come volume di gas trasportato.

Figura 2.1: I principali operatori nella fase di distribuzione.

PRIMI VENTI GRUPPI NELLA DISTRIBUZIONE
M(m³)

Anno 2012

	Volumi	Quota %
Snam	7.807,5	23,1
F2i Reti Italia	5.716,3	16,9
Hera	2.202,0	6,5
A2A	2.009,6	5,9
Iren	2.007,9	5,9
Toscana Energia	1.047,4	3,1
Asco Holding	772,2	2,3
Estra	768,0	2,3
Linea Group Holding	653,1	1,9
Acegas-Aps	479,1	1,4
Amga - Azienda Multiservizi	435,7	1,3
Erogasmet	406,5	1,2
Agsm Verona	397,2	1,2
Acsm-Agam	365,7	1,1
Ambiente Energia Brianza	343,4	1,0
Energei	328,6	1,0
Gas Natural	305,6	0,9
Gas Rimini	302,3	0,9
Dolomiti Energia	288,7	0,9
Aimag	278,4	0,8
Altri	6.869,0	20,3
Totale	33.784,0	100,0

Fonte: AEEG, Indagine annuale sui settori regolati

La riduzione del numero di operatori è basata su due elementi:

- l'obbligo di separazione delle attività di distribuzione da quelle di vendita nel rispetto dei principi di unbundling tra attività monopolistiche e attività potenzialmente concorrenziali;
- operazioni di incorporazione da parte delle ex municipalizzate e di M&A tra le imprese private.

Per quanto riguarda il primo punto l'effetto logico della separazione di un'unica società in più entità giuridiche sarebbe la moltiplicazione degli attori nel settore, evidentemente contrario all'obiettivo di riduzione degli stessi. Tuttavia nella valutazione di questa norma non bisogna sottovalutare i vantaggi dei principi di unbundling richiamati poc'anzi i quali permettono proprio per la specificità del settore di distinguere le fasi, come quella della vendita, sulle quali è possibile attuare politiche pro-concorrenziali dalle fasi contraddistinte da situazioni di monopolio naturale o in ogni caso da delicati equilibri geo-politici. La liberalizzazione agisce soprattutto sul lato della domanda a causa della forte dipendenza della politica energetica nazionale dalle importazioni. Inoltre, oltre agli evidenti obiettivi di maggiore tutela del consumatore attraverso una più ampia possibilità di scelta del fornitore, una seconda chiave di lettura è fornita dal secondo punto relativo al tema dell'aggregazione.

Infatti anche grazie alla razionalizzazione delle dimensioni delle stazioni appaltanti tramite l'introduzione degli ATEM⁴⁹ l'intento del legislatore sembra essere quello di ottenere un duplice obiettivo. Da una parte i vantaggi derivanti dalla separazione delle attività di distribuzione e vendita, dall'altra la sopraggiunta necessità per le piccole imprese di fondersi per raggiungere dimensioni adeguate al soddisfacimento dei nuovi e maggiori bacini ottimali di utenza, contrastando la frammentarietà e la disomogeneità tipiche degli operatori nella fase di distribuzione i cui svantaggi si traducono in costi economici e qualitativi.

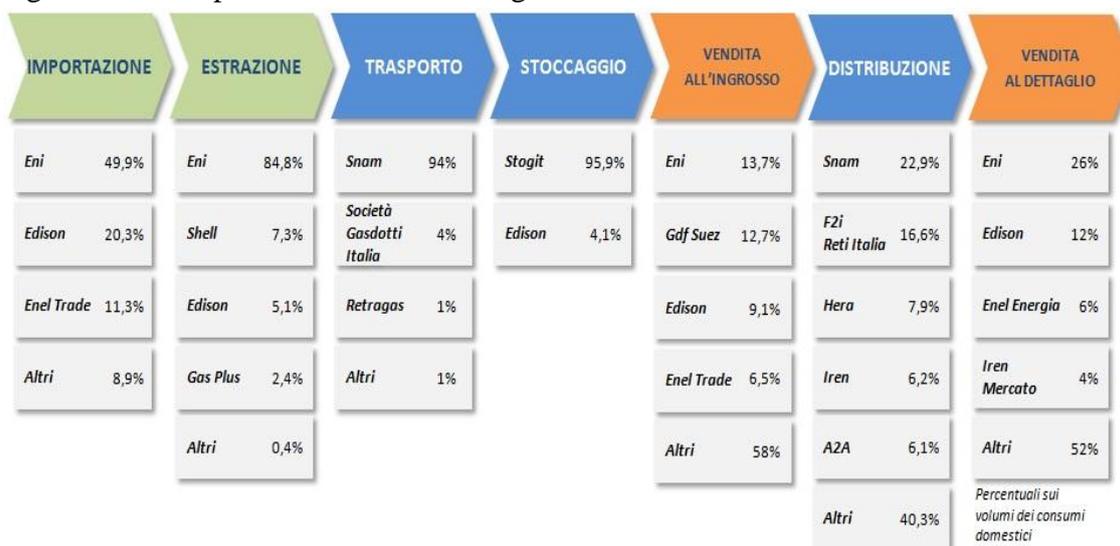
Tuttavia sono state le grandi società del settore dell'energia, nazionali e straniere, a guidare i processi di aggregazione, come è riscontrabile anche dall'analisi temporale della proprietà delle maggiori quote di mercato del settore. Le imprese nazionali hanno attuato quel processo di consolidamento territoriale auspicato dal legislatore ma per consolidare la propria posizione dominante a sfavore dei minori operatori locali. Sintomatica in quest'ottica è la tendenza a operare attraverso altre società controllate da parte dei top competitors nazionali e stranieri che permette di aggirare il problema dell'unbundling tramite una "riorganizzazione societaria".

Inoltre la disciplina regolatrice della fase dell'approvvigionamento, sottoposto ad autorizzazione ministeriale per i paesi extra UE, incentiva le imprese straniere leader del settore ad attuare operazioni di penetrazione del settore del gas italiano per vie trasversali e nello specifico attraverso la fase di distribuzione, la quale presenta il vantaggio dell'immediata vicinanza in termini di filiera alla fase della vendita, con

⁴⁹ Vedi Cap.3 par. 3.1

l'obiettivo di catturare e successivamente fidelizzare la clientela. L'opportunità offerta dalla costituzione di società controllate e la difficoltà se non impossibilità di attuare una completa liberalizzazione della fase upstream spiegano l'interesse della grandi imprese per l'acquisizione di quote di mercato rilevanti nella fase downstream per ottenere un maggiore potere negoziale nell'approvvigionamento, frustrando la speranza del legislatore di creare una dicotomia mercato concorrenziale – mercato regolamentato, peraltro realisticamente possibile, nel settore del gas, nel rispetto delle specificità delle diverse fasi della filiera.

Figura 2.2: Gli operatori nel settore del gas



Fonte: <http://luce-gas.it/faq/filiera-gas>

In conclusione la riduzione del numero di distributori del gas è sicuramente un importante passo in avanti verso un mercato più efficiente e omogeneo. Tuttavia restano ancora irrisolti alcuni problemi.

In primo luogo l'elevato numero di operatori con meno di 100.000 clienti, oltre l'80%, dimostra una mancata risposta alla disomogeneità e frammentazione delle quote di mercato che costituiscono un ostacolo all'efficienza e l'assenza di adeguamento alla nuova disciplina degli ambiti territoriali. Inoltre quasi la metà degli operatori fornisce servizi a meno di 10.000 clienti, dimensione non sufficiente a raggiungere economie di scala⁵⁰. A questo punto è ancora più evidente la funzione ideale dell'aggregazione tra "piccoli". In questo senso particolarmente interessante è la storia della fusione tra Asm e Aem, due ex municipalizzate lombarde che hanno dato vita a A2A, oggi tra le prime

⁵⁰ "Le gare nel settore della distribuzione del gas naturale: pronte le norme", di I. PANICCIA

cinque società attive nella fase di distribuzione. Il cosiddetto “effetto annuncio”⁵¹ riferito alla diffusione di informazioni circa tale fusione ha influenzato le scelte di altre aziende come ad esempio Hera. Questa storia rappresenta il paradigma di comportamento delle piccole-medie imprese italiane, le quali dovrebbero sfruttare la grande opportunità dell’aggregazione in ottica concorrenziale.

In secondo luogo le operazioni di M&A tra grandi imprese sono lontane dall’essere azioni pro-concorrenziali. La difficoltà di agire sulla struttura del settore per evitare tali operazioni deve quindi essere compensata da una normativa volta a misure comportamentali, come vedremo in seguito, e da una maggiore regolamentazione sulle più importanti tematiche che salvaguardano le condizioni di concorrenza definibili di “second best” e soprattutto la tutela del consumatore. In altre parole è necessario considerare gli ulteriori effetti della liberalizzazione per ottenere una visione complessiva della nuova fase di distribuzione.

2.2 La separazione proprietaria

L’elevato grado di frammentazione e l’eccessiva varietà delle forme organizzative, unitamente al riconoscimento alla rete di distribuzione della qualità di essential facility, ha spinto l’AEEG a definire regole non discriminatorie per consentire a tutti gli operatori il pieno accesso alle infrastrutture⁵².

In primo luogo l’Autorità ha introdotto un “codice di rete” sul modello di quello del trasporto il quale deve essere adottato secondo i criteri stabiliti dalla stessa per garantire a tutti gli utenti della rete la libertà di accesso a parità di condizioni, la massima imparzialità e la neutralità del trasporto e del dispacciamento⁵³.

Lo stesso decreto legislativo attribuisce inoltre in capo ai distributori obblighi di allacciamento con le tariffe stabilite dall’AEEG. L’obbligo opera se:

- i clienti che ne fanno richiesta hanno sede nell’ambito dell’area territoriale in cui operano le imprese di distribuzione;
- esiste la capacità del sistema di stoccaggio;
- le opere di allacciamento del cliente sono tecnicamente e economicamente realizzabili nel rispetto degli obblighi di universalità del servizio pubblico.

In caso di rifiuto dell’impresa distributrice, quest’ultima deve informare l’Autorità e motivare la propria scelta. L’Autorità può anche imporre alla stessa impresa di procedere all’allacciamento⁵⁴.

⁵¹ “Concorrenza e incentivi alle aggregazioni”, Management delle utilities, rivista di economia e gestione dei servizi pubblici (2007), di M. D’ASCENZI, Associazione ESSPER, Periodici italiani di economia, scienze sociali e storia.

⁵² Deliberazione n. 138/2004 dell’AEEG

⁵³ D.lgs n. 164/2000 art. 24, comma 5

⁵⁴ Art. 16, comma 2 e 3

Inoltre sono di competenza del distributore i servizi post-contatore che consistono nella “installazione, verifica e manutenzione degli impianti a valle del contatore installato al punto di consegna all’utente finale”⁵⁵. Le aziende di distribuzione del gas non potrebbero più esercitare attività nel settore dei servizi post-contatore nei confronti degli stessi clienti che usufruiscono dei loro servizi di distribuzione⁵⁶. Tale norma è stata introdotta per garantire condizioni di concorrenzialità alle piccole aziende specializzate nella fornitura di tali servizi. Tuttavia anche in questo caso il divieto può essere aggirato attraverso la creazione di società autonome sotto il profilo giuridico ma sostanzialmente controllate dai distributori.

Il secondo fattore pro-concorrenziale, oltre al codice di rete, è quello definibile come la “neutralizzazione” della gestione della rete, cioè della sua messa a disposizione in maniera equa, trasparente e non discriminatoria di tutti gli operatori. A causa del sostanziale monopolio di un singolo operatore, spesso integrato verticalmente, la sola separazione contabile e/o societaria unitamente agli obblighi di accesso di cui sopra, possono rivelarsi insufficienti a garantire le condizioni di concorrenza tra i competitors e la tutela del consumatore. L’obiettivo è quindi addivenire a una sostanziale separazione tra proprietà e gestione e neutralizzare i potenziali effetti dell’integrazione verticale⁵⁷.

In quest’ottica ai gestori dei sistemi di distribuzione devono essere garantite condizioni sostanziali di indipendenza anche sotto il profilo del potere decisionale. A differenza infatti della Direttiva europea 30/98, la quale prevedeva una mera separazione contabile, la nuova disciplina comunitaria ha posto rimedio introducendo misure più pervasive per evitare ingerenze della società “madre” nella gestione dei sistemi di distribuzione, prima con la Direttiva 55/2003 e in tempi più recenti riproponendo tale obbligo di indipendenza. Tuttavia non sussiste alcun obbligo relativo alla separazione della proprietà dei mezzi del sistema di distribuzione dall’impresa verticalmente integrata⁵⁸ e nel caso di gestione strategica, essendo esplicitamente fatto riferimento alle decisioni ordinarie e giornaliere. La società “madre” infatti mantiene il diritto all’approvazione del piano finanziario annuale e all’individuazione dei limiti all’indebitamento. Queste eccezionalità devono però essere interpretate nell’ottica del rapporto tra controllante e controllata e non riducono le maggiori garanzie apportate dalla nuova normativa. I criteri minimi applicati per garantire l’indipendenza sotto il profilo della forma giuridica, dell’organizzazione e del potere decisionale, da altre attività non connesse alla distribuzione, sono i seguenti:

- i responsabili dell’amministrazione non devono far parte di strutture societarie dell’impresa di gas naturale integrata responsabili, direttamente o indirettamente, della gestione quotidiana delle attività di produzione, trasporto e fornitura di gas naturale;

⁵⁵ Deliberazione n. 4000 19 giugno 1996 dell’AGCM

⁵⁶ Legge n. 239/2004

⁵⁷ “La disciplina delle reti nel diritto dell’economia”, di F. DI PORTO

⁵⁸ Direttiva europea 73/2009 Art. 26, comma 1

- è necessario adottare misure idonee atte a garantire l'indipendenza dei responsabili dell'amministrazione;
- il gestore del sistema di distribuzione deve disporre di effettivi poteri decisionali, indipendenti dall'impresa di gas naturale integrata, e di adeguate risorse umane, tecniche, finanziarie e materiali. Non è consentito alla società madre dare istruzioni, né per quanto riguarda le operazioni giornaliere, né in relazione a singole decisioni concernenti la costruzione o il miglioramento delle linee di distribuzione;
- il gestore del sistema di distribuzione deve predisporre un programma di adempimenti, contenente le misure adottate per escludere comportamenti discriminatori, e garantire che ne sia adeguatamente controllata l'osservanza⁵⁹.

Inoltre nel rispetto del principio della “doppia leva” il legislatore prevede il controllo delle attività del gestore da parte di un'Autorità di regolamentazione o di altri organismi competenti per evitare comportamenti atti a falsare la concorrenza usufruendo dell'immagine dell'impresa verticalmente integrata. In particolare, ai gestori di sistemi di distribuzione verticalmente integrati è fatto divieto di creare confusione, nella loro politica di comunicazione e di marchio, circa l'identità distinta del ramo «fornitura» dell'impresa verticalmente integrata⁶⁰.

Peculiare è quello che il legislatore definisce come sistema di distribuzione chiuso, in quanto distribuisce gas all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condiviso geograficamente limitato e non rifornisce i clienti civili. Tale previsione è applicabile se si verificano specifiche ragioni tecniche o di sicurezza, le operazioni o il processo di produzione sono integrati oppure il sistema distribuisce gas principalmente al proprietario o al gestore del sistema o ad esse collegate⁶¹.

Nonostante il più incisivo regime di separazione operante per i gestori dei sistemi di distribuzione, viene comunque rimarcata l'importanza della separazione contabile, per cui le imprese di gas naturale tengono conti separati per ciascuna attività di trasporto, distribuzione, GNL e stoccaggio come sarebbero tenute a fare se le attività in questione fossero svolte da imprese separate al fine di evitare discriminazioni, trasferimenti incrociati di risorse tra settori e distorsioni della concorrenza⁶².

La separazione rientra tra le cosiddette misure strutturali, le quali limitano l'autonomia organizzativa delle imprese⁶³. Anche il TAR ha chiaramente definito una netta distinzione tra le misure comportamentali e strutturali, laddove “le misure di carattere comportamentale si risolvono nell'imposizione di una condotta volta a determinare l'eventuale presenza di elementi distorsivi, le misure strutturali dimostrano una più

⁵⁹ Art. 26, comma 2

⁶⁰ Art. 26, comma 3

⁶¹ Art. 28

⁶² Art. 30, comma 3

⁶³ “La regolazione pro-concorrenziale dei servizi pubblici a rete”, di E. BRUTI LIBERATI

pervasiva valenza, attesa la loro idoneità ad incidere sul regime proprietario sottostante alle strutture societarie⁶⁴”.

Evidentemente lo scopo è il medesimo, ovvero accompagnare il processo di liberalizzazione e sostenere gli interventi legislativi pro-concorrenziali. Tuttavia, come richiamato in precedenza, il fenomeno della costituzione di società controllate in sede di riorganizzazione societaria permette alle imprese verticalmente integrate di aggirare la tematica dell'unbundling rischiando di ridurre i potenziali effetti benefici della nuova disciplina. Tale circostanza permette di individuare la ratio di un'ulteriore misura strutturale, quale il divieto per tutti gli operatori attivi nei segmenti della produzione, dell'importazione, della distribuzione e della vendita di detenere direttamente o indirettamente quote superiori al 20% del capitale delle società che hanno la proprietà e la gestione delle reti di trasporto⁶⁵. L'obiettivo auspicato dal legislatore è di pervenire ad una effettiva concorrenza nelle fasi a monte e a valle della filiera attraverso la “neutralizzazione” delle infrastrutture e della fase intermedia attraverso una separazione contabile, societaria e soprattutto proprietaria: in altre parole eliminare il ponte tra le fasi upstream e downstream e disincentivare politiche di integrazione.

Inoltre tale forma di unbundling è considerata dalle istituzioni europee la più idonea a garantire:

- la divulgazione delle informazioni necessarie per il funzionamento sicuro ed efficace della rete interconnessa;
- la sicurezza dell'approvvigionamento grazie al potenziamento delle infrastrutture, non legato agli interessi dell'impresa verticalmente integrata ma alla possibilità di fornire servizi al maggior numero di operatori economici⁶⁶.

Per garantire adeguate condizioni di concorrenza tra i competitors è necessario affiancare alle precedenti norme altri interventi mirati a stabilire regole di condotta uniformi e non discriminatorie.

2.3 TPA: tariffe di distribuzione e “codice di rete”

La prima direttiva gas concedeva ampia libertà di scelta agli Stati membri in merito alle modalità di accesso alle infrastrutture di rete⁶⁷. In particolare riconosceva entrambe le forme di accesso negoziato e accesso regolato. In tal modo veniva garantito agli operatori economici non proprietari delle infrastrutture di rete di accedervi tramite negoziazione con i relativi proprietari o in base a un riconosciuto “diritto di accesso al

⁶⁴ “Concorrenza e mercato. Rassegna degli orientamenti dell'autorità garante”, G. GHIDINI, M. CLARICH, F. DI PORTO e P. MARCHETTI.

⁶⁵ D.l. n. 239/2003 Art. 1-ter, comma 4

⁶⁶ Direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 giugno 2003, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale

⁶⁷ Direttiva 98/30/CE

sistema sulla base di tariffe pubblicate⁶⁸. Peraltro nel caso di accesso negoziato, per ovviare a differenti posizioni di potere contrattuale tra le parti, veniva riconosciuto in capo ai proprietari l'obbligo di rendere pubbliche le principali condizioni commerciali per l'utilizzo del sistema⁶⁹. La formazione del prezzo di accesso segue evidentemente un iter diverso a seconda dei casi, basandosi su una libera contrattazione negoziale nel primo caso, seppure nel rispetto delle condizioni commerciali pubblicate, e su una fissazione della tariffa da parte del pubblico nel secondo. A una maggiore salvaguardia degli interessi delle imprese di trasporto nell'accesso negoziato si contrappone una minore garanzia di condizioni eque e trasparenti per l'accesso degli operatori, le quali restano l'obiettivo principale del legislatore.

La seconda direttiva gas interviene su questo punto imponendo agli Stati membri di implementare la modalità dell'accesso regolato⁷⁰.

Pur basando la propria struttura normativa sulla disciplina comunitaria, la legislazione italiana è andata ben oltre la mera riproduzione passiva delle norme in materia di regolazione del settore del gas, come dimostrato dall'adozione anticipata del sistema di accesso regolato con il D.Lgs 164/2000. Peraltro tale posizione rispecchia quel principio di sussidiarietà per cui è riconosciuto a ogni Stato membro il diritto di applicare la disciplina comunitaria conformemente alla specificità della propria condizione.

La rete di distribuzione è stata riconosciuta come un'essential facility. Pertanto anche in assenza di una specifica normativa a qualunque operatore economico è attribuito il diritto di accedervi per definizione.

Tuttavia il legislatore ha riconosciuto casi eccezionali in cui tale diritto può essere limitato o non riconoscibile.

L'impresa può rifiutare l'accesso al sistema nel caso in cui non disponga della capacità necessaria⁷¹. Ciononostante è prevista la facoltà per l'Autorità di regolamentazione di richiedere al gestore di apportare i necessari miglioramenti per ovviare a tale mancanza. Inoltre se il potenziale cliente sostiene il costo di tali migliorie l'accesso non può essere negato⁷².

L'impresa può rifiutare l'accesso al sistema anche nel caso in cui tale accesso impedisse alla stessa di svolgere gli obblighi di servizio pubblico o causasse gravi difficoltà economiche e finanziarie ad imprese di gas naturale in relazione a contratti di tipo take or pay.

In tutti i casi il rifiuto deve essere manifestato con dichiarazione motivata e comunicato all'AEEG, all'AGCM e al Ministero dello Sviluppo Economico⁷³.

Resta il problema di definire non tanto il diritto quanto le condizioni tecniche ed economiche di accesso.

⁶⁸ Art. 16

⁶⁹ Art. 15, comma 2

⁷⁰ Direttiva 2003/55/CE

⁷¹ D.lgs 164/2000 Art. 24, comma 2

⁷² Art. 25

⁷³ Art. 24, comma 3

Il legislatore ha affidato all'AEEG il compito di definire le tariffe di distribuzione. I criteri qualitativi sono stabiliti dal decreto Letta. In particolare “le tariffe per la distribuzione tengono conto della necessità di remunerare iniziative volte a innalzare l'efficienza di utilizzo dell'energia e a promuovere l'uso delle fonti rinnovabili, la qualità, la ricerca e l'innovazione finalizzata al miglioramento del servizio, di non penalizzare le aree in corso di metanizzazione e quelle con elevati costi unitari”, anche attraverso la predisposizione di appositi strumenti di perequazione. Il principio cardine è remunerare il capitale investito⁷⁴. A tal proposito si può notare come il compito dell'Autorità è appunto quello di quantificare la tariffa nel rispetto dei parametri fissati dal legislatore e di tale ultimo principio⁷⁵.

Mentre per l'accesso ai gasdotti ad alta pressione l'AEEG ha adottato una tariffa entry – exit, per l'accesso a quelli a media e bassa pressione ha optato per la tariffa a francobollo, ovvero a una tariffa fissa differente a seconda della zona⁷⁶. Peraltro adattando le tariffe alle specificità del territorio dove sono presenti le infrastrutture, il legislatore dimostra sensibilità per il tema della cost reflectivity, permettendo anche nelle zone più complesse l'adeguamento delle tariffe agli effettivi costi di gestione.

Il potere tariffario esercitato dall'Autorità di regolamentazione trova una definizione giuridica nella sua deliberazione, la quale individua una nuova metodologia per determinare i ricavi, definibile come “Vincolo dei ricavi totali”⁷⁷. Di conseguenza, nel rispetto anche del menzionato principio della cost reflectivity esso corrisponde alla remunerazione massima che l'Autorità riconosce a ciascun operatore come copertura dei costi sostenuti.

Ai sensi di quanto previsto dall'articolo 36 della RTDG, le tariffe obbligatorie di distribuzione e misura del gas naturale sono differenziate in sei ambiti tariffari:

- *Ambito nord occidentale*, comprendente le regioni Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria;
- *Ambito nord orientale*, comprendente le regioni: Lombardia, Trentino - Alto Adige, Veneto, Friuli - Venezia Giulia, Emilia - Romagna;
- *Ambito centrale*, comprendente le regioni Toscana, Umbria e Marche;
- *Ambito centro-sud orientale*, comprendente le regioni Abruzzo, Molise, Puglia, Basilicata;
- *Ambito centro-sud occidentale*, comprendente le regioni Lazio e Campania;
- *Ambito meridionale*, comprendente le regioni Calabria e Sicilia.

La tariffa base si compone di una quota fissa e di una quota variabile, che dipende dallo scaglione di consumo, e viene aggiornata annualmente dall'AEEG sulla base di

⁷⁴ D.lgs n. 164/2000 Art. 23

⁷⁵ “Le autorità indipendenti di regolazione. L'autorità per l'energia elettrica e il gas”, F. VETRO'

⁷⁶ Nel primo caso il riferimento è alle tariffe di trasporto, nel secondo a quelle di distribuzione.

⁷⁷ Delibera ARG/gas 159/08 di approvazione della Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012

procedimenti individuali avviati su istanza delle imprese interessate⁷⁸. Quest'ultima viene accolta se la richiesta di aggiornamento è conforme ai criteri e parametri stabiliti. Inoltre il legislatore ha introdotto una previsione che si sostanzia in un vero e proprio "contributo sociale" nelle tariffe di distribuzione, ovvero meccanismi di sussidio alla copertura dei costi a favore dei clienti economicamente disagiati, anziani e disabili. In particolare i Comuni possono richiedere ai concessionari dell'attività di distribuzione del gas di applicare alla componente variabile della tariffa di distribuzione una quota aggiuntiva, in misura non superiore all'1%, come contributo alle spese di fornitura del gas per la categoria di clienti di cui sopra⁷⁹.

L'allineamento delle tariffe di distribuzione agli effettivi costi dei gestori è funzionale al raggiungimento di condizioni di equità e trasparenza per evitare trattamenti di prezzo sfavorevoli per gli utenti finali non giustificati dalla struttura dei costi delle imprese. Tuttavia, com'è noto, il settore del gas presenta ancora un grado di concentrazione elevato. Infatti, la posizione di monopolio dell'operatore incumbent nella produzione e il suo controllo, diretto o indiretto, sulle importazioni e sul trasporto del gas non ha permesso la riduzione effettiva dei prezzi finali, perpetuando nel contempo una condizione di scarsità dell'offerta a causa della debole concorrenza.

Inoltre effettuando un'analisi complessiva, partendo dal presupposto che i prezzi in ogni fase della filiera sono correlati e interdipendenti, anche altri fattori, specialmente nella fase upstream, hanno impedito la riduzione dei prezzi. In particolare la scomparsa di alcuni elementi caratterizzanti gli accordi tariffari nel mercato all'ingrosso, come la degressività dei prezzi rispetto ai livelli di consumo.

Il legislatore affianca alle condizioni economiche le condizioni tecniche di accesso alla rete, le quali si sostanziano nel "codice di rete" per garantire l'imparzialità e la neutralità della gestione di rete. Tale codice è determinato dalle stesse imprese nel rispetto delle indicazioni dell'Autorità, contenute nella delibera n. 138/2004, conciliando in questo modo le misure pro-concorrenziali con l'autonomia organizzativa dei gestori.

Lo schema del codice di rete prevede una suddivisione in otto sezioni, ciascuna suddivisa in diversi capitoli.

Nella prima sezione l'impresa di distribuzione descrive il contesto normativo, le caratteristiche dell'impianto, i servizi offerti e le modalità di scambio di dati e informazioni con gli utenti. Quest'ultimo punto in particolare assume grande rilevanza nella partita della concorrenza nell'ambito della trasparenza informativa. Infatti, la stessa delibera prevede ulteriori obblighi informativi per i gestori dei sistemi di distribuzione rispetto a quelli di trasporto. Essi devono rispettare tali obblighi nei confronti degli utenti, del regolatore e anche degli stessi gestori dei sistemi di trasporto, ovvero dei gasdotti ad alta pressione, o di qualunque altro gestore di infrastrutture collegate con l'impianto. La peculiarità della previsione normativa è giustificata dalla

⁷⁸ "L'Autorità per l'energia elettrica e il gas", SCLAFANI- ZANETTINI in CIRILLO- CHIEPPA, "Le autorità amministrative indipendenti"

⁷⁹ Deliberazione n.170/2004 dell'AEEG Art. 10

particolare importanza della figura del distributore in termini di maggiore vicinanza al cliente finale e di interdipendenza dell'intero sistema nazionale di infrastrutture di rete. Non a caso il regolatore nella delibera parla di coordinamento informativo riferendosi alla necessità per l'insieme dei gestori di condividere dati e informazioni e di stabilire procedure operative per garantire l'efficiente movimentazione del gas fino ai punti di riconsegna finali⁸⁰.

Gli obblighi informativi sono riconosciuti anche nei confronti dell'Autorità per consentire lo svolgimento dei suoi compiti di controllo e monitoraggio e in particolare il gestore deve fornire informazioni circa i punti di riconsegna e le richieste di accesso⁸¹. Infine ai gestori sono riconosciuti obblighi informativi anche nei confronti degli utenti del servizio di distribuzione. Le imprese devono rendere pubbliche, anche tramite il proprio sito internet, la descrizione dell'impianto di distribuzione e dei programmi di estensione, potenziamento e manutenzione⁸².

La trasparenza informativa, come vedremo anche nel seguito dell'elaborato, svolge un ruolo delicato specialmente nella libera negoziazione di accordi contrattuali. La mancanza di condizioni di contrattazione omogenee non è solo inaccettabile sotto un profilo prettamente morale, ma in termini economici essa crea condizioni di inefficienza e posizioni prevaricatrici peraltro non giustificate da maggiori competenze e abilità. Il potere dell'informazione è evidente e altrettanto evidente è l'interesse del legislatore verso tale tematica. Tra i compiti dei gestori dei sistemi di distribuzione sono espressamente richiamati l'obbligo di fornire a qualunque categoria di gestore informazioni sufficienti per garantire che il trasporto avvenga in un sistema sicuro ed efficiente e l'obbligo di fornire agli utenti informazioni necessarie per un accesso efficiente al sistema⁸³. Peraltro l'attenzione è posta tanto sul bisogno di condividere le informazioni, quanto sugli obblighi di riservatezza. Infatti, la norma fa esplicito riferimento all'obbligo di riservatezza sulle "informazioni commercialmente sensibili" e di diffusione non discriminatoria, soprattutto in riferimento alle imprese collegate⁸⁴.

Nella seconda e terza sezione del codice l'impresa deve indicare le modalità di accesso e di erogazione del servizio di distribuzione.

Nella quarta sezione quelle di realizzazione, manutenzione e dismissione degli impianti di regolazione e misura del gas.

Nella quinta sezione invece devono essere indicate le modalità di fatturazione e pagamento, i casi in cui le parti incorrono in responsabilità per le obbligazioni contratte nel contratto e le modalità di risoluzione delle controversie tra gestori e utenti.

Oltre alla settima relativa agli interventi per la promozione dell'efficienza energetica e all'ottava per l'aggiornamento del codice di rete, tale schema nella sesta sezione

⁸⁰ Delibera n. 138/2004 Art. 11

⁸¹ Art. 8

⁸² Art. 4 e 6

⁸³ Direttiva 2009/73/CE Art. 25, comma 3 e 4

⁸⁴ Art. 27

presenta una seconda tematica particolarmente importante, oltre alla trasparenza informativa, relativa agli standard qualitativi.

Le prime deliberazioni dell'AEEG sull'argomento sono state emanate nel 2000⁸⁵. Nel 2004 viene costituito un vero e proprio set normativo che consta di:

- Regolamento delle attività di accertamento della sicurezza degli impianti⁸⁶;
- Testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas⁸⁷;
- Documento per la consultazione.

Quest'ultimo in particolare ha risposto alla difficoltà di individuare un indicatore univoco del livello di sicurezza, definendo meccanismi incentivanti i recuperi di produttività e di sicurezza⁸⁸ e l'aggiornamento annuale dei vincoli dei ricavi. L'attenzione posta sulla sistematicità dei controlli qualitativi ha permesso di sviluppare servizi sicuri, affidabili ed efficienti. Un ruolo fondamentale è stato svolto dalla definizione degli obblighi di servizio per la sicurezza e la continuità del servizio di distribuzione e anche dall'imposizione di indennizzi automatici a favore dei clienti finali in caso di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale.

La qualità commerciale consiste nella puntualità e precisione nell'esecuzione delle prestazioni richieste dai clienti. L'AEEG ha definito standard a livello nazionale e obbligatori per tutti gli esercenti con più di 5000 clienti, i quali hanno sostituito gli standard di qualità definiti autonomamente nelle rispettive Carte dei servizi.

Gli standard "autonomi" possono essere utilizzati solo se migliori rispetto a quelli nazionali.

Gli strumenti per la regolazione della qualità commerciale sono:

- standard specifici di qualità: definiti per le prestazioni più comuni e personalizzate per il cliente;
- standard generali di qualità: riferiti a gruppi omogenei di clienti serviti dallo stesso esercente.

Altre tipologie di standard definiscono la qualità tecnica, la quale si riferisce alla sicurezza e alla continuità del servizio.

Nonostante gli evidenti miglioramenti della normativa del settore del gas, e nello specifico della fase di distribuzione, in seguito al processo di liberalizzazione, la nuova disciplina non si è ancora dimostrata sufficiente a garantire reali condizioni di concorrenzialità. Lo strumento in cui riporre maggiore fiducia nello scenario futuro è sicuramente quello delle gare ad evidenza pubblica uniche per ambito territoriale.

⁸⁵ Deliberazioni n. 47/2000 e n. 236/2000

⁸⁶ Deliberazioni dell'AEEG n. 40/2004 e n. 129/2004

⁸⁷ Deliberazione n. 168/2004

⁸⁸ Deliberazione n. 170/2004

Capitolo 3

3. Le gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale

Com'è noto l'attività di distribuzione consiste nel trasporto di gas naturale attraverso reti di gasdotti locali a bassa pressione, collegate alle reti di trasporto mediante punti di interconnessione, per la consegna ai clienti finali per conto dei venditori⁸⁹.

La fase di distribuzione, la quale è definita dal legislatore attività di servizio pubblico⁹⁰, è l'esempio più evidente della presenza di monopolio naturale nella filiera del gas, il quale contraddistingue tipicamente le strutture a rete. Infatti, l'inefficienza della duplicazione della rete deriva dagli elevati costi fissi, associati alla realizzazione e alla manutenzione della stessa, sintetizzati da una curva del costo totale decrescente. Il monopolio naturale, nel caso specifico, si traduce nella possibilità di sfruttare le economie di scala, cioè i vantaggi di costo ottenuti all'aumentare della dimensione della capacità produttiva e della produzione. In tal caso il costo medio unitario di produzione di un'impresa diminuisce all'aumentare della produttività dei suoi impianti⁹¹. Evidentemente in tale condizione un mercato presenterà facilmente un elevato grado di concentrazione, come, in effetti, è dimostrato anche dal caso del settore del gas.

In quest'ottica è necessario interpretare il modello di liberalizzazione attuato dal legislatore sulla base di due pilastri: la "concorrenza nel mercato" e la "concorrenza per il mercato"⁹². Il massimo sostenitore di quest'ultimo tipo di concorrenza è Demsetz, il quale in un suo articolo spiegò i benefici che si possono ottenere applicando la "doppia leva" della liberalizzazione e della regolazione⁹³.

L'impossibilità di agire sulla struttura del mercato rende necessario introdurre elementi pro-concorrenziali nella fase precedente di aggiudicazione della posizione "naturalmente" monopolista attraverso modalità oggettive e non discriminatorie: in questo senso Demsetz sostiene il ruolo della gara regolata da un meccanismo d'asta, attraverso la quale addivenire a una forma di mercato definibile come monopolio regolato.

Tale meccanismo risolve le problematiche monopolistiche legate agli elevati livelli di prezzo e alle condotte inefficienti degli operatori. Infatti, il prezzo di aggiudicazione del

⁸⁹ D.lgs n. 164/2000 Art. 2, comma 1, lettera n

⁹⁰ Art. 14, comma 1

⁹¹ "Economia industriale. Economia dei mercati imperfetti", di C. SCOGNAMIGLIO PASINI

⁹² "Aziende multi-utility e valutazione delle prestazioni", di M. BONACCHI

⁹³ "Why regulates utilities?" H. DEMSETZ, *Journal of Law and Economics*, 1968

servizio è quello che più si avvicina al costo medio di produzione grazie a quella che si potrebbe definire “concorrenza potenziale”⁹⁴.

Nel Decreto Letta, infatti, viene adottata l’asta ad evidenza pubblica per affidare la gestione della rete locale di distribuzione a un’unica impresa, permettendo il confronto tra gli operatori nella fase di accesso al mercato. In tal modo si coniugano le esigenze dettate dalla natura di monopolio naturale della fase di distribuzione e le nuove spinte all’introduzione di elementi pro-concorrenziali.

3.1 Il quadro normativo delle gare

Il punto di partenza del processo di liberalizzazione in Italia è il Decreto legislativo del 23 maggio 2000 n. 164, il quale prevede l’obbligo per gli enti locali⁹⁵ di affidare il servizio di distribuzione del gas naturale mediante gara ad evidenza pubblica con meccanismo d’asta per un periodo non superiore a dodici anni. Gli enti locali, intesi come comuni, unioni di comuni e comunità montane, svolgono attività di indirizzo, di vigilanza, di programmazione e di controllo sulle attività di distribuzione, ovvero del gestore. Il rapporto tra l’ente locale e il gestore del servizio è regolato da un contratto di servizio, definito sulla base di un contratto tipo predisposto dall’Autorità per l’Energia e il Gas ed approvato dall’allora Ministero dell’industria, del commercio e dell’artigianato, oggi Ministero dello Sviluppo Economico⁹⁶. Tale contratto di servizio deve definire: la durata, gli obiettivi qualitativi, le modalità di espletamento del servizio, l’equa distribuzione del servizio sul territorio, gli aspetti economici del rapporto, i diritti degli utenti, i poteri di verifica dell’ente locale e le conseguenze degli inadempimenti⁹⁷. Al termine del periodo di affidamento del servizio le reti rientrano nella piena disponibilità dell’ente locale⁹⁸, anche nel caso in cui tali reti siano state oggetto di investimenti da parte del gestore, possibilità riconosciuta dallo stesso Art. 14 comma 6 in riferimento ai piani di investimento per lo sviluppo, il potenziamento, il rinnovo e la manutenzione delle reti e degli impianti come criterio di valutazione in sede di affidamento. Il trasferimento all’ente avviene secondo le condizioni stabilite nel bando di gara e nel contratto di servizio.

A tal proposito si può notare come il periodo riconosciuto dalla norma potrebbe essere considerato dagli operatori insufficiente per recuperare gli investimenti nelle reti prima della scadenza e del conseguente trasferimento all’ente locale, scoraggiando una gestione orientata al lungo periodo. Questo spiega anche la tendenza del settore

⁹⁴ “I servizi locali di interesse economico generale nella legge regionale della Lombardia del 12 dicembre 2003, n. 26” (2006), di V. PARISIO

⁹⁵ Testo Unico degli Enti Locali Art. 112: “Gli enti locali, nell’ambito delle rispettive competenze, provvedono alla gestione dei servizi pubblici che abbiano per oggetto produzione di beni ed attività rivolte a realizzare fini sociali e a promuovere lo sviluppo economico e civile delle comunità locali”

⁹⁶ Art. 14, comma 1

⁹⁷ Art. 14, comma 3

⁹⁸ Art. 14, comma 4

all'integrazione verticale e alla ricerca di una coincidenza tra proprietà e gestione delle infrastrutture di rete, nonché l'orientamento del legislatore comunitario a proseguire sulla strada della liberalizzazione attraverso la realizzazione di un unbundling che non disconosca alle imprese di produzione, anche se verticalmente integrate, la proprietà delle reti di trasmissione e che riconosca invece alla figura del gestore indipendente un ruolo primario nel garantire condizioni di concorrenza ed efficienza⁹⁹.

Alle gare per la concessione del servizio di distribuzione sono ammesse S.p.A o S.r.l, anche a partecipazione pubblica, e società cooperative a responsabilità limitata, senza limitazioni territoriali, sulla base di requisiti oggettivi, proporzionali e non discriminatori, con l'esclusione delle società che gestiscono servizi pubblici in virtù di affidamento diretto o di una procedura non ad evidenza pubblica¹⁰⁰. La gara è aggiudicata all'impresa che propone l'offerta economicamente più vantaggiosa sulla base delle migliori condizioni economiche e di prestazione del servizio, del livello di qualità e sicurezza, dei piani di investimento per lo sviluppo e il potenziamento delle reti e degli impianti, per il loro rinnovo e manutenzione, nonché dei contenuti di innovazione tecnologica e gestionale presentati dalle imprese partecipanti alla gara¹⁰¹.

Per evitare situazioni di prorogatio nella fornitura del servizio, in quanto il gestore uscente rimane comunque obbligato per gli atti di ordinaria amministrazione fino alla data del nuovo affidamento, gli enti locali devono avviare la procedura di gara non oltre un anno prima della scadenza della concessione. In caso di mancata osservanza la regione subentra nell'obbligo di avviare tale procedura¹⁰². Il nuovo gestore è tenuto a subentrare nelle garanzie e nelle obbligazioni relative ai contratti di finanziamento funzionali agli investimenti come indicati dal piano in sede di affidamento o ad estinguere queste ultime e a corrispondere una somma al distributore uscente in misura pari al valore residuo degli ammortamenti di questi investimenti risultanti dai bilanci del gestore uscente¹⁰³. Inoltre le imprese di gas che svolgono l'attività di distribuzione sono tenute alla certificazione di bilancio a decorrere dal 10 gennaio 2002¹⁰⁴.

Mentre l'art. 14 stabilisce le norme relative all'attività di distribuzione del gas, l'art. 15 regola il regime transitorio di tale attività in riferimento quindi agli affidamenti in essere alla data di entrata in vigore del decreto, individuata nel primo gennaio 2003 per agevolare un cambiamento graduale¹⁰⁵. Peraltro individua anche le modalità di trasformazione in società di capitali delle aziende che gestiscono il servizio di distribuzione ex art. 17 della legge 127/1997 e di liquidazione delle quote di capitale sociale di proprietà degli enti locali. Il periodo transitorio è di 5 anni a partire dal 31 dicembre 2000. Gli affidamenti in essere alla data di entrata in vigore della normativa

⁹⁹ "Il mercato comunitario del gas naturale. Investimenti esteri diretti e diritto internazionale", di T. M.

MOSCHETTA

¹⁰⁰ Art. 14, comma 5

¹⁰¹ Art. 14, comma 6

¹⁰² Art. 14, comma 7

¹⁰³ Art. 14, comma 8

¹⁰⁴ Art. 14, comma 10

¹⁰⁵ Art. 15, comma 1

proseguono fino alla scadenza stabilita se compresa nei 5 anni previsti, oppure fino al termine del periodo transitorio se la scadenza non è fissata o è maggiore¹⁰⁶. Decorso il periodo transitorio, l'ente locale procede all'affidamento del servizio secondo le modalità previste dall'articolo 14, precedentemente illustrate¹⁰⁷. Gli affidamenti in essere attribuiti mediante gara sono mantenuti per la durata stabilita e comunque per un periodo non superiore a dodici anni¹⁰⁸.

Di particolare interesse, per le difficoltà riscontrate nella sua implementazione, è il comma 7, il quale individua il periodo transitorio nella durata di 5 anni e prevede l'incremento di tale periodo sotto determinate condizioni che premiano comportamenti finalizzati a una maggiore efficienza. In particolare tale incremento sarà di uno o due anni a seconda che si serva un'utenza due volte superiore in seguito a fusione societaria o che l'utenza e il volume di gas distribuito raggiungano determinati parametri o ancora che il capitale privato costituisca almeno il 40% del capitale sociale. Inoltre tali incrementi sono cumulabili fornendo in tal modo la possibilità alle imprese di prolungare la scadenza del periodo transitorio fino al 31 dicembre 2010. Tuttavia il legislatore ha ripetutamente prorogato tale scadenza, prima fino al 31 dicembre 2007¹⁰⁹ con la "Legge Marzano". Successivamente ha riconosciuto la proroga automatica fino al 31 dicembre 2009, nel caso si verificasse almeno una delle condizioni premianti sopracitate secondo l'art. 15 comma 7 del Decreto Letta, e la facoltà dell'ente locale di prolungare il periodo di un ulteriore anno per comprovati motivi di interesse pubblico¹¹⁰. Oltre all'evidente ritardo nell'implementazione delle gare per le difficoltà di adattamento al nuovo sistema, provate dal continuo ricorso del legislatore alle proroghe del periodo transitorio, un'ulteriore norma ha dilazionato i tempi, seppur per incrementare le garanzie per maggiori livelli di qualità ed efficienza del servizio uniformando i criteri per le gare: quella relativa agli Ambiti Territoriali Minimi (ATEM). Infatti, per motivi di aggregazione e coordinamento tra più enti locali il legislatore ha riconosciuto la necessità di prolungare il periodo transitorio di altri due anni¹¹¹. Inoltre nella Legge Finanziaria del 2008 la proroga automatica è stata sostituita con la previsione dei due anni a partire dall'individuazione degli ambiti territoriali ottimali¹¹². Com'è stato osservato, nonostante le buone intenzioni, il risultato finale è stato di dilazionare ulteriormente i tempi, sostituendo una discutibile proroga automatica per la fine dei precedenti affidamenti, la quale almeno avrebbe fissato un periodo preciso e indipendente da altri criteri, con una previsione che subordina lo svolgimento delle gare a complessi adempimenti¹¹³. Il risultato è una diffusione delle

¹⁰⁶ Art. 15, comma 5

¹⁰⁷ Art. 15, comma 6

¹⁰⁸ Art. 15, comma 9

¹⁰⁹ Legge 239/2004 Art. 1, comma 69, "Legge di riordino del settore energetico"

¹¹⁰ D.l. 273/2005 Art. 23, comma 1 e 2, convertito in legge n. 51/2006 c.d. "mille proroghe"

¹¹¹ D.l. 159/2007 Art. 46-bis, comma 3, convertito in legge n. 222/2007 con modificazioni

¹¹² Legge n. 244/2007 Art. 2, comma 175

¹¹³ "Il servizio di distribuzione del gas. Aspetti giuridico-amministrativi, processuali, tecnici, economici e tributari", (2008) di MARIANI, MENALDI & ASSOCIATI STUDIO FRACASSO S.r.l

gare ancora insufficiente. Solo il 4% degli affidamenti (230 su 6.500 concessioni) risulta essere stato attribuito secondo le regole delle gare individuate dal Decreto Letta¹¹⁴. Nonostante i conseguenti ritardi, l'introduzione degli ambiti territoriali rappresenta un ulteriore stadio di avanzamento, probabilmente l'ultimo, per garantire al servizio di distribuzione una maggiore concorrenza e livelli minimi di qualità. Infatti, la nuova normativa prova a rispondere ad alcune problematiche riscontrate durante lo svolgimento delle gare tra cui: "la forte frammentazione territoriale delle gestioni con la conseguente riduzione dell'efficienza operativa, la marcata tendenza alla pubblicizzazione delle reti, l'aggiudicazione delle gare quasi esclusivamente in base all'offerta di elevati canoni di concessione agli enti territoriali data l'assenza di un loro puntuale riconoscimento tariffario, l'inesistenza o la scarsa considerazione del gestore uscente, in caso di subentro di un nuovo gestore, la proliferazione del contenzioso amministrativo su aspetti quali scadenze delle concessioni, le procedure di gara e la disciplina degli indennizzi del gestore uscente."¹¹⁵ In particolare "i Ministri dello sviluppo economico e per gli affari regionali e le autonomie locali, su proposta dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e sentita la Conferenza unificata, determinano gli ambiti territoriali minimi per lo svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas, a partire da quelli tariffari, secondo l'identificazione di bacini ottimali di utenza, in base a criteri di efficienza e riduzione dei costi, e determinano misure per l'incentivazione delle relative operazioni di aggregazione."¹¹⁶ Quest'ultimo punto permette di comprendere come all'introduzione degli ATEM sia legata la possibilità di ridurre l'inefficienza derivante dall'eccessivo frazionamento delle quote di mercato e di ridurre quindi il numero di operatori nel settore¹¹⁷.

Il quadro normativo per le modalità dell'affidamento del servizio di distribuzione sembra aver trovato un assetto definitivo con il D.Lgs del 1 giugno 2011 n. 93 di attuazione del "Terzo Pacchetto Energia" il quale prevede che tale affidamento debba essere effettuato dai Comuni esclusivamente in forma associata per Ambito Territoriale Minimo e con gara unica, facendo salve le gare avviate con le vecchie regole fino alla pubblicazione del decreto stesso¹¹⁸. Per l'attuazione di tale decreto sono stati emanati diversi decreti ministeriali:

- Decreto Ambiti: D. M 19 gennaio 2011 che ha individuato i 177 ambiti;
- Decreto Comuni: D. M 18 ottobre 2011 che ha individuato i Comuni di appartenenza a ciascun ATEM;
- Regolamento: D. M 12 novembre 2011 n. 226 relativo alle modalità e alle tempistiche per il bando di gara.

¹¹⁴ Dati presentati nella Relazione Arthur. D Little "La distribuzione del gas in Italia"

¹¹⁵ "Temi critici e proposte per superare lo stallo", Management delle utilities, rivista di economia e gestione dei servizi pubblici (2007), E. DI BENEDETTO, Associazione ESSPER periodici italiani di economia, scienze sociali e storia.

¹¹⁶ D.l 159/2007 Art. 46-bis, comma 2

¹¹⁷ Vedi Cap. 2 par. 2.1

¹¹⁸ "Le gare nel settore della distribuzione del gas naturale: pronte le norme", di I. PANICCIA

Al Regolamento sono allegati 4 atti: tempistica delle gare, bando di gara tipo, disciplinare tipo e schema per la trasmissione di dati significativi di aggiudicazione della gara per il monitoraggio degli effetti del decreto.

Inoltre il Decreto della Clausola Sociale¹¹⁹ ha individuato le modalità per gestire gli effetti sociali e occupazionali connessi ai nuovi affidamenti, proteggendo le competenze tecniche del personale del gestore uscente spesso legate alla conoscenza della rete locale per salvaguardare la qualità tecnica del servizio, ovvero continuità e sicurezza. Sono stati attivati anche degli ammortizzatori sociali e una lista di priorità da cui selezionare il personale in esubero entro 2 anni dalla gara.

In ordine temporale, oltre al D. M 5 febbraio 2013 relativo all'approvazione del contratto di servizio tipo, l'ultimo D. M recentemente approvato e in corso di pubblicazione sulla G.U. è del 20 maggio 2015 recante modifiche al Decreto Ministeriale 12 novembre 2011, n. 226 per renderlo congruente con le novità legislative intervenute dopo la sua emanazione e con la regolazione del IV periodo tariffario (2014-2019), interessandosi degli interventi di efficienza energetica e del calcolo del valore di rimborso¹²⁰. Questi interventi normativi devono essere interpretati come tentativo di ridurre i contenziosi amministrativi legati alla scarsa chiarezza della documentazione della gara, peraltro già numerosi per la problematica relativa alla scadenza del periodo di affidamento.

Nonostante le successive modifiche la base normativa sulla quale condurre un'analisi approfondita per determinare l'impatto degli ATEM sul settore resta il c.d. "Regolamento", il quale definisce i criteri di partecipazione alle gare e della valutazione delle offerte delle imprese partecipanti¹²¹.

3.2 Il regolamento delle gare

Come osservato il principale vantaggio dell'introduzione degli ATEM, oltre all'uniformità dei criteri di gara, è la riduzione dei costi amministrativi e delle operazioni di gestione. Inoltre anche le società di vendita ne traggono beneficio per una più semplice procedura di acquisizione della clientela. Interessante notare inoltre come il D. M 226/2011 introduce delle misure per affrontare il problema del peso preponderante attribuito al canone offerto agli enti locali in sede di aggiudicazione della concessione. In particolare vengono individuati degli specifici pesi espressi in percentuale per i criteri di aggiudicazione della gara: 5% per la remunerazione ai comuni, 23% per le condizioni tariffarie, il 22% per quelle di sicurezza e il 5% per

¹¹⁹ D. M 21 aprile 2011. Il parametro di efficienza è pari a un valore di 1500 del rapporto tra n. di PDR e n. di occupati, e solo per una quota parte del personale addetto alle funzioni centrali.

¹²⁰ Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico – Direzione generale per la sicurezza dell'approvvigionamento e le infrastrutture energetiche

¹²¹ "Le gare nel settore della distribuzione del gas naturale: pronte le norme", di I. PANICCIA

quelle di qualità. Infine viene individuato un peso del 45% per il piano di sviluppo delle infrastrutture, il quale dovrebbe rispondere alla preoccupazione degli operatori circa i vantaggi di effettuare investimenti descritti in precedenza¹²². Secondo alcuni studiosi, anzi, la nuova disciplina potrebbe incentivare un eccesso di investimenti e premiare più la quantità che la qualità degli stessi, senza quindi considerare gli effettivi benefici sul piano dell'efficienza e innalzando potenziali barriere all'ingresso¹²³. Come detto in precedenza l'analisi complessiva di tale Regolamento permette di comprendere a pieno il funzionamento delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale.

3.2.1 Individuazione della stazione appaltante di ogni ATEM

È evidente l'intento del legislatore di ridurre il numero delle stazioni appaltanti e di conseguenza anche i costi amministrativi, poiché "il costo di organizzazione di una gara può ritenersi in gran parte indipendente dalla dimensione del lotto di gara" evitando il rischio di trasferire i costi sui clienti finali¹²⁴.

La riduzione delle stazioni appaltanti necessita di essere accompagnata da regole per la gestione dei rapporti tra gli enti locali appartenenti a ciascun ATEM. Fondamentale è il ruolo del Comune capoluogo di provincia, cui è obbligatoriamente demandato dagli enti locali concedenti, nel caso faccia parte dell'ambito, il ruolo di stazione appaltante per la gestione della gara, salva la possibilità di demandare tale ruolo a una società di patrimonio delle reti. Diversamente gli stessi enti locali devono individuare un altro soggetto, come la Provincia, un Comune capofila o una società di patrimonio delle reti. Il Comune capoluogo di provincia, se appartenente all'ATEM, o la Provincia negli altri casi, ha l'obbligo di convocare, entro la data stabilita nell'allegato relativo alle tempistiche, gli enti locali concedenti per gli adempimenti relativi all'assegnazione del ruolo di stazione appaltante. Peraltro nel caso in cui entro 6 mesi non sia stato individuato tale soggetto, il Comune con il maggiore numero di abitanti o la Provincia devono trasmettere alla Regione una relazione sulle attività svolte, per permetterle di subentrare nell'obbligo di avviare la procedura di gara.

Entro 6 mesi dall'individuazione della stazione appaltante gli enti locali concedenti devono fornirle la documentazione necessaria alla preparazione del bando di gara o delegarla per reperire direttamente le informazioni utili presso il gestore uscente. Attraverso tale documentazione la stazione appaltante svolge il suo compito di preparare e pubblicare il bando e il disciplinare di gara, oltre a quello di svolgere e aggiudicare la gara. Infatti essa rappresenta la controparte del contratto di servizio e cura ogni rapporto con il gestore, pur essendo coadiuvata nella funzione di vigilanza e

¹²² Par. 3.1

¹²³ "Finanziamento delle local utilities e investimenti di lungo termine", di C. DE VINCENTI

¹²⁴ "Le gare nel settore della distribuzione del gas naturale: pronte le norme" I. PANICCIA

controllo da un comitato di monitoraggio costituito da un massimo di 15 membri degli enti locali concedenti¹²⁵.

Com'è stato osservato, nella disciplina dell'individuazione della stazione appaltante e dei rapporti tra gli enti locali all'interno dello stesso ambito bisogna evidenziare la presenza di alcune criticità. Infatti, nel caso in cui il Comune capoluogo di provincia non faccia parte dell'ATEM è riconosciuta la possibilità di demandare tale ruolo a una società di patrimonio delle reti. Tuttavia la normativa appare incompleta e superficiale relativamente al processo decisionale, non solo per quanto riguarda la titolarità del soggetto cui spetta la scelta della società patrimoniale, ma anche in generale per la votazione della stazione appaltante. Un criterio maggioritario viene indicato al comma 7 ,anche se limitato alle inadempienze del contratto di servizio, che prevede la ponderazione in base al numero di utenze gas servite in ciascun Comune. L'incompletezza della previsione normativa dovrà essere supplita dagli enti locali attraverso la sottoscrizione di convenzioni per regolare tali processi decisionali¹²⁶.

3.2.2 Obblighi informativi dei gestori

I gestori hanno l'obbligo di fornire all'ente locale concedente:

- informazioni tecniche riguardanti lo stato di consistenza dell'impianto di distribuzione, il protocollo di comunicazione delle apparecchiature per le attività di misura, la relazione sulla condizione strutturale dell'impianto a seconda delle zone con particolare attenzione alle fughe, il numero dei punti di riconsegna e i volumi di gas distribuiti nei tre anni precedenti;
- informazioni tariffarie e contrattuali riguardanti costi e tariffe locali (schede località) definite dall'AEEG, obbligazioni finanziarie in essere relative agli investimenti realizzati nel precedente periodo di affidamento e contratti pubblici e privati connessi alla gestione;
- informazioni sul personale addetto alla gestione locale dell'impianto.

Inoltre il gestore la cui concessione abbia scadenza naturale in data successiva a quella prevista dal bando deve presentare anche il piano di sviluppo degli impianti per l'intero periodo residuo di concessione e il relativo stato di attuazione. Il termine entro il quale presentare le informazioni è di 60 giorni dalla richiesta dell'ente locale concedente, il quale, parimenti entro 60 giorni dalla ricezione, può comunicare osservazioni e proposte di rettifica al gestore. I dati devono essere forniti in supporto informatico secondo un formato stabilito dall'AEEG. In caso di mancata o ritardata fornitura di tali informazioni da parte del gestore uscente può essere espletata la procedura di richiesta di risarcimento danni per il conseguente ritardo nell'effettuazione della gara d'ambito.

¹²⁵ Decreto Ministeriale 226/2011 Art. 2 e 3

¹²⁶ "La stazione appaltante ed il soggetto gestore del rapporto", di D. ANSELMINI, fondazione AMGA, 2012

Inoltre il gestore uscente presenta ulteriori obblighi. Infatti deve permettere l'accesso all'impianto ai rappresentanti dell'ente locale concedente e ai partecipanti alla gara per verificare lo stato di conservazione dello stesso e deve rendere disponibile al gestore subentrante la banca dati dei punti di riconsegna, le fonti contabili obbligatorie e i dati relativi alla gestione in corso d'anno per mettere il gestore subentrante nelle condizioni di adempiere agli oneri previsti a suo carico dalla regolazione¹²⁷.

3.2.3 Rimborso al gestore uscente e regime proprietario delle reti

In primo luogo è necessario osservare come i valori di rimborso (VIR) al gestore uscente nel caso di investimenti non ancora ammortizzati e la remunerazione del titolare dell'impianto costituiscono le cause principali di contenzioso amministrativo e di ritardo nell'implementazione della disciplina delle gare, oltre a essere potenzialmente elementi di barriere all'entrata. Infatti, per quanto riguarda il primo punto spesso si assiste a un disallineamento tra valori di rimborso individuati dalle parti. In particolare tra il RAB(Regulatory Asset Base), valore di rimborso riconosciuto ai fini tariffari e calcolato al costo storico rivalutato, e il VIR, calcolato con il costo di ricostruzione a nuovo decurtato del degrado fisico.

Per il secondo punto anche se la proprietà pubblica delle infrastrutture presenta vantaggi in quanto solleva il gestore dall'onere di acquistare gli impianti e riduce i contenziosi legati alla remunerazione del titolare degli stessi, tale via potrebbe non essere sempre percorribile a causa di eventuali difficoltà delle finanze locali¹²⁸.

Questa prospettiva rende più agevole apprezzare il contributo fornito dal combinato normativo che consta dell'art. 24 del D. Lgs 93/11 e del Regolamento per chiarire i criteri di interpretazione relativi a tali tematiche.

Nel primo periodo il valore di rimborso ai titolari degli affidamenti e concessioni cessanti viene calcolato in base a quanto stabilito dalle convenzioni o dai contratti alla scadenza naturale dell'affidamento se questa è precedente alla data di cessazione del servizio prevista nel bando di gara del nuovo affidamento. Nel caso in cui la metodologia di calcolo del valore di rimborso non sia desumibile dai documenti contrattuali si applica l'art. 24 del regio decreto del 15 ottobre 1925 n. 2578, limitatamente alla porzione di impianto di proprietà del gestore per la quale quest'ultimo non è obbligato a trasferirla gratuitamente all'ente locale concedente alla scadenza naturale dell'affidamento. Il valore di rimborso al gestore uscente è rappresentato quindi dal valore industriale della parte di impianto di proprietà cui vanno dedotti anticipazioni e sussidi concessi dai Comuni e da altri finanziatori pubblici e aggiunti eventuali premi pagati agli enti locali concedenti.

¹²⁷ Art. 4

¹²⁸ "Le gare nel settore della distribuzione del gas naturale: pronte le norme" I. PANICCIA

Il gestore subentrante entra nell'effettiva disponibilità dell'impianto nel momento in cui effettua il pagamento del valore di rimborso al gestore uscente e subentra nelle eventuali obbligazioni finanziarie, o ne paga il relativo valore residuo.

Nel caso di disaccordo tra l'ente locale e il gestore uscente bisogna rifarsi al bando di gara, il quale, oltre alle valutazioni dei due soggetti, riporta un valore di riferimento utilizzabile ai fini della gara¹²⁹.

Nel rimborso al gestore uscente in regime, nei periodi successivi al primo, il rimborso è calcolato sulla base del RAB, cioè il valore del capitale investito netto calcolato sulla base delle regole definite dall'AEEG¹³⁰.

“Peraltro proprio il riferimento ai valori riconosciuti dal regolatore a fini tariffari disegna un quadro di regole prevedibili che costituisce il presupposto per la realizzazione degli investimenti.”¹³¹

Per quanto riguarda il regime proprietario, è utile riportare un estratto della dichiarazione della Corte dei conti in risposta all'eventuale cessione della rete a soggetti privati¹³²:

“La proprietà degli impianti, delle dotazioni e delle reti necessarie a svolgere il servizio pubblico di distribuzione del gas naturale è essenzialmente pubblica, confluisce nel patrimonio indisponibile dell'ente locale ed è attribuibile, oltre che direttamente all'ente territoriale, a società patrimoniali, totalmente partecipate dal medesimo ente e, nei limiti del legame funzionale inscindibile fra proprietà e gestione del servizio, ai soggetti privati che posseggono i requisiti legali individuati dall'art. 14 comma 5 del D. Lgs n. 164/2000 per la partecipazione alle gare di affidamento del servizio, alla stregua dei criteri concorrenziali imposti dalle norme comunitarie.

Infatti, l'attribuzione della disponibilità in capo al privato delle reti, delle dotazioni e degli impianti di distribuzione del gas, si giustifica e si legittima esclusivamente se strettamente correlata con la durata contrattuale del regime concessorio, costituito a seguito di gara regolarmente condotta secondo i principi di tutela della concorrenza previsti dall'ordinamento interno e dal diritto comunitario“.¹³³

Il Regolamento interviene sulla materia chiarendo in maniera definitiva i criteri del regime proprietario. Nel caso in cui la concessione preveda a fine affidamento la devoluzione gratuita di una porzione di impianto, l'ente locale concedente ne acquisisce la proprietà se alla data di cessazione effettiva dell'affidamento si è raggiunta la scadenza naturale del contratto o se le modalità per la cessazione anticipata del contratto non siano desumibili nelle convenzioni o nei contratti l'ente locale deve corrispondere il valore di rimborso al gestore uscente. Nel caso in cui la proprietà dell'impianto sia già dell'ente locale concedente o di una società patrimoniale delle reti, il gestore uscente

¹²⁹ Art. 5

¹³⁰ Art. 6

¹³¹ “Le gare nel settore della distribuzione del gas naturale: pronte le norme”, I. PANICCIA

¹³² Parere n. 141 del 30/03/2015, sez. regionale di controllo per la Regione Lombardia

¹³³ www.giurdanella.it “Gas: la proprietà degli impianti e delle reti è pubblica”

cede la proprietà della propria porzione di impianto al gestore subentrante, previo pagamento da parte di questo ultimo del valore di rimborso e quest'ultimo ne mantiene la proprietà per la durata dell'affidamento, con il vincolo di farla rientrare nella piena disponibilità funzionale dell'ente locale concedente alla fine di tale periodo¹³⁴.

3.2.4 Oneri da riconoscere all'Ente locale concedente e ai proprietari degli impianti

Il gestore subentrante presenta degli obblighi nei confronti della stazione appaltante. In particolare egli deve corrispondere:

- all'ente concedente un corrispettivo una tantum per la copertura degli oneri della gara, i cui criteri sono stati definiti dalla delibera 407/2012/R/gas;
- alla stazione appaltante un corrispettivo annuale pari all'1% della somma della remunerazione del capitale di località e della relativa quota di ammortamento annuale a titolo di rimborso forfettario degli oneri sostenuti per lo svolgimento delle attività di controllo e vigilanza del servizio;
- agli enti locali e alle società patrimoniali delle reti proprietarie di una parte degli impianti la remunerazione del relativo capitale investito netto annualmente calcolato ai fini tariffari con le modalità AEEG;
- agli enti locali, proprietari o meno delle reti, un canone di concessione annuo fino al 5% del capitale di località relativo ai servizi di distribuzione e misura, nonché della relativa quota di ammortamento annuale, come risultato dell'esito della gara;
- una tassa e/o un canone di occupazione del suolo e del sottosuolo della porzione di impianto di proprietà del gestore, a meno che la concessione preveda la devoluzione gratuita all'ente locale alla sua scadenza;
- agli enti locali il valore dei relativi titoli di efficienza energetica, in proporzione al gas distribuito in ciascun Comune nell'anno precedente; a fronte di tali versamenti la proprietà dei titoli è del gestore¹³⁵.

La somma di tali oneri dovrebbe corrispondere a circa il 10% dei ricavi tariffari del gestore, il che secondo valutazioni del Ministero dello Sviluppo Economico comporta un trasferimento di risorse agli enti locali superiore a quello attuale, senza comportare allo stesso tempo un livello eccessivo del canone di concessione il quale deve rimanere entro determinati parametri di influenza nella valutazione delle offerte nelle gare¹³⁶.

¹³⁴ Art. 7

¹³⁵ Art. 8

¹³⁶ "Le gare nel settore della distribuzione del gas naturale: pronte le norme", di I. PANICCIA

3.2.5 Il bando di gara e il disciplinare di gara

La predisposizione del bando di gara e del disciplinare di gara è compito della stazione appaltante in base agli schemi e alle indicazioni predisposti dall'Autorità, cui devono essere inviate note recanti le motivazioni di eventuali scostamenti e la quale può inviare osservazioni entro 30 giorni. Inoltre la stazione appaltante prepara le linee guida programmatiche d'ambito con le condizioni minime di sviluppo degli impianti per permettere alle stazioni appaltanti di redigere i documenti attestanti gli interventi di estensione, manutenzione e potenziamento e tali da consentire l'equilibrio economico e finanziario del gestore e l'analisi dei benefici per i consumatori. Le condizioni minime di sviluppo sono eventualmente differenziate a seconda dei fattori specifici caratterizzanti l'ambito, in particolare della prevalenza orografica e della densità abitativa.

Il bando di gara è unico per ciascun ATEM ed è costituito da due parti:

- nella parte generale contiene le informazioni per la partecipazione alla gara e per le sue modalità di gestione, nonché gli oneri da corrispondere alla stazione appaltante;
- negli allegati informazioni specifiche per ogni Comune appartenente all'ambito (dati dell'impianto, valore delle immobilizzazioni lorde e nette, il documento guida, il valore di rimborso per il gestore uscente, gli oneri per i concessionari, le informazioni sul personale).

Il bando di gara ha la funzione di diffondere informazioni relative alla gara e di riconoscere in capo al gestore alcuni obblighi, tra cui quello di costruire le reti dei Comuni non ancora metanizzati sotto determinate condizioni, oltre a riportare in allegato il contratto di servizio.

Il disciplinare di gara è unico per ciascun ATEM e riporta i criteri di valutazione della gara e informazioni dettagliate per la presentazione delle offerte¹³⁷.

3.2.6 Requisiti per la partecipazione alla gara e criteri di aggiudicazione dell'offerta

Nelle seguenti disposizioni il Regolamento definisce i requisiti tecnico-gestionali e economico-finanziari per partecipare alla gara. Per quanto riguarda questi ultimi essi sono:

- fatturato medio annuo negli ultimi 3 anni almeno pari al 50% del valore annuo del servizio oggetto di gara;
- garanzie finanziarie rilasciate da due primari istituti di credito attestanti che l'impresa negli ultimi tre anni ha fatto fronte ai propri impegni e che ha la

¹³⁷ Art. 9

possibilità di accedere al credito per un valore pari o superiore alla somma del 50% del valore annuo del servizio oggetto di gara e dei valori di rimborso dei concessionari uscenti.

Inoltre il Regolamento individua i seguenti requisiti tecnico-gestionali:

- iscrizione al registro delle imprese della Camera di commercio, industria, artigianato e agricoltura con capacità di operare nell'ambito dei servizi di distribuzione gas;
- esperienza gestionale dimostrata attraverso parametri oggettivi;
- possesso di certificazione di qualità aziendale UNI ISO 9001 conseguita nella gestione di infrastrutture a rete energetiche o idriche;
- esperienza di operare in conformità con la regolazione di sicurezza, anch'essa dimostrata attraverso parametri oggettivi.

Nel caso di raggruppamenti temporanei d'impresa (ATI) i precedenti requisiti devono essere posseduti cumulativamente da tutte le imprese partecipanti al raggruppamento, ma il 40% deve essere posseduto dall'impresa mandataria. Inoltre in caso di aggiudicazione della gara, i rappresentanti legali devono costituire entro un mese un soggetto giuridico unitario avente forma di società di capitali¹³⁸.

Come visto in precedenza, il criterio per l'aggiudicazione dell'affidamento del servizio di distribuzione del gas è quello dell'offerta economicamente più vantaggiosa. I parametri individuati per selezionare tale offerta, mediante assegnazione di un punteggio a determinate caratteristiche, sono i seguenti:

- condizioni economiche;
- criteri di sicurezza e di qualità;
- piani di sviluppo degli impianti¹³⁹.

I punteggi sono assegnati in base a sottocriteri e successivamente illustrati nel disciplinare di gara.

¹³⁸ Art. 10

¹³⁹ Art. 12

Figura 3.1: Criteri di aggiudicazione delle offerte e punteggi assegnati in base al Regolamento sui criteri di gara

REQUISITO	PESO
Condizioni economiche (A)	
Sconto tariffario rispetto alle tariffe previste dall'Autorità	13
Sconto sui corrispettivi e/o metri di rete per cliente da realizzare	5
Canone annuale	5
Investimenti in efficienza energetica	5
Totale parziale criterio A	28
Criteri di sicurezza e qualità (B)	
Scostamenti migliorativi sui parametri di sicurezza AEEG (es. % rete media e alta pressione sottoposta a ispezione)	22
Scostamenti migliorativi da indicatori qualità AEEG (es. tempo di risposta ai reclami)	5
Totale parziale criterio B	27
Piano sviluppo impianti (C)	
Adeguatezza dell'analisi dell'assetto di rete, valutazione degli interventi di estensione e potenziamento; valutazione degli interventi per mantenimento in efficienza della rete e degli impianti; innovazione tecnologica	45 Negli ambiti in cui la metanizzazione è in via di sviluppo, il punteggio maggiore è attribuito alla valutazione delle estensioni e dei potenziamenti, mentre negli ambiti con un grado di metanizzazione già maturo alla valutazione del mantenimento in efficienza degli impianti.
Totale parziale criterio C	45
TOTALE	100

Fonte: "Le gare nel settore della distribuzione del gas naturale: pronte le norme", I. PANICCIA

In controtendenza rispetto alle gare esperite fino a quel momento, il legislatore sostituisce al valore del canone di concessione un altro fattore preponderante: il piano di sviluppo il cui peso è di quasi il 50%. Tale piano deve essere in ogni caso corredato da un'analisi costi benefici per verificarne gli effettivi vantaggi in termini di efficienza.

Infatti, il fine ultimo è di valorizzare le infrastrutture attraverso interventi di estensione, manutenzione e potenziamento anche a seconda del grado di metanizzazione dell'ambito in definitiva per offrire servizi di distribuzione rispettosi dei criteri di qualità e sicurezza fissati dall'AEEG a prezzi allineati ai costi e alle fonti succedanee

del mercato in un'ottica di tutela del cliente finale e di efficientamento, e non di difesa aprioristica delle piccole imprese.

3.3 Il ruolo dell'Autorità di regolazione

Per le specificità del settore la liberalizzazione, attraverso forme di concorrenza del mercato e/o per il mercato, atta a standardizzare e a uniformare i criteri di selezione e i requisiti di ammissione, non è sufficiente a garantire un reale confronto competitivo tra gli operatori e a tutelare il cliente dall'abuso di posizioni dominanti nel mercato, sotto il profilo della qualità e del prezzo del servizio. La funzione della c. d. "doppia leva", ovvero il ricorso a provvedimenti legislativi e regolatori, è quella di compensare le caratteristiche anti-concorrenziali intrinseche del settore, su cui non è sempre possibile compiere interventi "strutturali" e "comportamentali" efficaci.

Com'è noto, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas è stata istituita con la legge n. 481 14 novembre 1995, recante norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità¹⁴⁰. La finalità esplicitamente assegnatale è quella di garantire la promozione della concorrenza, dell'efficienza, nonché adeguati livelli di qualità in condizioni di economicità e redditività nel settore dei servizi di pubblica utilità, oltre a definire un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti per promuovere la tutela di utenti e consumatori¹⁴¹. L'AEEG è un organo collegiale cui sono demandati attività di regolazione, controllo, consultazione e segnalazione, svolte in piena autonomia e con indipendenza di giudizio e di valutazione, nel rispetto delle proprie competenze settoriali e del quadro normativo di riferimento¹⁴². Infatti, a ciascuna Autorità sono trasferite tutte le funzioni amministrative esercitate da organi statali e da altri enti e amministratori pubblici, anche a ordinamento autonomo, relative alle sue attribuzioni¹⁴³. Ciononostante l'AEEG resta una struttura tecnica di attuazione di indirizzi definiti dall'esecutivo. In particolare il Governo svolge un ruolo di indirizzo in quanto indica all'Autorità il quadro di esigenze di sviluppo dei servizi di pubblica utilità nel rispetto degli interessi generali del Paese¹⁴⁴. Peraltro i rapporti tra Stato e AEEG sono stati disciplinati anche in seguito dal c. d Decreto Marzano¹⁴⁵, il quale afferma il principio del potere sostitutivo in forza del quale nel caso l'AEEG non adotti atti o provvedimenti di sua competenza, il Governo può intervenire direttamente sostituendosi all'Autorità. Questa previsione riporta in ambito ministeriale competenze tecniche, non limitate quindi all'indirizzo politico, approfittando della poca chiarezza espressa dalla disciplina comunitaria sui rapporti tra l'autorità pubblica e quella

¹⁴⁰ "Diritto amministrativo", di G. CARLOTTI e A. CLINI

¹⁴¹ Art. 1

¹⁴² Art. 2, commi 5,6 e 7

¹⁴³ Art. 2, comma 14

¹⁴⁴ Art. 2, comma 21

¹⁴⁵ Decreto convertito in legge n. 239/2004

regolatrice. L'indipendenza in tema di provvedimenti e atti tecnico-operativi dell'AEEG è auspicabile per le maggiori competenze e per le maggiori capacità dell'Autorità a resistere a pressioni politiche, garantendo tariffe eque e efficienti¹⁴⁶.

Come sostenuto in precedenza, la mera forma di concorrenza per il mercato secondo il modello di Demsetz non garantisce il corretto svolgimento del gioco competitivo, ma necessita di essere affiancata dall'azione regolatrice dell'Autorità del settore. Infatti, nonostante le intenzioni del legislatore, a una normativa seppur completa e affidabile non consegue necessariamente una facile implementazione della stessa, soprattutto per condizioni strutturali forti nelle dimensioni e nella durata come nel caso del settore del gas¹⁴⁷.

L'AEEG è coadiuvata nei suoi compiti, oltre che dagli operatori economici secondo le norme relative agli obblighi informativi e dagli enti pubblici, dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM), le cui funzioni sono complementari per garantire condizioni di concorrenzialità nel settore del gas, come in qualunque altro mercato. In particolare tale Autorità interviene nel caso si verifichi una delle forme di abuso di posizione dominante e non sia garantito il naturale sviluppo della concorrenza¹⁴⁸.

A questo punto avendo analizzato gli interventi dell'AEEG per garantire ex ante il rispetto delle condizioni di accesso al sistema della distribuzione del gas naturale nella fase di partecipazione, bisogna tenere presente come le barriere all'entrata non dipendano esclusivamente dalle condizioni di accesso ma anche e soprattutto dalla condotta degli operatori incumbent, specialmente nel settore del gas in cui tali operatori sono spesso monopolisti per ragioni tecniche e storico-culturali. Vedremo nel prosieguo l'analisi di due casi Antitrust per illustrare le modalità di intervento su questa problematica dell'AGCM.

¹⁴⁶ "Il quadro normativo nel settore del gas naturale", di G. FALESCHINI

¹⁴⁷ "Analisi delle gare di concessione per l'aggiudicazione del servizio di distribuzione del gas naturale", CONF SERVIZI CISPEL Toscana

¹⁴⁸ Legge n. 287/1990

Capitolo 4

4. Liberalizzazione e regolazione

4.1 Il ruolo dell'Antitrust

Prima di procedere all'analisi del settore downstream e dei casi antitrust relativi a due tra i più importanti operatori nella fase di distribuzione, verranno esposte brevemente le principali competenze dell'Antitrust.

In realtà, come per la liberalizzazione del settore del gas, anche nel caso della normativa per la tutela della concorrenza il legislatore italiano ha adottato le indicazioni comunitarie relative. Il primo passo dell'Europa verso l'implementazione di una normativa comune a tutela della concorrenza risale al 1958, data di entrata in vigore del Trattato di Roma che ha istituito la Comunità Europea. Nel 2009 il Trattato di Lisbona, anche Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea (TFUE), ha sostanzialmente ripreso le disposizioni del TCE cambiandone la numerazione e definendo i compiti e i limiti operativi dell'Autorità. La dipendenza della normativa nazionale da quella comunitaria è dimostrata anche dal Regolamento che disciplina il rapporto tra le due normative introducendo, per i giudici e le autorità di concorrenza nazionali, un esplicito obbligo di applicazione del diritto antitrust comunitario alle intese e agli abusi di posizione dominante che possono pregiudicare il commercio tra Stati membri¹⁴⁹.

In particolare sono incompatibili con il mercato interno e vietati tutti gli accordi tra le imprese che possano pregiudicare il commercio tra gli Stati membri e che siano mirati a impedire, restringere o falsare il gioco della concorrenza all'interno del mercato interno. Tali accordi, come la fissazione diretta o indiretta dei prezzi, la limitazione o il controllo della produzione, l'applicazione nei contratti di condizioni dissimili per prestazioni equivalenti o la subordinazione della conclusione degli stessi all'accettazione di prestazioni supplementari che per loro natura o per gli usi commerciali non hanno alcun nesso con la prestazione principale, sono nulli di diritto. Sono fatti salvi gli accordi che possono contribuire a migliorare la produzione e a promuovere il progresso tecnico o economico senza imporre alle imprese restrizioni che non siano indispensabili per raggiungere tali obiettivi¹⁵⁰. In tal modo il legislatore europeo riconosce la necessità delle restrizioni per un fine più alto, operando quindi la previsione di un obbligo di carattere relativo e da valutare a seconda del contesto.

¹⁴⁹ Regolamento CE n. 1/2003

¹⁵⁰ Art. 101 TFUE, ex art. 81 del TCE

Gli accordi illustrati in precedenza costituiscono i casi di “pratiche abusive”, cioè lo sfruttamento abusivo da parte di una o più imprese di una posizione dominante sul mercato¹⁵¹.

L’art. 101 si riferisce alle c. d “intese restrittive della concorrenza”, cioè agli accordi fra imprese volto a limitare o ad eliminare la concorrenza fra le imprese concorrenti, al fine di aumentare i prezzi e i profitti senza produrre vantaggi compensativi oggettivi¹⁵². Le intese vietate sono riconducibili a quelle orizzontali e verticali. Nel primo caso le imprese operano sullo stesso mercato di produzione, mentre nel secondo le imprese si situano a livelli diversi della catena di produzione o distribuzione. I dubbi avanzati sull’applicabilità dell’art. 101 su tali tipologie di intese sono stati fugati dagli orientamenti sulle restrizioni verticali¹⁵³. Peraltro è da notare che la mancanza dei requisiti per accedere al regime di esenzione¹⁵⁴, non implica necessariamente la sanzione Antitrust, dovendo l’accordo, ed è questa la condizione necessaria e sufficiente, impedire, restringere o falsare il gioco della concorrenza.

Ulteriori norme sono invece contenute nel Regolamento del Consiglio e della Commissione relativo al fenomeno delle concentrazioni sulle quali deve essere effettuato un controllo preventivo per le imprese aventi un fatturato superiore a determinate soglie. In tali casi, prima di realizzare l’operazione, le imprese devono darne comunicazione alla Commissione che può vietare l’operazione quando la concentrazione ostacoli in modo significativo una concorrenza effettiva nel mercato comune o in una parte sostanziale di esso, in particolare mediante la creazione o il rafforzamento di una posizione dominante¹⁵⁵. Ancora una volta centrale nella valutazione della convenienza di operazioni strutturali è la presenza e l’uso/abuso della posizione dominante.

Di particolare interesse ai fini di questo elaborato è la previsione normativa riguardante la liberalizzazione dei settori in regime di monopolio, con particolare riferimento al caso dei servizi di interesse economico generale (SIEG), cioè i servizi, forniti dietro retribuzione, che assolvono missioni di interesse generale e sono quindi assoggettati dagli Stati membri a specifici obblighi di servizio pubblico, come nel caso del settore energetico¹⁵⁶. Infatti “le imprese incaricate della gestione di servizi di interesse economico generale o aventi carattere di monopolio fiscale sono sottoposte alle norme del presente trattato, e in particolare alle regole di concorrenza, nei limiti in cui l’applicazione di tali norme non osti all’adempimento, in linea di diritto e di fatto, della specifica missione loro affidata.”¹⁵⁷ Il regime di esclusione riservato a tali servizi è stato

¹⁵¹ Art. 102 TFUE, ex art. 82 del TCE

¹⁵² “Le intese restrittive della concorrenza nella giurisprudenza comunitaria”, di D. A. MODAFFARI

¹⁵³ “Linee direttrici sugli accordi di cooperazione orizzontale”, Commissione Europea, G. U. C 11 del 14 gennaio 2011

¹⁵⁴ “Regolamenti di esenzione per categoria” relativi a accordi di cooperazione tra imprese concorrenti, accordi commerciali di fornitura e distribuzione e di trasferimento di tecnologia.

¹⁵⁵ Regolamento CE n. 139/2004 del Consiglio

¹⁵⁶ Comunicazione della Commissione “Libro bianco sui servizi di interesse generale”

¹⁵⁷ Art. 86 del TCE

sostituito da una normativa più flessibile e vicina agli obiettivi di maggiore concorrenzialità, riconoscendo una limitazione della normativa antitrust solo per ragioni tecniche e oggettive nel momento in cui l'attuazione di regole di liberalizzazione ostacoli il raggiungimento di obiettivi di interesse pubblico¹⁵⁸.

A completare il quadro normativo europeo della concorrenza è il riconoscimento della funzione di regolamenti e direttive, per l'applicazione dei principi di cui sopra, stabiliti dal Consiglio, su proposta della Commissione e previa consultazione del Parlamento europeo¹⁵⁹.

L'istituzione cui è affidata l'attuazione della normativa a tutela della concorrenza a livello comunitario è la Commissione Europea, con sede a Bruxelles, mentre il corrispondente referente nazionale è l'organo collegiale dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM). Le competenze di quest'ultima sono investigative e decisionali su casi di violazione della concorrenza legati a intese e cartelli tra imprese, abusi di posizione dominante e operazioni di concentrazione; in materia di pubblicità ingannevole e di pubblicità comparativa; di segnalazione delle norme vigenti, o in corso di formazione, restrittive della concorrenza. Il fine ultimo è quello di tutelare ma soprattutto promuovere condizioni di concorrenza, in un'ottica di obiettivi di second best quali la diffusione del potere di mercato e la difesa della libertà economica dei partecipanti al mercato¹⁶⁰.

In definitiva appare evidente come l'oggetto di divieto non sia tanto la posizione dominante in un mercato, piuttosto l'abuso di quest'ultima al fine di monopolizzare il mercato stesso. Il presupposto di partenza del legislatore europeo è che in regime di libera concorrenza è possibile un'allocatione efficiente delle risorse e la normativa antitrust ha il compito di tutelare e promuovere tale auspicabile risultato attraverso il controllo dell'eccesso di potere di mercato.

Inoltre di particolare interesse è il problema del riparto delle competenze tra le Autorità di regolazione settoriale e l'Antitrust in seguito alla liberalizzazione di settori tradizionalmente sotto regime di monopolio. Tuttavia la giurisprudenza ha affermato il principio secondo cui l'applicazione delle norme antitrust nei mercati regolati è configurabile anche successivamente e indipendentemente dall'intervento di regolazione¹⁶¹. Infatti, seppure con le dovute differenze, l'AGCM è anch'essa un'autorità di regolazione con compiti trasversali a ogni mercato. Peraltro essa deve vigilare, nel caso specifico, sul rispetto dei tetti antitrust alla vendita del gas naturale e agli obblighi di accesso alle reti¹⁶². La distinzione tra le due autorità è invero apparente e risente di un altro tipo di distinzione; quella tra interventi ex ante per promuovere la concorrenza di competenza dell'AEEG e interventi ex post di tutela della stessa attribuiti all'AGCM. Invero questa distinzione deve ritenersi superata per varie ragioni.

¹⁵⁸ "Economia industriale. Economia dei mercati imperfetti", di C. SCOGNAMIGLIO PASINI

¹⁵⁹ Art. 103 TFUE, ex art. 83 del TCE

¹⁶⁰ "Economia industriale. Economia dei mercati imperfetti", di C. SCOGNAMIGLIO PASINI

¹⁶¹ "Diritto commerciale", di N. ABRIANI ex sent. Tar Lazio-Roma, I, 11 maggio 2005, n. 3655, su AGCM, A351/2004

¹⁶² Decreto n. 164/2000

In primis per le regole sul coordinamento degli interventi delle due Autorità, con particolare riferimento all'obbligo dell'AEEG di inviare all'AGCM i presunti comportamenti in violazione della legge antitrust e alla possibilità di avviare indagini conoscitive congiunte¹⁶³. Inoltre la Corte Costituzionale è intervenuta sulla materia, sancendo il principio secondo cui la tutela della concorrenza non include solo gli interventi antitrust ma anche quelli di regolazione¹⁶⁴.

4.2 I “competitors” nel settore downstream

Per una piena comprensione degli specifici casi antitrust è funzionale la descrizione della struttura “concorrenziale” della fase downstream, per dimostrare come la condotta degli operatori, condannata dall'Antitrust, rappresenti la reale situazione del settore del gas naturale, ben lontana quindi dal descrivere casi eccezionali.

Da notare, peraltro, il riferimento non casuale alla fase downstream, tradizionalmente intesa come l'insieme delle fasi di distribuzione e di vendita, il quale porta alla considerazione che nonostante gli intenti del legislatore, la stessa separazione tra le due fasi sia più teorica che sostanziale, a causa del fenomeno delle società controllate utilizzate dalle imprese verticalmente integrate, anche nella fase a monte, la cui considerazione è imprescindibile per avere una visione completa del settore. L'integrazione verticale è, infatti, il vero ostacolo all'avanzamento del processo di liberalizzazione. Nel seguito è illustrata l'analisi di due imprese la cui quota di mercato complessiva è pari al 40% dell'intera fase di distribuzione, evidenziando come nonostante l'indiscutibile progredire della normativa in materia di liberalizzazione, il settore del gas naturale in questa fase presenti un elevato grado di concentrazione¹⁶⁵.

4.2.1 Snam S.p.A

Il Gruppo Snam S.p.A è attivo nel trasporto, nello stoccaggio e nella distribuzione del gas naturale e controlla la società Italgas per quanto concerne la fase di distribuzione. A partire dal 2012 l'Eni ha completato l'uscita dal gruppo cedendo l'11,7% della propria quota azionaria a investitori istituzionali e avendo ipotecato il restante 8,5% per il pagamento del bond convertibile con scadenza gennaio 2016¹⁶⁶. L'attuale struttura societaria riflette tuttavia un risultato inalterato sul piano formale in quanto gli azionisti di maggioranza sono investitori istituzionali, CDP reti, controllata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, e CDP¹⁶⁷. Infatti, gli azionisti di controllo di Eni sono gli stessi, ovvero Ministero dell'Economia e delle Finanze e CDP, per un totale del 30%

¹⁶³ “Diritto commerciale”, di N. ABRIANI

¹⁶⁴ Sentenze n. 14/2004, n. 272/2004, n. 29/2006

¹⁶⁵ Ved. Figura 2.1 Cap. 2

¹⁶⁶ Fonte: “Il Sole 24 ore” del 9 maggio 2013

¹⁶⁷ Fonte: Snam

delle azioni societarie¹⁶⁸. In altre parole, se nella separazione societaria tra Eni e Snam è possibile scorgere un primo effetto del processo di liberalizzazione in termini di filiera di separazione proprietaria tra fasi upstream – downstream, è evidente come il settore energetico è considerato ancora strategico, probabilmente a ragion veduta, tanto da affidare in ogni caso il controllo delle società operanti in tale settore in mano pubblica¹⁶⁹. Peraltro alla separazione tra Eni e Snam si contrappone una sostanziale integrazione di tutte le altre fasi della filiera. Infatti, Snam assume la qualità di società corporate che controlla al 100% le quattro società operative (Snam Rete Gas, GNL Italia, Stogit e Italgas) focalizzate sulla gestione e sviluppo dei rispettivi business, mentre la nuova società di trasporto si configura come Independent Transmission Operator (ITO), secondo quanto previsto dal recepimento in ambito nazionale del Terzo Pacchetto Energia dell'Unione europea. In relazione alle controllate, Snam svolge un ruolo di indirizzo strategico, direzione, coordinamento e controllo ed eroga servizi alle stesse¹⁷⁰.

Italgas è il principale operatore italiano nell'attività di distribuzione di gas naturale in Italia, con 1.437 aree comunali affidate in concessione, oltre 55.000 km di rete di media e bassa pressione in gestione, attraverso la quale distribuisce 6,5 miliardi di metri cubi di gas a 6,4 milioni di contatori attivi. Attraverso la consociata Napoletanagas gestisce, inoltre, il servizio di distribuzione del gas a Napoli e in altri 129 comuni della Campania¹⁷¹.

Com'è possibile osservare dalla precedente immagine, Italgas è una società presente su tutto il territorio nazionale, anche grazie alle sue controllate, tra cui AES Torino (100%), Acam Gas (100%) e Toscana Energia (48,08%)¹⁷². Secondo gli ultimi dati forniti, il bilancio d'esercizio consolidato di Snam per il 2014 chiude con un utile netto di 1.198 milioni di euro con un incremento del +30,6%¹⁷³.

¹⁶⁸ Fonte: Eni

¹⁶⁹ DPCM 25 maggio 2012

¹⁷⁰ Fonte: Snam

¹⁷¹ Fonte: Italgas

¹⁷² Fonte: Italgas

¹⁷³ Fonte: Snam

Figura 4.1: Presenza nazionale Italgas¹⁷⁴



4.2.2 F2i SGR S.p.A

F2i, acronimo per Fondi Italiani per le Infrastrutture, è stata costituita nel 2007 ed è un fondo chiuso dedicato a investimenti nel settore delle infrastrutture, nato grazie ad un progetto condiviso tra primarie istituzioni, istituti di credito, banche d'affari internazionali, fondazioni bancarie e casse di previdenza¹⁷⁵. L'anno di maggiore interesse è stato il 2009 quando F2i ha acquistato l'80% di Enel Rete Gas da Enel Distribuzione S.p.A e in tale accordo ha svolto un ruolo di preminente importanza anche AXA private equity. Nel dicembre 2013 la società acquisisce un'ulteriore quota del 14,8% di Enel Rete Gas e si conclude il progetto di nascita, nel gennaio 2014, di 2i Rete Gas (ex Enel Rete Gas), primo operatore indipendente nel settore della distribuzione del gas. Questa società, a differenza di Italgas, può essere definita come un modello per le piccole- medie imprese nell'ottica delle aggregazioni societarie, le quali, come visto in precedenza¹⁷⁶, presentano notevoli criticità sul piano pratico essendo in pratica dominate dalle maggiori società del settore. Ciononostante è innegabile come esse rappresentino un'opportunità tra i piccoli operatori per evitare di essere facilmente acquisiti da gruppi di maggiore dimensione e per raggiungere economie di scala nell'offerta del servizio di distribuzione del gas naturale, le quali incarnano la ratio della

¹⁷⁴ Fonte: www.snam.it

¹⁷⁵ Fonte: F2i

¹⁷⁶ Ved. Cap. 2 par. 2.1

normativa sugli ATEM. Infatti, dopo l'investimento della società in Enel Rete Gas, la sua strategia è stata quella di operare unioni con i minori operatori del settore. In particolare, nell'ottobre del 2011 ha acquisito 2iGas Infrastruttura Italiana Gas Srl (già E. On Rete Srl) settimo operatore nazionale (3,2% di market share nel 2010 per volumi di gas distribuito) e G6 Rete Gas SpA, sesto operatore nazionale nella distribuzione di gas naturale (4,0% market share nel 2010 per volumi di gas distribuito). A seguito di tali acquisizioni, 2i Rete Gas detiene una quota di mercato del 17,2% in termini di volumi di gas (5,8 miliardi di metri cubi di gas) e 3,8 milioni di utenti in 2000 comuni, attraverso una rete di 57.000 km. Infatti, come affermato dalla stessa società, "2i Rete Gas riveste il fondamentale ruolo di consolidatore e catalizzatore del sistema, in un mercato ancora frammentato ma caratterizzato da fenomeni di concentrazione favoriti dallo svolgimento delle gare per Ambiti Territoriali Minimi (ATEM)."¹⁷⁷

4.3 Analisi di due casi antitrust

Nel seguito sono analizzati due casi antitrust per evidenziare la difficoltà nell'implementazione della normativa in materia di distribuzione del gas naturale, in particolare relativamente alla disciplina delle gare per il riaffidamento della concessione, come dimostrato dalla necessità per gli enti locali concedenti di richiedere l'intervento dell'AGCM. L'oggetto principale di analisi saranno gli obblighi informativi del gestore uscente nei confronti degli enti locali, i quali dimostrano, come più volte affermato dall'ampia letteratura economica sulle asimmetrie informative, il ruolo preponderante dell'informazione come elemento per ottenere potenzialmente un vantaggio competitivo¹⁷⁸.

4.3.1 Il caso Italgas¹⁷⁹

Le parti coinvolte nel provvedimento sono la società Italgas, operante, come visto in precedenza, nel settore della distribuzione del gas naturale, interamente controllata da Snam Rete Gas S.p.A; il Comune di Roma, il quale rappresenta un unicum essendo il più grande comune presente sul territorio nazionale, e questa caratteristica è stata indubbiamente influente nella considerazione di tutti gli elementi utili per la delibera finale; e il Comune di Todi della provincia di Perugia.

¹⁷⁷ Fonte: F2i

¹⁷⁸ G. A. AKERLOF "The market for lemons: quality uncertainty and the market mechanism", in Quarterly Journal of Economics, 1970; L. PHILIPS, The economics of imperfect information, Cambridge University Press, 1988

¹⁷⁹ Provvedimento n. 23114 dell'AGCM, adunanza del 14 dicembre 2011

I. FATTI

i. Relativamente al Comune di Roma

La concessione del Comune di Roma alla società Italgas per la distribuzione del gas nel territorio di propria competenza risale agli anni '80 e la sua scadenza è stata ricondotta al 31 dicembre 2009 come stabilito dalla nuova normativa. Alla fine del 2009 la Giunta comunale di Roma ha deliberato di dare avvio agli adempimenti necessari per l'indizione della nuova procedura di gara conformemente agli artt. 14 e 15 del Decreto Legislativo n. 164/2000. La prima richiesta ufficiale del Comune alla società delle informazioni necessarie per indire la gara è stata il 4 maggio 2010; in particolare come vedremo nel seguito, tali informazioni sono necessarie per:

- definire l'indennizzo del gestore uscente;
- fornire ai partecipanti gli elementi necessari per formulare offerte competitive.

Le informazioni fondamentali richieste sono:

- documentazione rete (planimetria, contributi pubblici e privati, stato di consistenza e valutazione dei beni);
- documentazione tariffaria (schede tariffarie o Modello Località).

La società Italgas ha proposto di convocare un Tavolo Tecnico per “il notevole volume e la gravosità insita nella raccolta, predisposizione e messa a disposizione” dei dati richiesti. Le prime informazioni sono state consegnate il 25 giugno 2010, evidentemente in modo parziale e in ritardo rispetto alla scadenza di trenta giorni prevista. La successiva consegna di ulteriore documentazione è avvenuta anch'essa in ritardo e/o in modo parziale. In particolare il Comune di Roma ha lamentato la mancanza o la parzialità di informazioni relative a: contributi pubblici e privati; valutazione della rete sulla base dello stato di consistenza, documentazione tariffaria e planimetria.

ii. Relativamente al Comune di Todi

Italgas è subentrata nella concessione per la distribuzione del gas nel Comune di Todi nel 1984 a seguito dell'acquisto della società Estigas S.p.A. Anche la scadenza di tale concessione è stata ricondotta ope legis al 31 dicembre 2009. La prima richiesta di informazioni è stata inviata dal Comune il 6 novembre 2009, per riuscire a indire la gara nel primo semestre del 2010. Le informazioni infatti erano le medesime e rispondevano alla stessa funzione di quelle richieste dal Comune di Roma (con la sola eccezione del rapporto di protezione catodica e dei dati tariffari ante e post gradualità), in realtà richieste in un momento successivo. Peraltro il Comune sottolinea come le carenze più rilevanti riguardino la documentazione tariffaria. Nonostante l'insufficienza dei dati disponibili, il Consiglio Comunale ha attivato le procedure di gara per l'affidamento del

servizio di distribuzione del gas¹⁸⁰. A differenza del caso di Roma, la società Italgas, chiarendo la propria posizione, espone a quello di Todi le motivazioni riguardanti il rifiuto di fornire informazioni in particolare relative:

- ai contributi di allacciamento, in quanto essi “costituiscono un compenso a titolo di corrispettivo a fondo perduto per l’avvio del servizio e non riguardano il rapporto concedente- concessionario”¹⁸¹;
- alle schede tariffarie, in quanto tali dati “non sono pertinenti per la determinazione dell’indennizzo al gestore uscente che va calcolato in base al Regio Decreto n. 2578/1925”¹⁸².

II. PROCEDIMENTO ISTRUTTORIO

In data 13 ottobre 2010 l’AGCM ha avviato, sulla base delle denunce di entrambi i Comuni, un procedimento istruttorio nei confronti di Italgas, ai sensi dell’art. 14 della legge n. 287/90, per accertare eventuali violazioni dell’art. 102 TFUE, in particolare un abuso di posizione dominante di natura escludente attraverso la mancata, parziale e/o ritardata consegna delle informazioni necessarie ai comuni e ai concorrenti. Pertanto il 20 ottobre 2010 è stata svolta un’attività ispettiva presso la sede di Italgas a Torino, grazie alla quale è stata acquisita documentazione per supportare l’ipotesi istruttoria.

Il 3 agosto 2011 è stata inviata alle parti la comunicazione delle Risultanze Istruttorie.

III. RISULTANZE ISTRUTTORIE

i. Normativa, Regolamento, Convenzioni e AEEG

L’Autorità nel fornire la delibera finale ha tenuto conto di tutti i possibili elementi di valutazione normativa, in primis ricorrendo alle previsioni del Decreto Letta. Viene richiamata la definizione di attività di distribuzione del gas naturale come “il trasporto di gas naturale attraverso reti di gasdotti locali per la consegna ai clienti”, riconoscendone la natura di servizio pubblico¹⁸³. Di particolare rilevanza per l’analisi dei principali oggetti di contenzioso tra le parti sono le seguenti disposizioni:

- VALORE DI RIMBORSO
- Nel primo periodo, cioè in corrispondenza della scadenza anticipata ope legis della concessione, il valore del rimborso al gestore uscente, a carico del nuovo gestore, viene calcolato sulla base di quanto stabilito nelle convenzioni o nei contratti e, per quanto non desumibile dalla volontà delle parti, in base all’art. 24 del Regio Decreto n. 2578/1925, secondo il metodo del valore industriale (costo di ricostruzione a nuovo cui vengono applicati dei coefficienti di degrado)¹⁸⁴.

¹⁸⁰ Deliberazione n. 7/2010

¹⁸¹ Ai sensi dell’art. 6, lettera b del contratto di concessione

¹⁸² Sentenza TAR Umbria n. 102/2010

¹⁸³ D. l. n. 164/2000 Art. 2, comma 1, lettera n

¹⁸⁴ Art. 15, comma 5

- A regime, cioè alla scadenza delle prime concessioni al termine della durata non superiore ai dodici anni affidate ai sensi del Decreto Letta, il valore di rimborso è calcolato sulla base del costo storico, al netto dei contributi pubblici e privati, rivalutato secondo i criteri stabiliti dalla disciplina tariffaria e con l'utilizzo dei dati contenuti nelle schede tariffarie¹⁸⁵.

E' esplicitamente oggetto del rimborso la parte di impianto di proprietà del gestore uscente, per la quale non sia prevista la devoluzione gratuita a fine concessione. In caso di disaccordo tra le parti, nel bando di gara devono essere indicati la stima dell'ente concedente, quella del gestore uscente e un valore di riferimento, il quale sarà uguale al maggiore tra la stima dell'ente locale e il valore riconosciuto dal sistema tariffario. Nel caso in cui tale valore di riferimento fosse diverso da quello accertato alla fine del contenzioso, l'eventuale differenza viene regolata tra i gestori uscente e entrante¹⁸⁶.

● OBBLIGHI INFORMATIVI

Per quanto riguarda gli obblighi informativi del gestore nei confronti dell'ente concedente, entro trenta giorni dall'avvenuta notifica della richiesta dello stato di consistenza, il concessionario deve redigere lo stato di consistenza dell'impianto e comunicarlo immediatamente all'ente che, previo accesso all'impianto, dovrà entro ulteriori trenta giorni comunicare il proprio accordo o le relative proposte di rettifica¹⁸⁷.

La seconda fonte è stato il MSE , cui l'AGCM ha richiesto il 24 settembre 2010 una valutazione tecnica circa l'idoneità del set informativo minimo e della relativa tempistica. Il parere del MSE si è basato fondamentalmente sullo schema di Regolamento sui criteri di gara in base agli ATEM, in particolare in riferimento all'art. 4 relativo agli obblighi informativi, di cui si è discusso in precedenza¹⁸⁸. Infatti, il gestore uscente è obbligato a fornire in particolare i dati dell'impianto di distribuzione, costituiti da un sommario dei dati più importanti della rete e degli impianti e dallo stato di consistenza, e le schede con tutti i dati rilevanti per il calcolo delle tariffe¹⁸⁹. Per quanto riguarda l'indennizzo al gestore uscente nel suddetto schema si sostiene che esso è "tra i più importanti parametri da introdurre nel bando di gara sia ai fini della concorrenza, incidendo notevolmente sul piano industriale e sull'equilibrio economico finanziario delle imprese e quindi sulle offerte da parte delle nuove imprese rispetto ai concessionari uscenti, sia ai fini della tutela dei diritti del gestore uscente"¹⁹⁰.

¹⁸⁵ Art. 14, comma 8, modificato dall'Art. 24 del D.l n. 93/2011

¹⁸⁶ "Le gare per la rete di distribuzione gas: dalla parte degli enti locali" , G. SBARBARO

¹⁸⁷ DPR n. 902/1986, Art. 10

¹⁸⁸ Ved. Cap. 3 par. 3.2 sottopar. 3.2.2

¹⁸⁹ D. M. n. 226/2011 Art. 4, comma 5

¹⁹⁰ D. M. n. 226/2011 Art. 5

La terza fonte è costituita dalle previsioni contenute nelle convenzioni di Roma e Todi. In particolare la Convenzione con il Comune di Roma prevede l'obbligo del gestore di fornire "tutti i dati e le informazioni di carattere tecnico, economico e patrimoniale che il medesimo richieda", fissando la data del 31 maggio di ogni anno come scadenza per la fornitura dell'elenco dettagliato di tutti gli impianti, con speciale riferimento alla distinzione tra gli impianti realizzati a proprie spese e quelli realizzati con contributi privati e pubblici¹⁹¹. Inoltre l'allegato D di tale Convenzione prevede l'aggiornamento annuale dello stato di consistenza entro il mese di maggio ed è esplicitamente fatto riferimento alla stima dell'impianto secondo il criterio industriale, come stabilito dal Regio Decreto n. 2578/1925, proporzionalmente ridotta dell'aliquota di impianti costruiti con contributi¹⁹². A questo punto è evidente la primaria importanza attribuita ai contributi privati e pubblici per il calcolo del valore di rimborso al gestore uscente, qualunque sia il periodo di riferimento.

La stessa previsione sulla stima industriale è prevista nella Convenzione con il Comune di Todi, evidenziando come "tutte le opere realizzate con i contributi a fondo perduto versati dal Comune alla Concessionaria passeranno gratuitamente in proprietà e in possesso del Comune."¹⁹³

Inoltre l'AGCM ha richiesto anche il parere dell'AEEG, in data 23 dicembre 2010, con particolare riferimento all'utilità del contenuto informativo delle schede tariffarie. La risposta dell'Autorità di regolazione settoriale è sintetizzabile secondo due prospettive:

- con riguardo all'utilità dei concorrenti per formulare offerte competitive, "le informazioni contenute nel questionario località possano essere utili ai concorrenti di Italgas ai fini della predisposizione delle offerte in sede di gara, dal momento che tali informazioni costituiscono elemento fondamentale per la fissazione della tariffa di riferimento per la località in questione, oltre che ai fini della stima dei ricavi tariffari attesi, integrando i dati relativi alle tariffe di riferimento approvate e pubblicate dall'Autorità." Infatti, i dati tariffari ante e post gradualità 2009 e 2010 trasmessi dalla società non consentono di individuare il costo storico di un impianto, desumibile invece dalle schede tariffarie. Prosegue l'AEEG "la mancanza della stratificazione del costo storico delle immobilizzazioni di località non consente di valutare quanta parte dell'immobilizzato è vicina ad esaurire il suo percorso di ammortamento, elemento che incide significativamente sull'evoluzione nel tempo della tariffa di riferimento e quindi dei ricavi tariffari attesi". In sintesi l'AEEG ritiene che "il questionario località contenga tutti i principali elementi necessari alla valutazione delle dinamiche tariffarie", oltre a contenere i dati stratificati dei contributi privati e pubblici, i quali devono essere scorporati dalla stima industriale dell'impianto "per evitare un indebito arricchimento del gestore

¹⁹¹ Art. 7 della Convenzione

¹⁹² Art. 19 della Convenzione

¹⁹³ Art. 2 della Convenzione

uscente, eliminando possibili sovrapprofitti pur mantenendo intatto l'incentivo all'investimento”

- con riguardo alla determinazione dell'indennizzo al gestore uscente, avendo preliminarmente distinto le regole attuate per i due regimi, l'AEEG ha dichiarato che nel caso di applicazione dell'art. 24 del Regio Decreto per la stima industriale gli elementi contenuti nelle schede tariffarie “a stretto rigore” non sono necessari.

Tuttavia, come vedremo in seguito, la stessa AEEG ritiene gli stessi dati “utili in una logica comparativa” per permettere all'ente di “verificare la congruità, o non manifesta irragionevolezza del valore di rimborso proposto”, e ai fini della valutazione l'AGCM sembra non trascurare questo passaggio anche e soprattutto nell'ottica di applicazione del c. d. “principio della speciale responsabilità”.

ii. La posizione delle parti

a) Comune di Roma

In sede di audizione il Comune di Roma ha dichiarato che il suo obiettivo iniziale era di indire il bando di gara entro la fine del 2010. Nonostante il riconoscimento della natura collaborativa del comportamento di Italgas durante i Tavoli Tecnici, l'ente ha evidenziato che “la carenza di informazioni non avrebbe consentito il rispetto di tale tempistica”. Con riferimento alle informazioni di particolare rilevanza il Comune ha dichiarato che:

“i contributi pubblici e privati rappresentano un dato contabile di regola immediatamente disponibile e che non appare comprensibile un ritardo nella sua trasmissione”;

“ciò che è veramente importante ottenere sono i già richiamati dati relativi alle schede tariffarie”, che Italgas si era rifiutata di trasmettere anche dopo l'avvio del procedimento, non in quanto indisponibili bensì affermando che le stesse non fossero necessarie.

b) Comune di Todi

Nel corso dell'audizione il Comune di Todi ha dichiarato che i contributi relativi agli allacciamenti, diversamente da quanto sostenuto da Italgas, devono essere scomputati dal valore del rimborso, e le schede tariffarie sono indispensabili per individuare l'indennizzo in quanto permettono il confronto tra la valutazione sulla base della stima industriale e quella al costo storico, come affermato dalla stessa AEEG.

c) Italgas

Oltre a fornire dati ed evidenze per dimostrare l'assenza di una condotta dilatoria o di rifiuto nel trasmettere informazioni, il punto focale della posizione della società resta:

- l'argomentazione della non indispensabilità delle schede tariffarie né per pubblicare i bandi di gara o per presentare offerte competitive, né per determinare il valore di rimborso, calcolato sul valore industriale, evidenziando la differenza tra questo valore e quello desumibile dalle schede (valore storico), come differenza tra "valore oggettivo e soggettivo" e quindi inutile anche in una logica comparativa in quanto intrinsecamente differenti;
- la motivazione per la mancata trasmissione dei contributi, in quanto non devono essere scomputati dal valore dell'indennizzo e inoltre non sono desumibili dalle schede tariffarie perché i contributi a fini tariffari differiscono da quelli realmente percepiti.

Inoltre di particolare interesse è la posizione della società sull'offerta dei concorrenti. Infatti Italgas non sostiene soltanto la non indispensabilità delle schede, ma addirittura la loro natura di elementi anti-competitivi e di informazioni confidenziali, le quali, se diffuse, provocherebbero un ingiustificato vantaggio per i concorrenti che potrebbero stimare l'offerta di Italgas in sede di gara conoscendo i suoi costi effettivi di investimento. In tal senso la società, richiamando l'art. 102 del TFUE, afferma che esso non impone all'impresa dominante di facilitare le attività dei propri concorrenti. Sarebbe a questo punto poco utile proseguire nell'analisi ulteriore della posizione di Italgas, in quanto ritengo essere quest'ultimo il vero motivo della sua condotta. Infatti, è evidente la centralità sul piano economico della concessione di Roma. Inoltre attraverso l'indagine ispettiva sono stati recuperati diversi documenti di notevole interesse e compromettenti per la posizione della società. Primo fra tutti quello che riporta una tabella sinottica, sicuramente precedente al 7 giugno 2010, in cui è dimostrata la disponibilità delle principali informazioni richieste dal Comune di Roma, e nello specifico lo stato di consistenza, i contributi pubblici e privati e tutte le schede tariffarie. Inoltre riguardo i contributi è stato acquisito un ulteriore documento, denominato "situazione contabile dei contributi incassati a Roma", il quale costituisce una base dati contabile reperibile e affidabile in quanto certificata dai revisori di bilancio.

In un altro documento pervenuto attraverso l'indagine ispettiva, intitolato "Relazione Convegno Feltre", la società esprime il proprio giudizio sulla rilevanza delle informazioni, affermando in particolare che "il gestore uscente, che invece dispone di informazioni esaustive, si trova in una situazione di indubbio vantaggio competitivo". Inoltre tra i dati tecnici ed economici che il gestore sarebbe obbligato a trasmettere all'ente sono esplicitamente richiamati la planimetria, le schede tariffarie e lo stato di consistenza della rete e degli impianti, le quali rientrano, come espresso dalla società, tra "le informazioni necessarie per garantire la possibilità di redigere un'offerta valida tecnicamente ed economicamente sostenibile".

Soltanto il 29 luglio 2011, a seguito di altri Tavoli Tecnici, è stato individuato un valore condiviso dalle parti per l'indennizzo. Il 26 settembre 2011, un anno e quattro mesi dopo la prima richiesta di informazioni, il Comune di Roma ha pubblicato il bando di gara e soltanto in occasione dell'audizione finale l'11 ottobre 2011 Italgas ha fornito le

schede tariffarie. A differenza del Comune di Roma quello di Todi aveva deciso di indire la gara prima della determinazione del valore di rimborso, possibilità riconosciuta dalla giurisprudenza. Tutte le informazioni richieste dall'ente, anche in questo caso sono pervenute in sede di audizione finale.

IV. VALUTAZIONI

Nell'effettuare le proprie valutazioni, considerando quanto esposto in precedenza, l'AGCM ha accertato:

- il ritardo e/o il rifiuto alla trasmissione delle informazioni;
- la rilevanza delle informazioni, quali lo stato di consistenza della rete, la valutazione della rete, i contributi pubblici e privati e le schede tariffarie, che sono indispensabili per la quantificazione dell'indennizzo al gestore uscente¹⁹⁴ e per la formulazione da parte dei partecipanti alla gara di offerte competitive;
- la disponibilità delle informazioni emersa dagli elementi istruttori, alla quale segue l'assenza di giustificazioni oggettive.

Inoltre l'Autorità è intervenuta sulla presunta natura confidenziale delle informazioni, osservando che tali informazioni sono state acquisite durante la gestione di un servizio pubblico affidato dall'ente concedente e non sono state reperite per meriti commerciali. Inoltre sulla natura anti- competitiva adottata da Italgas di tali dati, qualora diffusi, è evidente che nella sua argomentazione la società non ha tenuto (voluto tenere) conto della partecipazione alla gara di almeno altre due imprese, le quali in ogni caso non conoscerebbero il reciproco livello di efficienza, dovendo quindi presentare la loro migliore offerta possibile per vincere la gara.

A seguito di tali ulteriori considerazioni l'AGCM si è espressa contro Italgas, rilevando il suo comportamento abusivo nel mercato rilevante della distribuzione del gas naturale¹⁹⁵. In particolare tale comportamento si configura come un abuso di posizione dominante di natura escludente, come sancito dall'art. 102 del TFUE, volto ad ostacolare lo svolgimento delle gare, consistente nel ritardo e rifiuto nel fornire le informazioni necessarie ai fini della predisposizione del bando di gara e della presentazione di offerte competitive da parte dei concorrenti.

Peraltro per la quantificazione della sanzione amministrativa pecuniaria, oltre alla gravità della violazione, alle condizioni economiche, alla condotta dell'impresa¹⁹⁶, hanno sicuramente inciso le seguenti considerazioni:

¹⁹⁴ L'Autorità ha definito il valore dell'indennizzo pari alla valutazione della rete realizzata sulla base dello stato di consistenza da cui devono essere scomputati i contributi percepiti. Provvedimento n. 23114 AGCM

¹⁹⁵ Nel caso specifico i mercati rilevanti coincidono con i Comuni di Roma e Todi

¹⁹⁶ Legge n. 689/1981 Art. 11

- il principio di “speciale responsabilità”, secondo cui gli obblighi di diligenza sono aggravati per gli operatori dominanti, essendo Italgas monopolista da quasi 30 anni;
- l’introduzione delle gare per l’affidamento del servizio di distribuzione del gas, le quali hanno reso contendibile tale mercato per la prima volta; la contendibilità peraltro è legata alla completezza del bando di gara sotto il profilo informativo;
- l’importanza della città di Roma in termini economici e strategici, per la cui gara parteciperebbero probabilmente imprese anche a livello europeo;
- per la considerazione di cui sopra, il pregiudizio al commercio intracomunitario¹⁹⁷;
- il danno concorrenziale attribuibile al ritardo e rifiuto alla trasmissione delle informazioni, in quanto la società ha ritardato la contendibilità del mercato, estendendo la propria posizione nel tempo, i Comuni hanno posticipato l’indizione delle gare rispetto ai loro obiettivi iniziali e anche i clienti finali del servizio di distribuzione hanno subito un danno per i mancati benefici.

Inoltre la condotta di Italgas è qualificabile come grave violazione della disciplina a tutela della concorrenza ed è durata 14 mesi per quanto riguarda il caso del Comune di Roma, mentre è ancora in corso il comportamento ostativo nei confronti del Comune di Todi in quanto non sono stati ancora trasmessi i contributi privati di allacciamento. Nel caso di infrazioni gravi la sanzione amministrativa può arrivare fino al 10% del fatturato dell’ultimo esercizio¹⁹⁸.

L’AGCM ha quindi comminato una sanzione pecuniaria di oltre 4 milioni e mezzo per la violazione dell’art. 102 del TFUE per abuso di posizione dominante, diffidando la società dal proseguire in tale condotta e obbligandola a inviare la documentazione ancora non fornita.

In conclusione la completezza del set informativo è necessaria anche perché la sopravvalutazione dell’indennizzo determina una barriera all’entrata per i potenziali concorrenti¹⁹⁹.

4.3.2 Il caso Estra Reti Gas²⁰⁰

In questo caso le parti coinvolte sono le società Estra Reti Gas, Estra S.p.A, sua controllante, e il Comune di Prato.

¹⁹⁷ Comunicazione della Commissione 2004/C 101/07 “Linee direttrici sulla nozione di pregiudizio al commercio tra Stati membri”

¹⁹⁸ Legge n. 287/90 Art. 15, comma 1

¹⁹⁹ “Concorrenza e mercato. Antitrust, regulation, consumer welfare, intellectual property”, di G. GHIDINI

²⁰⁰ Provvedimento n. 23243 dell’AGCM, adunanza del 25 gennaio 2012

I. FATTI

La prima richiesta di informazioni da parte del Comune di Prato è stata inviata il 26 aprile 2010 per ottemperare agli obblighi informativi nel predisporre il bando di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas. La risposta della società è stata chiara e precisa, rilevando l'illegittimità dell'ente di indire una gara autonoma, essendo la gara per ambito territoriale la forma migliore sotto il profilo dell'efficienza e della concorrenza come stabilito dall'orientamento del legislatore²⁰¹. È seguito un formale rifiuto alla trasmissione delle informazioni richieste, motivato anche sulla base degli interessi dei comuni limitrofi, della stessa società e della natura riservata di tali informazioni.

II. PROCEDIMENTO ISTRUTTORIO

Prendendo atto del “comportamento di non collaborazione e di interdizione” nei propri confronti, il Comune di Prato il 1 dicembre 2010 ha richiesto all'Autorità di avviare il procedimento istruttorio nei confronti di Estra Reti ed Estra per accertare l'eventuale violazione dell'art. 102 del TFUE. Il 23 giugno e il 27 giugno 2011, solo a seguito della sentenza del Consiglio di Stato, Estra Reti ha inviato la planimetria e le schede tariffarie insieme ad altra documentazione. Peraltro in questo caso si deve riscontrare una soddisfazione parziale delle richieste dell'ente, in quanto risultavano mancanti informazioni richieste il 10 maggio 2010, come lo stato di consistenza e la valutazione delle reti e degli impianti, indicate dallo stesso Consiglio di Stato come materiale obbligatorio. La società ha addotto, per la mancata trasmissione di tali dati, la motivazione della non disaggregabilità dei dati relativi all'impianto unico. Infine, a seguito dell'incontro tra le parti in occasione del quale la società si era impegnata a consegnare la restante documentazione (stato di consistenza, valutazione della rete, dati sul personale), il 24 novembre 2011, cioè circa un anno e mezzo dopo la prima richiesta di informazioni, tale documentazione è pervenuta all'ente, completando il set informativo necessario per il Comune per la pubblicazione del bando di gara e per i concorrenti per la formulazione di offerte competitive.

III. RISULTANZE ISTRUTTORIE

i. Normativa, Regolamento, Convenzioni e AEEG

Per quanto riguarda il contesto normativo, compreso il parere del MSE e le disposizioni del Regolamento e delle relative Convenzioni, il quadro generale è simile se non identico al caso Italgas²⁰². La peculiarità del caso è invece riscontrabile nelle informazioni trasmesse dall'AEEG, la quale si esprime, oltre che sulle caratteristiche delle schede tariffarie, sulle due problematiche principali opposte dalla società Estri Reti Gas:

²⁰¹ La disciplina degli ATEM non è ancora completa al momento della redazione del provvedimento dell'AGCM.

²⁰² Vedi par. 4.3.1

- l'impossibilità di una gestione condivisa da parte di più imprese di uno stesso impianto di distribuzione;
- la mancanza di documentazione tariffaria disaggregata per singolo comune.

Sul primo punto, in particolare sul fatto che l'impianto sarebbe unico e non soltanto interconnesso, l'AEEG ha affermato che "tale affermazione non sia supportata dalla regolamentazione vigente, né dal punto di vista della sicurezza e della qualità del servizio, né dal punto di vista tariffario". Infatti, in riferimento alla qualità e sicurezza, l'unicità dell'impianto è da intendersi non in termini tecnico- fisici bensì in termini gestionali, essendo l'impianto definito come la porzione di rete gestita da un'unica impresa distributrice²⁰³. Dal punto di vista tariffario il punto di riferimento è la località, cioè il territorio di ogni singolo comune, pertanto per il singolo cliente è indifferente l'unicità o la molteplicità del/dei gestori²⁰⁴. L'Autorità ha quindi dichiarato che la regolamentazione vigente consente la gestione di un unico impianto da parte di più imprese di distribuzione²⁰⁵.

Sul secondo punto, dimostrando un fatto di assoluta gravità per la linea di difesa tenuta dalla società, l'AEEG ha dimostrato di aver ricevuto le schede tariffarie in forma disaggregata per il comune di Prato.

ii. La posizione delle parti

a) Comune di Prato

Nel corso dell'audizione l'ente ha affermato di aver indetto una gara autonoma prima del Decreto Ambiti per ottenere maggiori vantaggi economici. Inoltre ha precisato la natura interconnessa dell'impianto, opponendosi alla qualificazione dello stesso in termini di unicità.

b) Estra Reti Gas e Estra

La difesa delle società è stata incentrata su:

- la definizione di un mercato rilevante a livello nazionale e l'assenza di una posizione dominante di Estra in tale mercato;
- la mancanza di pregiudizio alla concorrenza e ai consumatori da cui deriverebbe l'assenza di un comportamento abusivo, in quanto entrambi avrebbero avuto vantaggio dall'implementazione della nuova normativa della gara d'ambito, per il rispetto della quale si sarebbe battuta la società, ritenendo infatti illegittima la procedura autonoma avviata dal Comune;
- la durata e la gravità dei comportamenti contestati alla società; la prima ritenuta minima, la seconda di lieve entità in quanto il ritardo sarebbe stato incolpevole e comunque giustificato dalla complessità normativa e dalle incertezze del contesto;

²⁰³ Deliberazione ARG/gas n. 120/08

²⁰⁴ Deliberazione ARG/gas n. 159/08

²⁰⁵ Deliberazione n. 138/2004, comma 2

- l'assenza del coinvolgimento della controllante Estra grazie alla disciplina sull'unbundling.

Di particolare interesse, rispetto al precedente caso, è la condotta delle società. Infatti:

- la maggior parte delle informazioni richieste erano già nella disponibilità di Estra Reti Gas anche in forma disaggregata;
- Estra Reti Gas, coadiuvata dalla controllante Estra, ha delineato una precisa e complessa linea strategica volta ad impedire o comunque rallentare la gara autonoma del Comune²⁰⁶;
- alla prima richiesta di informazioni è stato opposto un rifiuto formale in base a delle precise motivazioni relative all'unicità dell'impianto e all'illegittimità dell'indizione di una gara in autonomia, rivelatesi pretestuose.

IV. VALUTAZIONI

In base alle risultanze istruttorie, l'AGCM ha accertato anche in questo caso:

- il rifiuto totale in una prima fase di trasmettere le informazioni essenziali per la predisposizione del bando di gara e per la presentazione di offerte competitive, secondo una linea strategica delineata in accordo con la controllante Estra;
- la successiva trasmissione parziale delle stesse in ritardo e nel rispetto della sentenza del Consiglio di Stato;
- la rilevanza delle informazioni esposte nel precedente caso²⁰⁷;
- la disponibilità delle stesse emersa dall'attività istruttoria.

L'Autorità ha precisato la natura del mercato rilevante, avente dimensione geografica locale, e ha pertanto confutato l'argomentazione della società circa la dimensione nazionale dello stesso e la relativa presunzione di assenza della posizione monopolistica. Inoltre è evidente l'assenza di giustificazioni oggettive per la condotta di Estra Reti Gas, avendo quest'ultima addotto pretestuose motivazioni in base:

- alla presunta non disaggregabilità dei dati relativi all'impianto unico; le risultanze istruttorie hanno accertato la disponibilità della maggior parte dei dati in forma disaggregata²⁰⁸;
- alla presunta impossibilità di una gestione separata di una parte dell'impianto di distribuzione, smentita dal parere dell'AEEG²⁰⁹;

²⁰⁶ "Percorso di attacco/difesa verso iniziative Comune di Prato di andare in gara da solo", Documento attività istruttoria.

²⁰⁷ Ved. Par. 4.3.1

²⁰⁸ La possibilità per la società di trasmettere tali informazioni è stata dimostrata dal successivo invio delle stesse in ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato.

²⁰⁹ Anche Art. 19 della Convenzione 25 aprile 1995 tra il Comune di Prato e comuni limitrofi.

- alla presunta illegittimità della gara autonoma, motivazione smentita dalla stessa AGCM la quale afferma che essa era l'unica gara al momento possibile che potesse portare un vantaggio rispetto allo status quo;
- alla presunta natura riservata dei dati relativi all'impianto unico, sulla quale l'Autorità si era invero già espressa nel caso Italgas²¹⁰.

Infine l'Autorità riconosce alla controllante Estra un ruolo primario nell'adozione della strategia e la volontà di entrambe le società di impedire la gara autonoma del Comune di Prato prima dell'entrata in vigore della normativa degli ATEM, dalla quale le società avrebbero tratto un indiscutibile vantaggio, consistente nel prolungamento della propria posizione monopolistica nel tempo, sicuramente oltre la scadenza della concessione ope legis.

Pertanto, accertata anche l'esistenza di alcune aggravanti, già presenti nel caso Italgas (principio di speciale responsabilità, la contendibilità del mercato, l'importanza relativa della concessione), la condotta di Estra Reti Gas è qualificabile come abuso di posizione dominante di natura escludente contrario all'art. 102 del TFUE. Peraltro da notare la presenza di ulteriori aggravanti quale in primo luogo il rifiuto formale alla trasmissione delle informazioni in base a motivazioni pretestuose e il ritardato, oltre che parziale adempimento, solo in ottemperanza alla sentenza del C.d. S. Effettuate le medesime considerazioni del caso Italgas in merito al danno provocato alla concorrenza, in particolare al pregiudizio al commercio comunitario, e alla gravità e durata della condotta, l'Autorità ha comminato una sanzione amministrativa pecuniaria congiunta alle società pari a quasi mezzo milione (proporzionalmente al fatturato nell'ultimo esercizio), diffidando le stesse dall'attuare la stessa condotta in futuro.

4.4 Riflessioni sugli effetti della riforma degli ATEM

Come visto in precedenza, l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale tramite gara unica per ambito territoriale minimo ad evidenza pubblica, come sancito dall'art. 24 del D. Lgs n. 93/2011, è da ritenersi tra le più importanti novità nel panorama normativo in materia di settore energetico per gli auspicati vantaggi economici conseguenti. In particolare l'affidamento deve avvenire secondo criteri di efficienza e riduzione dei costi²¹¹: al primo caso possono essere ricondotte le nuove disposizioni relative ai criteri di aggiudicazione delle offerte, le quali premiano soprattutto i piani di investimento negli impianti e quelli in efficienza energetica, il miglioramento del servizio in termini di sicurezza e qualità e gli incentivi all'aggregazione delle piccole- medie imprese per il raggiungimento di economie di scala (ATI); al secondo caso l'evidente riduzione dei costi amministrativi legati

²¹⁰ Ved. Par. 4.3.1

²¹¹ D. l. n. 159/2007, Art. 46 bis, comma 2

all'espletamento e al controllo del servizio, la quale permette vantaggi anche nelle tariffe applicate ai consumatori²¹².

Nonostante gli evidenti vantaggi non solo economici, sociali²¹³, ma anche tecnico-operativi per i Comuni, relativamente alla riduzione dei contenziosi, soprattutto circa il valore di rimborso al gestore uscente, e alla maggiore chiarezza e trasparenza normativa riguardo i criteri di gara e di valutazione delle offerte, l'utilizzo del bando di gara e del disciplinare di gara, altrettanto evidenti sono state le difficoltà di implementazione.

In primo luogo i ritardi nell'attuazione hanno generato un clima di forte incertezza, il quale ha incentivato non solo la prosecuzione di fatto della concessione per il servizio di distribuzione in prorogatio per gli operatori incumbent, ma anche comportamenti anti-concorrenziali degli stessi, chiaramente ostativi e volti a bloccare o quantomeno rallentare l'indizione delle gare comunali prima dell'entrata in vigore della normativa degli ATEM, la quale evidentemente avrebbe permesso di proseguire nella gestione della rete a causa della lunga tempistica, peraltro al tempo non ancora definita²¹⁴.

Infatti, l'avversione verso le modalità di implementazione della normativa proveniva anche dall'ANCI. In particolare l'Associazione Nazionale Comuni Italiani lamentava la presenza di alcune criticità del c. d Decreto Ambiti per le quali gli stessi comuni vivevano appunto in un periodo di grande incertezza. In particolare la confusione derivava dall'emanazione di un unico decreto, con la sola indicazione nominativa degli ambiti, senza aver dato luogo alla definizione di un quadro normativo completo e soprattutto graduale, sancendo di fatto il blocco delle gare. Inoltre si legge nella nota che "per quanto riguarda le procedure aperte, ad aprile 2011 scadranno i termini per 110 gare che riguardano un totale di 272 Comuni con 27 aggregazioni e una popolazione servita pari a 2.549.604 abitanti con quasi 1.000.000 di utenti" e che "preservare lo status quo vuol dire continuare a garantire tale valore(64.000.000 di euro)agli attuali gestori, per un tempo, al momento, indefinito."²¹⁵

In questo passaggio è evidente la frustrazione degli enti locali nel dover proseguire rapporti concessori non necessariamente vantaggiosi, senza poter prendere in considerazione altre offerte sul mercato. Infatti, l'ANCI richiedeva al Governo, oltre che il completamento entro il 2011 del quadro normativo, un'interpretazione non restrittiva delle previsioni del decreto.

Nonostante il ritardo e le difficoltà, il processo di aggiudicazione del servizio di distribuzione tramite gara unica per ATEM sembra essere stato avviato, come dimostrato dalla seguente analisi quantitativa, ricordando tuttavia che l'allegato al Regolamento relativo alla tempistica prevedeva 25 ambiti a semestre, cioè 50 all'anno secondo un meccanismo a scaglioni. A oltre due anni di distanza sono stati messi a gara

²¹² "Le gare nel settore della distribuzione del gas naturale: pronte le norme", di I. PANICCIA

²¹³ Decreto "Clausola Sociale" D. M 21 aprile 2011

²¹⁴ Sul punto vedere il caso Estra Reti Gas, Provvedimento n. 23243 dell'AGCM

²¹⁵ "Nota sulle problematiche e le criticità derivanti dal decreto interministeriale di Determinazione degli ambiti territoriali nel settore della distribuzione del gas naturale", pubblicato sulla G. U. n. 74 del 31 marzo 2011

i primi due lotti per un totale di 50 ambiti, in cui il RAB è concentrato per oltre il 60% nelle regioni di Lazio (contributo dell'ATEM di Roma²¹⁶), Lombardia (14 ATEM) e Piemonte (9 ATEM). In 33 ATEM su 50 è presente un operatore dominante, con una quota superiore al 50% in termini di PDR. Il 57% della RAB è detenuta da Italgas e F2i, cioè i primi due operatori del mercato, i quali sono presenti rispettivamente in 27 e 33 dei 50 ambiti in gara. Per la restante quota il 29% è nelle mani delle municipalizzate come Hera, Estra, A2A. Il 14% invece è detenuto da 77 operatori che gestiscono un numero di PDR minori di 100.000.

Oltre all'individuazione della Stazione Appaltante, le attività preliminari per l'affidamento della gara sono state avviate da un totale di 45 ambiti su 50²¹⁷.

Il quadro normativo è stato ultimamente e definitivamente completato in quanto l'AEEG ha chiarito la diversa regolamentazione tariffaria per il gestore uscente, per il quale la base di calcolo per il vincolo dei ricavi è la RAB, e il gestore entrante, per cui la base di calcolo è il VIR. La base per il calcolo dello sconto tariffario è lo stesso per entrambi essendo la differenza tra VIR e RAB²¹⁸.

Come già illustrato nell'elaborato²¹⁹, uno degli obiettivi della riforma è la riduzione degli operatori, i quali sono passati dai 774 nel 1988 ai 236 nel 2012. In quella sede sono state affrontate le problematiche relative al sostanziale predominio delle acquisizioni o delle fusioni tra le grandi imprese, mentre l'obiettivo del legislatore sarebbe soprattutto di incentivare le ATI tra le piccole imprese. Tuttavia la riduzione degli operatori resta una fondamentale linea guida nel processo di liberalizzazione ed efficientamento della fase di distribuzione. E' indubbio che nella messa a gara dei 50 ambiti, le grandi imprese avranno maggiori possibilità di scelte strategiche, potendo anche effettuare una sorta di levering sulla propria posizione dominante o rilevante nel mercato. In definitiva le risorse finanziarie sono l'elemento di forza principale attraverso cui le grandi imprese possono pagare il VIR, sostenere un massiccio piano di investimenti nelle infrastrutture e pagare un elevato canone di concessione, nonostante il ridimensionamento del peso di quest'ultimo nei nuovi criteri di aggiudicazione della gara. Infatti, questa prospettiva sembra essere condivisa dall'AGCM la quale afferma che "date le caratteristiche del settore, è ragionevole ipotizzare che solo poche imprese di maggiore dimensione, attive a livello nazionale, avranno i mezzi finanziari e industriali per potersi rivolgere effettivamente a tutti gli ATEM presenti sul territorio nazionale"²²⁰. In definitiva il nuovo panorama della fase di distribuzione dovrebbe essere ben presto caratterizzato da un minore numero di operatori, in ogni caso di grandi

²¹⁶ La gara comunale di Roma è stata aggiudicata alla stesso gestore uscente Italgas.

²¹⁷ "Gare d'ATEM- Semaforo quasi verde?", Relazione della Arthur D. Little, Utilities Viewpoint, Ottobre 2014

²¹⁸ Delibera n. 367/2014 dell'AEEG

²¹⁹ Ved. Cap. 2 par. 2.1

²²⁰ Bollettino settimanale, anno XXIII n. 9, 11 marzo 2013

dimensioni, o per la comparsa di nuove imprese sovranazionali o per il consolidamento di quelle nazionali²²¹.

Nonostante questa sostanziale ammissione sull'ineluttabile destino del settore, proprio per la messa a gara dei primi lotti di ambiti, sono state avanzate delle perplessità circa l'atteggiamento eccessivamente formalistico e restrittivo dell'Antitrust, slegato dal contesto e dalla prospettiva del legislatore, in relazione alle ATI, in un contesto in cui, come affermato in precedenza, il potere degli operatori incumbent aventi una posizione dominante nel mercato è evidente e il numero dei partecipanti alle gare sembra essere in correlazione negativa con la dimensione dell'ambito e con le maggiori barriere finanziarie²²². Peraltro particolarmente preoccupante in quest'ottica è anche la posizione di CDP quale capogruppo di Italgas, tramite acquisizione di Snam, e socio di minoranza di F2i (16%), la quale ha quindi la possibilità di influenzare le politiche delle due principali società di distribuzione per quota di mercato²²³. L'orientamento dell'Antitrust rileverebbe la mancanza di un approccio unitario nella valutazione dei casi di accordi potenzialmente restrittivi della concorrenza, laddove nel caso delle ATI è stato considerato esclusivamente il parametro oggettivo dei requisiti di gara e nel caso CDP la natura dei rapporti infragruppo.

Il meccanismo delle ATI potrebbe infatti permettere alle imprese di minori dimensioni di superare tali barriere (come i requisiti economico- finanziari sul fatturato) e non dovrebbe essere scoraggiato da un orientamento giurisprudenziale del regolatore ormai da ritenersi definitivamente superato²²⁴, grazie alla sentenza del Consiglio di Stato n. 1189/2001, alla base della successiva giurisprudenza amministrativa in materia di applicazione del diritto della concorrenza alle ATI²²⁵.

L'interesse verso questa tematica dimostra come, nonostante le previsioni su una concentrazione del settore guidata dalle grandi imprese, non sia stata abbandonato l'originario intento del legislatore di accompagnare le PMI verso un graduale ed efficiente processo di accorpamento e razionalizzazione e di incentivare la loro partecipazione, e non esclusione, al futuro assetto della fase di distribuzione del gas naturale.

²²¹ "Gare d'ATEM- Semaforo quasi verde?", Relazione della Arthur D. Little, Utilities Viewpoint, Ottobre 2014; REF-E "Il nuovo assetto della distribuzione gas: aspetti istituzionali e di mercato" n. 2 Aprile 2012

²²² Sul punto "La razionalizzazione anticompetitiva- il caso della distribuzione locale del gas", C. STAGNARO IBL Briefing Paper n. 105 novembre 2011; AEEG (2008) "Ipotesi per la formulazione di proposte in materia di individuazione dei bacini ottimali di utenza", DCO 5/08.; "Presentazione Yellow Book I dati sul servizio di distribuzione e vendita del gas in Italia" 21 maggio 2015

²²³ Provvedimento dell'8 agosto 2012, n. 23824

²²⁴ Provvedimento AGCM n. 23794 del 2 agosto 2012. L'origine del principio dei raggruppamenti sovradimensionati, ovvero l'insieme dei partecipanti i quali presentavano individualmente i requisiti di gara necessari, risale agli anni '90.

²²⁵ Provvedimento AGCM n. 23794 del 2 agosto 2012. L'origine del principio dei raggruppamenti sovradimensionati, ovvero l'insieme dei partecipanti i quali presentavano individualmente i requisiti di gara necessari, risale agli anni '90.

Conclusioni

A conclusione del lavoro, alla luce delle considerazioni sin qui svolte, è possibile valutare gli effetti, oltre che dell'introduzione degli ATEM, dell'intero processo di liberalizzazione e dell'attività dell'Autorità di regolazione sulla fase di distribuzione.

Anzitutto, in riferimento agli effetti della riforma degli ATEM, è innegabile la presenza dei giusti presupposti per il confronto competitivo tra gli operatori. Ciononostante è doveroso sottolineare come il vero problema in un'ottica di efficienza, non sia tanto la scomparsa degli operatori di minori dimensioni a seguito di operazioni di consolidamento, quanto la tematica dell'integrazione verticale e, di conseguenza, della separazione proprietaria tra le reti e le società attive nella fasi a monte e a valle della filiera. In assenza di adeguate previsioni normative, la liberalizzazione del settore potrebbe innescare indesiderate conseguenze anti-competitive, in un contesto in cui può ben comprendersi l'eventuale sacrificio delle piccole imprese in un'ottica di maggiore efficienza, nonostante la tutela normativa relativa alle aggregazioni ATI, ma non un immotivato rafforzamento delle grandi società, specialmente se in mano pubblica, già avvantaggiate, come visto in precedenza, dalle dimensioni degli ambiti e dalle forti barriere finanziarie.

Nel contempo il cambiamento dei criteri di gara per l'aggiudicazione del servizio di distribuzione, con un peso preponderante attribuito al piano di investimenti e non più, come avveniva in passato, al canone di concessione, potrebbe provocare un eccesso degli investimenti, senza la certezza di maggiore efficienza. In quest'ottica è fondamentale l'azione dell'Autorità di regolazione per assicurare e incentivare la ricerca di tale efficienza, non implicita nelle grandi dimensioni della società e del progetto di investimento²²⁶.

Un'ulteriore criticità potrebbe riguardare anche la tempistica dell'indizione delle gare, le quali, come visto, hanno preso avvio in tempi recenti. Ciononostante è probabile che il processo di raccolta delle informazioni, di identificazione del valore di rimborso del gestore uscente e di subentro del nuovo gestore possa durare più dei 6 mesi previsti dall'allegato al Regolamento, soprattutto se fosse necessario individuare anche la stazione appaltante in caso essa non coincidesse con il Capoluogo di Provincia.

Anche per le nuove e complesse competenze richieste agli enti locali, i quali assumono un ruolo fondamentale in seguito all'introduzione della nuova normativa, è necessaria la presenza e l'operatività dell'Autorità per accompagnare questo processo di riorganizzazione del mercato e per garantire il rispetto delle modalità di gara e l'assenza

²²⁶ "Finanziamento delle local utilities e investimenti di lungo termine, ottobre 2011, a cura di G. COCO, ASTRID (2011)

di comportamenti ostativi da parte degli operatori incumbent e di condizioni di asimmetrie informative.

Infatti, com'è stato recentemente osservato, la figura del gestore uscente ricopre in prospettiva un ruolo primario nel persistere di eventuali ostacoli allo sviluppo della concorrenza, presentando un vantaggio non solo sotto il profilo informativo, come evidenziato dai casi, ma anche finanziario in termini di rimborso del VIR. Per l'elevata concentrazione dei PDR nelle mani di un ridotto numero di operatori, l'Autorità, nel valutare le operazioni di concentrazione, dovrà tenere conto anche della c. d. "concorrenza potenziale", attraverso strumenti come il market test e una più ampia interpretazione del test di dominanza, per permettere un reale confronto competitivo in base al contesto. Inoltre l'AEEG ha previsto una regolazione asimmetrica per le tariffe di distribuzione nel caso in cui il vincitore della gara sia lo stesso gestore uscente. L'obiettivo è evitare eventuali vantaggi dell'incumbent nel diritto al rimborso²²⁷.

In conclusione, negli ultimi dati forniti dal CNEL si evidenzia una diminuzione del differenziale del costo gas rispetto all'Europa, passato dai 6/7 Euro/Mwh a 1,5 Euro/Mwh. Tuttavia i principali benefici sono stati per il settore industriale nazionale, specialmente per le grandi imprese, come dimostrato dall'esplicito riferimento della relazione a "una situazione di non perequata allocazione dei costi effettivi". Il processo di liberalizzazione sembrerebbe aver prodotto primi importanti risultati, ma la sfida per il futuro è ripartire i vantaggi prodotti più equamente tra i clienti finali.

In prospettiva, considerando anche che l'efficienza della riforma degli ATEM potrà essere valutata a distanza di qualche anno dal completamento di tutte le gare secondo la nuova normativa, il CNEL avanza le seguenti proposte, in un'ottica di maggiore integrazione europea:

- ❖ perfezionamento delle tempistiche della riforma della distribuzione del gas e rafforzamento dei poteri di vigilanza dell'Autorità;
- ❖ revisione delle tariffe di trasporto e distribuzione per i clienti industriali maggiormente cost reflective;
- ❖ maggiore tutela della domanda di gas delle famiglie, prospettando la possibilità di implementare la figura dell'Acquirente Unico²²⁸.

²²⁷ "Presentazione Yellow Book I dati sul servizio di distribuzione e vendita del gas in Italia" 21 maggio 2015

²²⁸ "Osservazioni e Proposte in materia di evoluzione del costo dell'energia dalla liberalizzazione del mercato(1999) ad oggi", CNEL, assemblea 26 novembre 2014.

Bibliografia

ABRIANI NICCOLO' (2011), "Diritto commerciale", Giuffrè Editore

AKERLOF A. (1970), "The market for lemons: quality uncertainty and the market mechanism", in Quarterly Journal of Economics

BONACCHI MASSIMILIANO (2005), "Aziende multi-utility e valutazione delle prestazioni", Franco Angeli Edizione

BRUTI LIBERATI EUGENIO (2006), "La regolazione pro-concorrenziale dei servizi pubblici a rete", Giuffrè Editore

CARLOTTI G. e CLINI A. (2014), "Diritto amministrativo", MAGGIOLI EDITORE

CAVALIERI DUCCIO (2009), "Teoria economica. Un'introduzione critica.", Giuffrè Editore

D'ASCENZI MAURO (2007), "Concorrenza e incentivi alle aggregazioni", Management delle utilities, rivista di economia e gestione dei servizi pubblici, Associazione ESSPER, Periodici italiani di economia, scienze sociali e storia.

DEMSETZ H (1968), "Why regulates utilities?", Journal of Law and Economics Vol. 11 No. 1, The University of Chicago Press

DE SANCTIS LAURA (2013), "Distribuzione locale gas: le giravolte dell'antitrust-un'occasione persa per tutelare la concorrenza" IBL Briefing Paper n. 122

DE VINCENTI CLAUDIO (2012), "Finanziamento delle local utilities e investimenti di lungo termine", MAGGIOLI EDITORE

DI BENEDETTO EDUARDO (2007), "Temi critici e proposte per superare lo stallo", Management delle utilities, rivista di economia e gestione dei servizi pubblici, Associazione ESSPER periodici italiani di economia, scienze sociali e storia.

DI PORTO FABIANA (2008), “La disciplina delle reti nel diritto dell’economia”, CEDAM

FAZIOLI ROBERTO (2013) “Economia delle public utilities. L’evoluzione dell’intervento pubblico di regolazione, liberalizzazione e privatizzazione”, libreriauniversitaria.it edizioni

GHIDINI G., CLARICH M., DI PORTO F. e MARCHETTI P. (2009), “Concorrenza e mercato. Rassegna degli orientamenti dell’autorità garante”, Rivista annuale di concorrenza, Giuffrè Editore

GHIDINI GUSTAVO (2012), “Concorrenza e mercato. Antitrust, regulation, consumer welfare, intellectual property”, Giuffrè Editore

LOTTIERI CARLO (2003), “La questione del monopolio tra Stato e mercato: un’indagine su Bruno Leoni”, Abstract, ICER Working Papers

MARIANI, MENALDI & ASSOCIATI STUDIO FRACASSO S.r.l (2008), “Il servizio di distribuzione del gas. Aspetti giuridico -amministrativi, processuali, tecnici, economici e tributari”, Halley Editrice

MARTELLINI MARIA (2011) “Dal monopolio alla concorrenza. La liberalizzazione incompiuta di alcuni settori”, Franco Angeli Edizioni

MODAFFARI D. A. (2008), “Le intese restrittive della concorrenza nella giurisprudenza comunitaria”, www.diritto.it

MOSCHETTA T. M. (2009), “Il mercato comunitario del gas naturale. Investimenti esteri diretti e diritto internazionale”, Giuffrè Editore

PANICCIA IVANA (2012), “Le gare nel settore della distribuzione del gas naturale: pronte le norme”, REF- Newsletter Osservatorio Energia, n. doppio 149-150

PARISIO VERA (2006), “I servizi locali di interesse economico generale nella legge regionale della Lombardia del 12 dicembre 2003, n. 26”, Giuffrè Editore

PHILIPS L. (1988), “The economics of imperfect information”, Cambridge University Press

SCLAFANI- ZANETTINI “L’ Autorità per l’energia elettrica e il gas”, in CIRILLO-CHIEPPA (2010), “Le autorità amministrative indipendenti”, CEDAM

SCOGNAMIGLIO PASINI CARLO, (2013), “Economia industriale. Economia dei mercati imperfetti”, LUISS University Press

STAGNARO CARLO (2011), “La razionalizzazione anticompetitiva- il caso della distribuzione locale del gas”, IBL Briefing Paper n. 105

VETRO’ F. (2001), “Le autorità indipendenti di regolazione. L’ autorità per l’ energia elettrica e il gas”, in Rass. giur. en. elettr.

Relazioni e documenti ufficiali

ANSELMI DANIELA, “La stazione appaltante ed il soggetto gestore del rapporto”, fondazione AMGA, 2012

FALESCHINI G., “Il quadro normativo nel settore del gas naturale”, Ambiente Diritto

FORESTI G. e MALGARINI M., “La proposta di liberalizzazione del mercato del gas in Italia”, Confindustria, marzo 2000

SBARBARO GIUSEPPE, “Le gare per la rete di distribuzione gas: dalla parte degli enti locali”, Centro Congressi IREN, 2012

“Analisi delle gare di concessione per l’aggiudicazione del servizio di distribuzione del gas naturale”, CONF SERVIZI CISPEL Toscana

Assolombarda Gruppo Energia, Paper sulla liberalizzazione del mercato gas

Elaborazioni NE Nomisma Energia su dati AEEG, ACER e CEER, “I vantaggi del mercato libero dell’elettricità e del gas”, giugno 2013

Relazione Arthur. D Little, “La distribuzione del gas in Italia”, 2009

Relazione Arthur D. Little, “Gare d’ATEM- Semaforo quasi verde?”, Utilities Viewpoint, Ottobre 2014

Studio di settore CDP, “Il mercato del gas naturale in Italia: lo sviluppo delle infrastrutture nel contesto europeo”, marzo 2013

AEEG, “Ipotesi per la formulazione di proposte in materia di individuazione dei bacini ottimali di utenza”, DCO 5/08., 2008

AEEG, “Codice di rete tipo per la distribuzione del gas naturale”, allegato 2 deliberazione 6 giugno 2006, n. 108/06

AEEG, “Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull’attività svolta”, 2014

AGCM e AEEG, “Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore del gas naturale”, 2004

AGCM, Provvedimento n. 23114, adunanza del 14 dicembre 2011

AGCM, Provvedimento n. 23243, adunanza del 25 gennaio 2012

AGCM, Bollettino settimanale, anno XXIII n. 9, 11 marzo 2013

AGCM, “Presentazione Yellow Book I dati sul servizio di distribuzione e vendita del gas in Italia”, 21 maggio 2015

CNEL, “Osservazioni e proposte in materia di linee guida sulle liberalizzazioni e privatizzazioni, assemblea 25 gennaio 2007

CNEL, “Osservazioni e Proposte in materia di evoluzione del costo dell’energia dalla liberalizzazione del mercato(1999) ad oggi”, assemblea 26 novembre 2014.

European Commission, “Report on the progress towards completing the Internal Energy Market, COM (2014) 634

International Energy Agency, World Energy Outlook 2013

REF-E ,“Il nuovo assetto della distribuzione gas: aspetti istituzionali e di mercato”, n. 2 Aprile 2012

Italgas: Bilancio Consuntivo 2014

Snam: Struttura Societaria

Siti consultati

www.iea.org

www.autorità.energia.it

www.agcm.it

www.confindustria.it

www.ambientediritto.it

www.sviluppoeconomico.gov.it

www.giurdanella.it

www.snam.it

www.italgas.it

www.ilsole24ore.com