

A chi ha sar  dato?

La distribuzione locale gas, il delta Vir/Rab e la concorrenza

Introduzione

La riforma della distribuzione locale gas sta per entrare a regime. Nell'arco dei prossimi mesi dovranno essere bandite le gare per affidare la gestione delle reti. Tali procedure si collocano all'interno della definizione di 177 ambiti di dimensioni medio-grandi. In molti ambiti l'*incumbent* gi  serve una quota molto elevata di punti di riconsegna (pdr). Ci  implica che – all'ovvio vantaggio derivante da una pi  precisa conoscenza delle caratteristiche della rete e dei costi di produzione e ai potenziali vantaggi connessi alla propriet  pubblica della quasi totalit  dei gestori uscenti (Stagnaro 2011) – si aggiungono una serie di barriere all'ingresso di natura finanziaria.

Queste barriere possono essere divise in due categorie.   di per s  evidente, in primo luogo, che il gestore entrante, se diverso da quello uscente, dovr  sostenere dei costi, legati da un lato all'incertezza sugli effettivi costi di produzione del servizio, dall'altro alla corresponsione al gestore uscente di una somma a titolo di rimborso del valore industriale residuo degli impianti non pienamente ammortati tecnicamente. Secondariamente, la quantificazione di tale rimborso   fortemente soggetta alla "storia" contabile e regolatoria degli impianti. Nel nostro paese non si   ancora chiusa del tutto la transizione dal precedente regime monopolistico a quello attuale di concorrenza per il mercato sancito dal Decreto Letta.¹ In particolare, resta una discrasia tra i valori degli *asset* "contrattualizzati" nei rapporti tra i gestori e gli enti affidanti (Vir, o valore di rimborso a base di gara) e il valore dei medesimi *asset* ai fini regolatori (Rab, o regulatory *asset* base). La corretta definizione della Rab   cruciale per l'efficacia della regolazione rispetto a uno dei suoi obiettivi, cio  il contenimento dei costi. Nel passato non pochi esperimenti di privatizzazione di servizi pubblici hanno generato risultati sub-ottimali proprio a causa di una sopravvalutazione della Rab e, con essa, del flusso dei redditi futuri generato dalla gestione degli stessi *asset* (Biancardi 2010).

La definizione delle regole di gara deve tenere conto di tre obiettivi:

- Prezzare correttamente gli *asset* e contenere i costi futuri per il consumatore;
- Garantire la massima partecipazione alla gara;
- Attribuire la massima certezza e credibilit  sia ai valori posti in gara (in particolare la base d'asta) sia ai criteri adottati, in modo da minimizzare il contenzioso *ex post*.

Questi tre obiettivi, astrattamente intesi, sono perfettamente armonici tra di loro. All'atto pratico, per , cio  sotto i vincoli posti dalla storia industriale del settore, possono esservi delle contraddizioni che rendono impossibile individuare una soluzione di *first best*. Il principale ostacolo deriva appunto dal delta tra Vir e Rab.

Infatti, se si accetta la metodologia tariffaria attualmente posta in essere dall'Autorit  per l'energia elettrica e il gas (Aeegsi 2013a), allora il valore "vero" degli *asset* coincide con la Rab. Non a caso i partecipanti alla gara si candidano a ottenere una remunerazione proporzionale alla Rab, che peraltro nella maggioranza dei casi non hanno contestato nel passato: la Rab esprime il valore attuale netto dei flussi di cassa attesi nel futuro. In base a questo principio, il Vir – che deriva essenzialmente da

¹ Per una ricostruzione si veda "La regolazione del servizio di distribuzione", in Beccarello e Piron (2008), pp.255-314.

rapporti contrattuali tra i gestori uscenti e le amministrazioni affidanti, che non di rado ne sono gli azionisti – dovrebbe semplicemente essere assunto uguale alla Rab.

Ponendo il Vir uguale alla Rab, si otterrebbe pure il risultato di aumentare (a parità di altre condizioni) la partecipazione alla gara, perché l'onere finanziario d'ingresso per gli "sfidanti" sarebbe minimizzato (essendo tipicamente la Rab significativamente inferiore).

Tuttavia, poiché i gestori uscenti possono esibire contratti che valorizzano gli *asset* a un livello pari al Vir, è pressoché certo che una scelta del genere produrrebbe un enorme volume di contenzioso. D'altra parte, il prevedibile contenzioso finirebbe per azzerare la certezza del quadro regolatorio e, dunque, ridurre il numero di partecipanti alle gare e dei potenziali investitori. L'assenza di partecipanti a sua volta farebbe venir meno la ratio stessa delle procedure a evidenza pubblica, cioè "costringere" i partecipanti a rivelare i loro "veri" costi, e metterebbe il vincitore nella condizione di estrarre (o continuare a estrarre) la rendita monopolistica (Demsetz 1968).

Una possibile alternativa è quella di intervenire su quest'ultimo fronte: il modo più semplice di massimizzare la certezza della procedura di gara è muoversi nella direzione opposta, alzando l'asticella della Rab fino al Vir. Tuttavia, in tal modo non verrebbero raggiunti né l'obiettivo di contenere il costo per i consumatori (i quali, a parità di servizio e di investimenti, finirebbero per remunerare un valore superiore a quello attuale) né quello di attirare un maggior numero di partecipanti alla gara (a causa dell'elevato onere finanziario in caso di subentro).

Una possibile soluzione di compromesso per sciogliere questo dilemma è concentrarsi sul funzionamento della gara stessa, delegando a una efficace concorrenza per il mercato il compito sia di perseguire la riduzione dei costi, sia di garantire certezza del diritto. Sembra andare in questo senso la proposta avanzata dall'Autorità per l'Energia (Aeegsi 2013b, Aeegsi 2014a). Tale proposta prevede sostanzialmente di adottare un approccio su due livelli, con il riconoscimento tariffario immediato del Vir solo in caso di subentro di un gestore diverso da quello storico: ai fini del conto economico, per i gestori che si riconfermeranno e per i 12 anni della prima concessione "post – gara", continuerà a valere la Rab calcolata con le metodologie in vigore. Ai fini patrimoniali e di conto economico, per i gestori subentrati che avranno sopportato un effettivo esborso di capitale, varrà invece il Vir. Il delta Vir/Rab relativo agli impianti che avranno cambiato gestore, darà luogo all'introduzione di una nuova componente tariffaria a sua copertura nell'ambito delle tariffe "obbligatorie" applicate direttamente agli utenti. La "scommessa" è che i benefici della concorrenza possano più che controbilanciare questo maggior onere.

2. La proposta Aeegsi

La distribuzione locale del gas è definita dalla direttiva comunitaria n.30/1998 come quell'attività di "trasporto del gas naturale attraverso reti di gasdotti locali o regionali per la consegna ai clienti". Questa definizione viene ripresa dal decreto 164/2000, o decreto Letta, il quale aggiunge che tale attività è da considerarsi servizio pubblico. A oggi, essa rimane l'unico stadio della filiera del gas a conservare tale attributo. A differenza degli altri paesi europei, i quali, tranne la Germania, presentano un numero di distributori assai inferiore, l'Italia è storicamente caratterizzata da una struttura formata da alcune centinaia di piccoli gestori. La proprietà delle reti rimane in capo al soggetto che le ha realizzate, e rientra "nelle disponibilità" dell'ente locale allo scadere della concessione.

Per questa attività, il legislatore ha scelto un modello di concorrenza per il mercato, cioè ha scelto di costruire un meccanismo che metta in concorrenza le imprese per avere diritto a servire il mercato, in esclusiva, per un certo periodo di tempo. Dal 2000 quindi, la distribuzione viene affidata dagli enti locali "esclusivamente mediante gara per periodi non superiori a dodici anni". In questo modo la distribuzione può ancora considerarsi attività "libera", poiché la concorrenza viene garantita nella fase iniziale del processo, tramite la selezione del fornitore del servizio mediante apposita gara. Le

successive riforme non hanno messo in discussione questi elementi, pur alterando in modo significativo le modalità di gara e la dimensione degli ambiti (Stagnaro e Testa 2011).

È proprio un aspetto della fase di gara che ci interessa analizzare in questa sede. La gara viene indetta almeno un anno prima della scadenza del precedente affidamento e viene poi aggiudicata, o almeno dovrebbe, “sulla base delle migliori condizioni economiche e di prestazione di servizio, del livello di qualità e sicurezza, dei piani di investimento per lo sviluppo e il potenziamento delle reti e degli impianti, per il rinnovo e manutenzione, nonché dei contenuti di innovazione tecnologica e gestionale presentati dalle imprese concorrenti”. A chiarire le modalità con cui effettuare la scelta, è intervenuto il cosiddetto Decreto Criteri (D. M. 12 novembre 2011, n. 226), che all’articolo 12 elenca le condizioni in base alle quali viene aggiudicata la gara. Queste sono:

- condizioni economiche. A tal proposito è interessante notare l’introduzione della valutazione, ai fini dell’aggiudicazione, di una eventuale offerta di sconto in tariffa, proposta dal partecipante alla gara;
- condizioni di sicurezza e qualità;
- piani di sviluppo degli impianti.

Di fatto, la maggior parte delle volte, gli enti locali considerano il criterio economico come quello principale in base al quale concedere l’affidamento: in parte questo può risultare nella conseguenza perversa di spingere le gare non già verso la restituzione della rendita di monopolio al consumatore, bensì verso la sua piena estrazione allo scopo di “girarla” all’ente affidante attraverso il canone concessorio. Minor importanza viene data a parametri relativi per esempio alla qualità, la sicurezza o la continuità del servizio reso al consumatore. Gli enti locali tutelano le proprie esigenze in termini di entrate di cassa, specialmente in un periodo caratterizzato dal patto di stabilità, che spesso contrastano con le esigenze degli utenti del servizio. Se si guarda al lato dei gestori, questo meccanismo li porta a partecipare alla gara offrendo alti canoni di concessione per l’affidamento, piuttosto che sconti in tariffa di pari entità (una situazione che, dal punto di vista del gestore, è del tutto equivalente). Per queste ragioni, è stato proposto di standardizzare il canone concessorio (Stagnaro e Testa 2011), ma tale suggerimento non ha finora trovato riscontro.

Altro aspetto rilevante ai fini della nostra analisi, introdotto dal decreto Letta, riguarda la regolazione tariffaria del servizio di distribuzione. L’Aeegsi determina le tariffe per la distribuzione “in modo da assicurare una congrua remunerazione del capitale investito”. Senza bisogno di ricostruire l’evoluzione del processo di sviluppo normativo, basti dire che il contesto legale in cui si trovano a operare le imprese di distribuzione è confuso e caratterizzato da incertezza, soprattutto a causa dei ricorrenti ricorsi presentati al giudice amministrativo, a cui spesso seguono modifiche da apportare ai provvedimenti. Tale confusione si è perpetuata nei primi tre periodi regolatori e proprio la frequenza e la lunghezza del contenzioso amministrativo ha contribuito a impedire il coagularsi di una regolamentazione stabile e, almeno in qualche misura, affidabile. Le imprese devono pianificare i propri investimenti sulla base di tariffe derivanti dalle norme vigenti, con tutti rischi che una tale confusione comporta per i prezzi finali, se non addirittura per gli aspetti legati alla sicurezza e alla qualità del servizio. Siamo ora alle porte del quarto periodo regolatorio, la cui entrata in vigore è stata posticipata al 2014 con delibera 436/2012/r/gas dell’Aeegsi.

La coesistenza di numerosi ambiti tariffari consente il dispiegarsi di un meccanismo di yardstick competition. In virtù di tale meccanismo – che essenzialmente consiste nel trarre valore informativo dai costi di produzione dei diversi operatori insistenti su ambiti simili – ciascun soggetto viene regolato secondo costi obiettivo parametrizzati, che dovrebbero spingere le imprese a “battere il regolatore” trovando il modo di incrementare la propria efficienza e portare i propri costi al di sotto di quelli di riferimento. Ogni gestore si trova, insomma, nella posizione di *residual claimant* (Shleifer 1985). È incentivato dunque a migliorare continuamente le proprie performance, dal momento che terrà per sé tutti i profitti extra dovuti alla diminuzione dei costi rispetto a quelli standard calcolati dall’Autorità (almeno fino al riallineamento sottostante il periodo regolatorio successivo).

La valutazione della Rab e, in particolare, la valutazione degli investimenti e degli *asset* in caso di cambio di distributore alla fine del periodo di concessione (Vir), svolge un ruolo cruciale nella fase di gara. A tal proposito, con il DCO 359/13, l'Autorità ha lanciato una proposta, poi ridiscussa più recentemente nel DCO 053/14 tale da consentire un inquadramento pro-concorrenziale del tema dello scollamento tra il valore “regolatorio” (Rab) e “contrattuale” (Vir) degli *asset*. Tale differenza, finché non sarà rimossa, agisce da barriera sia all'ingresso dei concorrenti sul mercato, sia alla piena trasparenza delle scelte regolatorie e aziendali.

Come sopra accennato, sul fronte del “gestore del servizio” (e della sua remunerazione attraverso le cosiddette “tariffe di riferimento”), l'Aeegsi propone – di fatto – il riconoscimento immediato del Vir solo a chi lo paga effettivamente (il gestore che subentra a un altro soggetto), mentre nei casi di riconferma, il gestore manterrà la remunerazione del capitale allineata alla Rab preesistente; alla scadenza delle prime concessioni “del nuovo mercato”, a tutti sarà riconosciuta una Rab allineata con i valori “contrattuali residui” del Vir. Sul fronte delle “tariffe obbligatorie” (quelle, cioè, che verranno incorporate nel prezzo del metano per il consumatore finale), l'Aeegsi suggerisce invece la possibilità di introdurre una componente tariffaria specifica, a copertura della differenza Vir/Rab riconosciuta, a livello di ambiti tariffari sovra-regionali, “in coerenza con le decisioni adottate con riferimento alla definizione degli ambiti rilevanti per la determinazione della tariffa obbligatoria”. Inoltre, per quei casi in cui la differenza Vir/Rab sia superiore al 25% e il livello della Rab di località unitaria risulti uguale o superiore alla media nazionale (espressa in euro/punto di riconsegna), l'Autorità propone di prevedere componenti tariffarie comunali a copertura di tale differenza, da applicarsi per un periodo corrispondente alla vita residua dell'impianto (anche qualora essa eccedesse i 12 anni dell'affidamento).

L'ipotesi delle componenti tariffaria a livello di ambiti tariffari sovra-regionali ha trovato l'appoggio della maggioranza dei soggetti partecipanti alla consultazione. In particolare, non sono mancate manifestazioni di perplessità, soprattutto in relazione alla eventuale componente tariffaria comunale che potrebbe comportare un aumento di complessità nella gestione della fatturazione e reportistica che confliggerebbe con gli obiettivi di promozione della concorrenza e di semplificazione dei meccanismi regolatori. Inoltre tali componenti determinerebbero una disomogeneità dei costi per gli utenti. Per una ragione legata alla natura “sistemica” dell'intervento, questa perplessità appare condivisibile, come si vedrà più avanti.

Sentiti i pareri dei diversi soggetti, l'Autorità (Aeegsi 2014a) sottolinea il fatto che le due soluzioni, la componente sovra-regionale da un lato, quella comunale dall'altro, potrebbero comportare effetti diversi. In particolare, l'Autorità vede concreto il rischio che, con l'introduzione di componenti sovra-regionali, i costi del servizio possano aumentare in modo significativo come conseguenza dei processi di determinazione dei valori di rimborso. Pur ritenendo tale impostazione preferibile sul piano della concorrenza nella filiera della vendita, la preoccupazione è che i nuovi costi siano superiori ai benefici e per questo traspare la preferenza dell'Autorità verso l'introduzione di specifiche componenti tariffarie ad applicazione locale o d'ambito. In realtà, pur essendo comprensibile l'approccio dell'Aeegsi, sotto questo profilo esso non sembra del tutto soddisfacente.

Di fatto l'Autorità propone di trattare il delta Vir/Rab riconosciuto alla stregua di uno *stranded cost*, ossia un costo non recuperabile altrimenti che viene esplicitato in una voce tariffaria ad hoc (destinata a estinguersi progressivamente) e con l'obiettivo di allineare pienamente la valutazione degli *asset* ai fini regolatori (Rab) a quella contrattualizzata (Vir). Il senso dell'operazione – e la ragione per cui essa appare ragionevole – sta appunto nello sforzo di normalizzazione del sistema e di superamento dei principali elementi di incertezza e ambiguità. Grazie a questo meccanismo, a fine periodo i criteri tariffari e le condizioni di subentro in occasione delle nuove gare saranno non ambigui. Ma se questo è vero, allora l'operazione – per così dire – di “pulizia tariffaria” ha rilevanza nazionale, non locale. Il problema che qui viene affrontato e, sperabilmente, risolto non è di natura puntuale – cioè legata alla storia della singola gestione – ma ha portata nazionale. Esso, infatti, deriva da una

transizione non sufficientemente fluida verso un modello di concorrenza per il mercato. Se *stranded* deve essere – e questa è la via più razionale alla luce dei problemi e dei vincoli esistenti – allora ha senso che l'eventuale aggravio sia “spalmato” su tutti i consumatori italiani. In altre parole, questo meccanismo non è finalizzato a sanare le posizioni di singoli gestori, ma a esaurire un cambiamento di paradigma regolatorio.

Ciò non significa che il metodo proposto dall'Aeegsi non possa essere fatto oggetto di critiche e obiezioni. In concreto, però, i benefici ottenibili col nuovo metodo sembrano assai più sostanziali, specialmente per gli effetti di lungo termine, rispetto ai costi immediati che esso può determinare. I prossimi paragrafi prenderanno in considerazione le principali criticità.

3. L'effetto sulle bollette

L'effetto sulle bollette della misura proposta dall'Autorità per l'energia è funzione di due elementi: l'entità del delta Vir/Rab effettivamente riconosciuto in ciascun ambito, e il numero di gare dalle quali l'*incumbent* uscirà perdente. Tanto maggiore è il delta Vir/Rab aggregato, tanto più elevati saranno gli incrementi tariffari a carico dei consumatori per la durata dell'affidamento; tanto maggiore è il numero di casi in cui l'*incumbent* perde la gara, e tanto più elevato sarà il numero di ambiti nei quali la nuova componente tariffaria sarà introdotta.

Sul primo punto le informazioni sono carenti. È pertanto complicato, coi dati a nostra disposizione, fornire stime affidabili dell'entità del delta Vir/Rab aggregato a livello nazionale. L'Autorità per l'energia (Aeegsi 2014b), pur non producendo proprie valutazioni, sembra avvalorare stime terze secondo cui lo scostamento complessivo (secondo la proposta Aeegsi, riconoscibile in tariffa solo se tutte le concessioni cambiassero gestore, ipotesi assai irrealistica) “potrebbe raggiungere il 40%/50% della Rab (pari a circa 6/7 miliardi)” (si veda anche Miotto 2013).

Sul secondo punto, occorre guardare al tema sia da una prospettiva di principio, sia da una pragmatica. In astratto il meccanismo proposto dall'Autorità appare socialmente positivo nell'ipotesi in cui i guadagni di efficienza resi possibili dal subentro di un *newcomer* (o la rinuncia dell'*incumbent* a estrarre parte della rendita monopolistica pur di non perdere la gara) siano almeno uguali (in valore attuale netto) al delta Vir/Rab. In caso contrario, infatti, la riduzione della tariffa derivante dai minori costi di produzione sarebbe più che controbilanciata dall'introduzione della nuova componente tariffaria. Questo, tuttavia, è vero solo sotto una serie di ipotesi piuttosto restrittive. La prima è che gli effetti di questa scelta si manifestino unicamente sul primo periodo di affidamento e non anche sui successivi: al contrario, il pieno allineamento tra Vir e Rab e il superamento dell'attuale situazione di incertezza sui “reali” valori patrimoniali ha precisamente l'obiettivo di assegnare al settore un assetto stabile, coerente e certo. Secondariamente, la presumibile maggior partecipazione alle gare spingerà gli stessi *incumbent* a presentare offerte di sconto maggiori, col risultato che, anche negli ambiti in cui essi usciranno vincitori e nei quali dunque la nuova componente non sarà introdotta, i consumatori beneficieranno – fin dal primo periodo di affidamento – di tariffe più convenienti, godendo di una redistribuzione a loro favore di parte della rendita monopolistica. Questo renderà più probabile la vittoria degli *incumbent* e ridurrà l'impatto aggregato della nuova componente tariffaria. Terzo, nella maggior parte degli ambiti gli *incumbent* partono fortemente favoriti, anche (ma non solo) per il vantaggio finanziario derivante dal controllare già adesso una quota molto rilevante dei pdr. Per esempio, i due operatori maggiori (Italgas e F2i), peraltro entrambi a controllo pubblico, sono presenti rispettivamente in 54 e 49 ambiti (su un totale di 177), dove gestiscono rispettivamente il 79% e il 57% dei pdr. I 28 operatori maggiori hanno ciascuno una quota di mercato superiore al 50% in 151 ambiti, e 20 di essi gestiscono oltre il 70% dei pdr in 95 ambiti (Stagnaro 2011). Anche in questo caso si tratta perlopiù di operatori a controllo pubblico.

Se si suppone – puramente a titolo indicativo e prendendo per valida la stima complessiva del differenziale Vir/ Rab ripresa dall'Aeegsi – che i *newcomer* vincano tutte le gare negli ambiti dove nes-

suno dei 28 maggiori operatori ha una quota di mercato superiore alla metà (26) e nel 10% di quelli rimanenti (15), e si assume – eroicamente – che il delta Vir/Rab sia distribuito uniformemente tra gli ambiti, ne segue che l'extra-onere a carico dei consumatori degli ambiti interessati potrebbe essere dell'ordine di 1,4-1,6 miliardi di euro “spalmati” in ipotesi su un periodo di 12 anni, vale a dire 0,11-0,13 miliardi di euro all'anno. (In realtà la componente tariffaria avrebbe un periodo di applicazione pari alla vita tecnica residua degli impianti in questione). La domanda è se i guadagni di efficienza sulla restante parte della Rab (pari a circa 13 miliardi di euro, ossia il 77% di un totale di 17 miliardi circa) possano essere sufficienti a compensare questo onere aggiuntivo. Di fatto esso equivale a un punto percentuale all'anno di remunerazione del capitale. Se si considerano le stime precedentemente fornite dalla stessa Aeegsi (2008) sul grado di inefficienza e quindi di extracosti sia operativi sia di capitale che caratterizzano tipicamente – secondo l'Autorità – i distributori di piccole dimensioni, l'ipotesi che i guadagni potenzialmente resi disponibili dalla effettiva contendibilità delle gare appare ben plausibile. Infatti, qualora – a causa delle elevate barriere finanziarie in assenza di un meccanismo di recupero del valore del delta – nessuno “sfidante” partecipasse alle gare con proprie offerte, gli *incumbent* – anche nei casi in cui essi fossero tecnicamente più efficienti – avrebbero un incentivo implicito a biddare ben al di sopra dei loro costi reali, e vicino al costo storico degli altri gestori più piccoli precedentemente operativi nello stesso ambito, allo scopo di catturare interamente o parzialmente gli extraprofiti monopolistici. Si aggiunga che l'intera impalcatura normativa vigente, e in particolare la definizione di ambiti di dimensioni medio-grandi, poggia sull'ipotesi, fatta propria da Aeegsi (2008), dell'esistenza di forti economie di scala. Se questo corrisponde al vero, allora gli *incumbent* – che tipicamente hanno dimensioni maggiori – dovrebbero trovarsi in posizione di forte vantaggio. Nel qual caso l'impatto *ex post* della nuova componente tariffaria, specialmente se esteso a livello nazionale, sarebbe limitato.

In sostanza, è molto probabile che la conseguenza sull'aggregato di tutte le risultanze delle gare le conseguenze della proposta Aeegsi saranno favorevole al consumatore.

4. Come giustificare l'asimmetria di trattamento tra gestori storici e nuovi entranti?

Prima di discutere nel merito la scelta di trattare diversamente l'*incumbent* (se riconfermato) dal *newcomer*, occorre collocare tale decisione nell'ambito dei provvedimenti tesi a favorire la transizione da un contesto monopolistico a uno concorrenziale. Tali provvedimenti assumono non di rado l'aspetto di forme di regolazione asimmetrica.

Esiste una vasta letteratura sul tema. Se la regolazione simmetrica è quella regolazione che fornisce le medesime regole a tutti i competitori di un mercato (Schankerman 1996), la regolazione asimmetrica può essere definita come un insieme di regole che si applicano a uno o più operatori su un dato mercato, oppure come una regolazione che tratta diversamente competitori che si trovano in una posizione diversa nel mercato. In particolare, la discriminazione che spesso viene fatta è quella tra *incumbent* e potenziali entranti. Quando l'*incumbent* è in grado di limitare lo sviluppo della concorrenza è assolutamente appropriato che esso sia oggetto di una regolazione più restrittiva (Ocse 2005). L'obiettivo è mettere tutti i concorrenti sullo stesso piano, facendo venire meno attraverso opportune penalizzazioni delle condizioni di vantaggio oggettivo di cui il soggetto dominante, per varie ragioni, può godere. Il caso più comune – ed è senz'altro quello in questione – riguarda da un lato le asimmetrie informative (l'*incumbent* ha una conoscenza di dettaglio della rete che altri non possono avere), dall'altro le barriere più o meno artificiose all'ingresso (quale è il delta Vir/Rab dovuto, come detto, a una storia contabile non sempre lineare e non sempre documentabile in tutte le sue evoluzioni).

Lo strumento della regolazione asimmetrica ha trovato, specialmente negli ultimi anni, larga applicazione nel mercato delle telecomunicazioni. In Italia per esempio, il regolatore di settore (Agcom) ha applicato obblighi asimmetrici, coerenti con le direttive europee, al fine di consentire l'accesso dei nuovi operatori alla rete pubblica, in modo non discriminatorio (Orofino 2007; Perrucci e Cimato-

ribus 1997). Si tratta in sostanza, di uno strumento che funziona laddove esiste una fortissima sperequazione tra la forza di mercato degli operatori *incumbent*, proprietari della rete di trasmissione, e i nuovi operatori, costretti, per poter offrire i propri servizi, a contrattare con gli *incumbent* stessi l'accesso alla rete.

È grazie a queste politiche di regolazione asimmetrica che nella maggior parte dei paesi sviluppati il mercato della telefonia ha abbandonato il tradizionale assetto monopolistico, per passare a una situazione in cui all'impresa dominante si sono affiancati dei concorrenti. Abel e Clements (2001) sostengono che il sistema di regolazione asimmetrica, manifestandosi con l'applicazione esclusiva all'impresa dominante di alcune delle vecchie regole del monopolio naturale, favorisce l'entrata di nuovi operatori, come peraltro suggerito dalla teoria economica (Baranes e Vuong 2011). Peitz (2005) mostra che la regolazione asimmetrica sui prezzi di accesso al mercato, volta a garantire un *markup* di accesso al *newcomer* e basata sui costi storici per l'*incumbent*, è uno strumento efficace per aumentare il surplus del consumatore insieme ai profitti delle imprese operanti.

Un sistema di regolazione asimmetrica, se ben disegnato, può certamente favorire la concorrenza in un dato mercato e, in ultimo, il benessere del consumatore. Avvicinandoci al nostro tema, possiamo notare come già oggi non manchino esempi di regolazione asimmetrica nel settore dell'energia. Per quanto riguarda il mercato elettrico, molti hanno invocato "interventi di riforma sulla scorta della positiva esperienza relativa alla ridefinizione del nuovo quadro comunitario delle comunicazioni elettroniche" (Beccarello e Piron 2005), da cui non a caso siamo partiti per questo breve excursus. Per esempio non sono stati rari i casi in cui gli *incumbent* siano stati obbligati a liberare parte della loro capacità di generazione. Due su tutti: in Italia, ENEL; in Francia, Electricité de France.

Se passiamo al gas, notiamo che la struttura concentrata tipica di questo settore in Europa, nei processi di liberalizzazione ha fatto spesso propendere il legislatore verso riforme caratterizzate da regolazioni asimmetriche volte a bilanciare le quote di mercato degli agenti (Chaton et al. 2012). In rapporto alla filiera del trasporto per esempio, sono in vigore forme di regolazione asimmetrica, seppur non contemplate dalle direttive europee: si tratta dei cosiddetti "*gas release programmes*". Pur non avendo rilevanti effetti sul surplus del consumatore (Abel e Clements 2001) questi strumenti possono essere utili a mantenere condizioni concorrenziali, comunque utili nel lungo termine, anche se è opportuno che non perdano la caratteristica di misure eccezionali. Non sempre nel nostro paese è stato così e, anzi, le *gas release* non di rado sono state interpretate alla stregua di un sostituto della concorrenza, piuttosto che un viatico a suo favore. Questo, comunque, ha a che fare col ricorso patologico alla regolazione asimmetrica, laddove essa può invece essere utile a superare ostacoli contingenti.

In particolare sono due le possibili ragioni alla base dell'implementazione di questi programmi: la prima è quella di compensare gli effetti negativi che si possono verificare quando alcuni soggetti si trovano a esercitare in modo eccessivo il proprio potere di mercato. È questo il caso della Germania, che ha approvato un programma di questo tipo a seguito della fusione E.on-Ruhrgas. La seconda ragione possibile è quella di facilitare i potenziali concorrenti nell'accesso al gas naturale. Infatti, incentivando la possibilità di entrata nel mercato, garantendo condizioni più favorevoli (per esempio senza alcuni obblighi a cui invece è sottoposto l'*incumbent*), nuove forze concorrenziali potrebbero attivarsi. È proprio in ottica di liberare nuove forze concorrenziali che l'Autorità ha avanzato questa proposta. Sottolineiamo il fatto che l'Aeegsi ha facoltà di emanare misure temporanee di regolazione asimmetrica a partire dal D.Lgs. 1 Giugno 2011 n. 9311. In questo senso dunque, problemi di natura giuridica sono scongiurati. Si aggiunga che il Consiglio di Stato ha suggellato "il potere-dovere dell'Autorità di disporre tutte le misure volte a favorire l'affermarsi di un mercato caratterizzato da un'effettiva concorrenza, anche nell'interesse dell'utenza, non solo con azioni repressive *ex post*, ma anche imponendo comportamenti che *ex ante* possono rimuovere o prevenire effetti distorsivi".

Il ricorso a forme di regolazione asimmetrica è, insomma, pratica diffusa in pratica e supportata da forti ragioni teoriche, sotto specifiche condizioni legate alla velocizzazione della transizione verso

la piena concorrenza nel o per il mercato. Alla luce di questi elementi, la proposta Aeegsi di penalizzare (peraltro solo per il primo periodo di gestione e senza alcuna variazione reddituale rispetto alla situazione pregressa) l'*incumbent* che mantenga la sua posizione nella distribuzione locale gas appare pienamente sostenibile (in tale situazione infatti non c'è uscita di capitale aggiuntivo per indennizzare se stessi).

Nella generalità dei casi l'attuale Rab è stata accettata come stima del valore degli impianti ai fini della remunerazione degli investimenti, e la conseguente redditività è stata ritenuta sufficiente a coprire gli ulteriori investimenti necessari. Non si capisce, quindi, perché, a valle di una gara che non cambi nulla né nella tipologia degli *asset* gestiti né nelle caratteristiche del gestore, improvvisamente debba essere introdotta una voce tariffaria a compensare un deprezzamento che, nei fatti, non c'è stato. Il valore dell'affidamento, infatti, non è quello della Vir, ma corrisponde al valore attuale netto dei flussi di cassa futuri, cioè, appunto, alla Rab. Nel caso in cui l'*incumbent* esca sconfitto dalla gara, invece, il "risarcimento" corrispondente al delta Vir/Rab non è da intendersi quale riconoscimento di un valore "nascosto" (che infatti non generava e non avrebbe generato, in assenza di procedura di affidamento, alcun flusso di cassa) quanto piuttosto premio alla "pace sociale", ossia uno strumento di prevenzione del contenzioso. Come si è detto, il riconoscimento del delta Vir/Rab è a tutti gli effetti equivalente alla definizione di uno *stranded cost*, una tantum, finalizzato a normalizzare il settore allineando i valori regolatori a quelli contrattuali.

5. Conclusioni

In conclusione, la proposta dell'Autorità per l'energia di introdurre – qualora la gestione di una rete di distribuzione locale gas fosse affidata a un *newcomer* in esito a una procedura competitiva – una nuova componente tariffaria a copertura del relativo delta Vir/Rab appare coerente con gli obiettivi che l'Aeegsi è tenuta a perseguire. Tali obiettivi sono la promozione della concorrenza, il contenimento dei costi e la creazione di un ambiente normativo certo e stabile. La distribuzione locale gas, pur essendo stata aperta formalmente alla concorrenza per il mercato sin dal decreto Letta (2000), di fatto arriva oggi, per la prima volta, a misurarsi col mercato. Questo richiede non solo l'indizione di gare disegnate in modo pro-concorrenziale, trasparenti e aperte, ma anche l'eliminazione, per quanto possibile, delle esistenti barriere all'ingresso.

Una rilevante barriera di natura finanziaria consiste proprio nel difficile trattamento del delta Vir/Rab: un differenziale che non ha ragioni "sostanziali" ma deriva da aspetti puramente formali, legati alla diversa valorizzazione (contrattuale e regolatoria) degli *asset*. Sottovalutare la portata di questa discrasia può mettere a repentaglio l'efficacia delle gare stesse, introducendo un forte disincentivo alla partecipazione e rendendole di fatto una formalità a valle della quale non può che essere l'*incumbent* a subentrare a se stesso. Di fatto, dunque, dalla corretta trattazione di questo problema può derivare l'effettiva contendibilità degli ambiti posti a gara.

La proposta dell'Aeegsi è condivisibile sotto tre profili. In primo luogo essa rappresenta un passo verso la definizione di un quadro normativo certo, nel quale il valore degli *asset* sia non ambiguo: a valle delle gare e delle prime concessioni, che esse siano vinte dall'*incumbent* o da un *newcomer*, le reti saranno valorizzate in modo univoco, e congruente alla nuova Rab determinata secondo le metodologie adottate dall'Autorità e a quel momento presumibilmente non contestate dalla larga maggioranza degli operatori. Secondariamente, essa consente di alleggerire le barriere finanziarie all'ingresso, riducendo gli oneri finanziari richiesti ai nuovi entranti in caso di vittoria. È probabile che la concorrenza potenziale così creata induca gli stessi soggetti dominanti a rinunciare almeno a parte della rendita monopolistica, anche negli ambiti nei quali usciranno vincitori, producendo così un beneficio sociale di ampia portata e soprattutto con effetti di lungo termine. La promozione della concorrenza è spesso avvenuta attraverso l'adozione di forme di regolazione asimmetrica, quale è quella in esame, che lascia i gestori storici in una condizione esattamente identica allo status quo ante nel caso in cui subentrino a se stessi, e prevenendo l'insorgere di contenzioso nell'ipotesi con-

traria. Infine, e in parte come conseguenza della maggiore certezza e della maggiore concorrenza, ci si pu  attendere un effetto positivo sul costo aggregato, a livello nazionale della gestione delle reti locali gas. Sebbene l'introduzione di quello che   a tutti i riguardi uno *stranded cost* possa determinare aumenti rispetto al controfattuale a parit  di altri elementi, non bisogna dimenticare che l'entit  del delta Vir/Rab   tale da richiedere ineludibilmente un intervento nel senso della normalizzazione. Inoltre, il senso dell'intera operazione   proprio cambiare gli "altri elementi": il corretto trattamento del delta Vir/Rab   il crocevia sul quale si gioca l'efficacia delle gare come strumento per rendere davvero contendibili le gestioni e indurre reale concorrenza. Che questo intervento arrivi contestualmente alle gare   forse una soluzione sub-ottimale rispetto alla sua soluzione preventiva, ma certamente   preferibile all'opzione di rimandarne la trattazione a un momento successivo.

In sostanza, la proposta dell'Autorit  per l'energia di soluzione della questione Vir/Rab sembra un ragionevole strumento per garantire l'effettiva contendibilit  degli ambiti messi a gara, e con essa l'utilit  delle gare stesse.

Bibliografia

- ABEL, J. e CLEMENTS, M. (2001), "Entry under Asymmetric Regulation", *Review of Industrial Organization*, 19, pp. 227-242.
- AEEGSI (2008), Documento per la consultazione, DCO 15/08, "Ipotesi per la formulazione di proposte in materia di individuazione di bacini ottimali di utenza".
- AEEGSI (2013a), Delibera 12 dicembre 2013, 573/2013/R/gas, "Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019".
- AEEGSI (2013b), Documento per la consultazione, 359/2013/R/gas, "Orientamenti finali per la determinazione del costo riconosciuto e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quarto periodo di regolazione".
- AEEGSI (2014a), Documento per la consultazione, 53/2014/R/gas, "Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per le gestioni d'ambito nel quarto periodo regolatorio".
- AEEGSI (2014b), Memoria 9 gennaio 2014, 1/2014/I/com, "Disegno di legge 'Conversione Conversione in legge del decreto-legge 23 dicembre 2013, n. 145, recante Interventi urgenti di avvio del Piano 'Destinazione Italia', per il contenimento delle tariffe elettriche e del gas, per la riduzione dei premi rc-auto, per l'internazionalizzazione, lo sviluppo e la digitalizzazione delle imprese, nonché misure per la realizzazione di opere pubbliche ed Expo 2015'".
- BARANES, E. e VUONG, H. C. (2011), "Ex-Ante Asymmetric Regulation and Retail Market Competition: Evidence from Europe's Mobile Industry", *Technology and Investment*, 2, pp. 301-310.
- BECCARELLO, M. e PIRON, F. (2005), "La tutela della concorrenza nel mercato elettrico: analisi giuridico – economica e proposte di completamento del quadro comunitario", Università Bicocca di Milano, working paper 01/2005.
- BECCARELLO, M. e PIRON, F. (2008), *La regolazione del mercato del gas naturale*, Soveria Mannelli (CZ), Rubbettino e Facco.
- BIANCARDI, A. (a cura di) (2010), *L'eccezione e la regola*, Bologna, Il Mulino.
- CHATON, C., GASMI, F., GUILLERMINET, M. L. e OVIEDO J. D. (2012), "Gas release and transport capacity investment as instruments to foster competition in gas markets", *Energy Economics*, 34(5), pp 1251-1258.
- CLASTRES, C. e DAVID, L. (2009), "The Impact of Asymmetric Regulation on Surplus and Welfare: the Case of Gas release Programmes", *OPEC Energy Review*.
- Consiglio di Stato, Sez VI, 24 Settembre 2007, n. 4895.
- DEMSETZ, H. (1968), "Why Regulate Utilities?", *Journal of Law and Economics*, vol.11, no.1, pp.55-65.
- MIOTTO, S. (2013), "Le prossime gare per la concessione delle reti di distribuzione del gas: quali effetti sulle tariffe?", AgiEnergia.it, 2 ottobre 2013.
- OCSE. (2005), *The impact of substitute services on regulation*, Parigi: OCSE.
- OROFINO, M. (2007), "Governance e comunicazioni elettroniche : il procedimento per la regolazione Asimmetrica nel Settore delle Comunicazioni Elettroniche : Novità e Criticità", Archivio Istituzionale di Ricerca.
- PEITZ, M. (2005), "Asymmetric access price regulation in telecommunications markets", *European Economic Review*, 49(2), pp. 341-358.
- PERRUCCI, A. e CIMATORIBUS, M. (1997), "Competition, Convergence and Asymmetry in Telecommunications Regulation". *Telecommunications Policy*. 21-6, pp 493-512.
- SCHANKERMAN, M. (1996), "Symmetric Regulation for Competitive Telecommunications", *Information Economics and Policy*, 8, pp. 3-23.
- SHLEIFER, A. (1985), "A Theory of Yardstick Competition", *Rand Journal of Economics*, vol.16, no.3, pp.319-327.
- STAGNARO, C. (2011), "La razionalizzazione anticompertitiva", IBL Briefing Paper, no.105, 3 novembre 2011.
- STAGNARO, C. e TESTA, F. (2011), "Ambiti di distribuzione del gas e costruzione di un mercato concorrenziale: alcune riflessioni critiche", *Management delle Utilities*, vol.9, no.4, pp.30-35.

IBL Policy Paper

CHI SIAMO

L'Istituto Bruno Leoni (IBL), intitolato al grande giurista e filosofo torinese, nasce con l'ambizione di stimolare il dibattito pubblico, in Italia, promuovendo in modo puntuale e rigoroso un punto di vista autenticamente liberale. L'IBL intende studiare, promuovere e diffondere gli ideali del mercato, della proprietà privata, e della libertà di scambio. Attraverso la pubblicazione di libri (sia di taglio accademico, sia divulgativi), l'organizzazione di convegni, la diffusione di articoli sulla stampa nazionale e internazionale, l'elaborazione di brevi studi e briefing papers, l'IBL mira ad orientare il processo decisionale, ad informare al meglio la pubblica opinione, a crescere una nuova generazione di intellettuali e studiosi sensibili alle ragioni della libertà.

COSA VOGLIAMO

La nostra filosofia è conosciuta sotto molte etichette: "liberale", "liberista", "individualista", "libertaria". I nomi non contano. Ciò che importa è che a orientare la nostra azione è la fedeltà a quello che Lord Acton ha definito "il fine politico supremo": la libertà individuale. In un'epoca nella quale i nemici della libertà sembrano acquistare nuovo vigore, l'IBL vuole promuovere le ragioni della libertà attraverso studi e ricerche puntuali e rigorosi, ma al contempo scevri da ogni tecnicismo.