

Per ogni fine c'è un nuovo inizio

Il futuro della distribuzione elettrica dopo il 2030

Carlo Amenta, Filippo Passerini e Carlo Stagnaro

EXECUTIVE SUMMARY

- La transizione energetica determina una sempre maggiore importanza delle reti di distribuzione elettriche e gas. La proliferazione della generazione distribuita nel settore elettrico e l'allaccio di impianti per il biometano o l'idrogeno verde nel settore gas, oltre alla partecipazione attiva dei consumatori ai mercati, attribuiscono ai distributori nuove e più importanti competenze.
- Le trasformazioni in atto fanno anche emergere una complementarità tra le reti di distribuzione dell'energia elettrica e del gas: questi due vettori energetici sono sempre più fungibili, in *primis* per effetto dell'evoluzione tecnologica nelle modalità per il consumo, e in prospettiva per l'esigenza di gestire una quota rilevante di impianti non programmabili per la generazione elettrica, che in alcuni momenti producono molta più energia di quanta ne venga domandata. Parte di questa energia può essere convertita in combustibili gassosi (quali l'idrogeno o il metano sintetico), utilizzando in tal modo le reti gas alla stregua di un enorme sistema di accumulo.
- Il coordinamento tra queste infrastrutture può dunque essere utile a dimensionare correttamente gli investimenti sull'uno o sull'altro versante (in quanto un maggiore sviluppo di un'infrastruttura o di un vettore – a parità di domanda complessiva – comporta inevitabilmente un minore sviluppo dell'altro) e pertanto a contenere l'onere complessivo per il sistema. Infatti, nel percorso di transizione energetica si renderà necessario un volume di investimenti molto rilevante per le infrastrutture energetiche, in relazione alle quali, in logica di sostenibilità complessiva, maggiore flessibilità/resilienza e ottimizzazione delle risorse economiche disponibili, sarà necessario adottare una visione coordinata e integrata, pianificando il volume complessivo degli investimenti secondo le opzioni più efficienti.
- Diversamente dalla distribuzione gas, la distribuzione elettrica in Italia è fortemente concentrata nelle mani del principale operatore, che serve oltre l'80 per cento dei clienti. Il decreto Bersani del 1999 stabilisce che la concessione, di durata trentennale, scadrà nel 2030 e dovrà essere riassegnata sulla base di procedure competitive da avviare entro il 2025. Tali procedure, inoltre, dovranno prevedere una riorganizzazione della rete in modo che nessun operatore controlli ambiti di dimensioni superiori a più di un quarto dell'infrastruttura complessiva, soglia che in futuro potrebbe anche diventare un riferimento di mercato, per favorire una certa pluralità/confrontabilità tra operatori.
- L'evidenza internazionale conferma che, al di sopra di una certa dimensione, le

Carlo Amenta è direttore dell'Osservatorio sull'economia digitale dell'Istituto Bruno Leoni.

Carlo Stagnaro è Direttore Ricerche e Studi dell'Istituto Bruno Leoni.

Filippo Passerini è assegnista di ricerca presso il dipartimento di economia dell'Università di Bologna e ricercatore presso il Laboratorio R. Revelli.

Si ringrazia 2i Rete Gas per il supporto a questo studio.

economie di scala sono limitate. Inoltre, sebbene la riorganizzazione della rete possa comportare dei costi *una tantum*, questi dovranno essere comunque sostenuti a causa del vincolo posto dal decreto Bersani.

- Per quanto riguarda le modalità di separazione verticale tra l'infrastruttura e le attività a monte o a valle della filiera l'evidenza è limitata e non conclusiva; tuttavia, i costi connessi alla separazione proprietaria sono in gran parte connessi alla riorganizzazione delle società di gestione, che in Italia dovranno in gran parte essere comunque sostenuti per effetto dei vincoli del Decreto Bersani; inoltre, i benefici attesi sono destinati a crescere con le più ampie funzioni attribuite ai distributori per effetto del proliferare di piccoli impianti allacciati alle reti di distribuzione e del maggiore dinamismo della domanda.
- La complementarità tra i due mercati elettrico e gas e la convergenza del regime regolatorio, che tra l'altro l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente sta orientando verso un modello cosiddetto *output-based* chiamato ROSS ("Regolazione per obiettivi di spesa e di servizio"), suggerisce di valutare forme di maggiore coordinamento nella pianificazione e potenzialmente nella gestione delle reti.
- Questo studio dell'Istituto Bruno Leoni, che fa seguito a uno precedente dedicato alle reti gas, fa tesoro delle evidenze consolidate a livello internazionale e delle nuove sfide per il futuro per avanzare una proposta relativa alle modalità di organizzazione delle procedure per l'affidamento della gestione delle reti elettriche.
- Per quanto riguarda l'organizzazione territoriale delle reti post-2030, si fanno quattro ipotesi:
 - i) l'individuazione di quattro ambiti di dimensione media pari a circa 9 milioni di clienti (Nord-ovest, Nord-est, Centro e Mezzogiorno), in linea col numero minimo ammesso dal Decreto Bersani;
 - ii) l'individuazione di nove ambiti macro-regionali di dimensione media pari a circa 4 milioni di clienti;
 - iii) l'individuazione di quindici ambiti regionali di dimensione media pari a circa 2,5 milioni di clienti;
 - iv) l'individuazione di ventisette ambiti sub-regionali di dimensione media pari a circa 1,4 milioni di clienti.
- Per scegliere tra queste opzioni occorre tenere conto dei pro e dei contro di ciascuna:
 - un numero inferiore di ambiti presuppone meno costi legati alla riorganizzazione delle attuali concessioni, ma implica anche gare meno partecipate a causa della maggiore dimensione media delle concessioni, e rende più difficili forme di coordinamento esplicito con la gestione delle infrastrutture gas, molto più frammentate;
 - viceversa, un numero maggiore di concessioni – che tra l'altro potrebbe essere compatibile col mantenimento del perimetro di almeno alcune delle concessioni affidate alle ex municipalizzate – può comportare costi *una tantum* leggermente maggiori, ma offre maggiori prospettive di partecipazione alle gare e maggiori opportunità di coordinamento con la gestione delle infrastrutture gas.
- Tenendo conto di questi fatti e delle evidenze riguardo le modeste economie di scala oltre una soglia di poche centinaia di migliaia di clienti, appare preferibile esplorare la possibilità di un numero maggiore di ambiti.
- Lo studio indaga poi le modalità di svolgimento delle gare e i criteri di individuazione dei vincitori; sotto questo profilo appare ragionevole individuare criteri di assegnazione simili a quelli già in vigore per il gas, pur tenendo conto delle lezioni apprese nel passato e delle

proposte esistenti di aggiornamento dei criteri stessi.

- In particolare, si propone una struttura tripartita:
 - una componente economica dell'offerta, di cui l'elemento principale consiste in uno sconto tariffario rispetto alle tariffe previste dall'Autorità e da retrocedere a vantaggio dei consumatori; alla componente economica dell'offerta possono contribuire anche sconti sui corrispettivi di prestazioni di servizi ed eventualmente un canone concessorio, oltre all'impegno a effettuare investimenti nell'efficienza energetica;
 - una componente legata alla sicurezza/continuità e alla qualità del servizio e basata sull'impegno a migliorare una serie di parametri (quali frequenza e durata delle interruzioni) al di là di quanto strettamente richiesto dalla regolazione;
 - una componente legata al piano di sviluppo degli impianti e all'innovazione tecnologica.
- A queste componenti si potrebbero aggiungere altre due premialità (nel caso da prevedere anche per le gare gas), relative:
 - al grado di integrazione verticale (al fine di riconoscere un punteggio aggiuntivo ai partecipanti alle gare che siano verticalmente separati dal punto di vista proprietario in modo da contenere i conflitti di interessi intra-gruppo);
 - al grado di integrazione orizzontale (al fine di riconoscere un punteggio aggiuntivo ai partecipanti alle gare che abbinino, sullo stesso territorio, la gestione di infrastrutture nell'altro mercato – cioè gas o elettrico – in modo da valorizzare le potenzialità per il coordinamento nello sviluppo delle due infrastrutture).
- Le future gare per la gestione delle reti per la distribuzione elettrica possono inoltre trarre vantaggio dall'esperienza maturata con le gare gas, in quanto queste consentono di individuare fin da subito alcuni possibili ostacoli e prevedere adeguate procedure.
- Data la forte interdipendenza tra i due settori e la scelta correttamente compiuta dalla regolazione di allinearne, a tendere, le modalità operative e la determinazione delle tariffe, appare logico approfittare dello sfasamento tra l'avvio delle gare gas e quello delle gare elettriche. Dall'esperienza maturata con le gare gas si possono ricavare le indicazioni necessarie a gettare le basi per procedure trasparenti, efficaci e rapide, che possano tutelare l'interesse pubblico e favorire un giusto coordinamento, con l'obiettivo di una quanto maggiore possibile efficienza allocativa degli investimenti in infrastrutture di distribuzione dell'energia, che preveda il più opportuno utilizzo delle infrastrutture esistenti e il loro impiego sinergico rispetto a quelle di nuova realizzazione.

INTRODUZIONE

Le reti per la distribuzione dell'energia elettrica stanno acquisendo un'importanza sempre crescente all'interno dei mercati elettrici. Una serie di cambiamenti, sia istituzionali, sia tecnologici, sia politici determinano infatti una centralità di queste infrastrutture precedentemente inedita: la digitalizzazione, l'*empowerment* del consumatore, la partecipazione della domanda ai mercati, la sempre maggiore capacità produttiva distribuita allacciata in media o bassa tensione (Sioshansi, 2023). Questi cambiamenti, ulteriormente accelerati per effetto delle politiche europee di decarbonizzazione, sollevano la questione di quale sia il più idoneo assetto istituzionale delle reti di distribuzione, con riferimento ad almeno tre aspetti: la dimensione e le caratteristiche dei soggetti gestori; il grado di separazione rispetto agli operatori attivi nei mercati a monte e a valle; e le modalità di determinazione della tariffa per l'utilizzo delle reti, considerando obiettivi di spesa e di servizio.

All'inizio del 2023, l'Istituto Bruno Leoni ha pubblicato uno studio sul futuro delle reti per la distribuzione del gas naturale (Amenta et al., 2023). Quel lavoro si concentrava in particolare sull'*impasse* delle gare per l'affidamento del servizio, teoricamente previste fin dal Decreto Letta del 2000 ma concretamente oggetto di gravi ritardi, nonostante i numerosi interventi legislativi in principio finalizzati a favorire l'esperimento delle procedure per l'individuazione dei nuovi gestori. Tra le altre considerazioni svolte in quella sede, si rilevava come la convergenza tra i due mercati elettrico e gas sia ormai destinata a entrare nella natura delle cose. Essa è già esplicitamente riconosciuta al livello di reti di trasmissione, tant'è che – per esempio – i due TSO condividono da tempo gli scenari alla base dei rispettivi piani di sviluppo e si coordinano per la loro elaborazione (Snam e Terna, 2022). Tale convergenza non è solo operativa e di scenario: risponde a una sempre più accentuata convergenza tecnologica e una crescente fungibilità dei vettori elettrico e gas negli usi finali, oltre a un primario obiettivo di ottimizzazione degli investimenti nelle infrastrutture energetiche. Tali fenomeni appaiono non ancora adeguatamente valutati e valorizzati dalla normativa e dalla regolazione. Eppure, è evidente che le reti gas si candidano ad assorbire gas rinnovabili quali, oltre al biometano già con immissioni in rete avviate, l'idrogeno verde o altri gas di sintesi prodotti utilizzando energia elettrica rinnovabile. Ma le opportunità di accoppiamento dei due settori vanno molto oltre, dato che riguardano anche le possibili efficienze nel volume complessivo di investimenti per la transizione energetica.

Lo stesso problema che, nel precedente lavoro, era stato affrontato prendendo la prospettiva delle reti gas viene ora guardato dalla prospettiva delle reti elettriche. Questo nuovo studio intende pertanto affrontare il coordinamento tra le infrastrutture per la distribuzione locale di energia elettrica e gas attraverso alcune riflessioni e approfondimenti che prendono le mosse dalle esperienze di altri paesi europei. Oltre all'Italia, essi sono il Belgio, la Francia, la Germania, i Paesi Bassi, la Spagna e il Regno Unito. Ciascuno offre elementi di riflessione, relativi tanto all'assetto regolatorio quanto alla struttura del mercato. Consentono infatti di osservare operatori delle reti di distribuzione (DSO) molto diversi tra di loro, per modalità di determinazione delle tariffe, incentivi regolatori e dimensione, ma anche sotto due profili assai rilevanti nell'attuale contesto: le modalità di disciplina della separazione verticale e il coordinamento con le gestioni delle reti gas.

La questione è resa di grande attualità in Italia, oltre che per le dinamiche citate

che sono comuni a tutti i mercati europei, anche per la circostanza che vede nel 2030 la scadenza delle concessioni di distribuzione elettrica attualmente in essere, ed entro il 2025 la data entro la quale il Governo dovrà definire le modalità per la loro riassegnazione, oltre tutto prevedendone una ridefinizione del perimetro territoriale. Come nel caso del gas, la legge richiede che tale processo avvenga secondo modalità competitive.

Questo studio è strutturato come segue. Nella prima parte, immediatamente successiva all'introduzione, verrà sommariamente descritta la situazione di partenza, con riferimento sia allo stato dell'arte della regolazione, sia alle previsioni normative che disegnano il percorso da cui muove l'intero ragionamento. La seconda parte indagherà sulle evidenze disponibili in letteratura e svolgerà un'analisi empirica sui principali gestori attivi nei paesi sopra citati. L'analisi si concentrerà sui soli operatori con un numero di punti di prelievo (pod) collegati superiori a 100.000, in quanto, ai sensi delle norme europee, i gestori di minori dimensioni non sono tenuti alla separazione societaria. Abbiamo pertanto esaminato 4.574 società (molte delle quali afferenti ai medesimi gruppi societari) in sette paesi. La terza parte, prendendo le mosse dai risultati di tale analisi, inizia a proporre alcune modalità operative per la definizione delle gare. In particolare, ci si concentra sui seguenti aspetti: i) l'individuazione di ambiti territoriali ottimali per l'eventuale frazionamento delle reti di distribuzione dell'energia elettrica; ii) i criteri per la selezione dei nuovi gestori; iii) le modalità per garantire il coordinamento, o in prospettiva anche la gestione congiunta, delle infrastrutture elettriche e gas.

PARTE I: LA TRASFORMAZIONE DEL DSO ELETTRICO DA SOGGETTO PASSIVO A PROTAGONISTA ATTIVO DELLA TRANSIZIONE

Tradizionalmente i distributori elettrici sono considerati soggetti passivi del sistema elettrico, chiamati a svolgere una funzione di raccordo tra la trasmissione – al cui livello si gioca il complesso compito di mantenere l'equilibrio dei flussi fisici di energia in tempo reale – e i consumatori finali (Sioshansi, 2023). Negli ultimi anni sono però intervenuti numerosi cambiamenti tecnologici, politici e istituzionali i quali hanno messo in discussione questa rappresentazione: già oggi i DSO devono gestire le immissioni di un crescente volume di energia da parte dei *prosumer*, con conseguenti esigenze di bilanciamento della rete a livello locale. Sebbene l'attività di distribuzione dell'energia elettrica rimanga un monopolio naturale, e come tale inevitabilmente soggetta all'intervento regolatorio e a forme di concorrenza per il mercato¹, sono mutate almeno tre circostanze che, da un lato, ne cambiano il ruolo e, dall'altro, rendono nuovamente attuale la questione della terzietà delle reti e del coordinamento con altre infrastrutture.

Il primo elemento di cambiamento è, ovviamente, dato dalla diffusione della generazione distribuita, in particolare fotovoltaica. La presenza di un numero sempre più elevato di piccoli impianti, perlopiù allacciati in bassa tensione, ha un forte impatto sulla gestione delle reti locali. Intanto, al crescere degli asset di generazione connessi alle reti di distribuzione aumenta la complessità operativa della gestione di queste ultime, anche perché sposta proprio al livello della distribuzione alcuni inevitabili compiti di bilanciamento. Nel 2023 si stima che saranno almeno 400 mila gli impianti di produzione allacciati alla bassa tensione: nel 2030 potrebbero superare i due milioni, con una quota pari a oltre il 40 per cento dei consumi finali (Zorzoli, 2023). Tale fenomeno è naturalmente spinto, ma non interamente spiegato, dalla elettrificazione degli usi finali, che comporta – a tendere – un aumento dei volumi di energia trasportati dalle reti e, già adesso, un aumento significativo dei carichi domandati nelle ore di picco, specie in alcuni periodi dell'anno. Anche al netto dell'elettrificazione, la crescita della generazione distribuita è sostenuta da incentivi espliciti e impliciti, quali le varie forme di finanziamento (per esempio l'inclusione dei pannelli fotovoltaici nei bonus edilizi), l'esenzione dalle componenti fiscali e parafiscali della bolletta elettrica per l'energia autoconsumata e la possibilità di vendere l'energia in eccesso alla rete (talvolta a condizioni molto vantaggiose, per esempio nel caso dello scambio sul posto).

Un secondo elemento di cambiamento è dato dalla digitalizzazione dei sistemi elettrici, che consente di "attivare" la domanda. L'utilizzo degli asset "al di là del contatore" (*beyond-the-meter*) ai fini di offrire servizi di flessibilità al sistema chiama direttamente in causa i DSO, in quanto passa dalle loro sale controllo la possibilità di sfruttare questo potenziale o addirittura di utilizzarlo direttamente, se e quando richiesto dalla stabilità del sistema (Sioshansi, 2021). In particolare, in alcuni paesi europei gli operatori delle reti di distribuzione sono già attivi nell'approvvigionamento di servizi di flessibilità, sia a livello globale (cioè con l'obiettivo di non

rendere necessario l'intervento del TSO) sia a livello locale (per esempio al fine di risolvere le congestioni) (Benedettini e Stagnaro, 2020a).

La digitalizzazione comporta anche la produzione di una quantità enorme di dati, al livello del singolo contatore o addirittura oltre, a livello di impianti interni; dati che possono assumere un valore notevolissimo per migliorare l'efficienza con cui vengono utilizzati gli input produttivi, siano essi di natura fossile o rinnovabile (e, per altro verso, siano essi caratterizzati da costi marginali positivi oppure nulli) (Woodhouse e Brown, 2022). Concettualmente i dati vengono generati al livello del misuratore, ma il servizio di misura in Italia (e in tutti gli altri Stati membri dell'Unione europea) è ricompreso nella concessione per la distribuzione, una scelta che appare del tutto ragionevole alla luce della struttura dei costi sottostante (Benedettini e Stagnaro, 2020b).

Infine, e per conseguenza, l'incremento repentino e significativo della domanda di energia elettrica, e la produzione di una crescente quota di essa da parte di fonti rinnovabili non programmabili, determina un enorme incremento del fabbisogno di flessibilità. La flessibilità ha due aspetti: da un lato l'esigenza di assorbire i picchi di produzione da parte degli impianti intermittenti nei momenti in cui la domanda è relativamente bassa; dall'altro quella simmetrica di soddisfare i picchi di domanda quando la produzione da parte degli impianti intermittenti è ridotta. Sarebbe pertanto un errore leggere questo fabbisogno come puramente endogeno al settore elettrico. Questo eccesso di produzione può infatti essere utilizzato per produrre altri vettori energetici – come l'idrogeno verde o gli e-fuels – i quali tuttavia richiedono a loro volta infrastrutture e mercati. Per l'altro verso, le infrastrutture gas esistenti – ed eventualmente anche il gas naturale in presenza di tecniche per la cattura e lo stoccaggio della CO₂ – costituiscono un naturale serbatoio di flessibilità e back-up, oltre che di capacità per soddisfare i picchi di richiesta, come quelli relativi alle punte invernali per il riscaldamento. Basti pensare che, a livello europeo, la capacità di erogazione di gas dagli stoccaggi è pari a più di quattro volte la capacità combinata di pompaggi idroelettrici, idroelettrico ad acqua fluente e bacini idroelettrici dell'Unione europea, Regno Unito, Norvegia e Svizzera messi assieme (Chyong et al., 2021). Questo "tesoretto" è prontamente disponibile e non richiede, di per sé, investimenti aggiuntivi (o ne richiede di limitati e non particolarmente complessi dal punto di vista tecnico). La complessità (tecnica ed economica) sta nel rendere fruibile tale capacità di stoccaggio, convertendo l'elettricità in eccesso in vettori gassosi: e sono i costi (economici) e la versatilità (tecnica) di queste operazioni che vanno confrontati con costi e versatilità di altri sistemi di accumulo (per esempio gli accumuli elettrolitici o i bacini idroelettrici a pompaggio) o con ulteriori sviluppi dell'infrastruttura di rete. Tra queste scelte c'è un evidente *trade-off* che non può essere né individuato, né tanto meno risolto guardando alle diverse infrastrutture indipendentemente le une dalle altre.

I DSO europei si trovano dunque ad affrontare una duplice sfida: in primo luogo, devono gestire (e rinnovare) reti in parte vetuste. Si stima che un terzo delle reti abbia oltre quarant'anni di età, percentuale destinata a superare il 50 per cento nel 2030. Secondariamente, le nuove funzioni e ruoli dei DSO implicano ulteriori investimenti legati all'integrazione della generazione distribuita, la valorizzazione degli asset a valle del contatore e lo svolgimento delle funzioni di bilanciamento della rete, che, come abbiamo visto, sono sempre più prossime al livello della di-

stribuzione. Questo implica una crescita del fabbisogno di investimenti, da qui al 2030, nell'ordine del 50-70 per cento rispetto al quinquennio 2016-2020, da 20-25 miliardi di euro l'anno tra Ue e UK a circa 34-39 miliardi, corrispondente a un raddoppio degli investimenti cumulati nel decennio trascorso (da circa 191 miliardi nel 2011-2020 a circa 385 miliardi nel 2021-2030) (Deloitte, E-DSO e Eurelectric, 2021). Questo fabbisogno è stimato guardando ai sistemi elettrici come realtà *stand alone*: esso potrebbe apparire sovradimensionato nel caso in cui, invece, si prendessero i sistemi energetici (elettrico e gas) in modo coordinato.

Da questi cambiamenti deriva una duplice esigenza di integrazione: tra TSO e DSO e tra infrastrutture impiegate nei diversi settori (a cui, potenzialmente, si possono aggiungere le infrastrutture per il teleriscaldamento, dove disponibili). Mentre sul primo ambito di integrazione e coordinamento il dibattito si è avviato da tempo, sia a livello accademico sia di *policy*, sul secondo si è indagato meno e anche la sperimentazione istituzionale perseguita da governi e regolatori è stata più timida. Tuttavia, appare sempre più evidente come questa strada vada approfondita, non solo per una ragione di potenziale ottimizzazione dei costi e investimenti, ma anche per mantenere lo sviluppo dei sistemi energetici aperto a ogni forma di innovazione tecnologica e per mettere a disposizione tutte le risorse in vista dell'ambizioso obiettivo della neutralità climatica. Durante la prima fase della liberalizzazione e della ristrutturazione dei nostri sistemi energetici l'enfasi era posta sulla necessità di garantire la terzietà delle reti rispetto agli operatori dei mercati – obiettivo raggiunto solo parzialmente – ed evitare pertanto forme di collusione tra soggetti a monte e a valle della filiera. L'assunzione implicita (e, allora, del tutto ragionevole) era che i mercati elettrico e gas, pur essendo contigui, fossero largamente indipendenti l'uno dall'altro, quanto meno dal punto di vista degli usi finali. Oggi questa esigenza di terzietà è ancora più forte ma per molti versi differente, in quanto investe non solo il profilo verticale (cioè il rapporto tra l'infrastruttura e i mercati) ma anche orizzontale, in quanto lo sviluppo dell'infrastruttura (o, se si preferisce, della piattaforma) su un mercato può avere impatti anche sull'altro. E poiché entrambe le reti sono monopoli naturali, è logico chiedersi se un maggiore coordinamento (quanto meno a livello di pianificazione strategica) non potrebbe dare luogo a sinergie ed economie a vantaggio del sistema e dei consumatori (Chyong et al., 2021).

Un sondaggio svolto nel 2021 dal CERRE tra 39 DSO (elettrici e gas) e 12 regolatori europei – con una copertura, rispettivamente, del 40 per cento e del 78 per cento dei consumatori residenti in quei paesi – ha mostrato che gli attori del sistema sono consapevoli di questi fatti. In particolare, tutti i regolatori sono favorevoli a un maggiore coordinamento tra TSO e DSO e otto su dodici a un maggiore coordinamento tra i due settori. I DSO sono più divisi: mentre i tre quarti supportano l'idea di un maggiore coordinamento coi TSO, i piccoli distributori sembrano ostili al coordinamento tra settori (circa il 40 per cento a favore e altrettanti contrari), mentre ritiene positiva questa evoluzione il 76 per cento dei soggetti di grandi dimensioni (Pollitt et al., 2021).

Le autorità di regolazione europee seguono approcci differenti, sia rispetto alle modalità di riconoscimento delle spese e di remunerazione tariffaria, sia con riguardo alle funzioni attribuite (o in via di attribuzione) ai DSO. Nel seguito dello studio viene brevemente descritto il quadro regolatorio in vigore in alcuni paesi

(approfondito nell'Appendice 1), la cui situazione verrà successivamente esaminata attraverso una analisi empirica (per i dettagli si veda l'Appendice 2). Tali paesi sono: Belgio, Danimarca, Francia, Germania, Italia, Paesi Bassi, Regno Unito e Spagna. La ragione di questa scelta deriva, in primo luogo, dal fatto che un primo gruppo di paesi (Francia, Germania, Regno Unito e Spagna) è direttamente paragonabile all'Italia per dimensioni, popolazione e Pil pro capite. Altri paesi (Belgio, Danimarca e Paesi Bassi) costituiscono invece interessanti casi studio relativamente ad aspetti specifici, quali la diffusione di pratiche di gestione congiunta delle reti elettriche e gas o la scelta di imporre una forma di separazione proprietaria non solo al livello della trasmissione, ma anche a quello della distribuzione. Salvo dove diversamente indicato, le tabelle che seguono (così come anche quelle in Appendice 1) sono tratte da CEER (2023).

È sullo sfondo di queste evoluzioni, e di questo dibattito, che va studiato e immaginato il futuro dei DSO italiani alla luce delle scadenze imposte dalla normativa in vigore. Prima è però opportuno descrivere sommariamente le caratteristiche e la struttura del mercato della distribuzione di energia elettrica nel nostro paese.

La distribuzione di energia elettrica in Italia

In Italia sono attivi 122 distributori (dato al 31 dicembre 2022), in lieve calo rispetto ai 133 attivi nel 2012 (i dati citati in questa sezione dello studio sono tratti da Arera, 2023b). Di questi, soltanto dieci servono più di 100.000 punti di prelievo e complessivamente hanno una quota di mercato superiore al 98 per cento. Il maggior operatore, e-distribuzione, ha una quota di mercato pari all'incirca all'85 per cento del totale, misurata sia in numero di pod sia in volume di energia distribuita. Ben 45 distributori servono meno di mille pod (Tabelle 1 e 2).

Le attività dei distributori sono rigidamente regolate, sia per quanto riguarda le condotte (che, come visto, devono seguire i principi della terzietà e non discriminatorietà), sia per quanto riguarda la selezione degli investimenti da affrontare, sia per quanto riguarda le tariffe di utilizzo delle reti, sia – infine – sotto il profilo della qualità del servizio. I due criteri fondamentali per definire l'efficienza di una gestione sono, appunto, i costi di produzione e la qualità del servizio. Quest'ultima è misurata attraverso indicatori standardizzati relativi alla frequenza e durata delle interruzioni, distinguendo tra quelle con preavviso (dovute all'effettuazione di lavori sulla rete stessa) e quelle senza preavviso (dovute a eventi non previsti).

Tabella 1. Distributori per numerosità dei clienti serviti

DISTRIBUTORI PER NUMEROSITÀ DEI CLIENTI SERVITI	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
NUMERO	133	136	136	137	135	129	127	126	126	123	122
Oltre 500.000	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Tra 100.000 e 500.000	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Tra 50.000 e 100.000	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	1
Tra 20.000 e 50.000	9	8	8	8	8	9	9	9	9	9	9
Tra 5.000 e 20.000	21	22	21	21	20	20	19	19	19	19	19
Tra 1.000 e 5.000	41	43	41	43	43	40	39	38	38	37	38
Fino a 1.000	49	50	53	52	52	48	47	48	48	46	45

Fonte: Arera

Tabella 2. Distribuzione di energia elettrica per società di distribuzione nel 2021 (volumi distribuiti in GWh e punti di prelievo in migliaia)

OPERATORE	UTENTI DOMESTICI		UTENTI NON DOMESTICI		TOTALE UTENTI	
	ENERGIA DISTRIBUITA	PUNTI DI PRELIEVO	ENERGIA DISTRIBUITA	PUNTI DI PRELIEVO	ENERGIA DISTRIBUITA	PUNTI DI PRELIEVO
e-distribuzione	52.624	25.367	172.698	6.070	225.323	31.437
Unareti	1.749	951	8.969	204	10.718	1.156
Areti	2.762	1.339	6.134	307	8.896	1.646
Ireti	916	562	2.537	137	3.453	699
Edyna	369	174	2.073	62	2.442	236
Set Distribuzione	431	268	1.858	66	2.289	334
Inrete Distribuzione Energia	405	202	1.643	61	2.049	263
Megareti	271	133	1.442	37	1.713	170
Servizi a Rete	117	55	1.055	18	1.172	73
Deval	140	104	728	25	868	129
AcegasApsAmga	233	132	538	32	771	163
ASM Terni	101	52	222	13	323	65
Altri operatori	841	437	2.794	126	3.635	563
TOTALE	60.960	29.776	202.692	7.157	263.651	36.933

Fonte: Arera

Nonostante il lieve peggioramento della durata (65 minuti) e della frequenza (4,21) delle interruzioni per utente osservato nel 2022 rispetto all'anno precedente, la tendenza di medio termine punta verso un deciso miglioramento (Figure 1 e 2).

Figura 1. Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione

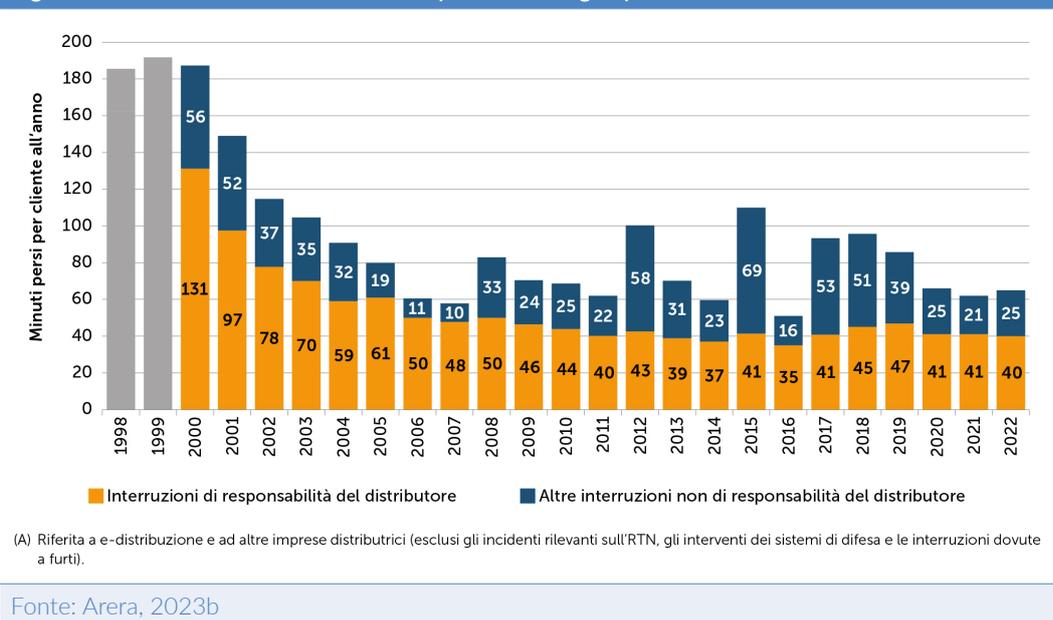
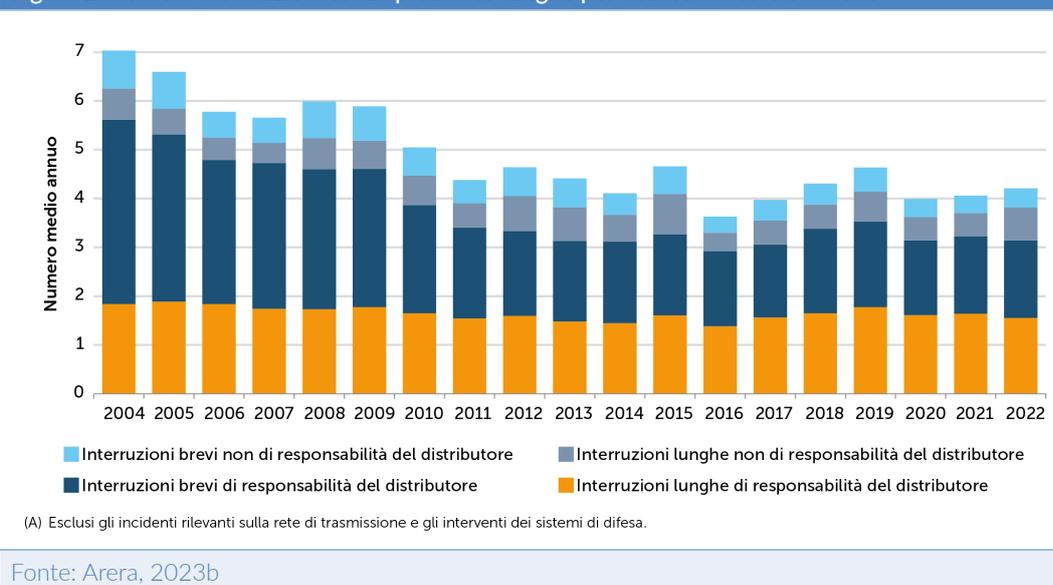
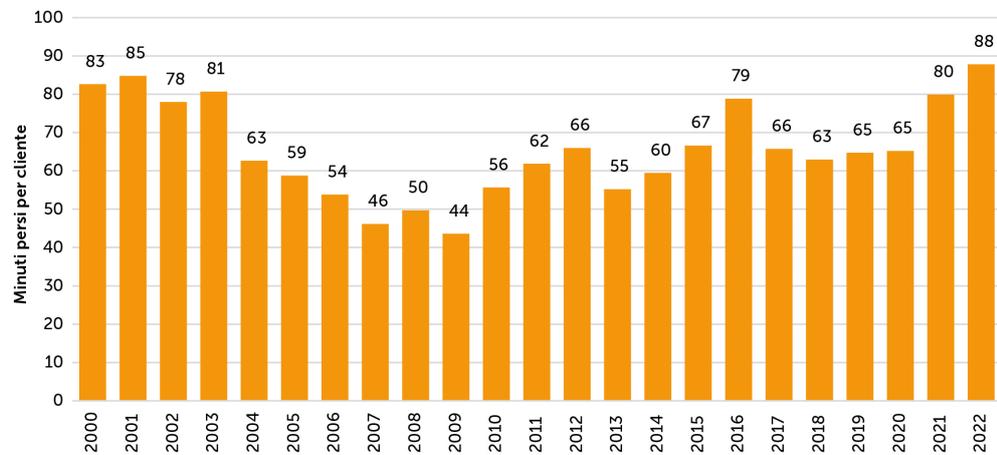


Figura 2. Numero interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione



Al contrario, la durata delle interruzioni con preavviso lunghe (Figura 3) appare in continuo e significativo aumento nel corso degli anni, essendo all'incirca raddoppiata dal minimo del 2008 (44 minuti) al dato registrato nel 2022 (88 minuti). Il regolatore spiega questo fenomeno col "deciso aumento delle connessioni dell'utenza, in particolare di produttori, e alla conseguente crescita delle attività di potenziamento e sviluppo della rete da parte delle imprese distributrici" (Arera, 2023b: 209).

Figura 3. Durata delle interruzioni con preavviso lunghe per cliente in bassa tensione



Fonte: Arera, 2023b

Quanto osservato aiuta a mettere a fuoco uno dei problemi che i distributori dovranno affrontare nei prossimi anni: se, infatti, in media i distributori hanno visto migliorare la loro capacità di prevenire interruzioni senza preavviso (un chiaro indicatore del miglioramento nella gestione operativa delle reti), dall'altro si sono trovati sempre più sotto pressione di fronte al crescente numero di nuovi impianti da allacciare. Eppure, gli ultimi anni sono stati caratterizzati da un numero relativamente basso, sebbene crescente, di connessioni, rispetto a quello che dovrebbe accadere nei prossimi anni se saranno raggiunti i *target* indicati dal Piano nazionale energia e clima². La tempestività e celerità degli interventi di potenziamento, e la puntuale individuazione delle esigenze di sviluppo delle reti, non solo in termini di infrastruttura materiale ma anche di capacità digitale, sono dunque destinate a diventare uno dei terreni cruciali su cui valutare l'operato dei distributori. Questo ha due implicazioni rilevanti: in primo luogo per la regolazione, la quale dovrà sapere indirizzare tutti e soli gli interventi necessari, minimizzando i disagi per i consumatori. Paradossalmente, quanto più le politiche di elettrificazione della domanda avranno successo, tanto più sarà necessario mettere mano ripetutamente alle infrastrutture e tanto maggiori potenzialmente saranno i disservizi causati a valle. Questo conduce alla seconda implicazione, relativa alle capacità tecniche dei gestori e alla necessità di avere una visione complessiva dei sistemi energetici, in modo da minimizzare gli impatti per i consumatori e massimizzare l'utilizzo efficiente del capitale finanziario, tecnico e umano a disposizione. Per capire se gli attuali gestori siano equipaggiati per affrontare una simile sfida, se il regolatore abbia gli strumenti, e in che modo la disciplina di riferimento possa agevolare anziché ostacolare questa transizione, è necessario approfondire le caratteristiche della struttura di mercato e le leve a disposizione per migliorare le *performance*, promuovere l'efficienza gestionale e garantire il raggiungimento degli obiettivi.

2. Salvo dove diversamente indicato, si fa riferimento alla bozza del Pniec inviata dal Ministero dell'Ambiente e della sicurezza energetica alla Commissione europea il 24 luglio 2023. Il documento è disponibile sul sito della Commissione: https://commission.europa.eu/publications/italy-draft-updated-necp-2021-2030_en

La struttura del mercato della distribuzione

Diversamente dalla distribuzione gas, che è caratterizzata da un notevole livello di frammentazione, la situazione della distribuzione elettrica pare trovarsi esattamente nella situazione opposta: a fronte di un pulviscolo di operatori che congiuntamente servono meno del 2 per cento dei clienti, un numero assai limitato di soggetti svolge il servizio per la quasi totalità dei clienti, col maggior operatore in condizione di assoluto predominio. Questo risultato è dovuto alla diversa storia dei due settori: mentre nel mercato del gas lo sviluppo è stato in gran parte determinato da scelte locali – con gli stessi enti locali proprietari e gestori di reti comunali – nel settore elettrico la nazionalizzazione del 1962³ ha disposto l'accorpamento di gran parte delle reti (e delle attività di “produzione, importazione, trasporto, trasformazione, distribuzione e vendita di energia elettrica”) all'interno del costituendo monopolista verticalmente integrato, l'Enel. All'articolo 4 della Legge 1643/62 erano però previste alcune eccezioni: i) le aziende municipalizzate che avessero presentato domanda di concessione entro due anni dall'entrata in vigore della legge; ii) le imprese minori che avessero prodotto o distribuito meno di 15 GWh / anno nel biennio 1959-1960; iii) gli autoproduttori che producevano energia destinata ad alimentare specifici processi industriali in misura pari ad almeno il 70 per cento dell'energia prodotta nel triennio 1959-1961. Restava inteso che qualunque eccedenza di produzione avrebbe dovuto essere ceduta all'Enel. Tra le società municipalizzate che sopravvissero alla nazionalizzazione, vale la pena citare sia le grandi aziende quali Acea a Roma, Aem Milano e Aem Torino, sia altre di media dimensione attive in città quali Brescia, Verona, Vicenza, Parma, Modena, Rovereto, Tolentino, Trani (Zorzoli, 2005; Nicoletti, 2012). Gran parte dei relativi asset sono successivamente confluiti, attraverso svariate operazioni e trasformazioni societarie, all'interno delle quattro grandi quotate a controllo comunale: A2a, Acea, Hera e Iren.

Questa breve ricostruzione storica è importante perché spiega come mai, al momento della liberalizzazione, alla fine degli anni Novanta, il settore elettrico fosse caratterizzato da un elevato livello di concentrazione. Ciò ha avuto rilevanti conseguenze, tra l'altro, sul disegno del mercato finale della vendita di energia elettrica. Mentre nel mercato gas i clienti inizialmente considerati vincolati (cioè le famiglie e le piccole o micro-imprese) continuarono a essere serviti dai fornitori tradizionali, cioè da una pluralità di imprese prevalentemente locali, a prezzi stabiliti dall'Autorità, nel mercato elettrico si è scelto di disegnare la cosiddetta “tutela” per i consumatori finali affidando il servizio a società collegate ai distributori (cioè, per l'85 per cento dei clienti, a un singolo operatore). Questo ha dato luogo a una realtà assai diversa, non solo in termini di concentrazione, ma anche di *attori* tra i due mercati: con la tutela affidata alle società di vendita per il gas, ai distributori (o, meglio, a società a esse collegate) per l'elettricità. L'una è stata resa contendibile, l'altra no, determinando ben diverse difficoltà nel processo di liberalizzazione (Arera, 2023a; Stagnaro et al., 2020; Stagnaro 2021).

Se ne conclude che le imprese attive nella distribuzione elettrica hanno una peculiarità, sia nel confronto con le “cugine” del gas, sia rispetto a quanto si riscontra in altri paesi: sono *tutte* verticalmente integrate, cioè sono parte di gruppi attivi sia nella gestione delle infrastrutture, sia nella vendita di energia elettrica. Questo

rappresenta un elemento qualificante del loro modello di *business*. L'ordinamento italiano prevede, tra l'altro, tre obbligazioni a carico dei distributori verticalmente integrati:

- la separazione societaria (al di sopra dei 100.000 pod);
- la separazione funzionale tra le attività di vendita di energia sul mercato libero e l'erogazione del servizio di maggior tutela;
- la separazione del marchio e delle politiche di comunicazione, in modo da non indurre confusione nei consumatori riguardo i diversi ruoli e i possibili vantaggi degli operatori verticalmente integrati.

A dispetto degli obblighi di separazione societaria, è evidente che le occasioni di sovrapposizione delle diverse aree di attività sono innumerevoli. Negli scorsi anni l'Autorità garante della concorrenza e del mercato è intervenuta più volte sul punto, individuando potenziali abusi e mettendo nel mirino condotte potenzialmente scorrette (successivamente oggetto di contenzioso). In sintesi, l'analisi della struttura del mercato evidenzia una duplice anomalia in Italia: in primo luogo, una pervasiva presenza di operatori verticalmente integrati (diversamente da quanto accade nel settore gas, dove una significativa porzione dei clienti è servita da gestioni non verticalmente integrate). Secondariamente, l'elevata concentrazione – riconducibile alla quota di mercato del maggior operatore – rende complesso anche il ricorso ad analisi comparative, vista la fortissima eterogeneità degli operatori. Tale aspetto è particolarmente rilevante per il regolatore, che si trova in una insopprimibile condizione di asimmetria informativa, assai più di quanto non accada nel mercato gas, dove vuoi la minore dimensione media dei distributori, vuoi il pur lento procedere delle gare creano una situazione di maggiore trasparenza.

La scadenza e il rinnovo delle concessioni

Di questo problema era ben consapevole il legislatore che, nei provvedimenti di recepimento delle norme europee di liberalizzazione, ha fin da subito posto l'enfasi sull'esigenza di superare tale concentrazione di potere di mercato, resa particolarmente delicata dal mantenimento dell'integrazione verticale per quanto riguarda la distribuzione (e diversamente da quanto fatto al livello della trasmissione, dove la separazione proprietaria di Terna dall'Enel era divenuta efficace già nel 2004).

L'articolo 9 del Decreto Bersani⁴ stabilisce, al comma 1, che fino al 31 dicembre 2030 le reti di distribuzione saranno gestite dalle medesime società operanti al momento dell'entrata in vigore delle nuove norme, sulla base di una concessione rilasciata dal Ministero dell'Industria, del commercio e dell'artigianato (attualmente tali competenze spettano al Ministero dell'Ambiente e della sicurezza energetica). Il successivo comma 2 prevede una profonda riorganizzazione del settore in vista della riassegnazione delle concessioni: *“Con regolamento del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato [oggi ministro dell'Ambiente e della sicurezza energetica] (...) sentite la Conferenza unificata (...) e l'Autorità dell'energia elettrica e il gas [oggi Autorità di regolazione per energia reti e ambiente], sono stabiliti le modalità, le condizioni e i criteri, iva inclusa la remunerazione degli investimenti realizzati dal precedente*

3. Legge 6 dicembre 1962, n.1643.

4. Decreto legislativo 16 marzo 1999, n.79.

concessionario, per le nuove concessioni da rilasciare alla scadenza del 31 dicembre 2030, previa delimitazione dell'ambito, comunque non inferiore al territorio comunale e non superiore a un quarto di tutti i clienti finali. Detto servizio è affidato sulla base di gare da indire, nel rispetto della normativa nazionale e comunitaria in materia di appalti pubblici, non oltre il quinquennio precedente la medesima scadenza”.

Il Decreto Bersani, in altre parole, detta alcuni vincoli relativi alle modalità di riassegnazione delle concessioni, i quali presuppongono non solo un congruo anticipo rispetto alla scadenza delle stesse, ma anche una complessiva riorganizzazione del settore. Tali vincoli sono i seguenti:

- avvio delle procedure non oltre il quinquennio precedente la scadenza del 31 dicembre 2030 (cioè entro il 31 dicembre 2025);
- affidamento tramite gara;
- dimensione minima dei lotti non inferiore al territorio comunale (quindi con un tetto, puramente teorico, pari ai 7.901 comuni italiani);
- dimensione massima dei lotti pari a un quarto dei clienti finali (quindi con un limite inferiore in termini di distinte gestioni, anch'esso puramente teorico, pari a quattro gestioni di pari dimensioni).

Queste previsioni normative vanno lette e interpretate alla luce di ulteriori cambiamenti che, nel frattempo, sono intervenuti.

Per cominciare, il ruolo stesso dei distributori è cambiato nel tempo, per le ragioni che sono state discusse nel paragrafo precedente. All'epoca del Bersani, l'attività del gestore della rete di distribuzione era relativamente semplice. La duplice evoluzione dettata, da un lato, dalla digitalizzazione e, dall'altro, dalla transizione ecologica e dalla diffusione della generazione distribuita ha completamente sovvertito le catene del valore tradizionali, attribuendo alle reti di distribuzione una funzione inedita, sia nella loro dimensione intesa in senso stretto, sia per quanto riguarda la quantità, la qualità e l'importanza dei dati generati dai misuratori. Oggi i DSO sono al centro di una molteplicità di sfide, che vanno dalla decarbonizzazione degli usi finali alla gestione dei carichi fino al bilanciamento dei sistemi, in collaborazione o addirittura in sostituzione dei TSO, e tutto ciò in una logica di crescente integrazione dei sistemi elettrici, del gas e dei trasporti (Pollitt et al., 2022). Di conseguenza, il quadro normativo deve tenere conto di questi cambiamenti e introdurli all'interno della funzione obiettivo della regolazione. Il disegno delle future gare e la politica tariffaria – su cui torneremo nella terza parte di questo studio – devono cioè non guardare soltanto all'obiettivo di massimizzare l'efficienza e l'economicità delle gestioni, ma anche a introdurre adeguati incentivi volti a selezionare i migliori gestori dei sistemi, a garantire la corretta integrazione degli stessi e a trarre vantaggio dalle innovazioni tecnologiche man mano che esse diventano o possono diventare disponibili, sfruttando al meglio le infrastrutture esistenti insieme a quelle di nuova realizzazione. Tale funzione ha una dimensione in molti casi strettamente locale, in quanto l'impiego e il valore futuro delle reti elettriche e gas dipende dalle situazioni specifiche relativamente alle caratteristiche del parco di generazione di energia elettrica, alle opportunità di produzione e utilizzo di gas rinnovabili, e alle tipologie e alle esigenze dei carichi domandati. Questo aspetto è cruciale anche rispetto alla dimensione delle reti: se sono forti gli elementi di dipendenza dai contesti locali, allora diventa a maggior ragione importante evitare di sovradimen-

sionare i soggetti gestori.

Per svolgere questo tipo di analisi è opportuno fare tesoro dell'esperienza maturata nel settore gemello della distribuzione gas. In entrambi i mercati è stato introdotto il principio della gara per l'assegnazione delle infrastrutture di distribuzione fin dal momento dell'avvio della liberalizzazione (1999 per l'elettrico e 2000 per il gas). Tuttavia, mentre le concessioni per la distribuzione elettrica hanno durata trentennale, e quindi andranno a scadenza solo nel 2030, per quanto riguarda il gas la durata delle concessioni è risultata eterogenea e più breve (massimo dodici anni per i nuovi affidamenti) e in molti casi esse sono già arrivate o stanno per arrivare a scadenza. Nonostante il numero di gare effettivamente svolte sia limitato, se si esclude una primissima fase in cui erano state celebrate procedure a livello comunale, peraltro con dubbi successi (Dorigoni, 2007), l'esperienza maturata è gravida di lezioni. L'indagine precedentemente svolta dall'Istituto Bruno Leoni si concentra, in particolare, sulla necessità di predisporre adeguati incentivi per le stazioni appaltanti, l'esigenza di coniugare l'interesse delle amministrazioni concedenti con quello dei consumatori, la necessità di disegnare procedure semplici e di mantenere un adeguato livello di flessibilità. Anche su questi temi torneremo nella terza parte dello studio.

Per tutte queste ragioni, pur muovendosi all'interno del (largo) perimetro disegnato dal decreto Bersani, è importante anzitutto individuare alcune caratteristiche fondamentali del *business* e della sottostante organizzazione industriale. Nella prossima sezione dello studio svolgeremo una prima ricognizione delle evidenze disponibili a livello internazionale.

PARTE II: EVIDENZE INTERNAZIONALI

Ogni paese ha la sua storia

La situazione delle reti di distribuzione elettrica è eterogenea tra i paesi europei. In gran parte questo dipende dalle vicissitudini storiche che hanno portato al consolidamento (o meno) del settore negli scorsi decenni e, poi, dal modo in cui ciascuno ha interpretato la fase dell'apertura del mercato.

Complessivamente, nell'Unione europea e nel Regno Unito erano operativi nel 2020 ben 2.570 DSO, di cui 178 legalmente separati (e pertanto, tendenzialmente, con oltre 100.000 clienti) (Tabella 3) (Eurelectric, 2020).

Tabella 3. Struttura del mercato della distribuzione negli Stati membri dell'Unione europea e nel Regno Unito (2020)

Paese	N. DSO	Di cui legalmente separati
Austria	126	11
Belgio	16	12
Bulgaria	4	4
Croazia	1	1
Cipro	1	1
Rep. Ceca	290	3
Danimarca	40	10
Estonia	34	1
Finlandia	77	9
Francia	144	6
Germania	883	60
Grecia	1	1
Ungheria	6	6
Irlanda	1	1
Italia	128	8
Lettonia	11	1
Lituania	6	1
Lussemburgo	4	1
Malta*	1	0
Paesi Bassi	6	6
Polonia	184	5
Portogallo	13	1
Romania	51	8
Slovacchia	3	3
Slovenia	1	1
Spagna	354	5
Svezia	170	6
Regno Unito	14	6
TOTALE	2570	178

*: Malta gode dell'esenzione dagli obblighi di separazione legale per cui il DSO è obbligato a una separazione puramente contabile, pur servendo oltre 100.000 clienti.

La maggior parte dei paesi europei presenta un livello di concentrazione medio o basso, mentre una minoranza – tra cui l'Italia e la Francia sono gli unici paesi

di grandi dimensioni – appaiono molto concentrati (cioè, con un singolo DSO responsabile di oltre l’80 per cento dei clienti) (Figura 4).

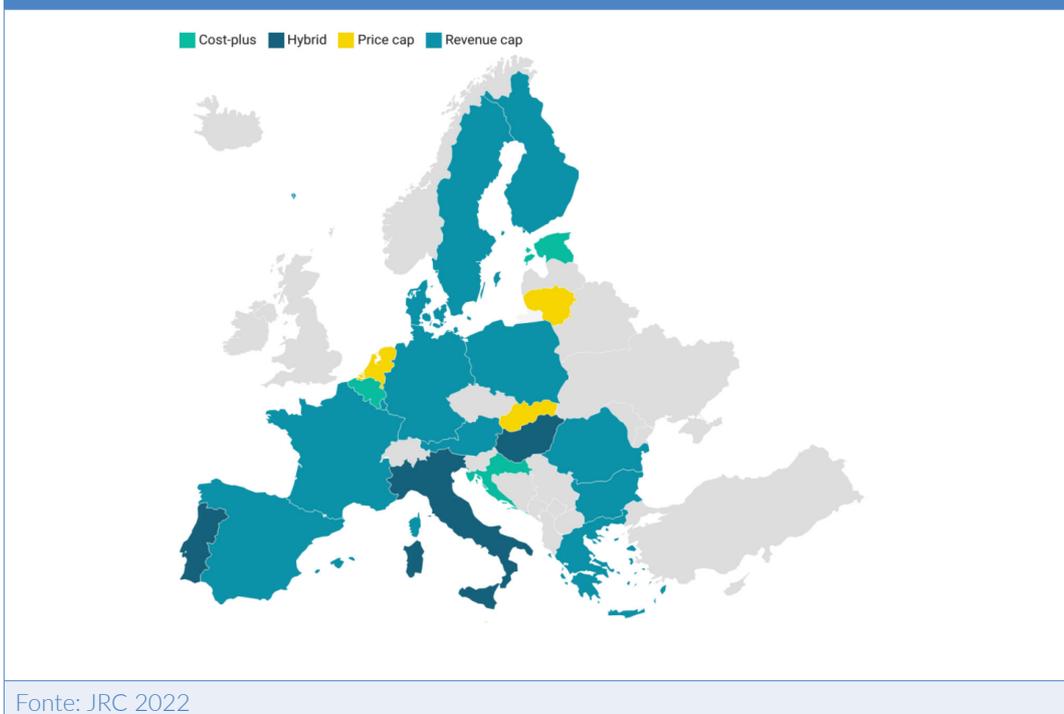
Figura 4. Grado di concentrazione del mercato della distribuzione negli Stati membri dell’Ue (2020)

Low concentration	Medium concentration	High concentration	Very high concentration
Mainly small, local DSOs. The three largest DSOs usually deliver less than 50% of distributed power	A mix of DSOs, with the three largest accounting for more than 60% of distributed power	One dominant DSO (more than 80% of distributed power) and several local DSOs	One DSO company

Fonte: Eurelectric

Analogamente, divergono i modelli tariffari utilizzati dalle autorità di regolazione, sebbene essi siano riconducibili alle tradizionali famiglie della regolazione *cost-plus*, *price cap* o *revenue cap* o, in alcuni casi tra cui l’Italia, meccanismi ibridi (Figura 5).

Figura 5. Visualizzazione dei modelli di regolazione applicati da parte dei DSO europei inclusi nella nostra analisi



La maggior parte dei regolatori continua a trattare distintamente la spesa in conto capitale e i costi operativi, sebbene un numero di paesi abbia introdotto o stia introducendo approcci più innovativi basati sulla spesa totale (Totex) sulla scorta dell’esperienza inglese (Bovera et al., 2021). Questo tema non verrà specificamente approfondito nel corso del presente studio, ma risulterà importante per alcune

delle riflessioni svolte nella sezione III, relative al disegno delle gare e già in parte anticipate in Amenta et al. (2023) per quanto concerne le gare gas.

Nell'Appendice 1 vengono approfonditi alcuni aspetti dell'assetto regolatorio e della struttura industriale della distribuzione elettrica e gas in alcuni paesi, particolarmente interessanti ai fini della nostra analisi.

Le caratteristiche e le aspettative dei DSO europei

Dal 2015, il Joint Research Center della Commissione Ue conduce un'indagine periodica sui DSO europei. Nell'ultima edizione (Meletiou et al., 2023), ha raccolto le risposte di 56 operatori, di cui 25 piccoli, 24 medi, 4 grandi e 3 legati ad aree urbane (si veda la Tabella 4 per la spiegazione di queste categorie).

Tabella 4. Classificazione dimensionale dei DSO			
Tipologia	Area (km ²)	Energia (GWh / km ²)	Clienti (mln)
Piccolo	>1.000	≤10	≤1
Medio	>1.000	≤10	1≤n≤10
Urbano	≤1.000	>10	-
Grande	>1.000	-	>10

Fonte: Meletiou et al., 2023

L'estensione geografica, la morfologia e la densità demografica dei territori serviti hanno significative implicazioni sulle caratteristiche operative dei DSO e sui loro costi. In particolare, la struttura dei costi dei DSO è fortemente sensibile alle economie di densità: i costi sono tendenzialmente inferiori nelle aree in cui un maggior numero di clienti è connesso sullo stesso tratto di linea. Infatti, a parità di clienti, una rete di dimensioni più ridotte richiede meno materiali, meno personale e meno interventi rispetto a una rete più grande. Il maggior numero di allacci, beninteso, può determinare maggiori esigenze di manutenzione o altri interventi *in media* sul singolo tratto di rete: ma poiché i tratti di rete sono inferiori, complessivamente le operazioni richieste sono inferiori e possono essere gestite con meno mezzi e addetti. Viceversa, le reti più estese e con minore densità di clienti – anche per effetto degli standard qualitativi imposti dalla regolazione – hanno inevitabilmente costi maggiori.

Viceversa, non è ovvio se e quanto sia importante l'effetto scala e se vi siano economie di scopo legate alla gestione di altre reti (quali le reti gas e di teleriscaldamento). Detto in altri termini: è chiaro che per una rete, a parità di estensione superficiale, i costi medi (per cliente, per chilometro lineare o per unità di volume di gas trasportato) sono inversamente proporzionali al numero di clienti connessi. Vanno invece indagati due aspetti: a parità di densità di clienti, vi sono rendimenti di scala? Cioè: come variano i costi medi al variare della scala? Una rete di estensione doppia e con doppio numero di clienti ha costi medi analoghi, superiori o inferiori? L'altra questione riguarda invece la gestione congiunta di reti differenti: sebbene le infrastrutture elettriche e gas (e di teleriscaldamento) abbiano peculiarità, alcune funzioni – non solo di staff – e alcuni costi – non solo finanziari – potrebbero essere messi in comune, determinando vantaggi operativi.

Questi due aspetti – cioè l'evidenza disponibile sulle economie di scala e sulle economie di scopo – verranno approfonditi in seguito. Tuttavia, i dati raccolti dal JRC suggeriscono che il fabbisogno dei clienti non sia particolarmente influenzato dalle

caratteristiche del territorio: infatti la vasta maggioranza degli operatori indagati deve soddisfare una richiesta inferiore ai 15 MWh per cliente per anno; solo un numero ristretto ha una domanda media superiore, cioè clienti di grandi dimensioni presumibilmente allacciati in media tensione. In generale, comunque, almeno il 95 per cento dei clienti è allacciato in bassa tensione.

Un primo elemento di differenziazione viene invece dalla configurazione delle reti gestite. I DSO di piccole dimensioni tendono ad avere una clientela più dispersa sul territorio: in media il rapporto tra la lunghezza delle linee e la base servita va da circa 100 m per cliente nel caso dei distributori urbani a oltre 800 m per cliente nel caso dei piccoli distributori, coi soggetti di medie e grandi dimensioni in una posizione intermedia. Inoltre, la percentuale di linee interrato tende a essere massima nel caso dei DSO grandi e urbani, mentre i DSO di piccole dimensioni gestiscono soprattutto linee aeree. Tuttavia, sarebbe erroneo dedurre da questo fatto un minore fabbisogno di investimenti per i piccoli DSO: infatti, investimenti non tradizionali (per esempio nella digitalizzazione) possono avere un'incidenza maggiore sul loro modello di *business*.

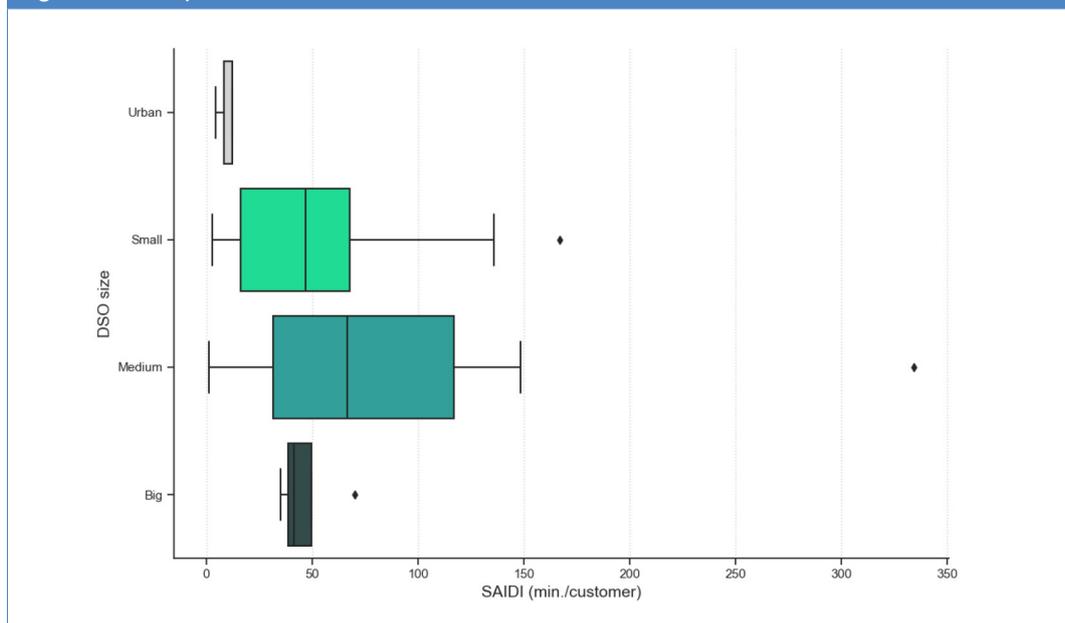
I piccoli DSO gestiscono anche una capacità di trasformazione e un numero di sottostazioni inferiori, un tema assai rilevante con riguardo alla loro capacità di assorbire e integrare una quota crescente di piccoli impianti non programmabili. Per giunta, se la vasta maggioranza delle sottostazioni di trasformazione dall'alta alla media tensione sono a controllo remoto, lo stesso non può dirsi per le sottostazioni di trasformazione dalla media alla bassa tensione: a parte i DSO urbani che possono gestirne a distanza tra il 20 e il 40 per cento, gli altri distributori si collocano su livelli assai più bassi, sebbene con una certa variabilità interna.

Anche sotto il punto di vista delle performance, le differenze tra i vari cluster dimensionali appaiono rilevanti. Se consideriamo i due indicatori principali – la durata⁵ e la frequenza⁶ media delle interruzioni – si osserva una performance decisamente migliore da parte dei DSO urbani. Quanto agli altri, non sembrano esservi differenze particolarmente rilevanti per quanto riguarda i valori medi, ma la variabilità è significativa (Figure 6 e 7). È possibile che questa diversa *performance* sia legata al diverso impatto degli eventi atmosferici estremi quando questi interessano territori più concentrati dove gran parte delle linee sono interrato. Va tuttavia osservato che, negli ultimi anni, anche in ambito urbano si registra una crescente frequenza dei disservizi in corrispondenza dell'arrivo del caldo estivo, quando la domanda (in particolare per le esigenze di raffrescamento degli ambienti) raggiunge i picchi annuali.

5. SAIDI: System Average Interruption Duration Index, che misura la durata totale delle interruzioni che il cliente medio subisce all'interno dell'unità di tempo (tipicamente un anno). In pratica, il SAIDI è misurato in minuti / anno e corrisponde al rapporto tra la durata cumulata di tutte le interruzioni subite da ciascun cliente e il numero dei clienti (Brown, 2002).

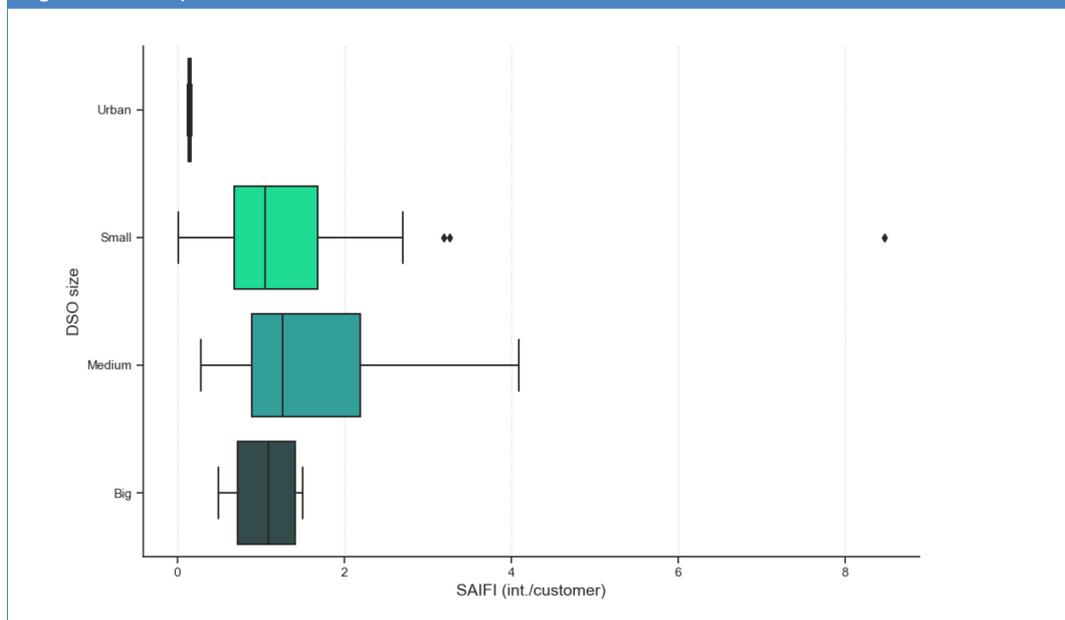
6. SAIFI: System Average Interruption Frequency Index, che misura il numero delle interruzioni che il cliente medio subisce all'interno dell'unità di tempo (tipicamente un anno). In pratica, il SAIFI è misurato in numero / anno e corrisponde al rapporto tra il numero complessivo di tutte le interruzioni subite da ciascun cliente e il numero dei clienti (Brown, 2002).

Figura 6: SAIDI per cluster di DSO



Fonte: JRC 2022

Figura 7: SAIFI per cluster di DSO



Fonte: JRC 2022

Queste diverse caratteristiche strutturali – che evidenziano una differenza, per così dire, strutturale tra i DSO urbani e no, e uno scenario meno netto per quanto riguarda le classi dimensionali – incrociano i mutamenti legati alla transizione energetica, alla digitalizzazione e alla conseguente crescita della generazione distribuita e della domanda attiva.

Per capire il punto di vista dei DSO stessi occorre anzitutto comprendere le caratteristiche dei 56 operatori che hanno risposto alla *survey* di Meletiou et al. (2023). Dall'analisi emergono alcuni elementi controintuitivi. In particolare, i piccoli DSO

– quelli che insistono su un’area territoriale ridotta e meno densamente popolata
– sono caratterizzati da una maggiore capacità rinnovabile installata normalizzata per il numero di clienti; all’estremo opposto si trovano i DSO urbani. Ciò non è solo effetto del valore posto al denominatore – cioè appunto il numero di clienti, che a parità di altri elementi è minimo per i piccoli DSO e massimo per quelli urbani. Una conseguenza di questa configurazione, infatti, è che il territorio fisico disponibile per ospitare impianti di produzione *utility scale* è massimo proprio per i DSO che servono aree meno urbanizzate. Parimenti, i DSO urbani vedono in prevalenza allacci di impianti fotovoltaici, e sono presumibilmente quelli maggiormente equipaggiati per la gestione intelligente dei carichi (sebbene quest’ultimo aspetto non sia esplicitamente indagato dal JRC). D’altra parte, solo poco più di un terzo dei DSO sono direttamente attivi nel *procurement* di servizi di flessibilità e nell’impiego attivo dei dati raccolti dai misuratori intelligenti ai fini della gestione della domanda: si può presumere che proprio i DSO urbani siano quelli più avanzati in tale campo.

Di conseguenza, l’immagine che ne emerge sembra suggerire una biforcazione dei DSO non tanto legata alle loro caratteristiche dimensionali (che indagheremo in seguito) quanto alle specificità del territorio che servono: mentre nelle aree urbane insistono DSO più avanzati e digitalizzati, meno interessati da richieste di connessioni ma più attivi nella gestione della domanda, i piccoli DSO che servono territori dove la popolazione è più dispersa sono maggiormente interessati dalla gestione dell’offerta non programmabile. Tuttavia, queste due realtà dovranno necessariamente convergere, poiché si tratta di due facce della stessa medaglia e poiché la regolazione spinge in ogni caso in tale direzione. Non a caso, l’indagine JRC conferma che la maggioranza degli Stati membri (il 73 per cento) ha adottato incentivi regolatori non solo per quanto riguarda gli Opex “controllabili”, ma anche – seppure in misura inferiore – nel contesto del riconoscimento dei Capex o dell’approccio Totex. Inoltre, e più importante ai nostri fini, la regolazione incentivante è ormai assai diffusa anche in relazione alle *performance* dei distributori: in modo plateale (oltre l’80 per cento) per quanto riguarda la continuità dell’offerta e, in misura crescente, per quanto attiene la riduzione delle perdite di rete (circa la metà dei casi). Inoltre, il 59 per cento dei DSO interrogati riferisce di partecipare a esperimenti regolatori di vario tipo: i più comuni sono progetti pilota su smart grid o altre tecnologie innovative, ma tra un quarto e un terzo dei DSO partecipa anche a *regulatory sandbox* o iniziative per il *deployment* di altre tecnologie innovative. Questo tema diventerà cruciale nella Parte III di questo studio, in cui si ragionerà sul possibile disegno delle gare. Infatti, l’immediato precedente a cui guardare è quello delle gare gas, che formalmente danno grande importanza all’innovazione e lasciano molta iniziativa alla proposta dei concorrenti, ma che nel passato hanno visto questa spinta ingessarsi in una sorta di minuziosa burocratizzazione degli strumenti stessi dell’innovazione (piuttosto che dei suoi *obiettivi*). Amenta et al. (2023) hanno svolto varie considerazioni sul tema, che in parte hanno trovato riscontro nelle bozze di aggiornamento del decreto ministeriale sui criteri di gara per la distribuzione gas diffuse dal Ministero dell’Ambiente e della sicurezza energetica, ma che giocano un ruolo ancora più importante nel caso della distribuzione elettrica e, implicitamente, delle eventuali iniziative di coordinamento tra i due mercati.

Le dimensioni contano?

Nel settore della distribuzione gas italiano, quando venne definita l'estensione degli attuali Atem, c'era scarsa evidenza di rilevanti economie di scala oltre una soglia di circa 2-300 mila clienti (Aeeg, 2008). È probabile che tale soglia sia cresciuta nel tempo, alla luce della maggiore complessità delle operazioni sia sotto il profilo tecnico, sia sotto quello finanziario. Tuttavia, non vi sono motivazioni forti per forme di estrema aggregazione, che porti a individuare un numero ridottissimo di gestioni. È anche per questo che la disciplina italiana ha trovato un punto di equilibrio su un numero elevato di ambiti (attualmente 172). Si può discutere – e, in effetti, il dibattito è aperto – se vi sia spazio per un ulteriore consolidamento, ma nessuno ipotizza seriamente una riduzione del numero di ambiti a poche unità o addirittura a uno solo.

Eppure, questa è proprio la situazione che si è venuta a creare nel settore elettrico. La prima domanda a cui rispondere, dunque, è se vi siano delle ragioni specifiche per cui sarebbe opportuno mantenere una struttura di mercato tanto concentrata o, comunque, limitare il numero di ambiti a pochissime unità (per esempio prendendo alla lettera il Decreto Bersani e applicando il numero minimo ivi previsto, cioè quattro). La letteratura sul tema non è ampia e, oltre tutto, sconta una cronica mancanza ed eterogeneità dei dati, che rendono complessi lavori di comparazione tra diversi paesi (diversamente dalla ben più vasta letteratura sulle infrastrutture di trasmissione). Tuttavia, gran parte dei lavori pubblicati suggerisce che le economie di scala, come nel caso delle distribuzioni gas, si esauriscono relativamente presto e certo non si esprimono a livelli di decine di milioni di clienti (si veda, per esempio, Kumbhakar et al., 2015).

Oltre alle economie di scala c'è un altro aspetto rilevante nel presente contesto: infatti, l'obiettivo delle gestioni non dovrebbe essere semplicemente l'economicità o l'efficienza, cioè la possibilità di trasferire ai consumatori costi e quindi tariffe inferiori. Vista la particolare fase che stiamo attraversando, come vedremo anche più avanti nel contesto della discussione sui criteri di gara, i DSO dovrebbero essere indotti a investire in modo innovativo nella qualità delle reti e dei servizi. Ciò non risponde alla mera volontà di promuovere una sempre maggiore efficienza operativa, ma anche a contribuire agli importanti sforzi di decarbonizzazione che oggi costituiscono la principale sfida a cui è chiamato il settore energetico. A tal fine è importante prevedere la possibilità di sperimentare nuove soluzioni tecnologiche, anche in coordinamento o in partnership con gli altri gestori di infrastrutture energetiche, in una visione complessiva del sistema, per soluzioni volte al soddisfacimento dei fabbisogni energetici con le modalità più flessibili e resilienti possibile. Ancora una volta si ripresenta, dunque, il tema della convergenza dei due mercati contigui – che cominciano ad apparire quasi due versanti del medesimo mercato – nel senso che le nuove tecnologie non possono più essere viste in relazione ai soli effetti che producono su un versante, ma vanno anche considerate per gli effetti sull'altro versante, per esempio in termini di minore fabbisogno complessivo di investimenti o di riduzione dei costi operativi. Indubbiamente questa esigenza trova risposta nella scelta di adeguati strumenti regolatori, con componenti incentivanti e ove necessario la possibilità di varare progetti pilota.

C'è anche evidenza che l'eccessiva concentrazione del mercato costituisce un freno agli investimenti in innovazione tecnologica (Cambini et al., 2016). Il problema,

in questo caso, non sta ovviamente nella concorrenza esplicita tra i distributori, posto che ciascuno di essi esercita un monopolio territoriale. Semmai, la spiegazione di tale fenomeno va cercata nel fatto che la presenza di una pluralità di imprese – purché ciascuna di esse abbia (almeno) una dimensione efficiente – consente di sfruttare meglio quel processo di *trial and error* che è alla base dell'innovazione e, anche, mette il regolatore nella condizione di sviluppare sperimentazioni comparative e di disporre di dati più capillari sui costi di produzione, per utile confronto degli stessi.

Nell'Appendice 2 sono riportati gli esiti di un'analisi empirica condotta sui dati di bilancio delle imprese nei settori della distribuzione di energia elettrica e gas (codice Ateco 2007 35.13 e 35.22 rispettivamente) in diversi paesi europei, tra cui Germania, Olanda, Belgio, Italia, Francia, Regno Unito e Spagna. L'obiettivo era studiare il settore nella sua interezza, esaminando la variabilità nelle dinamiche presentate da imprese che, operando in paesi con legislazioni diverse, svolgono attività tecnicamente molto simili, ma in contesti differenti.

I risultati ottenuti, sia attraverso l'analisi grafica che tramite le regressioni, convergono nel suggerire l'assenza di rilevanti economie di scala rispetto al numero di clienti oltre una soglia quantificabile nell'ordine delle centinaia di migliaia di pod. I quattro principali indicatori, sia in termini totali che medi per dipendente, ovvero il valore aggiunto, il totale valore della produzione, il costo del personale e i ricavi, non mostrano sostanziali relazioni significative con il numero di clienti di ciascun mercato.

Un'eccezione è rappresentata dal totale valore della produzione, la cui relazione scompare quando si considera il valore medio della produzione per dipendente. Ciò suggerisce che la legislazione o la *legacy* di ogni paese, la quale regola le dimensioni di mercato di ciascuna impresa sulla base delle modalità in cui sono state definite e sono storicamente evolute le concessioni, non sembra avere un effetto significativo sulle dinamiche di economia di scala di queste imprese. In alcuni casi sembra emergere una debole relazione negativa tra la produttività dell'impresa e il numero di clienti. Tuttavia, anche questa relazione scompare quando si utilizza il valore aggiunto medio per dipendente. Inoltre, l'analisi grafica evidenzia la mancanza di un'eterogeneità significativa nella relazione in esame tra le aziende operanti nei settori della distribuzione di energia elettrica o gas. Tutte le correlazioni stimate sembrano inoltre non differire in modo significativo tra i due settori, con l'unica eccezione della produttività che nel caso delle aziende del settore gas mostrano una relazione nulla, e non debolmente negativa, col volume del mercato. In sintesi, i risultati complessivi indicano che le dimensioni del mercato, determinate dalla legislazione, non influenzano in modo rilevante le performance delle imprese nei settori considerati, ad eccezione di alcune relazioni deboli e che scompaiono considerando le variabili medie per dipendente.

Questa analisi consente due deduzioni:

- per le aziende di dimensione medio-grande (al di sopra dei 100.000 clienti serviti) non si riscontrano significative economie di scala, quanto meno con riferimento al campione analizzato (che però ha una copertura significativa) e al periodo esaminato (elemento più critico perché, col passare del tempo, aumentano la complessità degli investimenti da sostenere e probabilmente la

relativa intensità di capitale);

- più importante ai nostri fini, non risulta alcuna differenza significativa tra i due settori elettrico e gas. Questo consente di assumere i risultati disponibili nella più numerosa letteratura sulla distribuzione gas rappresentativi anche del settore della distribuzione elettrica.

Tre gradi di separazione

Fin dai primi passi della liberalizzazione, uno dei temi cruciali è stato quello della separazione verticale. Perché la concorrenza potesse funzionare, era necessario garantire, da un lato, l'accesso alle reti a condizioni non discriminatorie e terze e, dall'altro, una politica di investimenti che non fosse finalizzata a massimizzare gli utili di gruppo (nel caso di conglomerate) ma gli utili dell'operatore di rete stesso. Per conseguire questi risultati, gli economisti hanno suggerito – e la normativa ha previsto – varie forme di separazione, in modo tale da segregare gli operatori di rete e indurli a una gestione indipendente, a prescindere dalla loro collocazione all'interno di gruppi più ampi.

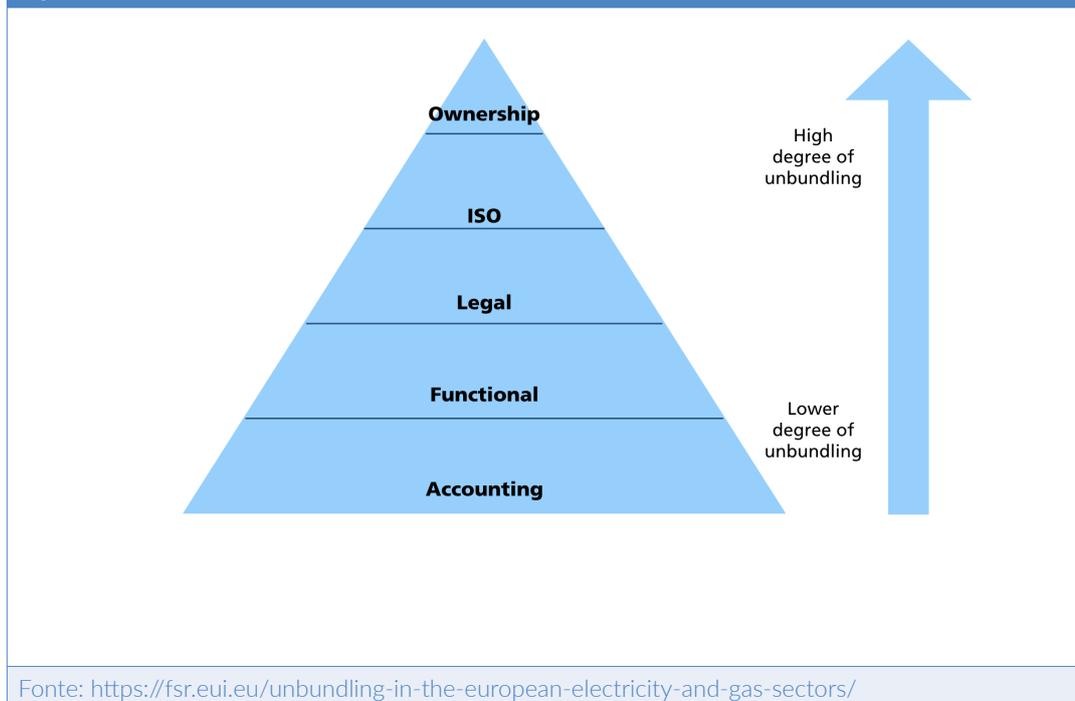
Sono possibili diversi gradi di separazione (Figura 8), dal meno radicale al più radicale:

- separazione contabile, secondo cui la società verticalmente integrata, pur svolgendo attività nei vari segmenti della filiera, è obbligata a imputare costi e ricavi ai vari livelli, in modo da rendere possibile la determinazione di tariffe di accesso alla rete basate sui costi effettivi;
- separazione funzionale, secondo cui la società verticalmente integrata deve attribuire le funzioni legate all'esercizio delle reti a *business unit* dedicate al proprio interno, con personale e dotazioni specifiche;
- separazione legale, secondo cui la rete deve essere conferita a un soggetto giuridico autonomo, indipendente (seppure controllato) dal gruppo verticalmente integrato;
- *Independent System Operator*, in cui un soggetto terzo – per esempio nominato dal governo o dal regolatore – è incaricato della gestione e della pianificazione strategica delle infrastrutture, mentre la loro proprietà rimane all'interno del gruppo verticalmente integrato;
- separazione proprietaria, secondo cui gli operatori infrastrutturali non possono detenere partecipazioni in, né essere partecipati da, società attive nei mercati a monte o a valle.

Per quanto riguarda le infrastrutture di trasmissione, c'è un vasto consenso tra gli studiosi sul fatto che forme più severe di separazione – al limite, la separazione proprietaria – sono preferibili (Chawla e Pollitt, 2013). Anche autori più tiepidi sulla separazione proprietaria riconoscono che, per essere efficace, la mera separazione societaria a livello della trasmissione comporta l'esigenza di adottare un pesante arsenale regolatorio per garantire l'effettiva autonomia dei TSO (Sugimoto, 2021). A livello europeo vi è una netta preferenza per l'opzione più radicale, sebbene l'ultima parola sia lasciata alla discrezionalità degli Stati che possono scegliere tra varie modalità (Nouicer e Meeus, 2019; EC, 2010). Negli ultimi anni, soprattutto nel Regno Unito, si è aperta una discussione sull'opportunità di spingere oltre il pedale della separazione, assegnando a un soggetto terzo le funzioni di operatore

di sistema in modo da evitare l'implicito incentivo del proprietario della rete a prediligere sempre soluzioni che vadano ad aggiungere elementi di rete (alimentando così la RAB e la conseguente remunerazione) (Ofgem, 2021).

Figura 8. Modalità di separazione delle infrastrutture



Nel caso della distribuzione la situazione è meno chiara. Il diritto europeo non richiede la separazione proprietaria né manifesta, in questo caso, una particolare preferenza. Impone la separazione societaria, con l'eccezione dei piccoli distributori (che servono meno 100.000 clienti) per cui è richiesta la mera separazione contabile (EC, 2010). Questa minore rigidità delle norme trova riscontro nell'assenza di un consenso tra gli esperti – che a sua volta, probabilmente, risente di una letteratura meno ampia anche perché i dati sono più difficilmente disponibili e meno confrontabili di quanto accada per la trasmissione.

Diversamente dal segmento della trasmissione, per quanto riguarda la distribuzione le evidenze raccolte in letteratura sono poche e frammentarie – segno che, almeno fino ai tempi più recenti, la distribuzione ha attirato minore interesse da parte dei ricercatori. Solo negli ultimi anni, anche in conseguenza dello spostamento verso la distribuzione di una quota crescente di impianti produttivi e della digitalizzazione, questo interesse si è sollevato e ha dato luogo a molte analisi, dedicate però più agli aspetti tecnologici e operativi (anche sotto il profilo istituzionale) che ai temi più vasti di *market design* (si veda, per esempio, Sioshansi, 2023). Le politiche di separazione, dunque, si sono concentrate principalmente sulle modalità attraverso cui la regolazione avrebbe potuto garantire la terzietà e l'indipendenza delle reti anche all'interno di gruppi verticalmente integrati, imponendo – tra l'altro – forme di separazione legale, l'adozione di politiche di marchio e di comunicazione chiaramente distinte da quelle della capogruppo e delle società collegate, e – ove necessario – una disciplina minuziosa sui servizi prodotti in modo congiunto all'interno delle conglomerate (CEER, 2019). Vi sono tuttavia

varie esperienze di separazione proprietaria anche al livello della distribuzione, legate in alcuni casi alle strategie aziendali di alcuni operatori (in particolare nel Regno Unito e in Belgio, come rilevabile nelle schede riportate in Appendice 1), in altri a (rari) interventi (la Nuova Zelanda nel 1998, i Paesi Bassi nel 2009). Questi ultimi casi meritano quindi di essere approfonditi.

I fautori della separazione ritengono che vi siano essenzialmente due argomenti a favore di tale impostazione: in primo luogo, reti separate al livello della distribuzione (esattamente come a quello della trasmissione) in principio dovrebbero garantire un assetto di mercato più favorevole alla concorrenza, in quanto nessuno potrebbe trarre vantaggio dall'integrazione verticale. La differenza cruciale tra la trasmissione e la distribuzione, sotto questo profilo, è che al livello della trasmissione l'obiettivo è garantire la terzietà dal lato dell'offerta (cioè: tutti gli operatori devono avere uguale accesso alla rete); al livello della distribuzione la terzietà riguarda principalmente il lato della domanda (cioè: tutti devono avere uguale accesso al cliente). Per questa ragione, si è finora ritenuto che il problema della terzietà potesse essere affrontato ricorrendo a forme di regolamentazione meno estreme, imponendo per esempio una più forte distinzione (anche visiva) tra i soggetti esercenti le infrastrutture e quelli, pur appartenenti allo stesso gruppo societario, attivi nella vendita. Tuttavia, è evidente che un consumatore più attivo – anche perché spesso egli stesso produttore di energia – aumenta la criticità di questo passaggio, facendone un anello debole del disegno di mercato. In qualche modo, vanno nel senso di affrontare tale questione sia alcune scelte generali della disciplina europea (quali l'obbligo di separazione societaria e la separazione delle politiche di marchio, finalizzate a non indurre confusione nei consumatori), sia gli sviluppi dell'azione antitrust⁷. Inoltre, l'autonomia delle reti dovrebbe garantire una maggiore focalizzazione del *management* sul *business* caratteristico, e potenzialmente maggiori investimenti, minore costo del capitale e ovviamente una più pronunciata indipendenza.

I critici, al contrario, ritengono che tali benefici – pur possibili in principio – sarebbero di modesta entità. Vi sarebbero, al tempo stesso, dei costi: il rischio di una maggiore concentrazione nei mercati a monte (generazione elettrica e produzione / importazione di gas) o a valle (vendita di energia elettrica e gas), un meno efficace coordinamento tra gli operatori a monte e quelli di rete, un potenziale sovra-investimento negli elementi di rete trainato dall'incentivo implicito della regolamentazione tariffaria. Inoltre, la separazione – specie quando viene imposta dall'alto – comporta dei costi *una tantum* che possono essere significativi. Tali obiezioni non sono necessariamente infondate, ma appaiono più legate alla “vecchia” funzione dei distributori e assai meno ai nuovi ruoli che a essi vengono attribuiti (per molti aspetti svolti con l'intermediazione di un soggetto deputato alla gestione centra-

7. Per quanto riguarda l'Italia, si vedano per esempio i casi che hanno coinvolto alcuni operatori della distribuzione, i quali avrebbero condiviso con le società di vendita collegate dati relativi ai clienti in maggior tutela allo scopo di agevolare politiche di *win back* (<https://www.agcm.it/media/comunicati-stampa/2017/5/alias-8752>). I provvedimenti dell'Antitrust sono stati successivamente impugnati dalle compagnie interessate. Il TAR ha parzialmente accolto i ricorsi imponendo una riduzione delle sanzioni, che sono state successivamente annullate dal Consiglio di Stato. Per un approfondimento sul merito delle contestazioni si veda Stagnaro (2019).

lizzata e paritetica delle interfacce, come il Sistema Informativo Integrato - SII). Ciò è vero specialmente in un contesto di convergenza tecnologica e di mercato. Il tema del rischio di sovrainvestimento, poi, è principalmente legato all'intonazione della regolazione e costituisce la principale sfida a cui i regolatori sono chiamati a rispondere per incentivare investimenti efficienti. La riflessione sulla *governance* delle infrastrutture di distribuzione, infatti, deriva proprio dal tentativo di fornire una risposta efficace a questi dubbi. Peraltro la valutazione riguardo all'efficienza degli investimenti sulle infrastrutture energetiche non deve limitarsi a considerare il loro più sostenibile impiego (per l'ambiente, la sicurezza degli approvvigionamenti e i costi per il sistema), ma in ottica di sostenibilità complessiva deve estendersi a considerare gli effetti complessivi che potrebbero generarsi anche su altri settori, in assenza di coordinamento e/o soluzioni complementari tra i diversi vettori energetici (ad es. per gli enormi, se non insostenibili, investimenti che risulterebbero necessari sul patrimonio immobiliare, nel caso di sola elettrificazione, senza considerazione di un sistema duale elettrico-gas).

Una revisione della letteratura disponibile, condotta da Nillesen e Pollitt (2021), non ha trovato risultati univoci. La maggior parte degli studi esaminati (23) non ha fornito una risposta favorevole alla separazione proprietaria, vuoi perché i costi sono risultati superiori ai benefici, vuoi perché l'analisi non ha avuto un esito statisticamente significativo. Gli autori hanno inoltre condotto un esame più specifico dei casi neozelandese e olandese. Nel primo caso, i benefici sono apparsi modesti e dello stesso ordine di grandezza dei costi connessi all'esecuzione della separazione. Anche nei Paesi Bassi – su cui torneremo più avanti (v. Box) – l'operazione (imposta dalla legge) ha avuto un epilogo ambiguo e non consente di pronunciare una parola definitiva.

Queste analisi vanno, tuttavia, prese *cum grano salis*. In primo luogo, come detto, c'è una differenza sostanziale tra i tentativi di *unbundling* imposto dalla regolazione, in cui i costi della separazione sono in qualche modo socializzati, e le esperienze di *unbundling* dettato da scelte aziendali, nell'ambito delle quali, almeno *ex ante*, vi è la presunzione che tali costi possano essere superati dalle sinergie operative e di altro tipo. Secondariamente, l'evoluzione e la trasformazione dei mercati impongono nuove sfide che meritano di essere affrontate e riconosciute. Tra queste, vanno citate la produzione e la disponibilità di una quantità di dati senza precedenti, i quali pongono la questione dell'adeguata condivisione e dello sfruttamento dell'informazione in tal modo messa a disposizione⁸; lo spostamento del terreno di gioco competitivo dal livello della trasmissione al livello della distribuzione; lo scivolamento degli usi finali dal vettore gas al vettore elettrico, che implica maggiori esigenze di flessibilità. Questi temi verranno ulteriormente approfonditi nel prosieguo dello studio. Ciò che conta, tuttavia, è sottolineare che, mentre la valutazione dei costi della separazione proprietaria rimane pressoché valida, i suoi benefici sono destinati a cambiare perché sta profondamente cambiando la natura

8. La produzione dei dati è legata logicamente al servizio di misura, che negli Stati membri dell'Unione europea è svolto dai distributori. Proprio la gestione terza e non discriminatoria dei dati è uno degli argomenti a favore di regimi di *unbundling* più restrittivi. In Italia, peraltro, gran parte dei dati sono centralizzati presso il Sistema Informativo Integrato e costituiscono un potenziale tesoro suscettibile di molteplici utilizzi. Si veda per esempio Faiella e Lavecchia (2023).

e la funzione dei DSO elettrici.

Alla luce di queste evoluzioni, si sono nuovamente poste le domande che, vent'anni fa, erano state risolte prevedendo forme relativamente morbide di separazione. Queste hanno a che fare, da un lato, col tema che si è già posto al livello dei TSO, relativo alla separazione non solo della proprietà degli asset ma anche delle attività di gestione e pianificazione delle reti; dall'altro, con la questione della potenziale integrazione con le reti gas. Per quanto riguarda il primo tema – che non verrà approfondito in questa sede – il paese che vi sta maggiormente dedicando attenzione è il Regno Unito (Ofgem, 2019). Da parte dei soggetti interessati vi è forte scetticismo (Pollitt et al., 2021; Pollitt et al., 2022) anche a causa dei costi *una tantum* che si stimano elevati (Nera, 2022).

Dall'altro lato, le prospettive dei DSO dei due settori, elettrico e gas, appaiono sempre più legate – proprio per la centralità che queste infrastrutture sono destinate ad assumere – alla ricerca di efficienze operative e strategiche. In altri termini, gli obiettivi della regolazione non dovrebbero più accontentarsi di creare adeguati incentivi perché la *performance* (tecnica e gestionale) dei DSO continui a migliorare, ma dovrebbero anche perseguire una visione più chiara e complessiva rispetto alla pianificazione degli investimenti ammessi. Le evoluzioni più recenti della regolazione in Italia sembrano in qualche modo andare in questa direzione, o quanto meno contemplarla: il passaggio dal mero riconoscimento tariffario dei costi (efficienti) alla valutazione degli effetti degli investimenti stessi (ROSS) costituisce in questo senso, ove adeguatamente declinata, un'opportunità. Ciò chiama in causa l'evoluzione dei sistemi energetici nel loro complesso e, potenzialmente, il coordinamento tra le infrastrutture elettriche e gas. Di questo ci occupiamo nella prossima sezione.

Tuttavia, Nillesen e Pollitt (2021) forniscono una informazione importante: essi hanno consentito di stimare i costi *una tantum* legati alle operazioni di separazione nei Paesi Bassi in circa 70 euro per cliente (espressi in euro del 2017). Indagini analoghe sulla Nuova Zelanda hanno trovato un costo per cliente attorno ai 130 euro (sempre del 2017). Di conseguenza questo consente di fissare i possibili costi della riorganizzazione del sistema italiano della distribuzione nel *range* attorno a 100 euro / cliente. La domanda a cui rispondere è: i benefici attesi da una riorganizzazione che preveda, da un lato, forme più spinte di *unbundling*; dall'altro una ridefinizione del perimetro delle concessioni e dall'altro ancora l'individuazione di nuovi gestori attraverso procedure competitive, saranno realisticamente superiori a 100 euro / cliente (reali) nell'orizzonte della durata della concessione? La risposta a questa domanda non potrà che arrivare dall'esperienza concreta. Tuttavia, essa è importante perché fissa una soglia di indifferenza. Poiché il costo è, tutto compreso, esiguo, appare sensato guardare con interesse alle opportunità aperte dalle gare. A questo fine è importante anche tenere in considerazione la nuova configurazione del settore imposta dalla transizione energetica.

L'importanza di tenere il piede in due scarpe

L'idea di una gestione congiunta – o quanto meno di un forte coordinamento – tra le infrastrutture per la distribuzione dell'energia elettrica e del gas non è nuova. L'intuizione è che le economie di scala in particolare nell'ambito dello stesso settore (e relative, per esempio, alle funzioni centrali di staff, a sale controllo, alcune

tipologie di acquisto, ecc.) sono limitate perché queste attività sono dominate da costi legati alla dimensione territoriale (come i costi di manutenzione, di pronto intervento, ecc.). Tuttavia, guardando all'integrazione tra settori le sinergie possono invece sostanzarsi nei seguenti aspetti:

- le esigenze di manutenzione e il mantenimento delle condizioni di sicurezza e continuità del servizio, oltre agli obblighi di garantire interventi in tempi rapidi in caso di guasto, possono essere soddisfatte mettendo in comune almeno una parte del personale e dei macchinari;
- man mano che la natura dei sistemi energetici evolve nel senso della transizione energetica, per le ragioni che sono state esaminate, i sistemi gas acquistano una funzione sempre più complementare rispetto a quelli elettrici;
- il rilevante volume di investimenti richiesto dal percorso di transizione energetica può essere realizzato secondo le opzioni più efficienti, e quindi ottimizzato nell'interesse del sistema, con una visione coordinata e integrata di tutte le infrastrutture di distribuzione dell'energia (indipendentemente dal vettore)⁹.

L'integrazione dei sistemi elettrici e gas – e in particolare delle reti di distribuzione elettriche e gas – offre molte opportunità e presenta al contempo difficoltà e rischi.

Le opportunità, come delineato, non sono limitate alle sinergie operative derivanti dalle efficienze orizzontali tra due linee di *business* con molti aspetti tecnici e regolatori affini, ma interessano - anche in maggior misura - l'efficienza allocativa degli investimenti per il soddisfacimento della domanda di energia nel contesto

9. Anche in sede europea, già da tempo è emerso come l'evoluzione del sistema energetico verso la neutralità carbonica non possa avvenire solamente attraverso l'impiego di alcune specifiche soluzioni, tecnologie o vettori. In proposito, è di rilievo la Direttiva (UE) 2023/2413 (c.d. "Red III" - Renewable Energy Directive III), entrata in vigore il 20 novembre 2023 e avente per oggetto la promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili mediante semplificazione dei processi autorizzativi. La Direttiva prevede le misure che gli Stati membri dovranno adottare allo scopo di incrementare l'uso e la produzione di energia da fonti rinnovabili, aumentando significativamente l'apporto di energia rinnovabile (inclusi i gas rinnovabili) complessivamente utilizzata in tutto il territorio europeo e tratteggia quindi, sostanzialmente, obblighi di pianificazione e coordinamento in capo agli Stati membri, prefigurando evoluzioni verso un'unica "regia" energetica e scadenze tutto sommato corrispondenti a quelle per le gare di affidamento della distribuzione elettrica (ciascuno Stato membro dovrà infatti recepire tale disciplina all'interno della propria legislazione nazionale entro 18 mesi dalla relativa entrata in vigore, ossia entro il 21 maggio 2025). Tra le altre cose, la Direttiva dispone che gli Stati membri debbano effettuare, in vista della diffusione delle energie rinnovabili sul loro territorio e al fine di individuare il potenziale nazionale, una mappatura coordinata delle c.d. "Zone necessarie" (zone in cui è prevista la disponibilità di energia da fonti rinnovabili, la relativa tipologia e il relativo potenziale, tenendo conto della domanda di energia e della disponibilità di infrastrutture energetiche), "Zone di accelerazione" (zone in cui possa essere data priorità agli impianti di produzione di energia rinnovabile e degli impianti di relativo stoccaggio) e "Zone per le infrastrutture" (zone dedicate allo sviluppo dei progetti di rete o di stoccaggio necessari per integrare l'energia rinnovabile nel sistema infrastrutturale, individuate consultando i pertinenti gestori delle infrastrutture).

della transizione energetica, per evitare il rischio di sovrainvestimenti, garantendo il più opportuno utilizzo delle infrastrutture di distribuzione dell'energia esistenti e il loro impiego complementare a quelle di nuova realizzazione. La valutazione riguardo all'efficienza degli investimenti sulle infrastrutture di distribuzione dell'energia dovrebbe considerare non solo le soluzioni per il loro impiego sostenibile, ma, in ottica *cross-sector*, anche gli effetti complessivi su altri settori, in assenza di coordinamento e/o soluzioni complementari tra i diversi vettori energetici.

Sul piano della politica di investimento inoltre, per le ragioni che sono state precedentemente illustrate, appare evidente che il graduale “travaso” di una certa quota degli usi finali verso il vettore elettrico pone una questione sulle modalità di mantenimento dell'utilizzo delle infrastrutture gas ma, contemporaneamente, solleva una corrispondente e molto maggiore domanda di flessibilità al servizio delle reti elettriche. Questa maggiore domanda di flessibilità potrebbe richiedere sia l'accumulo (in qualche forma) dell'energia prodotta in eccesso durante le fasi di alta offerta e bassa domanda, sia la possibilità di servire carichi (o comunque usi, per esempio il riscaldamento) nei momenti in cui la situazione è quella opposta (bassa offerta e alta domanda). Da questo punto di vista, la fungibilità tra le due reti – con la possibilità di convertire l'energia elettrica in idrogeno verde o gas di sintesi, e di utilizzare questi ultimi direttamente oppure come combustibili per la generazione elettrica – risponde, almeno in linea teorica, al problema. Naturalmente, se questa potenzialità possa trovare applicazioni dipende dallo sviluppo tecnologico e dalla curva dei costi, al momento ancora da consolidare (l'uno) ed elevati (gli altri). In tale prospettiva, il fatto che gli sviluppi siano promettenti (Tiribuzi et al., 2023) e che il principale ostacolo sia dato dai costi (Businge et al., 2019) è un elemento di estrema attenzione perché, ovviamente, lascia aperta la porta alla praticabilità di questa soluzione nel lungo termine o di altre soluzioni ibride (elettrico e gas) e suggerisce in ogni caso di non indirizzare l'evoluzione delle infrastrutture senza tenerne conto, tanto più che l'utilizzo del gas in alcuni settori come il riscaldamento domestico è destinato a essere rilevante, seppure in graduale calo, nel futuro prevedibile.

Sul piano operativo, la questione è più complessa perché dipende anche dal disegno di mercato. In parte, va detto che il coordinamento tra le infrastrutture nel senso appena descritto comporta, per definizione, un vantaggio per il sistema, nel senso che esso consente di verificare se le tecnologie di *power to gas* siano (o no) un'alternativa economicamente vantaggiosa – nel breve e nel lungo termine – rispetto a soluzioni alternative concettualmente più “tradizionali”, quali l'installazione di batterie elettrochimiche, lo sviluppo delle reti di trasmissione su lunghe distanze e, inevitabilmente, il *curtailment* di una parte dell'energia prodotta. L'esito di queste analisi non è ovvio, tra l'altro perché può variare non solo nel tempo (con l'evoluzione tecnologica e con l'andamento dei costi del gas), ma anche nello spazio (cioè in alcune zone può essere preferibile sviluppare le tecnologie di *power to gas*, in altre no). Oltre a questo, però, possono esservi ulteriori sinergie operative, che però dipendono dal grado di integrazione verticale e dalla fungibilità non solo delle infrastrutture, ma anche dei mercati. Per esempio, un'esperienza condotta in Québec testimonia delle grandi potenzialità derivanti dalla gestione congiunta delle infrastrutture, anche se la sua percorribilità dipende essenzialmente dal fatto che i clienti sono *captive* e che, pertanto, la *utility* verticalmente integrata può di volta in volta “spostare” i carichi dal vettore elettrico a quello gas (o al calore) (Pol-

litt et al., 2022). Analogamente, una simulazione sui benefici del coordinamento tra i due mercati in Colorado non si focalizza sull'aspetto infrastrutturale in sé, ma lo finalizza alle operazioni in senso più ampio su entrambi i mercati e ipotizza anche altri cambiamenti, più o meno coerenti con l'approccio europeo, al disegno di mercato (Guerra et al., 2020).

Tutto ciò non deve dare la sensazione che non vi siano difficoltà. La gestione congiunta delle infrastrutture (o dei sistemi) deve superare una serie di ostacoli, non solo di natura "politica", in parte dipendenti anche dal concreto disegno attraverso cui si intende perseguire un coordinamento più o meno spinto (Wang et al., 2018). In primo luogo, l'utilità e l'effettiva fruibilità delle infrastrutture dipendono concretamente dall'evoluzione della domanda e dell'offerta, che a loro volta risentono di una serie di variabili, quali le decisioni di *policy*, l'andamento dei mercati e il progresso tecnologico. Secondariamente, la scala temporale e spaziale degli investimenti – e della variabilità delle domande dei vari vettori, quali elettricità, gas e calore – può avere un impatto molto rilevante, determinando soluzioni radicalmente diverse in contesti differenti. Infine, mai come oggi gli scenari sono stati dominati dall'incertezza, in quanto – diversamente dal passato – la trasformazione dei sistemi energetici, pur essendo influenzata dalla tecnologia, è determinata in primo luogo dalle scelte di *policy*. Sotto questo profilo (come vedremo più avanti) è essenziale che le diverse *policy* siano coerenti le une con le altre, in modo da non dare segnali contrastanti al mercato e agli operatori.

Gli operatori stessi sembrano consapevoli delle difficoltà e delle peculiarità della transizione, e dunque della convergenza tra le infrastrutture e, attraverso di esse, tra i mercati.

Pollitt et al. (2021) hanno somministrato un questionario su questi temi, raccogliendo le risposte di 39 DSO e 12 autorità di regolazione, con una copertura rispettivamente del 40 per cento e del 78 per cento dei clienti in 20 paesi europei¹⁰. Dei DSO, sette erano classificati come piccoli (<100.000 clienti), 15 medi (tra 100.000 e un milione di clienti) e 17 grandi (>1 milione di clienti).

Mentre i DSO si sono generalmente pronunciati contro la separazione tra la proprietà e la gestione delle reti, le autorità di regolazione si sono mostrate maggiormente interessate a questa prospettiva. I DSO si sono inoltre mostrati assai consapevoli dell'evoluzione del proprio ruolo, invocando una partecipazione più diretta ai mercati: per esempio, il 62 per cento si è detto favorevole al possesso e al controllo di impianti di accumulo (il 67 per cento alla gestione di impianti di terzi), il 56 per cento alla gestione delle congestioni e il 69 per cento alla gestione della potenza reattiva. Le autorità di regolazione sono più caute, prediligendo soluzioni di *procurement* di tali servizi presso terzi. Una analoga distanza si può vedere nei quesiti relativi ai dati prodotti dagli *smart meter*, che i DSO vorrebbero gestire in esclusiva mentre i regolatori preferiscono mettere a disposizione di terzi

10. Le risposte dai DSO (o dalle rispettive associazioni di categoria) provengono dai seguenti paesi: Austria, Cipro, Repubblica Ceca, Germania, Grecia, Spagna, Finlandia, Ungheria, Irlanda, Italia, Kosovo, Lituania, Lettonia, Paesi Bassi, Norvegia, Portogallo, Svezia, Regno Unito. Le risposte dalle autorità di regolazione dai seguenti: Repubblica Ceca, Germania, Spagna, Francia, Irlanda, Italia, Lussemburgo, Lettonia, Norvegia, Portogallo, Svezia, Regno Unito.

(col consenso del cliente).

Vi sono però alcuni aspetti su cui le visioni di DSO e regolatori convergono. Uno riguarda l'individuazione di forme di migliore coordinamento tra TSO e DSO. L'altro è invece relativo al coordinamento tra le infrastrutture per la distribuzione elettrica e quelle per la distribuzione di gas e calore, su cui si pronuncia favorevolmente oltre il 50 per cento dei DSO (specialmente quelli di medio-grandi dimensioni) e quasi il 70 per cento dei regolatori. In merito alla fattibilità di tali condotte, Pollitt et al. (2021) censiscono una serie di casi studio, tra cui gli esperimenti di Oosterwolde and Lochem che sono meglio descritti nel Box dedicato ai Paesi Bassi.

In questo contesto, viene da chiedersi perché – se la gran parte degli attori concorda che vi sia un vantaggio nel coordinamento tra le infrastrutture e, più in generale, nel *sector coupling* – le esperienze siano ancora così limitate. La risposta è articolata. Sebbene le evidenze raccolte e sistematizzate in letteratura siano scarse, non sono pochi i casi in cui le infrastrutture *power* e gas (e calore) sono gestite dal medesimo soggetto. Questo è stato, nella maggior parte dei casi, il frutto di circostanze storiche più o meno casuali, ma non di meno è un modello che già esiste e che anche in Italia ha trovato varie applicazioni (si pensi alle ex municipalizzate). Oltre a questo, esistono però due tipologie di barriere che meritano di essere approfondite.

Innanzitutto, contano le barriere tecnico-economiche. Al di là delle mere sinergie gestionali, parlare di coordinamento o addirittura accoppiamento dei settori elettrico e gas significa assumere che, per le ragioni che sono state illustrate, i mercati dei due vettori siano destinati a convergere, in quanto l'uno – quello elettrico – acquisirà un'importanza sempre maggiore (in termini di volumi), mentre l'altro – il gas – avrà una fondamentale funzione sussidiaria e complementare. Sebbene in principio questa evoluzione sia molto chiara e razionale, le tecnologie non sono ancora del tutto mature e quindi essa è comunque dominata da un considerevole grado di incertezza. Col tempo, però, si stanno accumulando sempre più evidenze sulla fattibilità e sostenibilità (anche economica) di questo percorso. Per fare solo alcuni esempi, Sneum et al. (2021) discutono dell'accoppiamento dei settori dell'energia elettrica e del calore, sviluppando un modello che simula l'effetto di una imposta sulle biomasse impiegate nel riscaldamento domestico in Danimarca. Come è lecito attendersi questo incrementa l'utilizzo delle pompe di calore. Tuttavia i costi conseguenti sono significativi e l'elettrificazione del riscaldamento domestico, in quel contesto, non sembra il modo più efficiente per ridurre le emissioni di CO₂. Questa dinamica può essere colta solo osservando i due mercati in parallelo, in quanto analizzandoli indipendentemente non si potrebbe cogliere, a fronte dello spostamento da una fonte relativamente più emissiva a una meno, l'altra faccia della medaglia. Rehman et al. (2021) osservano le complementarità tra i settori elettrico e del calore con particolare riferimento all'utilizzo dei sistemi di accumulo termico per compensare la variabilità delle fonti rinnovabili e consentire la riduzione delle emissioni climalteranti. Simili risultati vengono raggiunti da Gea-Bermúdez et al. (2021), che simulano l'evoluzione dei sistemi energetici dell'Europa centro-settentrionale al 2050.

Tra gli ostacoli di natura tecnico-economica vanno contate anche le condizioni del mercato: la competitività di soluzioni quali l'idrogeno verde o i gas di sintesi è legata, da un lato, al costo dell'energia elettrica e ai Capex delle tecnologie di tra-

sformazione, dall'altro ai costi del gas (e della CO₂). Tuttavia, è evidente che, prendendo sul serio gli obiettivi europei di decarbonizzazione, sono proprio le quote di emissioni a giocare un ruolo fondamentale nell'orientare le scelte di consumo e di investimento. Quindi la credibilità della transizione è, sotto questo profilo, in buona parte legata alla credibilità dell'Emissions Trading System, assai più che all'esito di decisioni *top down* che pure possono intervenire (ciò è coerente, in particolare, con gli esiti dello studio di Sneum et al., 2021 citato sopra).

Ancora più rilevante ai nostri fini, il *coupling* è ostacolato dal modo in cui la regolamentazione è impostata, sulla scorta dell'evoluzione pluridecennale che ha visto i diversi mercati (elettricità, gas e in parte calore) seguire traiettorie largamente indipendenti, specialmente al livello della distribuzione. Per quanto possa apparire tautologico, la principale barriera regolatoria all'integrazione dei mercati va cercata proprio nell'assenza di procedure che consentano una pianificazione integrata delle reti (Van Nuffel, 2018). Il coordinamento riguarda tanto lo sviluppo delle reti, quanto le reciproche interazioni. Si pensi alle decisioni relative alla realizzazione di capacità di accumulo al servizio del settore elettrico, o alla scelta se miscelare l'idrogeno nei gasdotti o realizzare infrastrutture dedicate, o ancora alla realizzazione di condotte dedicate alla CO₂ catturata a valle di specifici processi industriali (e che potrebbe essere riutilizzata, per esempio, per produrre metano di sintesi). I costi e i benefici di ciascuna di queste opzioni possono essere valutati compiutamente solo alla luce dello sviluppo delle altre infrastrutture e degli altri mercati: non è più sufficiente, e anzi perde progressivamente di significato, una valutazione, per così dire, autoreferenziale. Questo ragionamento non vale per il solo segmento infrastrutturale ma, naturalmente, per l'intero mercato: le scelte di natura fiscale e parafiscale (per esempio riguardo il regime IVA o la quantificazione e l'imputazione degli oneri generali di sistema) alterano i prezzi relativi, con effetti potenzialmente significativi sulle scelte dei consumatori (Oberle et al., 2020).

La stessa Autorità di regolazione italiana ne sembra consapevole. Il percorso, che è iniziato con la pubblicazione di scenari congiunti da parte di Snam e Terna, è stato apertamente riconosciuto in diversi documenti. In particolare, il Documento per la consultazione 173/2023/R/eel, dedicato alla selezione degli investimenti e alla redazione dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione elettriche, enfatizza non solo che "tutti i piani di sviluppo infrastrutturali siano riconducibili alle medesime ipotesi di scenario" (6.3), ma anche "l'interazione tra imprese distributrici di energia elettrica e imprese distributrici di gas naturale / stazioni appaltanti il servizio di distribuzione del gas naturale, principalmente per evitare che le attività di pianificazione degli investimenti (piani di sviluppo delle reti di distribuzione nel settore elettrico, documentazione allegata ai bandi per le nuove concessioni del servizio di distribuzione del gas naturale e potenzialmente piani di sviluppo della distribuzione nel settore gas) si basino su ipotesi incongruenti nei due settori" (10.4). L'Autorità si spinge anche oltre, ipotizzando "possibili obblighi di coordinamento tra imprese distributrici di energia elettrica e altri operatori del settore energetico, almeno riguardo la definizione degli scenari di sviluppo e di specifiche ipotesi sulla domanda di energia applicabili su base locale, con efficacia a partire dai Piani 2025" (10.7) e suggerisce che, nei piani di sviluppo post 2023, siano incluse considerazioni specifiche in relazione al "processo di coordinamento con il gestore del sistema di trasmissione e con le imprese distributrici interconnesse o sottese e con

le imprese distributrici di gas naturale” e al “processo di interazione con i soggetti coinvolti nello sviluppo della rete (ad esempio: enti o aziende che si occupano di infrastrutture stradali o ferroviarie, comuni, *charging point operator*, gestori di trasporto pubblico locale) e con le stazioni appaltanti il servizio di distribuzione del gas naturale, in relazione agli sviluppi delle reti gas previsti nei bandi” (Appendice A del DCO, punto A2). Queste considerazioni non hanno, al momento, trovato applicazione diretta, in quanto l’Autorità si è limitata a deliberare – tra l’altro – in merito al più stretto coordinamento tra TSO e DSO elettrici, ma non ancora tra DSO elettrici e gas¹¹. Tuttavia, la questione è ben presente all’attenzione del regolatore, anche perché – se pure non fosse riconosciuta in maniera esplicita – inevitabilmente essa incrocia, da un lato, il disegno delle gare e, dall’altro, il nuovo modello di regolazione per obiettivi di spesa e servizio (ROSS), che spinge per una valutazione degli investimenti proposti in relazione ai rispettivi obiettivi e alle presumibili conseguenze. Per affrontare questo tema, è dunque necessario tornare al disegno delle gare nel nostro paese e alla struttura di mercato che potrebbe emergere (Arera 2023c, 2023d).

BOX: I CASI DEI PAESI BASSI E DEL BELGIO

I Paesi Bassi sono l’unico Stato membro dell’Unione europea ad aver previsto un obbligo di separazione proprietaria dei DSO dalle imprese attive nei mercati a monte o a valle. Tale obbligo, previsto da una legge del 2006, ha efficacia dal 2008, fatto salvo che per un periodo di transizione di tre anni per consentire agli operatori coinvolti di adeguarsi. Di fatto, dunque, l’*unbundling* era previsto entrare operativamente in vigore dal 1° gennaio 2011. Tuttavia i principali soggetti (Essent, Eneco e Delta) hanno avviato un lungo contenzioso, che è arrivato alla Corte di giustizia europea (2013) e alla Corte Suprema olandese (2015). In entrambi i casi i ricorsi sono stati rigettati, così come un ulteriore ricorso di fronte alla corte dell’Aia (2009) che però è stato oggetto di altri appelli e ha parzialmente allungato i tempi per una delle tre società (Delta). In pratica, il pieno *unbundling* è stato raggiunto solo nel 2017, undici anni dopo l’approvazione della norma, nove dopo la sua entrata in vigore e sei dopo il termine ultimo originariamente individuato per il completamento della separazione (van Beuge, 2017).

Attualmente le reti di distribuzione sono operate da sette distributori regionali, i principali dei quali sono Liander (che costituisce la principale società operativa del gruppo Alliander), Enexis, Stedin ed Enduris (queste ultime parte di un medesimo gruppo societario), che gestiscono anche le reti gas insistenti sui medesimi territori (Berger e van Beuge, 2020). Il sistema regolatorio è considerato efficace e stabile e, da questo punto di vista, favorevole agli investimenti e all’innovazione (Loreti et al., 2023). Le poche analisi empiriche disponibili (analizzate da Nillesen e Pollitt, 2021) non hanno trovato risultati significativi post *unbundling*, ma va detto che esse hanno esaminato in particolare gli anni immediatamente successivi all’entrata in vigore dell’obbligo di separazione, che, come abbiamo visto, sono stati caratterizzati da non poche controversie legali.

11. Deliberazione 28 giugno 2023, 296/2023/R/eel.

Da un punto di vista più operativo e relativamente all'esercizio innovativo delle proprie reti, un caso studio particolarmente interessante è quello di Alliander, che ha avviato due progetti pilota sull'idrogeno nelle località di Oosterwolde e Lochem. A Lochem, Alliander ha coinvolto dodici famiglie in una sperimentazione finalizzata ad alimentare le rispettive abitazioni con l'idrogeno, attraverso le tubature del gas. L'obiettivo della sperimentazione è verificare se e fino a che punto l'idrogeno possa sostituire il metano negli usi domestici. A Oosterwolde, invece, il gruppo ha installato un elettrolizzatore in corrispondenza di un parco fotovoltaico, al fine di verificare se questa può essere una soluzione operativamente ed economicamente sostenibile per assorbire l'energia elettrica generata dai pannelli ma non richiesta dalla rete. In entrambi i casi, Alliander punta anche a verificare – in collaborazione col regolatore – se e quali modifiche sia necessario introdurre al quadro regolatorio o, nel caso specifico dell'idrogeno, quali regole debbano essere definite per consentire un adeguato sviluppo del mercato¹².

In Belgio le reti elettriche e gas sono gestite da due soli soggetti: Fluvius opera le reti gas e *power* (oltre a quelle idriche) nelle Fiandre, mentre Sibelga si occupa di entrambe le reti nella regione di Bruxelles. Il caso più interessante è il primo, in quanto il processo di aggregazione tra infrastrutture gas ed elettriche inizia nel 2018 ed è esplicitamente motivato con l'obiettivo di trovare economie di scala e di scopo. A tal fine, il regolatore VREG ha previsto strumenti d'incentivo specifici. In particolare, VREG ha previsto una graduale ma costante riduzione dei ricavi ammessi, anche sulla scorta di alcune decisioni del governo relativamente alla vendita dei certificati verdi, alle modalità di addebito ai consumatori degli oneri di servizio pubblico e la fiscalizzazione di una parte di quelli che noi chiameremmo oneri generali di sistema.

Fluvius è giuridicamente una società cooperativa che ha per azionisti circa 300 comuni fiamminghi attraverso undici *utility* locali, nata dalla fusione tra le precedenti società Eandis e Infrax (1° luglio 2018), con la successiva acquisizione di Integan il 1° luglio 2019. Fluvius è responsabile della costruzione, la gestione e la manutenzione delle reti per la distribuzione locale dell'energia elettrica, del gas, fognature, tv via cavo e teleriscaldamento e dell'illuminazione pubblica nelle Fiandre. Le *utility* azioniste di Fluvius sono anche proprietarie delle rispettive reti (Tabella 5).

Tabella 5. Attività di Fluvius e delle società partecipate

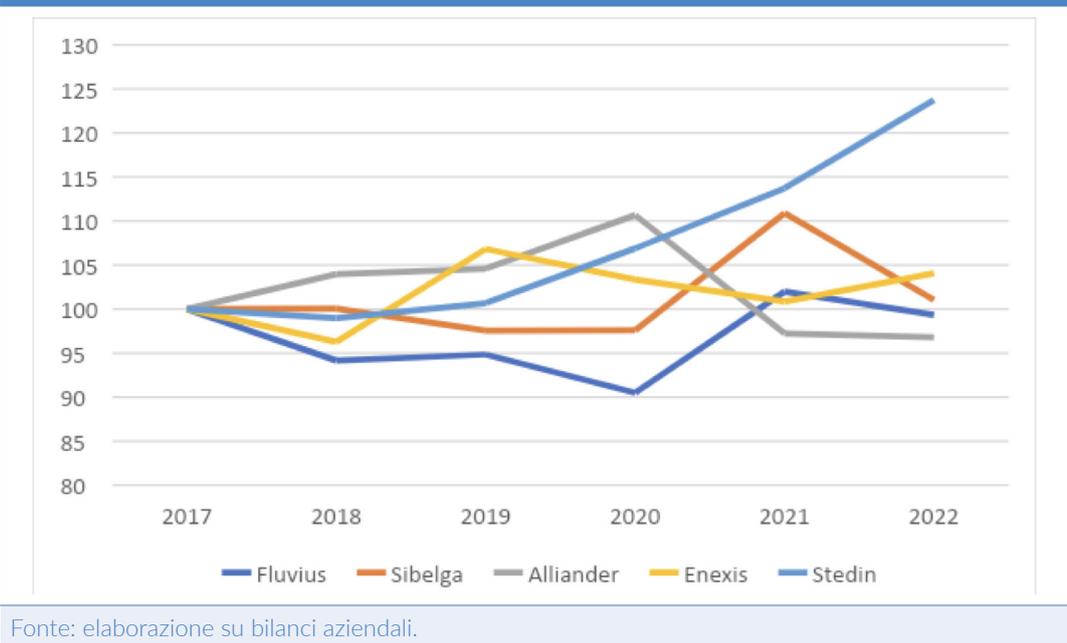
	Elettricità	Gas naturale	Fognature	Tv via cavo	Illuminazione pubblica
Fluvius Antwerpen	X	X	X	X	X
Fluvius Limburg	X	X	X	X	X
Fluvius West	X	X	X	X	X
Gaselwest	X	X			X
Imewo	X	X			X
Intergem	X	X			X
Iveka	X	X			X
Iverlek	X	X			X
PBE	X			X	X
Riobra			X		
Sibelgas	X	X			X

Fonte: bilancio aziendale 2022.

Sibelga serve la regione di Bruxelles capitale, dove opera le reti di distribuzione dell'energia elettrica e del gas. Formata nel 1982, essa ha ottenuto la sua attuale configurazione nel 2003, con la fusione tra i tre operatori all'epoca attivi (Interelec, Interga e Sibelgaz).

La Figura 9 riporta l'andamento di un semplice indicatore di efficienza gestionale, cioè la quota dei costi operativi per addetto, nelle principali società distributrici del Belgio e dei Paesi Bassi. Il grafico riporta l'andamento indicizzato all'anno base 2017. Confrontare i valori dell'indicatore prescelto in livello non è possibile a causa dell'eterogeneità delle società coinvolte. Pertanto si è scelto di analizzare l'andamento di tale indicatore rispetto a un numero indice (assunto pari al livello raggiunto nel 2017). L'analisi, infatti, è stata svolta a livello di bilancio consolidato di gruppo. Questo ha una ragione precisa, ma anche una controindicazione. La ragione sta nel fatto che le eventuali sinergie derivanti dalla gestione congiunta delle reti (o, per la precisione, la gestione delle reti elettrica e gas da parte di società afferenti al medesimo gruppo societario) non possono emergere al livello delle società operative, ma solo dal bilancio delle conglomerate. La controindicazione sta nel fatto che la composizione dei gruppi considerati è molto diversificata: alcuni operano solo infrastrutture elettriche e gas, altri sono attivi anche in altri ambiti infrastrutturali e altri ancora sono presenti anche a valle (sui mercati finali della vendita) o a monte (nella generazione, in particolare da fonti rinnovabili, o nello svolgimento di ruoli da operatore di sistema). Una ulteriore limitazione dell'analisi sta nel fatto che essa può mettere in evidenza eventuali sinergie operative (che *prima facie* sono limitate). Ma il vero argomento a favore di un più stretto coordinamento strategico e gestionale delle infrastrutture elettrica e gas (e potenzialmente del teleriscaldamento) non sta tanto negli aspetti operativi bensì nella politica di investimento, cioè nella capacità di selezionare gli investimenti sull'uno o sull'altro versante in base all'*output* atteso, nei casi in cui le due *commodity* sono alternative tra di loro e dunque le relative infrastrutture sono complementari. Tuttavia la politica di investimento non può essere valutata sulla base di un confronto tra *utility* diverse, tanto più in paesi differenti, in quanto essa è fortemente influenzata dalla regolazione, la quale a oggi, sia in Belgio sia nei Paesi Bassi (sia altrove), è ancora fortemente segmentata.

Figura 9. Andamento dei costi operativi dei principali operatori della distribuzione elettrica e gas in Belgio e nei Paesi Bassi (numeri indice 2017=100)



PARTE III: CHE GARE PER QUALE ITALIA

Gare elettriche e gare gas: somiglianze e differenze

Ragionare sulle modalità di affidamento delle reti per la distribuzione elettrica significa interrogarsi su una serie di aspetti, che riguardano:

- il perimetro delle concessioni;
- i criteri di gara, sia per quanto riguarda le condizioni economiche, sia per quanto riguarda gli aspetti tecnici, di sicurezza e di qualità del servizio;
- i possibili ostacoli, di varia natura, all'organizzazione delle procedure.

Alcune indicazioni, a tal fine, possono venire dall'esperienza maturata in questi anni nel settore contiguo del gas. Non vi è dubbio, infatti, che vi siano aspetti in comune: il modello di *business* del gestore infrastrutturale, le caratteristiche della regolazione tariffaria e (in parte) tecnica e di qualità, la forte interdipendenza dei due mercati, sia nella parte a monte (approvvigionamento della materia prima) e a valle (*retail*), sia nello sviluppo infrastrutturale. Vi sono, però, anche due cruciali differenze che è opportuno tenere bene a mente in questa fase.

La prima differenza è legata, ovviamente, allo sviluppo dei mercati. Mentre nel caso del gas i volumi trasportati dai tubi sono inevitabilmente destinati a ridimensionarsi – quanto rapidamente e quanto significativamente non è scontato – nel caso dell'energia elettrica le reti sono destinate (probabilmente) a trasportare maggiori volumi e (certamente) a sostenere maggiori carichi di punta. Se guardiamo il Documento di descrizione degli scenari (Snam e Terna, 2022) osserviamo infatti che, anche nello scenario più aggressivo¹³, i consumi elettrici finali sono destinati a crescere solo modestamente da 292 TWh nel 2019 a 330 TWh nel 2030 e 371 TWh nel 2040, con la maggior parte della crescita imputabile al settore trasporti (e dunque presumibilmente ad allacci in bassa tensione)¹⁴. Tuttavia, il carico di punta è atteso crescere dagli attuali livelli (nel range 55-60 GW) a circa 71 GW nello scenario centrale (Terna, 2022). Proprio questo sviluppo, come argomentato in precedenza, implica la presenza di una enorme capacità di accumulo (Figura 10) a cui sarà demandato il compito di gestire un eccesso di produzione che, in media, nelle ore centrali del giorno potrebbe trovarsi nel range 60-80 per cento dell'energia prodotta, da erogare in proporzioni solo marginalmente più basse nelle ore serali o di prima mattina (Figura 11). E tutto ciò per tacere del fabbisogno di accumuli stagionali, che allo stato attuale della tecnologia non possono essere soddisfatti dalle batterie elettrochimiche.

Viceversa, nello scenario più penalizzante per il gas, i consumi gas sono attesi in calo da circa 76,6 miliardi di metri cubi nel 2021 (di cui circa la metà ai fini della generazione di energia elettrica) a 66,2 miliardi di metri cubi (di cui 58,6 gas naturale, 5,4 biometano e 2,2 idrogeno) fino a 53 miliardi di metri cubi nel 2040 (di cui 35,4 gas naturale, 10,3 biometano e 7,3 idrogeno). Anche nello scenario più favorevole al gas¹⁵, i volumi domandati sono destinati a calare a 67,5 miliardi di metri cubi (di cui 56,6 gas naturale, 7,0 biometano e 3,9 idrogeno). A dispetto di un calo nei

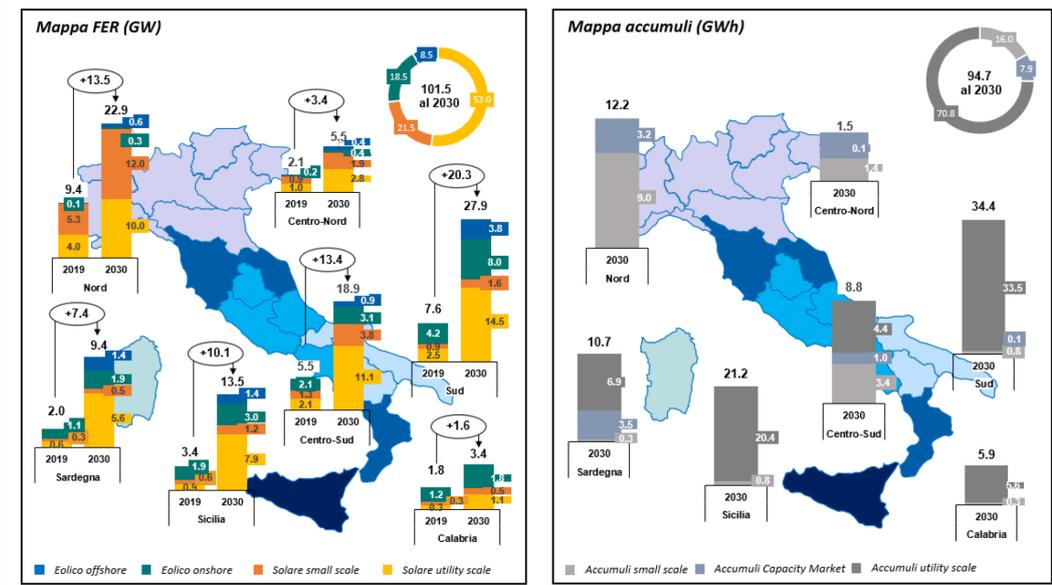
13. Chiamato "Fit for 55" per il 2030 e "Distributed Energy" per il 2040.

14. Tali valori sono al netto dei consumi finalizzati alla produzione di idrogeno, stimati pari a 9 TWh nel 2030 e 18 TWh nel 2040.

15. Chiamato LT (Late Transition).

volumi complessivi significativo, la domanda di punta giornaliera dovrebbe restare grossomodo comunque stabile (attorno agli attuali 390-400 milioni di metri cubi, che in casi eccezionali possono arrivare a circa 450) da qui al 2030 e 360 milioni di metri cubi nel 2040.

Figura 10. Dettaglio evoluzione capacità FER (GW) e capacità totale accumuli (GWh) al 2030 nello scenario FF55

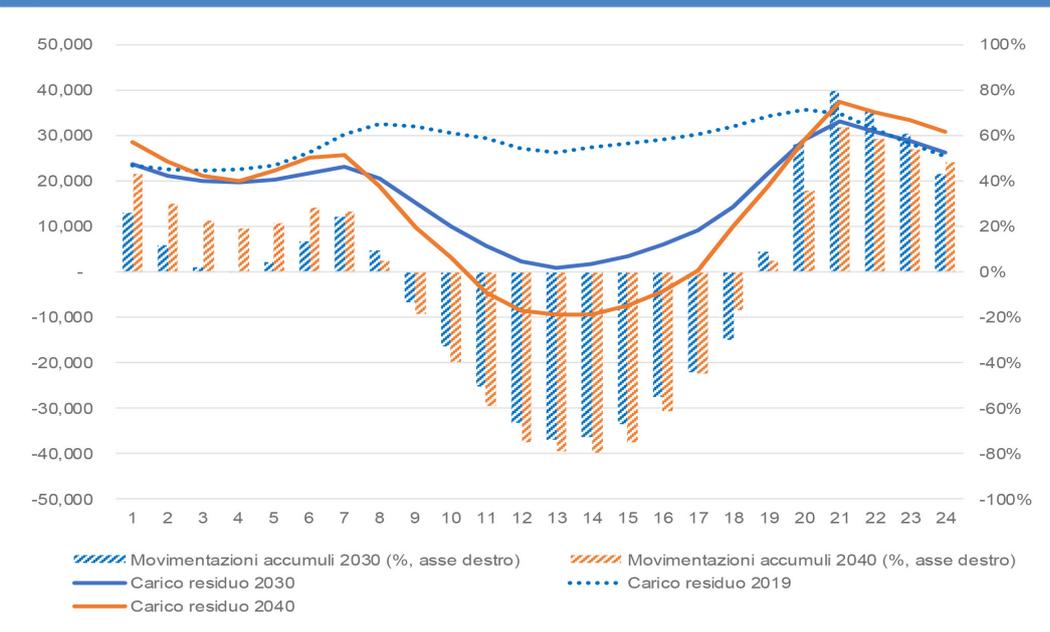


Fonte: Snam e Terna, 2022

È dunque evidente che, mentre le reti elettriche devono attrezzarsi a veicolare una domanda crescente (specialmente in intervalli di tempo limitati), le reti gas devono piuttosto affrontare un futuro segnato da volumi inferiori ma contemporaneamente da una potenziale evoluzione nell'origine e/o nella composizione chimica del fluido trasportato (ed eventualmente dalla realizzazione di infrastrutture dedicate, per esempio all'idrogeno o alla CO₂). Il Documento di descrizione degli scenari non prende in considerazione l'ipotesi di metano di sintesi che, tuttavia, può in prospettiva rappresentare una parte significativa della risposta alla transizione.

Un'ulteriore peculiarità delle reti elettriche è l'esigenza di accogliere una quantità crescente di impianti (anche domestici), e dunque gestire complessi flussi bidirezionali. Come si è visto è proprio questa attività che spiega l'incremento della durata delle interruzioni con preavviso sperimentate nel corso degli ultimi anni. La capacità installata – in particolare per quanto riguarda il fotovoltaico – è prevista in crescita, negli scenari più aggressivi, dagli attuali 22,6 GW (dato 2021) a 88 GW nel 2030 e 176 GW nel 2040 (Snam e Terna, 2022). Gran parte di questi impianti saranno allacciati alle reti di distribuzione, specialmente extraurbane.

Figura 11. Carico residuo medio (MWh) e movimentazioni accumuli medie (%) per il 2030 e il 2040



Fonte: Snam e Terna, 2022

Da ultimo, le reti elettriche dovranno gestire una crescente flessibilità dal lato della domanda, che, se da un lato rappresenta una risorsa al servizio del sistema, dall'altro presuppone che gli operatori si dotino delle capacità e degli strumenti – tecnici ed economici – per trarre vantaggio della *demand side response*. Questi sviluppi, dalla prospettiva dei consumatori o dei *prosumer/prosumager*, sono legati sia all'effettuazione di investimenti in tecnologie capaci di modulare i carichi in modo automatico o semiautomatico, sia a una migliore gestione degli stessi e dunque a cambiamenti comportamentali. Ma ciò presuppone, simmetricamente, un adeguamento dei sistemi e delle modalità operative da parte degli operatori di rete, che devono dotarsi della capacità di valorizzare queste risorse.

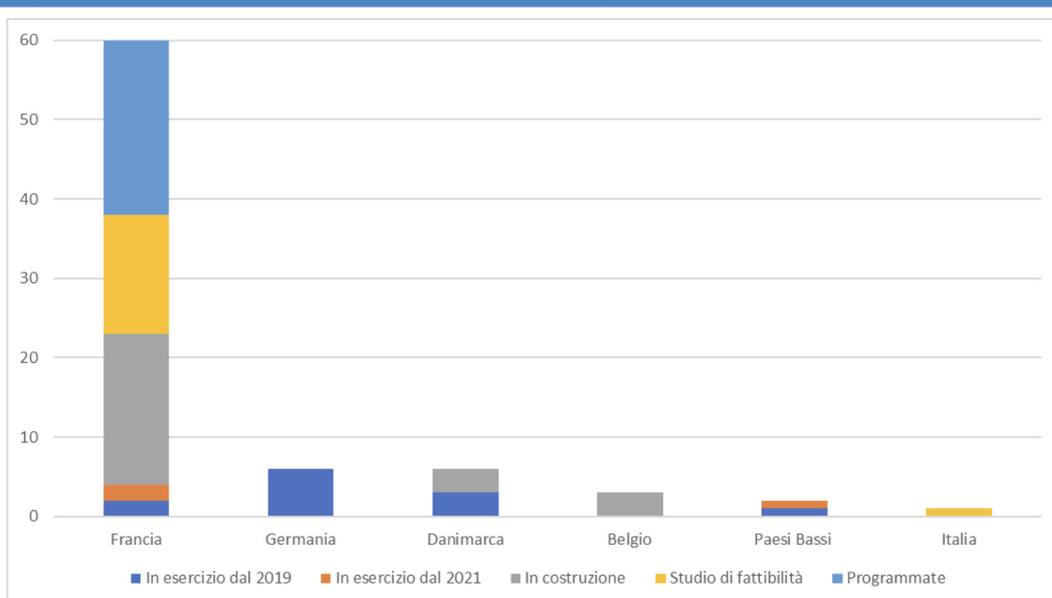
Un'esigenza per certi versi analoga è quella che potrebbe sorgere, per le reti gas, relativamente all'allaccio di impianti per la produzione di biometano, ma si tratta ovviamente di una casistica meno frequente e più facilmente gestibile – anche per il minor numero e maggiore dimensione degli impianti da allacciare. Essi sono comunque tali da porre, sia pur con modalità diverse, esigenze di flessibilità delle reti che potrebbero essere soddisfatte con l'*upgrade* delle reti di distribuzione a reti bi-direzionali (come infrastruttura sia di recapito che di immissione del vettore energetico nel sistema) grazie all'impiego delle c.d. cabine bi-remi per il rilancio verso la rete di trasporto (e quindi anche verso gli stoccaggi) del gas immesso nella rete di distribuzione e da questa non assorbito (si veda Box).

BOX: IL CASO DEL REVERSE FLOW IN FRANCIA E DANIMARCA

Come nel caso della generazione elettrica distribuita, la proliferazione di impianti per la produzione di biometano può richiedere interventi sul funzionamento stesso delle reti per la distribuzione del gas. Queste sono state infatti in origine pensate per trasportare il gas in un solo verso, perché – almeno fino a poco tempo fa – l'esigenza di gestire flussi bidirezionali era marginale o del tutto assente. Sebbene gli impianti per il biometano siano (anche in prospettiva) meno numerosi e di maggiori dimensioni rispetto ai piccoli impianti per la generazione di energia elettrica (in particolare da fotovoltaico), essi suscitano lo stesso tipo di problema, che riguarda tanto il funzionamento delle reti quanto dei sistemi di misura. Il grande vantaggio del biometano, rispetto ad altri gas rinnovabili, è che esso è chimicamente analogo al metano di origine fossile, e pertanto non richiede alcuna modifica alle infrastrutture esistenti. Tuttavia, per ragioni legate tra l'altro all'incidenza dei costi di trasporto, il biometano deve essere prodotto nei pressi dei luoghi dove viene originata la biomassa di partenza, quindi tipicamente all'interno di contesti rurali. Una volta immesso nelle reti di distribuzione, là dove per motivazioni logistiche non sia conveniente un'immissione diretta nelle reti di trasporto, non è detto che la domanda locale sia sufficiente ad assorbirlo, proprio perché esso viene prodotto e immesso in rete prevalentemente in zone lontane dai grandi centri abitati e industriali. Questo problema potrebbe addirittura crescere di dimensioni nel tempo, non solo per lo sviluppo di nuovi impianti per il biometano, ma anche perché l'arrivo a scadenza dei sistemi di incentivazione esistenti per il biogas potrebbe indurre i produttori a convogliare tale fluido verso impianti per la produzione di biometano (cosiddetto *pooling*), dando luogo a immissioni di volumi relativamente elevati. Nell'assenza di domanda sufficiente, il distributore potrebbe avere la necessità di immettere il biometano in eccesso nella rete di trasporto nazionale, muovendo dunque il (bio)metano nel verso opposto a quello consueto. Ovviamente, più questa possibilità diventa concreta, maggiore diventa la possibilità delle infrastrutture esistenti di assorbire nuove immissioni decentralizzate.

Un censimento condotto nel 2021 ha mostrato che il paese più all'avanguardia in questo ambito è la Francia, con circa i tre quarti delle infrastrutture esistenti a livello europeo (Figura 12). Oltre ai paesi riportati in figura (Francia, Germania, Danimarca, Belgio, Paesi Bassi e Italia), altri stanno sperimentando su scala più limitata il *reverse flow* da DSO e TSO per consentire un migliore sfruttamento della capacità produttiva di biometano o di idrogeno verde: Ungheria, Irlanda, Spagna e Svezia (Acer, 2022).

Figura 12. Numero di impianti per il reverse flow in Europa (2021)



Fonte: Jens et al. (2021)

La Danimarca costituisce un caso interessante, in quanto il paese ha scommesso pesantemente sul biometano: alla fine del 2022 i 56 impianti esistenti per la produzione di tale combustibile erano in grado di soddisfare oltre un terzo del fabbisogno di gas del paese, con un obiettivo del 100 per cento entro il 2030. Una politica così ambiziosa fa perno sugli investimenti programmati dal DSO (Evida) al fine di garantire l'equilibrio tra domanda e offerta, anche (ma non solo) attraverso la possibilità di inviare il biometano in controflusso verso la rete di trasporto. A tal fine, Evida sta svolgendo una attenta ricognizione della rete, in modo da minimizzare l'esigenza di nuove componenti – e dunque indirizzando la localizzazione della produzione del biometano – ma, ove necessario, provvedendo a migliori interconnessioni a livello locale o a garantire la bidirezionalità da e verso il TSO (Geode, 2023). Tuttavia, la probabile riduzione dei consumi di gas ha un impatto anche su questa strategia, nel senso che – a parità di altri elementi – comporta una maggiore e più diffusa esigenza di compressori per consentire l'invio di biometano in controflusso (Turk et al., 2022).

L'altra differenza significativa ha a che fare con la struttura del mercato: il mercato gas è più frammentato di quello elettrico. La questione non va cercata tanto nell'elevato numero di gestori di piccolissime dimensioni (poche migliaia di punti), che sono presenti su entrambi i versanti, quanto nella diversa configurazione dei restanti operatori, di piccole e medie (più che grandi) dimensioni. Nel mercato elettrico solo dieci operatori superano i 100.000 clienti, appena uno si colloca nella fascia 50-100 mila e tutti gli altri servono meno di 50 mila clienti. In compenso, appena quattro soggetti servono più di 500 mila clienti, mentre l'operatore dominante ha una quota di mercato (in termini di numero di clienti) superiore all'80 per cento, con oltre 31 milioni di pod. Nel caso del gas, su 186 operatori complessivi,

sei servono più di 500.000 clienti, 22 tra 100 e 500 mila, 20 tra 50 e 100 mila, 91 tra 5 e 20 mila e 47 meno di 5 mila (Tabella 6).

Tabella 6. Numero di distributori di elettricità e gas per classe dimensionale		
	Elettricità	Gas
Totale	122	186
Oltre 500.000 clienti	4	6
Tra 100.000 e 500.000 clienti	6	22
Tra 50.000 e 100.000 clienti	1	20
Tra 20.000 e 50.000 clienti	9	91
Tra 5.000 e 20.000 clienti	19	
Tra 1.000 e 5.000 clienti	38	47
Fino 1.000 clienti	45	
Fonte: Arera (2023b)		

Come si vede, la differenza principale non sta né nel numero complessivo degli operatori (122 contro 186), né nel numero di quelli grandi (4 contro 6), né nel numero di quelli piccoli o piccolissimi (111 contro 138). La vera differenza sta nella fascia media – tra 50 e 500 mila clienti – che vede la presenza di appena sette distributori elettrici contro 42 gas. Una seconda differenza deriva dal fatto che il principale operatore elettrico ha una quota superiore all'80 per cento nel caso elettrico contro il 28 per cento nel caso gas. Anche a colpo d'occhio, si capisce che in un caso la principale sfida – specie alla luce delle precedenti considerazioni sulle economie di scala – consiste nella de-concentrazione del mercato, mentre nell'altro si pone la questione opposta della desiderabilità di un maggiore consolidamento.

Questi elementi vanno tenuti presenti perché, a dispetto degli evidenti elementi convergenti, comportano anche uno sforzo e un obiettivo diverso se non opposto nel disegno delle gare: mentre nel caso gas l'impegno principale in questi anni è stato quello di far convergere una miriade di concessionari su un numero comunque elevato di ambiti (172), nel caso elettrico ci troviamo nella situazione opposta. Questo spiega perché l'aspetto per certi versi più complesso nel disegno delle gare consiste nella determinazione del perimetro delle concessioni. Solo dopo aver stabilito i più opportuni perimetri in proposito sarà possibile interrogarsi su quali debbano essere gli obiettivi da assegnare ai gestori (e dunque i criteri di gara), come superare gli ostacoli prevedibili e in quale modo (e se) favorire forme di maggiore coordinamento. Mentre questi ultimi temi presentano punti di contatto con le gare gas – o perché queste ultime forniscono utili indicazioni, o perché sono direttamente coinvolte – il primo è un elemento di radicale differenziazione e, dunque, merita di essere affrontato per primo.

Individuazione degli ambiti elettrici

Il primo passo per definire le modalità, le caratteristiche e gli obiettivi delle gare che dovranno essere bandite entro il 2025, al fine di riassegnare la gestione delle reti per la distribuzione elettrica dopo il 2030, consiste nell'individuazione del perimetro (e del numero) delle nuove concessioni. La legge pone due soli vincoli: la dimensione minima degli ambiti deve essere pari al territorio comunale (quindi in astratto il numero massimo di ambiti potrebbe essere 7.901) mentre quella massima deve essere “non superiore a un quarto di tutti i clienti finali” (quindi il numero minimo è quattro).

Nella sostanza, l'unico paletto rilevante è il secondo. Infatti, nessuno pensa che frazionare gli ambiti della distribuzione elettrica in svariate centinaia possa avere una qualunque utilità. Le disposizioni del decreto Bersani non consentono comunque di mantenere l'attuale configurazione, di fatto frutto di scelte puramente politiche ereditate dalla nazionalizzazione dell'energia elettrica nel 1962. Dovendo riorganizzare il settore, è opportuno interrogarsi su quali possano o debbano essere i criteri per la delimitazione degli ambiti.

Questa decisione dovrebbe tenere conto (almeno) dei seguenti criteri.

- Minimizzare i costi *una tantum* legati alla riorganizzazione degli ambiti e, in particolare, al frazionamento delle porzioni di rete oggi assegnate al principale operatore (e-distribuzione). Va detto che tali costi non sono particolarmente sensibili al numero di nuove concessioni, purché questo non sia straordinariamente alto. Infatti, i costi legati alla riorganizzazione dipendono principalmente dalle operazioni di trasferimento di informazioni e personale ai nuovi gestori subentranti. Tali operazioni hanno una componente fissa (dovuta al fatto stesso di passare a terzi gli strumenti per il controllo su porzioni di rete) prevalente su quella variabile (legata al numero di controparti). In principio, non sembra ragionevole assumere costi molto diversi se si decidesse di dividere l'attuale concessione in quattro, otto o un numero comparabile.
- Distinguere le caratteristiche morfologiche dei territori su cui insistono gli ambiti, poiché, come si è visto in precedenza, vi sono differenze sostanziali tra le caratteristiche dei DSO operanti in ambiti metropolitani e dei DSO operanti in ambiti extraurbani. Questo richiede una riflessione sulla riorganizzazione delle concessioni esistenti. La legge e il buonsenso dettano due scelte obbligate, a prescindere dal numero di ambiti che si riterrà ottimale: da un lato ripartire l'attuale concessione di e-distribuzione in diversi ambiti (la cui dimensione andrà stabilita); dall'altro aggregare almeno alcune tra le attuali concessioni di piccole dimensioni, e in particolare quelle tra 100 e 500 mila pod. Diversa può essere la valutazione delle attuali concessioni di dimensioni superiori ai 500 mila pod (come quelle attualmente gestite da Areti, Unareti, Ireti). A seconda delle scelte che si faranno relativamente al numero di ambiti, può essere presa in considerazione l'ipotesi di mantenerle e metterle a gara nella loro attuale forma, in quanto ciò eviterebbe dei costi organizzativi legati, per esempio, alla ridefinizione dei perimetri di rete o all'esercizio delle clausole sociali. Tale riflessione va affrontata nel contesto della scelta più ampia sul numero di ambiti.
- Ambiti troppo grossi sono poco contendibili e rischiano quindi di far venire meno il senso stesso della procedura competitiva. In un contesto pure molto diverso, relativo alle gare per l'affidamento del servizio a tutele graduali e il superamento della maggior tutela per i consumatori domestici, l'Arera ha proposto una dimensione "ottimale" dell'ordine dei 200-300 mila clienti serviti (Arera, 2023e). Pur nella consapevolezza che si tratta di servizi molto diversi tra di loro – nel primo caso la gestione delle reti, nel secondo l'erogazione di un servizio commerciale – tale riferimento può essere preso in considerazione, in ottica di dimensione che consente un'adeguata contendibilità. Tenendo conto, in particolare, che i clienti domestici in maggior tutela rappresentano poco meno di un terzo del totale, riportando le stesse proporzioni all'infrastruttura si arriva a una dimensione di riferimento tra 600 e 900 mila clienti.

- Ambiti troppo numerosi, pur essendo desiderabili dal punto di vista della concorrenza e della presumibile partecipazione alle gare, rischiano di determinare eccessivi costi amministrativi, non giustificati dai potenziali vantaggi in termini di partecipazione alle gare e di *yardstick competition* successivamente.
- Infine, nella logica del coordinamento tra infrastrutture gas e *power* occorre tenere conto del fatto che la dimensione degli ambiti nei due settori è molto differente in ragione dei diversi percorsi che hanno sino a oggi condotto alla definizione dei perimetri di assegnazione dei due servizi. Se, da un lato, è improbabile e forse neppure desiderabile riaprire il dossier della definizione degli ambiti gas¹⁶ (attualmente 172 con una dimensione media di circa 120 mila pdr), dall'altro è opportuno mantenere un rapporto non troppo sbilanciato tra i due settori. Il vantaggio del coordinamento sta proprio nella facoltà di disegnare piani di sviluppo, se non congiunti, almeno coerenti e in qualche modo raccordabili (se non alla prima almeno alla seconda tornata di affidamenti) in un'auspicabile visione di insieme delle infrastrutture energetiche.

Un altro elemento di cui tenere conto è la distribuzione della RAB (*Regulatory asset base*), ossia il valore degli asset regolati, la cui entità e la cui suddivisione territoriale possono solo essere stimati in mancanza di dati puntuali. Repetto (2021) ha stimato la RAB complessiva del settore della distribuzione elettrica in circa 25 miliardi di euro. La Tabella 7 riporta una stima della distribuzione della RAB tra le regioni effettuata sulla base dei pod, dei volumi di energia trasportata e della capacità fotovoltaica installata (intesa come *proxy* delle risorse distribuite allacciate in bassa tensione). Per confronto, si riporta una stima della distribuzione regionale della RAB nel settore gas e una stima della RAB delle attività di trasmissione nazionale di energia elettrica e di trasporto nazionale di gas (dedotta dai bilanci aziendali di Terna e Snam, rispettivamente).

La RAB nella distribuzione elettrica è, inoltre, prevista in significativa crescita. Secondo la versione del Piano nazionale integrato per l'energia e il clima inviata a Bruxelles il 24 luglio 2023¹⁷, sono previsti tra reti e accumuli investimenti complessivi nel periodo 2023-2030 pari a 43,5 miliardi di euro (di cui 16 imputabili al PNIEC stesso). Assumendo che circa la metà vadano al segmento della distribuzione, la crescita attesa del capitale investito può essere stimata in circa 22 miliardi di euro nel periodo, corrispondenti a poco meno di tre miliardi annui. Occorre tuttavia tenere presente che il PNRR dedica circa quattro miliardi di euro al rafforzamento delle smart grid e alla resilienza climatica delle reti¹⁸, che presumibilmente andranno in gran parte al segmento della distribuzione e che vanno dedotti dalla RAB in quanto privi di remunerazione esplicita a carico della tariffa.

16. Se non, in prospettiva futura, per le gare che eventualmente non dovessero essersi svolte entro una determinata data, di cui magari rivalutare l'assegnazione su perimetri rivisti e ridefiniti anche in relazione e coordinamento a quelli di assegnazione del servizio di distribuzione elettrica.

17. https://commission.europa.eu/publications/italy-draft-updated-necp-2021-2030_en

18. <https://www.governo.it/sites/governo.it/files/PNRR.pdf>

Tabella 7. Stima della RAB per segmento di mercato (milioni di euro)

	Distribuzione elettrica	Distribuzione gas
Abruzzo	646	473
Basilicata	286	131
Calabria	644	572
Campania	1486	985
Emilia- Romagna	2221	1813
Friuli-Venezia Giulia	687	445
Lazio	1958	2512
Liguria	523	942
Lombardia	4306	3520
Marche	825	433
Molise	150	88
Piemonte	1940	1728
Puglia	1949	822
Sardegna	837	118
Sicilia	1707	1048
Toscana	1390	1451
Trentino-Alto Adige	527	313
Umbria	475	280
Valle d'Aosta	69	40
Veneto	2373	1792
ITALIA	25000	19500
Trasmissione / Trasporto nazionale	18100	17100

Fonte: Repetto (2021) per la distribuzione elettrica, dati tratti da Arera e dai bilanci aziendali per la distribuzione gas, la trasmissione nazionale di energia elettrica e il trasporto nazionale di gas. Nota: la stima per la distribuzione elettrica si riferisce al 2021, le altre al 2022

Alla luce di queste stime è possibile ipotizzare almeno quattro configurazioni per la divisione geografica del territorio e l'organizzazione delle gare.

Le ipotesi che qui vengono prese in considerazione sono:

- quattro ambiti (rispetto letterale del tetto dimensionale del 25 per cento previsto dal decreto Bersani);
- nove ambiti;
- quindici ambiti regionali (con accorpamento delle regioni più piccole) con dimensioni medie attorno ai due milioni e mezzo di pod;
- ventisette ambiti di dimensione media pari a poco meno di un milione e mezzo di pod.

La Tabella 8 riassume.

Tabella 8. Ipotesi di divisione del territorio nazionale ai fini delle gare per la distribuzione elettrica						
Regione	N. pod [migliaia]	Ipotesi 1 (quattro ambiti)	Ipotesi 2 (nove ambiti)	Ipotesi 3 (ambiti regionali – 15 ambiti)	Ipotesi 4 (ambiti sub-regionali – 27 ambiti)	
Piemonte	2.862	Nord-Ovest – Piemonte, Valle d’Aosta, Liguria, Lombardia (10.266)	Piemonte-Valle d’Aosta-Liguria (4.277)	Piemonte-Valle d’Aosta (2.996) Liguria (1.281)	Piemonte 1 – TO-VC (1.550)	
Valle d’Aosta	134				Piemonte 2 e Valle d’Aosta - AL-AT-BI-CN-NO-VCO- VdA (1.446)	
Liguria	1.281				Liguria (1.281)	
Lombardia	5.989	Lombardia (5.989)	Lombardia (5.989)	Lombardia 1 – MI (1.908) Lombardia 2 – BG-BS (1.459) Lombardia 3 – CO-LC-SO-VA (1.260) Lombardia 4 – MB-CR-MN-PV (1.362)		
Trentino Alto-Adige	723	Nord-Est – Trentino Alto-Adige, Friuli Venezia-Giulia, Veneto, Emilia Romagna (7.302)	Triveneto (4.436)	Trentino Alto Adige-Friuli	Trentino Alto Adige (723)	
Friuli Venezia-Giulia	798			Venezia-Giulia (1.521)	Friuli Venezia-Giulia (798)	
Veneto	2.915			Veneto (2.915)	Veneto 1 – VE-PD-RO (1.219) Veneto 2 – BE-TV-VE-VC (1.696)	
Emilia Romagna	2.865	Centro – Toscana, Umbria, Marche, Lazio, Abruzzo, Molise (8.432)	Centro-Nord (5.284)	Emilia Romagna (2.865)	Emilia Romagna 1 – PR-PC-RE-MO (1.236) Emilia Romagna 2 – BO-FC-FE-RA-RN (1.629)	
Toscana	2.419			Toscana (2.419)	Toscana 1 – FI-AR-GR-SI (1.210) Toscana 2 – LC-MS-PI-PT-PO-LI (1.209)	
Umbria	532			Centro (4.928)	Umbria e Marche (1.475)	Umbria e Marche (1.475)
Marche	943	Lazio (3.454)	Lazio 1 – RM (2.495) Lazio 2 – FR-LT-RI-VT (959)			
Lazio	3.454	Centro-Sud (3.935)	Abruzzo e Molise (1.084)		Abruzzo e Molise (1.084)	
Abruzzo	877		Campania (2.851)	Campania (2.851)	Campania 1 – NA (1.424) Campania 2 – AV-BN-SA-CE (1.427)	
Molise	207				Sud (4.018)	Puglia (2.432)
Campania	2.851	Basilicata e Calabria (1.586)				Basilicata e Calabria (1.586)
Puglia	2.432	Sicilia (2.932)	Sicilia (2.932)	Sicilia 1 – TP-PA-AG (1.213) Sicilia 2 – ME-EN-CT-SR-RG-CL (1.719)		
Basilicata	352			Sardegna (1.088)	Sardegna (1.088)	Sardegna (1.088)
Calabria	1.234					Sardegna (1.088)
Sicilia	2.932	Sardegna (1.088)				
Sardegna	1.088					
	Media	9.255	4.113	2.501	1.366	
	Mediana	9.415	4.410	2.641	1.312	
	Massimo	10.888 [Mezzogiorno]	5.989 [Lombardia]	5.989 [Lombardia]	2.495 [Lazio 1 – Roma]	
	Minimo	7.302 [Nord-Est]	1.088 [Sardegna]	1.084 [Abruzzo e Molise]	723 [Trentino Alto-Adige]	

Ciascuna delle ipotesi presentate sopra ha pregi e difetti, e naturalmente si possono immaginare altri perimetri per le gare, con una diversa organizzazione dei territori e/o con un numero maggiore di ambiti. In generale, si è cercato qui di rispettare il criterio della contiguità territoriale, sebbene non sia strettamente necessario farlo.

Una considerazione generale che si può svolgere è che, passando da un numero minore a un numero maggiore di ambiti, è probabile che aumentino (marginalmente) i costi *una tantum* legati alla riorganizzazione delle concessioni – un problema particolarmente rilevante per quanto riguarda la definizione delle modalità applicative della clausola sociale per la salvaguardia del personale degli attuali gestori, dove tuttavia questa esperienza può dirsi nel complesso positiva. Simmetricamente, un numero maggiore di ambiti di dimensioni più piccole ha il vantaggio di massimizzare la probabile partecipazione alle gare e, anche, di consentire di organizzare gare in sequenza – anziché in contemporanea – in modo tale da consentire un processo di apprendimento sia alle stazioni appaltanti, sia ai partecipanti.

Un tema che qui non è stato (volutamente) affrontato riguarda l'attuale perimetro delle concessioni. Se è vero, infatti, che la maggior parte dell'attenzione è stata dedicata al tema della dominanza del principale operatore, è altrettanto vero che il 15 per cento circa di pod gestiti da altri appartiene a due categorie: un numero limitato (poche decine di migliaia) di clienti gestiti da decine di piccolissimi operatori, e alcune grandi concessioni essenzialmente coincidenti con le principali città italiane. Una ipotesi, in particolare per quanto riguarda queste ultime, potrebbe prevedere il mantenimento dell'attuale perimetro, escludendole quindi dagli ambiti ipotizzati sopra (e ridisegnando di conseguenza i confini di questi ultimi). Potrebbe esserci una logica in tale scelta, che tuttavia in questa sede non viene esplorata. Essa risponde infatti, quanto meno per le maggiori città, alla logica di minimizzare i costi di transizione da un sistema a un altro, in quanto il perimetro di tali concessioni verrebbe mantenuto inalterato e non dovrebbe essere riorganizzato. Ciò eviterebbe di imputare il personale oggi impiegato in tali aziende a più soggetti. Inoltre, si tratta in generale di concessioni di dimensione congrua, essendo legata – per le ragioni storiche che determinarono il mantenimento di queste realtà indipendenti – alle principali metropoli italiane. Per riassumere, il vantaggio di mantenere un numero ridotto di ambiti (ipotesi 1 e 2) sta essenzialmente nei minori costi amministrativi connessi alla riorganizzazione delle concessioni. Viceversa, il vantaggio di un numero più elevato (ipotesi 3 e 4) sta invece nella probabilità di una maggiore partecipazione alle gare, visto il più elevato numero di soggetti in possesso dei requisiti tecnici ed economico-finanziari necessari ad assorbire porzioni di rete più piccole. Questi elementi vanno considerati alla luce delle possibili economie di scala: può avere senso sacrificare la partecipazione alle gare (e quindi accettare il rischio di procedure meno combattute e con esiti meno favorevoli ai consumatori) se i benefici attesi sono inferiori ai costi amministrativi e alle possibili economie derivanti dalla vasta scala delle nuove concessioni. Inoltre, la presenza (in prospettiva) di un maggior numero di gestioni consentirà al regolatore di ridurre le asimmetrie informative attraverso il confronto delle rispettive *performance*. Per giunta, come abbiamo visto, i costi di riorganizzazione sono debolmente influenzati dal numero di nuovi ambiti, mentre le economie di scala difficilmente si esprimono oltre una dimensione di qualche centinaio di migliaia o pochi milioni di clienti. Ne

segue che la scelta di un numero relativamente elevato di concessioni, come nelle nostre ipotesi 3 e 4, appare preferibile, tutto considerato. Tale soluzione è anche più facile da coniugare con una potenziale gestione congiunta delle infrastrutture *power* e *gas*, di cui parleremo ulteriormente in seguito.

I criteri di gara

Una volta stabiliti il perimetro e le caratteristiche delle concessioni, è necessario interrogarsi su quale debba essere l'obiettivo della gestione: cosa vogliamo che facciano, i concessionari? Quali obiettivi devono perseguire: l'efficienza gestionale? Gli investimenti e la loro ottimizzazione? L'innovazione? E in quale modo questi obiettivi interagiscono tra di loro? I criteri di gara e la regolazione sono lo strumento attraverso cui indicare gli obiettivi e selezionare il soggetto meglio in grado di raggiungerli al minor costo per il sistema.

La prima domanda a cui rispondere è, dunque, legata a quali siano gli obiettivi che si intendono perseguire attraverso la gara stessa. La risposta deve seguire – e possibilmente conciliare – due ragionamenti. Uno è relativo all'attività, per così dire, ordinaria del gestore del sistema di distribuzione elettrica (o, se è per questo, *gas*). L'altro ha a che vedere col funzionamento stesso delle gare.

Le modalità attraverso cui i gestori delle reti di distribuzione elettrica sono remunerati e gli obiettivi che devono conseguire sono definiti dalla disciplina e dalla regolazione, che proprio in questi anni sta conoscendo una significativa evoluzione. Le reti di distribuzione sono chiamate a sostenere investimenti massicci, per tenere conto della trasformazione – dettata dalla tecnologia e dalla *policy* – che sta investendo i sistemi energetici. Tra le principali sfide, vi sono l'esigenza di allacciare un numero crescente di impianti di generazione (perlopiù non programmabili), la valorizzazione della partecipazione della domanda ai mercati e la produzione e l'utilizzo dell'enorme mole di dati generata dai contatori di nuova generazione. Tutto ciò presuppone sforzi enormi di digitalizzazione, di mantenimento o miglioramento della qualità del servizio e di potenziamento delle reti, la cui entità è stata stimata, a livello europeo, in circa 400 miliardi di euro nel periodo 2021-2030 (Deloitte, E-DSO e Eurelectric, 2021). Una questione cruciale, dunque, ha a che fare con la modalità di selezione (e poi di esecuzione) degli investimenti necessari a tenere il passo delle nuove richieste dei sistemi energetici (Arera, 2023c).

La maggiore rilevanza – e dunque la necessaria selettività – degli investimenti si coniuga con la revisione delle modalità di riconoscimento tariffario delle spese sostenute, attraverso il passaggio dal tradizionale modello ibrido (*price cap* per gli *Opex* e *rate of return* per i *Capex*) a un modello di tipo Totex (chiamato dall'Arera Regolazione per obiettivi di spesa e servizio e articolato in due step, ROSS-base e ROSS-integrale). Non è importante in questa sede ripercorrere la genesi del modello ROSS o gli elementi che distinguono il ROSS-base dal ROSS-integrale; né sono particolarmente rilevanti le tempistiche e le caratteristiche soggettive degli operatori di rete da cui dipende l'adozione dell'uno o dell'altro meccanismo. Contano, invece, i seguenti aspetti:

- i. la nuova regolazione muove dal presupposto che, in una fase di profonda trasformazione dei settori, delle tecnologie e dei mercati, la regolazione deve promuovere l'efficienza gestionale evitando qualunque forma di di-

storsione – o quanto meno minimizzandola. La principale fonte di *bias*, nelle gestioni infrastrutturali quali le reti elettriche e gas, è data dal cosiddetto effetto Averch-Johnson o *Capex-bias* (Averch e Johnson, 1962; Averch, 2018). Tale effetto consiste nella tendenza delle *utility* regolate a sovra-investire in capitale fisico, a causa del differenziale (se positivo) tra il tasso di remunerazione del capitale regolato e il costo del capitale stesso. Questo effetto è particolarmente pronunciato nei sistemi regolatori che distinguono tra Opex e Capex e che adottano, per il Capex, meccanismi di tipo *rate of return*. Un'ulteriore fonte di *bias* è relativa alla scelta tra *make or buy*, che potrebbe essere influenzata dall'allocazione delle spese per *make* nell'ambito dei Capex, mentre *buy* è generalmente conteggiato come Opex: di conseguenza, la *utility* potrebbe essere indotta a prendere una decisione basata non sull'efficienza intrinseca, ma sulla convenienza indotta dal meccanismo di remunerazione (Oxera, 2021). Il nuovo modello di regolazione punta al "riallineamento degli incentivi all'efficienza (...) in modo che si estendano all'efficienza totale" e alla definizione da parte del regolatore di tassi di capitalizzazione "da applicare alla spesa totale riconosciuta che consentano di determinare sia la spesa di capitale riconosciuta che va a incrementare il capitale investito ai fini regolatori, sia i costi operativi riconosciuti" (Arera, 2021: §7.1);

- ii. la nuova disciplina si applica trasversalmente a tutti i settori regolati ed è destinata, in particolare, a essere introdotta a breve distanza di tempo (sebbene con alcune differenze rilevanti) sia nella distribuzione elettrica sia gas. Nello specifico, nella distribuzione elettrica è previsto l'impiego del metodo ROSS-base già dal 2024 per tutti gli operatori con almeno 25 mila pod, mentre successivamente è stato prospettato l'utilizzo del ROSS-integrale solamente per qualche operatore di grandi dimensioni (forse solo per e-distribuzione, nell'attuale struttura di mercato) e ROSS-base a regime per gli altri distributori. Nella distribuzione gas, è prevista l'applicazione di ROSS-base a regime per tutti gli operatori dal 2026 (Arera, 2023f). La convergenza dei metodi regolatori è non solo un importante passo avanti per la coerenza del quadro regolatorio nel suo complesso, ma ha anche rilevanza specifica per il più generale sforzo di coordinamento tra la distribuzione dell'energia elettrica e del gas. Il nuovo metodo verrà applicato con riferimento alle nuove spese, mentre l'allineamento dei criteri di riconoscimento dello stock di capitale esistente al momento del cambio metodologico è ancora oggetto di qualche riflessione (Arera, 2021), ma pone al massimo un tema di come regolare il periodo transitorio.

Poiché la metodologia tariffaria ha come obiettivi principali a) la riduzione delle distorsioni indotte dalle modalità di riconoscimento delle spese e b) la selezione degli investimenti sulla base della loro effettiva utilità per il sistema (*ex ante* e con una serie di verifiche *ex post* e meccanismi di premialità per i gestori che forniscono stime affidabili), è evidente che le procedure di gara devono premiare obiettivi analoghi o comunque coerenti. Nel caso delle gare gas si è posto a lungo il tema della sostenibilità di criteri di gara finalizzati a premiare l'estensione fisica delle reti, quando ormai da anni la prospettiva del sistema è radicalmente mutata (Amenta et al., 2023). Le proposte di revisione del regolamento criteri per le gare gas – ancora non pubblicato al momento di redazione di questo studio, ma analizzato

nei suoi tratti fondamentali da Amenta et al. (2023) – vanno per molti aspetti in questa direzione. È logico, quindi, prendere i criteri proposti per le gare gas come punto di partenza per il disegno delle gare per la gestione delle infrastrutture per la distribuzione elettrica, anche se con diverse esigenze di investimento, proprio al fine di ottimizzarne l'entità e l'utilità complessive.

La Tabella 9 ricostruisce i criteri vigenti ai sensi del decreto criteri del 2011 (D.M. 226/11) e le proposte di riforma circolate nei primi mesi del 2023.

Nel caso delle gare gas, i criteri di valutazione si dividono in tre gruppi: condizioni economiche, criteri di sicurezza e qualità del servizio, piano di sviluppo della rete. Vi sono considerevoli spazi di armonizzazione, sulla base di quanto osservato nelle prime gare svoltesi e anche sulla scorta della giurisprudenza che (seppure a fatica) è emersa dalla vicenda delle gare gas.

Tabella 9. Punteggi massimi attribuibili ai criteri per la valutazione dell'offerta economicamente più vantaggiosa				
	DM 226/2011		Bozze nuovo DM	
	Criterio	Punteggio max	Criterio	Punteggio max
Condizioni economiche	Sconto tariffario rispetto alle tariffe previste dall'Autorità (max 100%)	13	Sconto tariffario rispetto alle tariffe previste dall'Autorità (max 100%)	13
	Sconto sui corrispettivi di prestazioni di servizi (max 100%)		Sconto sui corrispettivi di prestazioni di servizi (max 100%)	3
	Metri di rete per cliente per cui il distributore si impegna a realizzare estensioni successive non previste nel piano di sviluppo (unico parametro dell'offerta economica per cui non è previsto un cap dal bando e dal disciplinare di gara tipo) ²	5		
	Canone riconosciuto agli Enti concedenti (max 10%)	5	Canone riconosciuto agli Enti concedenti (max 10%)	7
	Investimenti di efficienza energetica, addizionali rispetto a quanto già previsto, a vantaggio degli Enti concedenti (max 20%)	5	Investimenti di efficienza energetica, addizionali rispetto a quanto già previsto, a vantaggio degli Enti concedenti (max 20%)	5 in caso di offerta di titoli di efficienza energetica, 4 nel caso in cui venga versato il relativo valore economico
	TOTALE	28		28

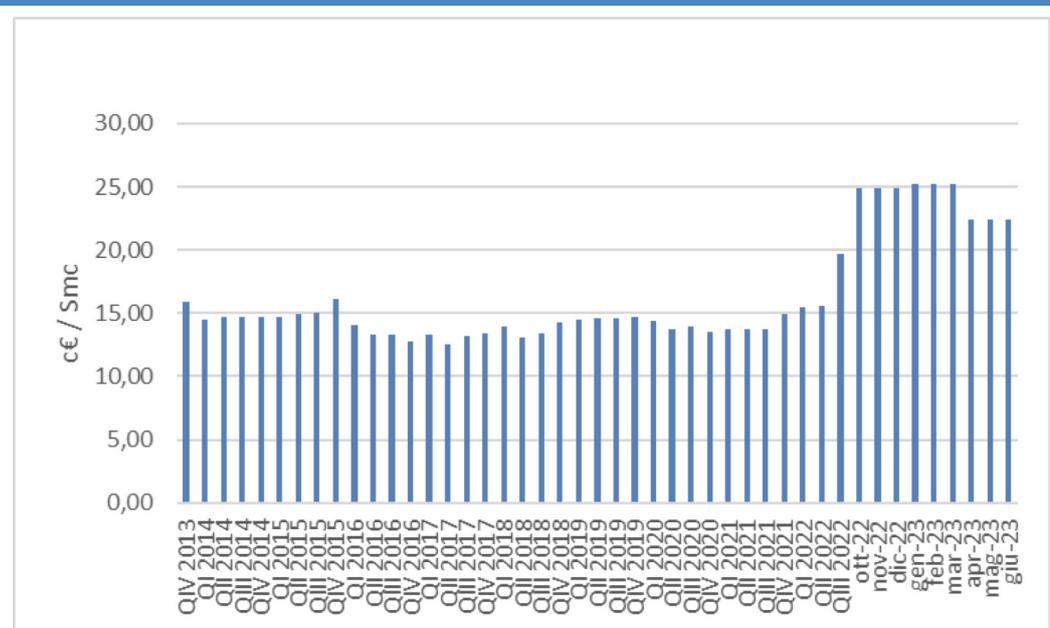
Criteri di sicurezza e qualità del servizio	Percentuale annua di rete in media e alta pressione sottoposta a ispezione			
	Percentuale annua di rete in bassa pressione sottoposta a ispezione			
	Percentuale di chiamate di pronto intervento con tempo di arrivo inferiore a 60 minuti	22		
	Numero annuo convenzionale di misure del grado di odorizzazione del gas per migliaio di pdr			
	Livello incrementale, rispetto agli obblighi previsti dall'Autorità, in relazione a un parametro scelto dalla Stazione appaltante tra quelli fissati nel Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas emanato dall'Autorità vigente al momento della gara	5		
	TOTALE	27		
Piano di sviluppo degli impianti	Adeguatezza dell'analisi di assetto di rete e degli impianti e della relativa documentazione		Adeguatezza dell'analisi di assetto di rete e degli impianti e della relativa documentazione	
	Valutazione degli interventi di estensione e potenziamento		Valutazione degli interventi di sviluppo e ottimizzazione	
	Valutazione degli interventi per il mantenimento in efficienza della rete e degli impianti	45	Valutazione degli interventi per mantenimento in efficienza e abilitazione all'immissione di gas rinnovabile della rete e degli impianti	45
	Innovazione tecnologica		Valutazione delle proposte di innovazione tecnologica	
	TOTALE	45		45
TOTALE		100		100

Fonte: Amenta et al. (2023)

Le condizioni economiche

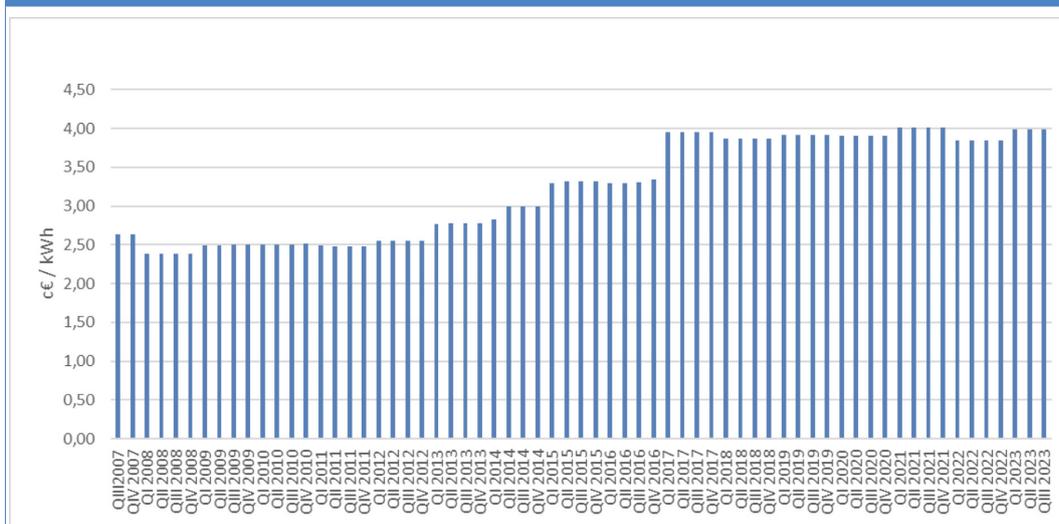
Per quanto riguarda le condizioni economiche, il nuovo decreto criteri si limiterà presumibilmente a valorizzare a) lo sconto rispetto alle tariffe previste dall’Autorità, b) lo sconto sui corrispettivi di prestazione dei servizi, c) il canone riconosciuto agli enti concedenti, d) gli investimenti in efficienza energetica addizionali rispetto a quanto strettamente richiesto dalla normativa. Amenta et al. (2023) avevano proposto, tra l’altro, di definire un canone di concessione per gli enti locali fissato *ex ante* e far convergere i criteri economici verso uno sconto tariffario da retrocedere al cliente finale (ripartendolo tra i clienti dell’ambito e i clienti del macro-ambito al cui livello sono stabilite le tariffe di distribuzione). La *ratio* di tale proposta va cercata nell’obiettivo di retrocedere quanto più possibile l’efficienza del distributore aggiudicatario, riducendo così l’incidenza delle spese per i servizi di distribuzione e misura (Figure 13 e 14).

Figura 13. Spesa per il trasporto e la gestione del contatore del gas per una famiglia in tutela (2007-2023)



Fonte: elaborazione su dati Arera. Note: famiglia rappresentativa Arera con consumi annui 1.400 Smc.

Figura 14. Spesa per il trasporto e la gestione del contatore dell'energia elettrica per una famiglia in maggior tutela (2007-2023)



Fonte: elaborazione su dati Arera. Note: famiglia rappresentativa Arera con potenza disponibile 3 kW e consumi annui 2.700 kWh

Nel caso dell'energia elettrica, la concessione non è rilasciata dagli enti locali, ma dallo Stato. Di conseguenza, il problema della determinazione del canone si pone per un verso in modo analogo a quanto sperimentato col gas, per altro verso in termini assai differenti in quanto l'interlocutore è differente. Peraltro, mentre nel caso del gas proprio la pluralità e la diversità dei concessionari sono state di ostacolo alla celebrazione delle gare, nel caso della distribuzione elettrica – in principio – l'esistenza di un singolo concessionario prevalente dovrebbe rappresentare un elemento di forte semplificazione. Questo sotto due profili: in primo luogo, è improbabile che si assista al tiramolla che c'è stato nel caso del gas intorno alla quantificazione e alla destinazione della componente economica dell'offerta. Oltre tutto, nel caso del gas la componente economica si è, di fatto, estesa anche ad altri criteri: per esempio, gli investimenti nell'efficienza energetica (o l'equivalente in termini di TEE) sono diventati, *de facto*, almeno in sede di gara, uno strumento per riconoscere risorse aggiuntive agli enti locali. In questo caso tali problemi non dovrebbero porsi. La scelta è dunque se utilizzare la concorrenza per il mercato al fine di estrarre rendita ai gestori a favore dello Stato (come è si è recentemente fatto, per esempio, nel caso delle aste per le frequenze 5G)¹⁹ oppure a favore dei consumatori (come si è fatto e si sta facendo nel caso delle gare per il servizio a tutele graduali nell'ambito del superamento delle tutele di prezzo per l'energia elettrica)²⁰. Alla luce dello scenario di investimenti che abbiamo di fronte, appare ragionevole in questo caso privilegiare il vantaggio per i consumatori, i quali dovranno direttamente o indirettamente sostenere, attraverso il gettito tariffario, ingenti investimenti sia nell'infrastruttura elettrica, sia nella trasformazione del parco di generazione.

19. <https://www.mimit.gov.it/it/comunicazioni/servizi-alle-imprese/tecnologia-5g/bando-5g>

20. <https://www.arera.it/it/consumatori/STG.htm>

Le condizioni su sicurezza e qualità del servizio

I criteri di sicurezza e qualità del servizio, nel caso gas, ruotano attorno al miglioramento della *performance* (per esempio l'aumento della capillarità delle ispezioni o la riduzione dei tempi di attesa per gli interventi, mentre la continuità del servizio, non rappresentando una particolare problematica di questo servizio, è presa meno a riferimento).

Nel caso dell'energia elettrica si pongono, invece, diverse questioni, legate proprio alle peculiarità non solo del settore, ma anche del momento che stiamo attraversando. I gestori delle reti devono essenzialmente assolvere a tre funzioni cruciali:

- garanzia della continuità e qualità del servizio;
- valorizzazione delle risorse distribuite dal lato della domanda;
- allacciamento e valorizzazione delle risorse distribuite dal lato dell'offerta.

I criteri di gara dovrebbero, in questo contesto, spingere i soggetti che si candidano a gestire porzioni di rete, da un lato, a migliorare la qualità del servizio, invertendo il preoccupante trend crescente che si è osservato negli anni scorsi relativo al numero e alla durata delle interruzioni (in particolare con preavviso, perlopiù legate ai lavori per il collegamento di impianti rinnovabili). Dall'altro, dovrebbero intervenire sulla digitalizzazione della rete in modo da rendere possibile l'intervento di aggregatori o altri soggetti del mercato il cui scopo consiste nella gestione dinamica dei carichi. Questo presuppone, per quanto riguarda le funzionalità della rete, la perfetta bi-direzionalità dei flussi fisici di energia e, per quanto riguarda i contatori, la conoscenza dei consumi in tempo reale e la possibilità di modulare i carichi in risposta alle chiamate della rete stessa.

Quindi i criteri di gara dovrebbero valorizzare tanto obiettivi misurabili (tempi di risposta alle chiamate, frequenza e durata delle interruzioni, ecc.) quanto obiettivi qualitativi (legati alla digitalizzazione).

Piano di sviluppo e adeguatezza dell'analisi

La valutazione del piano di sviluppo riguarda l'adeguatezza dell'analisi proposta dai partecipanti alla gara, gli interventi proposti e il tema dell'innovazione tecnologica. Quest'ultima è da inquadrare attraverso la previsione di una griglia di interventi considerati particolarmente meritevoli.

In questo caso si può mantenere un significativo parallelismo tra i criteri adottati per il gas e quelli che si potrebbero ipotizzare per la distribuzione elettrica. Beninteso, la situazione è per certi versi opposta: oggi, lo sviluppo delle reti gas implica essenzialmente la loro ottimizzazione per il trasporto di volumi tendenzialmente inferiori (fermi restando i volumi di punta) e, in parte, la loro riconversione o adeguamento per trasportare gas rinnovabili (per esempio, biometano – con caratteristiche analoghe a quelle del gas naturale – o idrogeno). Al contrario, lo sviluppo delle reti elettriche ha a che vedere sia con la loro espansione fisica – a causa della crescita attesa della domanda di picco, e in misura minore dei volumi complessivamente trasportati – sia con la loro trasformazione. I gestori delle reti dovranno sempre più occuparsi anche di compiti relativi al bilanciamento della rete, che tradizionalmente venivano assolti al livello della trasmissione. La gestione delle congestioni e la regolazione di tensione sono servizi ormai offerti comunemente,

in svariati paesi europei, dai distributori, i quali – a seconda dei contesti – agiscono a livello globale da facilitatore neutrale di servizi di flessibilità, intervengono come validatore a livello locale delle azioni avviate dai TSO, oppure, sempre a livello locale, si occupano direttamente di approvvigionare i servizi di flessibilità attraverso meccanismi di mercato o altre forme di contrattualizzazione della capacità (a salire o a scendere, e dunque anche dal lato della domanda) (Benedettini e Stagnaro, 2020b).

Inoltre, i distributori elettrici dovranno essere in grado di consentire l'ingresso in esercizio, e successivamente la gestione, di nuove risorse distribuite sia dal lato della domanda, sia dal lato dell'offerta. La produzione e messa a disposizione in tempo reale e in formati fruibili dei dati raccolti dai contatori diventerà sempre più elemento cruciale non solo per il funzionamento della rete stessa, ma anche per il suo essere interfaccia tra produttori, rivenditori e consumatori, figure che oltretutto possono coesistere all'interno dello stesso soggetto (si parla a tal proposito di *prosumer* o *prosumer* – si veda a tal proposito Sioshansi, 2019). In questo senso acquista fondamentale importanza la capacità dei distributori di investire e sperimentare nell'innovazione tecnologica, intesa non solo come l'*upgrade* dei sistemi utilizzando soluzioni più moderne, ma anche come capacità di individuare potenziali nuove tecnologie da provare in contesti specifici (Poudineh, 2020). La questione è estremamente delicata. L'esperienza con la regolazione dei monopoli naturali mostra che il tentativo di utilizzare un singolo strumento per perseguire sia l'efficienza gestionale, sia l'innovazione è spesso deludente, perché tra le due cose vi è un rilevante *trade off*: l'innovazione comporta esattamente quel tipo di costi e rischi che la massimizzazione dell'efficienza scoraggia dall'assumersi. Infatti, un buon meccanismo di incentivazione dell'innovazione dovrebbe sia premiare il successo, sia tollerare l'insuccesso, che è esattamente ciò che la regolazione orientata all'efficienza intende evitare. Ancora più complesso è introdurre la valutazione di questo tipo di investimenti addirittura all'interno della gara: come può la stazione appaltante stabilire se, a parità di offerta economica, sia preferibile un concorrente che propone investimenti più rischiosi ma potenzialmente più utili al sistema oppure uno che predilige una strategia di minore rischio? Una possibile via d'uscita consiste nell'individuazione, in sede di gara, di *task* innovativi utili al sistema *nello specifico contesto dell'ambito oggetto della competizione*: un ambito urbano avrà problemi e quindi esigenze diverse rispetto a uno rurale; un ambito caratterizzato dalla diffusa presenza di siti adatti a ospitare impianti rinnovabili *utility scale* avrà una situazione differente da uno con una morfologia più complessa. Di conseguenza, le stazioni appaltanti – magari sulla base di linee guida elaborate dal regolatore – potrebbero definire degli obiettivi in base ai quali stabilire premialità in sede di gestione, ma non considerare i progetti presentati dagli operatori ai fini dell'aggiudicazione della gara. Quest'ultima potrebbe invece tenere conto di forme di innovazione tecnologica più mature e quindi proposte *ex ante* in sede di gara, ancora una volta con riferimento alle specifiche esigenze del territorio e non a una generica lista di tecnologie stilata a livello nazionale e valida ovunque.

Questo è un punto essenziale che riguarda tanto le reti elettriche quanto quelle gas: la proliferazione della generazione distribuita – e l'interazione tra reti elettriche e gas con queste ultime nella funzione di sistema di accumulo per l'energia elettrica prodotta in eccesso e trasformata in combustibili gassosi – implica

che sarà sempre più difficile standardizzare l'esercizio e la gestione delle reti. Gli obiettivi della gestione e le specifiche esigenze da affrontare saranno sempre più dipendenti da caratteristiche specifiche di ciascun territorio, quali la presenza di insediamenti produttivi o la maggiore dotazione di risorse naturali (in particolare insolazione). Anche questo aspetto contribuisce a rafforzare l'idea che sarebbe opportuno prevedere ambiti di dimensioni non eccessive.

La Tabella 10 propone un'ipotesi di criteri e ripartizione del punteggio per le gare per la distribuzione elettrica, in parallelo ai criteri per le gare gas contenuti nella bozza di revisione del DM criteri circolata nei primi mesi del 2023 (revisione - come ricordato - non ancora approvata al momento in cui viene concluso questo studio).

Tabella 10. Ipotesi di criteri per le gare per la distribuzione elettrica e confronto con i criteri per le gare gas contenute nella bozza di decreto ministeriale di revisione del DM criteri

	Ipotesi per le gare elettriche		Bozza DM criteri gare gas	
	Criterio	Punteggio max	Criterio	Punteggio max
Condizioni economiche	Sconto tariffario rispetto alle tariffe previste dall'Autorità	16	Sconto tariffario rispetto alle tariffe previste dall'Autorità	13
	Sconto sui corrispettivi di prestazioni di servizi (max 100%)	7 (4 se si intende considerare anche il canone concessorio)	Sconto sui corrispettivi di prestazioni di servizi (max 100%)	3
	(Canone concessorio – opzionale)	(3)	Canone riconosciuto agli Enti concedenti (max 10%)	7
	Investimenti di efficienza energetica, addizionali rispetto a quanto già previsto, a vantaggio degli Enti concedenti (max 20%)	5 in caso di offerta di titoli di efficienza energetica, 4 nel caso in cui venga versato il relativo valore economico	Investimenti di efficienza energetica, addizionali rispetto a quanto già previsto, a vantaggio degli Enti concedenti (max 20%)	5 in caso di offerta di titoli di efficienza energetica, 4 nel caso in cui venga versato il relativo valore economico
	TOTALE	28		28
Criteri di sicurezza e qualità del servizio		22	Percentuale annua di rete in media e alta pressione sottoposta a ispezione	22
	Percentuale di chiamate di pronto intervento con tempo di arrivo inferiore a 60 minuti		Percentuale annua di rete in bassa pressione sottoposta a ispezione	
	Riduzione della frequenza e durata delle interruzioni con preavviso		Percentuale di chiamate di pronto intervento con tempo di arrivo inferiore a 60 minuti	
	Riduzione della frequenza e durata delle interruzioni senza preavviso		Numero annuo convenzionale di misure del grado di odorizzazione del gas per migliaia di pdr	
	Livello incrementale, rispetto agli obblighi previsti dall'Autorità, in relazione a un parametro scelto dalla Stazione appaltante tra quelli fissati nel Testo integrato della regolazione della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica emanato dall'Autorità vigente al momento della gara	5	Livello incrementale, rispetto agli obblighi previsti dall'Autorità, in relazione a un parametro scelto dalla Stazione appaltante tra quelli fissati nel Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas emanato dall'Autorità vigente al momento della gara	5
	TOTALE	27		
Piano di sviluppo degli impianti	Adeguatezza dell'analisi di assetto di rete e degli impianti e della relativa documentazione	45	Adeguatezza dell'analisi di assetto di rete e degli impianti e della relativa documentazione	45
	Valutazione degli interventi di estensione e potenziamento		Valutazione degli interventi di sviluppo e ottimizzazione	
	Valutazione degli interventi per l'integrazione delle risorse distribuite		Valutazione degli interventi per mantenimento in efficienza e abilitazione all'immissione di gas rinnovabile della rete e degli impianti	
	Valutazione delle proposte di innovazione tecnologica		Valutazione delle proposte di innovazione tecnologica	
	TOTALE	45		45
TOTALE		100		100

I possibili ostacoli

L'esperienza delle gare gas difficilmente può essere considerata un successo rispetto alle attese, visto che – nonostante siano passati oltre vent'anni dal Decreto Letta che ha stabilito il principio della gara e un decennio abbondante dalla definizione dei 177 (poi 172) Atem e dal DM criteri – il numero di procedure aggiudicate è sconfortantemente basso. Perfino il numero di gare avviate rappresenta una frazione di quelle che, in ragione della scadenza delle concessioni, avrebbe dovuto essere celebrato. Tuttavia, proprio quell'esperienza aiuta a mettere a fuoco alcuni problemi che potrebbero complicare la riorganizzazione del settore della distribuzione elettrica.

Di seguito si riassumono alcune delle questioni che maggiormente hanno ostacolato le gare gas.

- È difficile dire se i frequenti cambiamenti normativi siano stati la causa o una conseguenza dei ritardi nelle gare. È certo, però, che ogni modifica della normativa ha dato luogo a rallentamenti e frenate. Le successive riforme vanno però contestualizzate nello specifico caso della distribuzione gas, caratterizzata da una estrema frammentazione e da scadenze delle concessioni disallineate nel tempo. Nel caso delle gare per la distribuzione elettrica questo problema potrebbe (o dovrebbe) essere secondario. Infatti, la scadenza di tutte le concessioni è allineata al 2030. Inoltre, il Decreto Bersani sembra profeticamente anticipare questo rischio nel momento in cui chiede di stabilire le regole e avviare le procedure ben cinque anni prima della scadenza (2025). Sulla carta, quindi, vi è tutto il tempo per disegnare una disciplina solida e coerente.
- Un ostacolo rilevante alle gare gas è poi rappresentato dall'implicito conflitto di interesse degli enti locali, che si sono trovati a essere al tempo stesso enti concedenti (e dunque stazioni appaltanti), azionisti o proprietari di molti gestori uscenti, e in alcuni casi proprietari delle reti. Questo intreccio di interessi ha determinato rallentamenti, ritrosie e in alcuni casi addirittura una attiva opposizione alla riassegnazione delle concessioni. Nel caso delle gare per la distribuzione elettrica anche questo problema dovrebbe avere una portata ridotta. Infatti, l'ente concedente (il ministero dell'Ambiente e della sicurezza energetica) non ha alcuna cointeressenza diretta coi concessionari uscenti (i quali sono partecipati da soggetti pubblici diversi, quali il Tesoro, la Cassa depositi e prestiti o alcuni comuni, oppure sono privati). Anzi: nel caso in cui si decida di inserire anche il rialzo (entro certi limiti, come per la distribuzione gas) di un canone di concessione tra gli elementi dell'offerta economica, lo Stato può avere interesse ad accelerare le procedure per catturare parte della rendita.
- Un terzo – e cruciale – elemento di difficoltà nel varo delle gare gas è rappresentato dalla differenza, talvolta notevole, tra il valore industriale residuo (il VIR, derivante da una valutazione sul valore residuo dei beni) e il valore del capitale investito ai fini regolatori (la RAB). Infatti il valore di rimborso degli impianti in caso di uscita dalla concessione è normativamente stabilito in misura pari al VIR, mentre la RAB delle concessioni in scadenza è generalmente inferiore. Per questa ragione, numerosi interventi normativi e regolatori si sono succeduti con l'obiettivo di i) semplificare le procedure, ii) stabilire il valore "adeguato" del rimborso e iii) compensare i soggetti uscenti per gli investimenti non pienamente ammortati. Ora, nella distribuzione gas la distanza così significativa

tra VIR e RAB dipende anche dalla storia delle gestioni, che non solo sono estremamente frammentate sul territorio, ma hanno anche conosciuto svariate evoluzioni societarie, con passaggi di proprietà e cambiamenti nella loro natura giuridica (per esempio da gestioni in economia o enti pubblici economici a società di diritto privato) in momenti diversi. Situazioni così disperse sono poi confluite all'interno di ambiti di maggiori dimensioni, all'interno dei quali l'eventuale vincitore della gara è chiamato a rilevare gli asset (e rimborsare il valore residuo) a soggetti molto diversi tra di loro. Questo problema dovrebbe essere minore, o addirittura assente, nel caso della distribuzione elettrica. Dal punto di vista della conoscibilità dei valori in gioco, diversamente dal gas gli attuali gestori sono sostanzialmente gli stessi dal 1962 (anno della nazionalizzazione dell'energia elettrica in Italia) o addirittura prima. Anch'essi hanno ovviamente subito trasformazioni societarie nel corso del tempo, in particolare con la trasformazione dell'Enel e delle ex municipalizzate in società per azioni, ma si tratta di cambiamenti intervenuti anch'essi molto tempo fa (negli anni Novanta). Dal punto di vista normativo, mentre il Decreto Letta prevede esplicitamente il rimborso sulla base del VIR, il Decreto Bersani non ne fa alcuna menzione. Semmai, sarà necessario individuare le opportune modalità per suddividere la RAB (che diversamente dal gas è definita a livello complessivo per impresa, quindi su base nazionale comprendente tutte le gestioni di ciascun operatore in relazione ai perimetri di affidamento individuati).

Sulla carta, dunque, le ragioni che hanno a lungo frenato o rallentato le gare per la distribuzione gas sembrerebbero essere meno rilevanti per la distribuzione elettrica. Non bisogna, però, sottovalutare un aspetto: esattamente come nel gas l'eccessiva frammentazione è stata a lungo un ostacolo, nelle reti elettriche il problema potrebbe sorgere dalla condizione opposta. Suddividere la maggiore concessione, che di fatto oggi ha estensione nazionale, in una pluralità di concessioni più piccole, pur trovando ottime giustificazioni nell'esperienza e nella letteratura (che sono state ulteriormente validate nel corso di questo studio), rischia di essere operazione assai complessa. Questo per tre ragioni.

- Una ragione operativa e occupazionale, in quanto la divisione di un'unica concessione in più parti implica costi *una tantum* che possono essere rilevanti e che andrebbero, essi stessi, ricompresi all'interno dei costi di gara da riversare in parte sui partecipanti, in parte sul vincitore. Ugualmente rilevante può essere la gestione del personale, specialmente gli addetti presso la sede centrale, a cui tuttavia è necessario garantire forme di continuità professionale per effetto della clausola sociale. Sotto questo profilo, l'esperienza maturata nel gas, dove la clausola sociale è stata applicata con successo consentendo una transizione "morbida" tra gestori differenti (quando questo si è verificato), costituisce un utilissimo precedente e anche un elemento di tranquillità.
- Una ragione legata alla naturale inerzia di tutti i sistemi: politica e regolatore sono abituati a trattare con (sostanzialmente) un singolo distributore. Il passaggio a una pluralità di operatori comporta un cambiamento anche del modo di relazionarsi con i nuovi soggetti e, in parte, di monitorarne le attività. Anche ciò può implicare costi (non finanziari, in questo caso, ma comportamentali) i quali sono tuttavia bilanciati dai possibili guadagni in termini di maggiore propensione all'innovazione e soprattutto di potenzialità informative derivanti dalla

concorrenza per confronto. Al tempo stesso, una volta superata questa prima fase di apprendimento e conoscenza reciproca, non vi è dubbio che la presenza di diversi distributori darà al regolatore importanti elementi informativi sul settore, grazie al confronto tra i costi e le condotte di soggetti distinti ma comparabili (*yardstick competition*).

- Una terza e inevitabile ragione legata alla prevedibile resistenza degli operatori uscenti, i quali hanno nella gestione delle reti un elemento cruciale del proprio conto economico. Quest'ultimo aspetto è di natura strettamente politica e chiaramente chiama in causa la volontà del governo di rispondere a una esigenza oggettiva, posta non solo dalle norme oggi vigenti ma anche dalle trasformazioni e dalle evoluzioni del settore poste dalla transizione energetica.

In sintesi, gli ostacoli oggettivi che hanno creato problemi nel contesto delle gare gas sono assai meno pressanti nel caso delle gare per la distribuzione elettrica. Ciò non significa che non vi siano scogli da superare ma essi appaiono, almeno sul piano tecnico ed economico-finanziario, del tutto fronteggiabili.

Il coordinamento delle infrastrutture

Il disegno delle gare deve tenere conto non solo delle esigenze settoriali ma anche dei nuovi obiettivi determinati dalla transizione energetica e dall'evoluzione tecnologica. Questo cambia molte coordinate e, in particolare, sposta verso il basso il baricentro dei sistemi energetici: sia per quanto riguarda le infrastrutture elettriche, sia per quanto riguarda le infrastrutture gas, gli equilibri di utilizzo delle reti sono destinati a dipendere di più da circostanze di cui a livello territoriale occorre avere una visione d'insieme unitaria (per esempio la produzione in eccesso di energia rinnovabile o la localizzazione di carichi modulabili o, ancora, la produzione di biometano o la domanda di specifiche tipologie di gas per specifici utilizzi) e meno da decisioni prese a livello centrale, se non per la scelta di coordinare a livello territoriale le diverse infrastrutture di distribuzione dell'energia. Per questa ragione si è parlato di economie di flessibilità in luogo di economie di scala (Li, 2020).

Questa nuova caratteristica suscita una pressoché unanime richiesta di maggiore coordinamento nella regolazione e nella pianificazione dello sviluppo delle infrastrutture energetiche (van Nuffel, 2018; Chyong et al., 2021). Di questa nuova realtà è perfettamente consapevole il regolatore, come emerge per esempio dall'importanza che il Quadro Strategico Arera 2022-2025 assegna al coordinamento sugli aspetti intersettoriali (Arera, 2022). L'intero sforzo di passare a una regolazione tariffaria per obiettivi di spesa e servizio (ROSS) e, parallelamente, di adottare un *framework* comune a tutte le infrastrutture regolate nasce precisamente dall'esigenza di stabilire una matrice comune per la valutazione degli investimenti e la remunerazione del capitale investito. Infatti, i singoli settori non vengono più visti come dei *silos* indipendenti, ma come dei vasi comunicanti, che hanno taluni elementi di complementarità (quelli che sono stati evidenziati nelle pagine precedenti) e altri di sostituibilità. Per esempio, se le reti gas possono agire da sistema di accumulo per l'eccesso di produzione rinnovabile (previa produzione di idrogeno verde o metano di sintesi), quanto più questa soluzione si diffonde tanto meno saranno necessari investimenti nel potenziamento delle reti elettriche, per soddisfare carichi locali o per veicolare l'energia verso altri poli di consumo. Quale soluzione sia preferibile – sotto la dimensione economica, tecnica e ambientale – è

una domanda a cui è impossibile rispondere in termini generali: essa può trovare una soluzione solo caso per caso, sulla base di precise circostanze locali e guardando alle infrastrutture energetiche nel loro complesso. Un ragionamento del tutto analogo può applicarsi alle reti di teleriscaldamento, seppure in Italia, per ragioni storiche (e in parte anche climatiche), siano meno comuni che in altri paesi (Oberle et al., 2020).

Se tutto questo è vero, ne seguono tre conseguenze. La prima, ovvia, è che le gare non devono premiare chi si impegna ad aumentare gli investimenti purchessia, ma chi si dimostra meglio in grado di cogliere le evoluzioni del settore e di valorizzare l'efficienza delle soluzioni. Un problema, questo, che si era già posto e sembra essere stato colto in relazione ai criteri delle gare gas che, nel decreto del 2011, premiavano l'espansione fisica degli impianti e che, oggi, dovrebbero focalizzarsi maggiormente sulla qualità degli investimenti, quindi sull'efficacia dei corrispondenti interventi. Secondariamente, e per ribadire quanto già espresso, se è vero che lo sviluppo delle reti di distribuzione sarà legato essenzialmente a fattori locali (producibilità da fonti rinnovabili, localizzazione dei carichi, tipologia delle utenze, grado di metanizzazione, ecc.), allora è bene che le gare sappiano valorizzare questo aspetto evitando di insistere su territori troppo estesi e diversificati al proprio interno. Infine, è evidente che forme di coordinamento organizzativo, operativo e strategico sono un elemento di valore aggiunto. Naturalmente, questo coordinamento può spingersi fino alla gestione congiunta, della quale vi sono svariati esempi sia in Europa (abbiamo brevemente descritto sopra i casi del Belgio e dei Paesi Bassi) sia, in un certo senso, in Italia (è il caso di alcune *multiutility* che gestiscono reti elettriche, del gas e, in alcuni casi, idriche e di teleriscaldamento).

Non è ovvio il modo in cui tale convergenza potrebbe essere valorizzata. Una ipotesi è quella di prevedere, in sede di gara, un punteggio aggiuntivo – limitato ma non indifferente: per esempio 3 punti – a favore dei soggetti che, candidandosi a gestire una rete elettrica (o gas), siano già gestori di una rete gas (o elettrica) insistente sul medesimo territorio. La sproporzione nella dimensione degli ambiti solleva naturalmente non pochi problemi (ulteriore argomento a favore di dimensioni relativamente contenute per gli ambiti elettrici, o comunque di dimensioni che rappresentino un “multiplo” o aggregato degli ambiti della distribuzione gas). Considerando, d'altra parte, che un punteggio siffatto potrebbe essere visto come una barriera all'ingresso nei confronti di altri operatori, è opportuno che l'eventuale premio non sia eccessivo.

Per la stessa ragione, ma in questo caso senza particolari controindicazioni, potrebbe essere opportuno prevedere in sede di gara un punteggio addizionale a favore dei soggetti non verticalmente integrati. Questo è un punto importante

legato alle evidenze emerse in letteratura. I lavori pubblicati sugli effetti della separazione proprietaria generalmente non evidenziano particolari vantaggi (sotto le due principali dimensioni indagate: la promozione della concorrenza a monte e a valle e le efficienze operative). Ma, parimenti, non rintracciano evidenza di alcuno svantaggio. Il problema – e la natura della scelta – sta nel fatto che la separazione proprietaria impone dei costi *una tantum*, quantificabili in circa 100 euro / cliente (ipoteticamente, in Italia: circa trenta milioni di euro, una piccola frazione della RAB del settore che come abbiamo visto è stimabile in oltre ottanta volte tanto, ossia in circa 25 miliardi di euro). Ma questo costo, almeno in parte, dovrà comunque essere sostenuto, perché in ogni modo il Decreto Bersani impone di frazionare l'attuale concessione di maggiori dimensioni e, dunque, di incorrere nei costi legati alla sua riorganizzazione. Poiché, alla luce del ruolo sempre più cruciale che i DSO dovranno occupare, la loro neutralità appare un elemento della massima importanza, sembra opportuno premiarlo con almeno cinque punti. Infatti, in questo caso, i costi della separazione proprietaria sono *sunk*, perché dovranno essere sostenuti comunque, mentre i suoi benefici sono con ogni probabilità sottostimati, a causa del mutato contesto dato dal progresso tecnologico e dagli imperativi della transizione ecologica.

Per le ragioni illustrate sopra, non viene introdotta nella proposta una specifica voce relativa al canone di concessione. Nel caso in cui si ritenesse comunque necessario (o utile) tenere conto di tale opzione, si potrebbe ricalcare quanto previsto per le reti gas.

La Tabella 11 riporta quindi una ipotesi di modulazione dei punteggi attribuibili in sede di gara per la distribuzione elettrica, in raffronto a quelli della distribuzione gas.

Tabella 11. Ipotesi di criteri di gara e valutazione delle offerte per quanto riguarda l'affidamento delle reti per la distribuzione dell'energia elettrica e del gas				
	Ipotesi per le gare elettriche		Ipotesi per le gare gas	
	Criterio	Punteggio max	Criterio	Punteggio max
Condizioni economiche	Sconto tariffario rispetto alle tariffe previste dall'Autorità (max 100%)	14	Sconto tariffario rispetto alle tariffe previste dall'Autorità (max 100%)	11
	Sconto sui corrispettivi di prestazioni di servizi (max 100%)	6 (3 se si intende considerare anche il canone concessorio)	Sconto sui corrispettivi di prestazioni di servizi (max 100%)	4
	(Canone concessorio – opzionale)	(3)	Canone riconosciuto agli Enti concedenti (max 10%)	5
	Investimenti di efficienza energetica, addizionali rispetto a quanto già previsto, a vantaggio degli Enti concedenti (max 20%)	2 in caso di offerta di titoli di efficienza energetica, 1 nel caso in cui venga versato il relativo valore economico	Investimenti di efficienza energetica, addizionali rispetto a quanto già previsto, a vantaggio degli Enti concedenti (max 20%)	2 in caso di offerta di titoli di efficienza energetica, 1 nel caso in cui venga versato il relativo valore economico
	TOTALE	22		22

Criteria di sicurezza e qualità del servizio			Percentuale annua di rete in media e alta pressione sottoposta a ispezione	
	Percentuale di chiamate di pronto intervento con tempo di arrivo inferiore a 60 minuti		Percentuale annua di rete in bassa pressione sottoposta a ispezione	
	Riduzione della frequenza e durata delle interruzioni con preavviso	22	Percentuale di chiamate di pronto intervento con tempo di arrivo inferiore a 60 minuti	22
	Riduzione della frequenza e durata delle interruzioni senza preavviso		Numero annuo convenzionale di misure del grado di odorizzazione del gas per migliaio di pdr	
	Livello incrementale, rispetto agli obblighi previsti dall'Autorità, in relazione a un parametro scelto dalla Stazione appaltante tra quelli fissati nel Testo integrato della regolazione della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica emanato dall'Autorità vigente al momento della gara	5	Livello incrementale, rispetto agli obblighi previsti dall'Autorità, in relazione a un parametro scelto dalla Stazione appaltante tra quelli fissati nel Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas emanato dall'Autorità vigente al momento della gara	5
	TOTALE	27		27
Piano di sviluppo degli impianti	Adeguatezza dell'analisi di assetto di rete e degli impianti e della relativa documentazione		Adeguatezza dell'analisi di assetto di rete e degli impianti e della relativa documentazione	
	Valutazione degli interventi di estensione e potenziamento		Valutazione degli interventi di sviluppo e ottimizzazione	
	Valutazione degli interventi per l'integrazione delle risorse distribuite	43	Valutazione degli interventi per mantenimento in efficienza e abilitazione all'immissione di gas rinnovabile della rete e degli impianti	43
	Innovazione tecnologica		Valutazione delle proposte di innovazione tecnologica	
	TOTALE	40		40

Organizzazione industriale	Gestore di una rete contigua di altri vettori energetici nel medesimo territorio	3		3
	Operatore di rete indipendente	5		5
		8		8
TOTALE		100		100

PARTE IV: CONCLUSIONI

Questo studio prosegue la riflessione avviata da Amenta et al. (2023) sul futuro delle gare gas. Se nel caso delle gare gas il quadro normativo è sostanzialmente definito – sebbene in continua evoluzione – nel caso delle reti elettriche le norme indicano semplicemente la data di scadenza delle attuali concessioni (2030) e la data entro cui le procedure per la riassegnazione dovranno essere avviate (2025) ma non forniscono particolari indicazioni sul *come*. L'unico, rilevante, elemento riguarda la scelta di dividere la rete in (almeno) quattro porzioni, ciascuna delle quali non superiore al 25 per cento dei clienti.

In questo lavoro, dopo aver sommariamente descritto la situazione in alcuni paesi europei, abbiamo indagato tre aspetti:

- il grado di separazione tra infrastrutture e servizi;
- l'esistenza di economie di scala;
- gli aspetti di complementarità e sostituibilità tra le infrastrutture elettriche e gas (e di teleriscaldamento).

Dall'analisi sono emersi i seguenti punti.

- Sul tema dell'*unbundling* delle reti di distribuzione, la letteratura non ha raggiunto un consenso. Tuttavia gran parte dei pochi studi disponibili si concentrano su casi specifici, non sempre corredati da dati adeguati e soprattutto in contesti resi ormai anacronistici dalla transizione ecologica. Infatti, altri filoni di letteratura (e le scelte concrete del regolatore italiano) puntano verso una decisa convergenza tra i due mercati elettrico e gas, che del resto è già una realtà nel modello di *business* degli operatori a monte e a valle. Inoltre, i lavori pubblicati nel passato consentono di quantificare i costi *una tantum* in circa 100 euro / cliente. Va aggiunto che il ruolo delle reti di distribuzione elettrica sta cambiando profondamente, in quanto molte attività – in particolare il bilanciamento delle reti, utilizzando risorse distribuite sia dal lato dell'offerta sia dal lato della domanda – si stanno spostando dal livello della trasmissione al livello della distribuzione. In questo caso i vantaggi della separazione potrebbero diventare più rilevanti, esattamente per la stessa ragione per cui al livello della trasmissione ve ne è ampia evidenza.
- Nelle infrastrutture di distribuzione elettrica, come per il gas, non vi è né in letteratura, né nell'analisi qui condotta particolare evidenza di forti economie di scala, al di sopra di una dimensione stimabile nell'ordine delle centinaia di migliaia o al massimo pochi milioni di clienti. Ovviamente il mercato risente di forti economie di densità, legate alla natura urbana o extraurbana dei territori e, simmetricamente, alla presenza di risorse distribuite dal lato della domanda

o dell'offerta. Per questa ragione, i vantaggi di una maggiore partecipazione alle gare sembrano superiori a quelle del mantenimento di una grande dimensione della o delle concessioni²¹.

- Infine, la transizione ecologica e il progresso tecnologico passano per l'elettificazione e la crescita su larga scala delle fonti rinnovabili, con probabili periodi di eccesso di produzione. L'utilizzo dell'energia in eccesso per produrre idrogeno o metano sintetico è un'opportunità che non dovrebbe essere sottovalutata ma che chiama in causa il coordinamento non solo operativo, ma addirittura e soprattutto nelle politiche di sviluppo delle reti di distribuzione. Se, inoltre, i diversi vettori energetici (elettricità, gas e potenzialmente calore) sono sempre più fungibili, in particolare in riferimento agli usi finali, allora le politiche di sviluppo infrastrutturale non possono essere definite guardando a un solo versante, ignorando gli elementi di complementarità e di sostituibilità tra gli stessi. A tal fine è essenziale non solo una programmazione comune – e potenzialmente una gestione congiunta – ma anche una analisi simultanea degli investimenti, sia per cogliere gli elementi di complementarità, sia per scegliere in modo oggettivo tra ipotesi alternative e mutuamente esclusive quelle più efficienti per il sistema, ottimizzando l'impiego delle risorse economiche disponibili. Va proprio in questa direzione la riforma del meccanismo tariffario proposta dall'Arera, con la progressiva adozione del metodo ROSS in tutte le tipologie di infrastruttura. A quel punto sarà possibile avere un metro comune per giudicare le diverse ipotesi di sviluppo sulla base dei risultati attesi (e della eventuale verifica *ex post*).

Da queste considerazioni emergono alcune possibili implicazioni di *policy*, relative al modo in cui configurare le gare per la gestione delle reti elettriche post-2030.

- Per quanto riguarda il perimetro delle concessioni, è opportuno individuare un numero adeguato, non troppo ridotto, di ambiti. Vi sono svariate ragioni a sostegno di tale scelta: in primo luogo, ambiti di dimensioni non eccessive favoriscono la partecipazione alle gare e quindi consentono di cogliere i vantaggi della concorrenza per il mercato; secondariamente, in assenza di economie di scala significative oltre una certa soglia, la presenza di una pluralità di gestori rafforza il regolatore nel tentativo di superare le asimmetrie informative e consente forme di concorrenza per confronto, che peraltro Arera già persegue in altri contesti (incluse le reti di distribuzione gas); infine, ambiti di dimensioni opportune facilitano il coordinamento con le gestioni gas, attualmente suddivise in ben 172 Atem. Di conseguenza, sono state proposte quattro ipotesi di suddivisione del territorio nazionale: a) quattro ambiti di circa nove milioni di clienti in media (numero minimo consentito dal Bersani); b) soluzione interme-

21. Ove eventuali considerazioni di *policy* che le sfide della transizione energetica possano essere meglio affrontate in una visione complessiva con pochissimi soggetti, per i ritenuti maggiori vantaggi – in questa fase – derivanti da una gestione unitaria della transizione stessa, il mantenimento di una grande dimensione degli ambiti o dell'affidamento dovrebbe comunque avere una valenza al più solo transitoria, come affidamento congiunto però - in questo caso - di distribuzione elettrica e distribuzione gas e traguardando i vantaggi di una maggiore partecipazione alle gare per la fase successiva, una volta terminata la fase di transizione.

dia di nove ambiti di circa quattro milioni di clienti in media; c) quindici ambiti regionali (con accorpamento delle regioni più piccole) di circa due milioni e mezzo di clienti in media; d) ventisette ambiti sub-regionali di poco meno di un milione e mezzo di clienti in media. Tra queste ipotesi, per le ragioni illustrate, quest'ultima appare sia percorribile, sia preferibile.

- Per quanto riguarda gli ostacoli alle gare e i criteri di gara, è sensato allineare per quanto possibile le gare per le reti elettriche alle gare per le reti gas, prendendo le mosse dalla bozza di decreto ministeriale di revisione del decreto criteri del 2011 circolata nei primi mesi del 2023. È quindi sensato prevedere, con una ripartizione dei punteggi del tipo di quella delineata nello studio, tre aree principali di valutazione (condizioni economiche, criteri di sicurezza/continuità e qualità della rete e piano di sviluppo). Diversamente dalle gare gas, che vedevano un forte coinvolgimento degli enti locali, in questo caso l'ente concedente è il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica. Sembra quindi sensato fissare un valore tabellare del canone concessorio a favore dello Stato e formulare l'offerta economica in modo tale che eventuali risparmi siano interamente retrocessi al cliente. In alternativa, è possibile ipotizzare una componente relativa al canone concessorio in modo da garantire allo Stato la possibilità di appropriarsi di una parte della rendita (ripartendola tra parte destinata ai clienti e parte trattenuta dallo Stato).
- Da ultimo, vanno soppesate le evidenze pro e contro la separazione proprietaria, da un lato, e le modalità per garantire un migliore coordinamento tra le infrastrutture, dall'altro. Sul primo punto, è ragionevole dedurre dalla letteratura (e dalle aspettative riguardo l'evoluzione del settore) una qualche preferenza per gestioni separate. Questo punto è particolarmente forte alla luce del fatto che i) i distributori dovranno svolgere compiti precedentemente soddisfatti al livello della trasmissione e ii) buona parte dei costi *una tantum* di separazione dovranno comunque essere sostenuti per effetto della riorganizzazione del settore (e rappresentano comunque una piccola frazione della RAB). Questi elementi potrebbero essere internalizzati nel processo di gara, per esempio prevedendo un punteggio (tangibile ma in sé non determinante) a favore dei soggetti non verticalmente integrati e a favore dei soggetti che, sul medesimo territorio, gestiscono infrastrutture gas. Naturalmente, in tal caso andrebbero corrispondentemente allineati i criteri per le gare gas.

Nel caso del gas la divaricazione tra VIR e RAB è stato un elemento cruciale per i ritardi e le resistenze all'avvio delle gare. Nel caso elettrico il problema non dovrebbe sussistere – non fosse altro per la continuità gestionale che caratterizza tutti i grandi gestori, fin dal 1962 (e probabilmente anche in relazione a ciò, mentre il Decreto Letta prevede esplicitamente il rimborso sulla base del VIR, il Decreto Bersani non ne fa alcuna menzione). Semmai, sarà necessario individuare le opportune modalità per suddividere la RAB (che diversamente dal gas è definita a livello complessivo per impresa, quindi su base nazionale comprendente tutte le gestioni di ciascun operatore) in relazione ai perimetri di affidamento individuati.

Naturalmente sono possibili soluzioni diverse o analisi di segno differente ed è probabile che vi siano altri aspetti che qui non sono stati sufficientemente considerati. La scadenza del 2030 può apparire lontana ma quella del 2025 è imminente. È opportuno che si inizi a prendere sul serio la domanda sul disegno

delle gare che dovranno ridefinire un segmento fondamentale dei nostri sistemi energetici, cogliendo magari l'opportunità di disegnare un assetto che renda più efficace, nell'interesse della collettività, pianificazione, sviluppo e gestione coordinata o unitaria delle infrastrutture di distribuzione dell'energia nel loro complesso, quale che sia il vettore energetico considerato. La transizione ecologica impone investimenti enormi, che obbligano a prestare una attenzione ancora maggiore alla loro ottimizzazione e all'efficienza dei soggetti gestori delle reti, per la selezione delle opere utili e necessarie allo sviluppo del sistema. È proprio dalle scelte di investimento fatte in ottica di visione unitaria a livello di sistema che può discendere il minor costo per il sistema stesso.

BIBLIOGRAFIA

- Acer (2022), "Opinion No. 08/2022 on the review of gas and hydrogen national network development plans to assess their consistency with the EU ten-year network development plan. Annex III - Hydrogen, Biomethane injections, and Related Network Adaptations".
- Aeeg (2008), "Ipotesi per la formulazione di proposte in materia di individuazione dei bacini ottimali di utenza", Dco 15/2008.
- Amenta, C., A. Merendino e C. Stagnaro (2023), "Come si cambia. La distribuzione gas tra la contendibilità promessa e la transizione annunciata", Istituto Bruno Leoni, *Special Report*, 29 marzo 2023.
- Arera (2021), "Linee guida per lo sviluppo della regolazione ROSS-base da applicare a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas", Documento per la consultazione 615/2021/R/com.
- Arera (2022), "Quadro strategico 2022-2025 dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente", Allegato A alla delibera 2/2022/A.
- Arera (2023a), "Monitoraggio sull'evoluzione dei mercati di vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas - Rapporto di aggiornamento di gennaio 2023", 30/2023/I/com.
- Arera (2023b), "Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta", 2023.
- Arera (2023c), "Verso un modello di sviluppo selettivo degli investimenti nella rete di distribuzione dell'energia elettrica", Documento per la consultazione 173/2023/R/eel.
- Arera (2023d), "Disposizioni in materia di sviluppo delle reti di distribuzione e relativi piani", Deliberazione 296/2023/R/eel.
- Arera (2023e), "Servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili del settore dell'energia elettrica di cui all'art. 1, comma 60 della legge n.124/17. Orientamenti per la definizione della regolazione del servizio e delle modalità di identificazione degli esercenti", Documento per la consultazione 212/2023/R/eel.
- Arera (2023f), "Criteri applicativi della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS) per i servizi di trasporto del gas naturale e trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica", Documento per la consultazione 381/2023/R/com.
- Averch, H.A. (2018), "Averch-Johnson Effect", in *The New Palgrave Dictionary of Economics*, Londra: Palgrave Macmillan: 619-624.
- Averch, H.A. e L.L. Johnson (1962), "Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint", *The American Economic Review*, 52(5): 1052-1069.
- Benedettini, S. e C. Stagnaro (2020a), "Who are the customers with flexible demand, and how to find them?", in F. Sioshansi (a cura di), *Variable Generation, Flexible Demand*, San Diego, CA: Academic Press, 125-145.
- Benedettini, S. e C. Stagnaro (2020b), "Smart meters: The gateway to behind-the-meter?", in F. Sioshansi (a cura di), *Behind and Beyond the Meter. Digitalization, Aggregation, Optimization, Monetization*, San Diego, CA: Academic Press, 251-265.
- Berger, K. e M. van Beuge (2020), "Energy law in the Netherlands", in Herbert-Smith-Freehills, *European Energy Handbook 2019-2020*: 367-382.
- Bovera, F., M. Delfanti, E. Fumagalli, L. Lo Schiavo e R. Vailati (2021), "Regulating electricity distribution networks under technological and demand uncertainty", *Energy Policy*, 149: 111989.
- Brown, R.E. (2002), *Electric Power Distribution Reliability*, Boca Raton (FL): CRC Press.

- Businge, C.N., P. Grisi, A. Gelmini e A. Gatti (2019), "Analisi di sostenibilità economica di un impianto pilota power-to-gas nel quadro dell'evoluzione del sistema energetico nazionale", Rse, Progetto 2.4 Integrazione e coordinamento del sistema elettrico con altri sistemi (in particolare gas e idrico) e analisi di fabbisogno, disponibilità, prestazioni e costi di sistemi di accumulo.
- Cambini, C., A. Meletiou, E. Bompard e M. Masera (2016), "Market and regulatory factors influencing smart-grid investment in Europe: Evidence from pilot projects and implications for reform", *Utilities Policy*, 40: 36-47.
- CEER (2019), "Implementation of TSO and DSO Unbundling Provisions. Update and Clean Energy Package Outlook", C18-LAC-02-08.
- CEER (2023), "Report on Regulatory Frameworks for European Networks 2022", C22-IRB-61-03.
- Chawla, M. e M.G. Pollitt (2013), "Global Trends in Electricity Transmission System Operation: Where Does the Future Lie?", *The Electricity Journal*, 26(5): 65-71.
- Chyong, C.K., M.G. Pollitt, D. Reiner, C. Li, D. Aggarwal e R. Ly (2021), "Electricity and Gas Coupling in a Decarbonized Economy", CERRE, marzo 2021.
- Deloitte, E-DSO e Eurelectric (2021), "Connecting the dots: Distribution grid investment to power the energy transition", gennaio 2021.
- Dorigoni, S. (a cura di) (2007), *La riforma della distribuzione del gas in Italia*, Milano: Franco Angeli.
- EC (2010), "Interpretative note on directive 2009/72/ec concerning common rules for the internal market in electricity and directive 2009/73/ec concerning common rules for the internal market in natural gas. The unbundling regime", Commission Staff Working Document, 22 gennaio 2010.
- Eurelectric (2020), "Distribution Grids in Europe. Facts and Figures 2020", dicembre 2020.
- Faiella, I. e L. Lavecchia (2023), "Più dati per la transizione", *Le Scienze*, 28 agosto 2023.
- Gea-Bermúdez, J., I.G. Jensen, M. Münster, M. Koivisto, J.G. Kirkerud, Y.-k. Chen e H. Ravn (2021), "The role of sector coupling in the green transition: A least-cost energy system development in Northern-central Europe towards 2050", *Applied Energy*, 289: 116685.
- GEODE (2023), "Distribution Grids: The Energy Transition's Backbone".
- Guerra, O.J., B. Sergi, B.-M. Hodge, M. Craig, K.A. Pambour, R.T. Sogpwi e C. Brancucci (2020), "Electric Power Grid and Natural Gas Network Operations and Coordination", Joint Institute for Strategic Energy Analysis, NREL/TP-6A50-77096.
- Jens, J., D. Gräf e M. Schimmel (2021), "Market state and trends in renewable and low-cost gases in Europe", Gas for Climate – Guidehouse.
- Kumbhakar, S.C., R. Amundsveen, H.M. Kvile e G. Lien (2015), "Scale economies, technical change and efficiency in Norwegian electricity distribution, 1998–2010", *Journal of Productivity Analysis*, 49: 295-305.
- Li, F. (2020), "The future structure of electricity supply system: from economies of scale to economies of flexibility", *OIES Forum*, 124: 5-9.
- Loreti, F., P. Pasquier e C. Mauduit-Le Clercq (2023), "Dutch Electricity And Gas Transmission And Distribution Framework: Supportive", *S&P Global Ratings: Comments*, 7 marzo 2023.
- Meletiou, A., J. Vasiljevska, G. Prettico e S. Vitiello (2023), "Distribution System Operator Observatory 2022", *JRC Science for Policy Report*.

- Nera (2022), "An Assessment of Alternative DSO Governance Model", rapporto preparato per Scottish and Southern Electricity Networks, 23 marzo 2022.
- Nicoletti, G. (2012), "Mezzo secolo di vita dell'Enel. Cento anni per le Aem", Diritto dei servizi pubblici, 12 dicembre 2012.
- Nillesen, P. e M.G. Pollitt (2021), "Ownership Unbundling of Electricity Distribution Networks", *Economics of Energy & Environmental Policy*, 10(1): 147-158.
- Nouicer, A. e L. Meeus (2019), *The EU Clean Energy Package*, Firenze: European University Institute.
- Oberle, S., J. Stute, M. Fritz, M. Klobasa e M. Wietschel (2020), "Sector coupling technologies in gas, electricity, and heat networks: Competition or synergy?", *Journal for Technology Assessment in Theory and Practice*, 29(2): 24-30.
- Ofgem (2021), "Review of GB energy system operation", 25 gennaio 2021.
- Oxera (2021), "Methodology review for a regulatory framework based on a total expenditure approach ('Ross-base')", rapporto preparato per Arera, dicembre 2021.
- Pollitt, M., M. Giulietti e K. Anaya (2021), "Optimal regulation for European Dsos to 2025 and beyond", CERRE, aprile 2021.
- Pollitt, M., M. Giulietti, A. Covataru e D. Duma (2022), "The active distribution system operator (dso). An international study", CERRE, settembre 2022.
- Poudineh, R. (2020), "Incentivizing innovation in electricity networks", *OIES Forum*, 124: 38-41.
- Prettico, G., A. Marinopoulos e S. Vitiello (2021), "Distribution System Operator Observatory 2020", JRC Science for Policy Report.
- Rehman, O.A., V. Palomba, A. Frazzica e L.F. Cabeza (2021), "Enabling Technologies for Sector Coupling: A Review on the Role of Heat Pumps and Thermal Energy Storage", *Energies*, 14: 8195.
- Repetto, G.P. (2021), "Stato dell'arte della distribuzione elettrica in Italia", *Energia*, 1/2021: 52-57.
- Sioshansi, F. (2021), "New technologies on the demand side", in J.-M. Glachant, P.L. Joskow e M.G. Pollitt (a cura di), *Handbook on Electricity Markets*, Cheltenham, UK: Edward Elgar, 353-382.
- Sioshansi, F. (a cura di) (2019), *Consumer, Prosumer, Prosumer*, San Diego, CA: Academic Press.
- Sioshansi, F. (a cura di) (2023), *The Future of Decentralized Electricity Distribution Networks*, Cambridge, MA: Elsevier.
- Snam e Terna (2022), *Documento di descrizione degli scenari 2022*.
- Sneum, D.M., M.G. González e J. Gea-Bermúdez (2021), "Increased heat-electricity sector coupling by constraining biomass use?", *Energy*, 222: 119986.
- Stagnaro, C. (2019), "Quella concorrenza sleale sull'elettricità", *lavoce.info*, 15 gennaio 2019.
- Stagnaro, C. (2021), "Distribuzione elettrica: pluralismo o monopolio?", *Energia*, 1/2021: 68-73.
- Stagnaro, C., C. Amenta, G. Di Croce e L. Lavecchia (2020), "Managing the liberalization of Italy's retail electricity market: A policy proposal", *Energy Policy*, 137: 111150.
- Sugimoto, K. (2021), "Ownership versus legal unbundling of electricity transmission network: Evidence from renewable energy investment in Germany", *Energy Economics*, 99: 105290.

Terna (2022), Rapporto di adeguatezza Italia 2022.

Tiribuzi, S., P. Cambi, L. Celi, M. Giusti, G. Liverani, L. Pardi e M. Rossi (2023), Verso un sistema italiano basato sulle rinnovabili. Prima parte: analisi introduttiva, problematiche e scenari propedeutici, Roma: Aspo Italia e Cnr Edizioni.

Turk, A., A. Singlitico, B. Troelsen, B. Madsen e Y. Zong (2022), "A green transition-oriented balancing model for the gas system with intra-day restrictions: Case of Denmark", Sustainable Energy Technologies and Assessments, 53(A): 102478.

Van Beuge, M. (2017), "Electricity/Natural Gas – Recent developments in connection with transmission and distribution system operators", International Energy Law Review, 2: 45-48.

Van Nuffel, L. (2018), "Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?", Studio richiesto dalla Commissione ITRE del Parlamento europeo.

Wang, D., L. Liu, H. Jia, W. Wang, Y. Zhi, Z. Meng e B. Zhou (2018), "Review of Key Problems Related to Integrated Energy Distribution Systems", CSEE Journal of Power and Energy Systems, 4(2): 130-145.

Woodhouse, S. e M. Brown (2022), "The Impact of Digitalization", in M. Hafner e G. Luciani (a cura di), The Palgrave Handbook of International Energy Economics, Londra: Palgrave MacMillan, 613-627.

Zorzoli, G.B. (2005), Il mercato elettrico. Dal monopolio alla concorrenza, Padova: Franco Muzio.

Zorzoli, G.B. (2023), "Con la transizione chiuderemo un occhio sulla terzietà delle reti?", Staffetta Quotidiana, 9 giugno 2023.

APPENDICE 1. LA REGOLAZIONE IN VIGORE IN ALCUNI STATI MEMBRI

FRANCIA					
		Gas TSO	Gas DSO	Electricity TSO	Electricity DSO
Struttura del mercato	Operatori di rete	2	26	1	~143
	Lunghezza della rete	~38,000 km	~200,000 km	~106,000 km	~1,400,000 km
	Proprietà	Proprietà privata e pubblica	Proprietà privata e pubblica (indiretta e locale)	Proprietà privata e pubblica (indiretta e locale)	Principalmente proprietà indirettamente pubblica
Quadro generale	Autorità	Commission de Régulation de l’Energie (CRE, www.cre.fr)			
	Sistema	Regolamentazione degli incentivi / tetto alle entrate			
	Periodo	Quattro anni. RP attuale: 2020-24	Quattro anni. RP attuale: 2020-24	Quattro anni. RP attuale: 2021-25	
	Anno base per il periodo successivo	Secondo anno nel RP attuale	Terzo anno nel RP attuale	Secondo anno nel RP attuale	
	Trasparenza	Data dei costi (dettagliato OPEX e CAPEX), WACC e i suoi parametri sottostanti, qualità dei punteggi di servizio, conti governativi			
	Elementi principali per determinare il tetto delle entrate	Costi non controllabili e controllabili, costi d’ammortamento, tasse, margine equo			
	Quadro giuridico	Legge francese (code de l’énergie) e CRE decisioni tariffarie			
Tasso di rendimento	Tipo di WACC	Ante imposta, reale		Ante imposta, nominale	N/A
	Determinazione del tasso di rendimento del capitale netto	Somma del tasso di interesse nominale privo di rischio e il premio per il rischio (il premio per il rischio del mercato moltiplicato per il fattore del rischio beta) moltiplicato per un fattore dell’imposta sulle società, e espresso in termini reali		Somma del tasso di interesse nominale privo di rischio e il premio per il rischio (il premio per il rischio del mercato moltiplicato per il fattore del rischio beta) moltiplicato per un fattore dell’imposta sulle società	N/A
	Tasso di rendimento del capitale prima delle imposte	8.6% = $(1.7\% + 5.2\% * 0.86) / (1 - 28.02\%)$	8.4% = $(1.7\% + 5.2\% * 0.83) / (1 - 28.02\%)$	7.8% = $(1.7\% + 5.2\% * 0.78) / (1 - 26.47\%)$	N/A
	Utilizzo del tasso di rendimento	Moltiplicato per il RAP intero (eccetto gli asset che sono stati finanziati mediante sussidi o sovvenzioni)			N/A
Capitale investito netto	Componenti della RAB	Immobilizzazioni			
	Regolamentazione valore patrimoniale	Costi valutati storicamente (tenendo in considerazione inflazione e ammortamento)		NBV	
	Aggiustamento della RAB	Sussidi e sovvenzioni sono rimossi dal valore degli assets prima di inserirli nella RAB			

Ammortamenti	Metodo	Linea retta			
	Tasso di ammortamento	Dipende dal tipo di asset. La proporzione è fra il 2% e il 4% degli asset del network (linee, tubature, etc.)			
	Considerazioni	Incorporato direttamente e col 100% (eccetto gli asset che sono stati finanziati mediante sussidi o sovvenzioni)			
		Gas TSO	Gas DSO	Electricity TSO	Electricity DSO
Struttura del mercato	Operatori di rete	9	~194	11 (1 operatore di sistema)	~126
	Lunghezza della rete	~35,100 km	~266,000 km	~73,600 km	~1,276,000 km
	Proprietà	Principalmente investitori privati, proprietà privata indiretta	Principalmente proprietà privata e pubblica locale	Principalmente investitori privati, proprietà privata indiretta	Principalmente proprietà privata e pubblica locale

Quadro generale	Autorità	Italian Regulatory Authority for Energy, Networks and Environment (ARERA, www.arera.it)			
	Sistema	Costo maggiorato per CAPEX. Tetto al prezzo per OPEX	Costo maggiorato per CAPEX. Tetto al prezzo per OPEX. Approccio del costo standard per costi centralizzati	Costo maggiorato per CAPEX. Tetto al prezzo per OPEX	Costo maggiorato per CAPEX. Tetto al prezzo per OPEX. Approccio del costo standard per DSO più bassi
	Periodo	Quattro anni. RP attuale: 2020-23	Sei anni. RP attuale: 2020-25	Quattro anni. RP attuale: 2020-23	Quattro anni. RP attuale: 2020-23
	Anno base per il periodo successivo	-			
	Trasparenza	Tutti i dati in seguito al Regolamento della Commissione (UE) 2017/460	L'insieme dei dati al livello settoriale pubblicati all'inizio del RP	L'insieme dei dati al livello settoriale pubblicati all'inizio del RP	L'insieme dei dati al livello settoriale pubblicati all'inizio del RP
	Elementi principali per determinare il tetto delle entrate	OPEX (aggiornato con tetto al prezzo), rendimento sulla RAB netta, rendimento aggiuntivo per gli incentivi, ammortamento, gas combustibile, perdite, non compreso per il gas	OPEX (aggiornato con tetto al prezzo), rendimento sulla RAB netta e ammortamento	OPEX (aggiornato con tetto al prezzo), rendimento sulla RAB netta, rendimento aggiuntivo per gli incentivi, ammortamento, conti normativi, costi ITC/entrate	OPEX (aggiornato con tetto al prezzo), rendimento sulla RAB netta, rendimento aggiuntivo per gli incentivi, ammortamento
	Quadro giuridico	ARERA Res. 114/2019/R/gas	ARERA Res. 570/2019/R/gas	ARERA Res. 568/2019/R/eel	ARERA Res. 568/2019/R/eel
Tasso di rendimento	Tipo di WACC	Ante imposta, reale			
	Determinazione del tasso di rendimento del capitale netto	Somma del tasso di interesse privo di rischio (con una soglia minima dello 0.5%), il premio per il rischio del paese, e un fattore del rischio beta moltiplicato per il premio per il rischio del capitale proprio (determinato dalla differenza fra il rendimento totale del mercato e il tasso di interesse privo di rischio)			
	Tasso di rendimento del capitale prima delle imposte	5.7%	6.3%	5.6%	5.9%
	Utilizzo del tasso di rendimento	Applicato al valore netto della RAB			

	Componenti della RAB	Immobilizzazioni, capitale operativo, immobilizzazioni in corso			
	Capitale investito netto	Regolamentazione valore patrimoniale	Costo storico rivalutato per l'inflazione, netto dell'ammortamento e sovvenzioni	Dipendono entrambi, sia costi storici che costi dell'unità standard (media settoriale) dal tipo (assets centrali vs locali). Entrambi sono rivalutati per l'inflazione e sono il netto dell'ammortamento e sovvenzioni	Costo storico rivalutato per l'inflazione, netto dell'ammortamento e sovvenzioni. Investimenti prima del 2004 sono considerati come rata unica con evoluzione e ammortamento a valore netto standard
Aggiustamento della RAB		Investimenti nuovi, ammortamento, sovvenzioni	Investimenti nuovi, ammortamento, sovvenzioni. Per costi standard, cambiamenti nel driver	Investimenti nuovi, ammortamento, sovvenzioni. Per investimenti prima del 2004, evoluzione standard	Investimenti nuovi, ammortamento, concessioni. Per costi standard, cambiamenti nel driver
Ammortamenti	Metodo	Linea retta			
	Tasso di ammortamento	Edifici 3%, gasdotti 2%, stazioni 5%, metering 5%-7%, altro 10%-20%	Edifici 2%-3%, gasdotti 2%, city gates 5%, metering 5%-7%, altro 14%	Edifici 3%, linee 2%, stazioni 3%, metering 7%, altro 5%-20%	
	Considerazioni	Dedotto dalla RAB lorda per formare RAB netta			

Fonte: CEER (2023)

Nota. Sebbene in Francia vi sia un elevato numero di distributori elettrici (143), nei fatti si tratta di un pulviscolo di piccolissime società, in quanto la maggiore (Enedis) serve oltre il 95 per cento dei pod (circa 35 milioni); altri sei operatori (Gérédis, SRD, SER, GEG, URM e EDF SEI) hanno più di 100.000 clienti, mentre tutti gli altri si collocano al di sotto di tale soglia. La distribuzione gas è ugualmente concentrata, col principale operatore (GRDF) responsabile di oltre il 96 per cento dei clienti; due operatori (Régaz-Bordeaux and Réseau GDS) hanno ciascuno all'incirca l'1,5 per cento del mercato, mentre i restanti 23 servono congiuntamente meno dell'1 per cento dei clienti.

ITALIA					
		Gas TSO	Gas DSO	Electricity TSO	Electricity DSO
Struttura del mercato	Operatori di rete	9	~194	11 (1 operatore di sistema)	~126
	Lunghezza della rete	~35,100 km	~266,000 km	~73,600 km	~1,276,000 km
	Proprietà	Principalmente investitori privati, proprietà privata indiretta	Principalmente proprietà privata e pubblica locale	Principalmente investitori privati, proprietà privata indiretta	Principalmente proprietà privata e pubblica locale
Quadro generale	Autorità	Italian Regulatory Authority for Energy, Networks and Environment (ARERA, www.arera.it)			
	Sistema	Costo maggiorato per CAPEX. Tetto al prezzo per OPEX	Costo maggiorato per CAPEX. Tetto al prezzo per OPEX. Approccio del costo standard per costi centralizzati	Costo maggiorato per CAPEX. Tetto al prezzo per OPEX	Costo maggiorato per CAPEX. Tetto al prezzo per OPEX. Approccio del costo standard per DSO più bassi
	Periodo	Quattro anni. RP attuale: 2020-23	Sei anni. RP attuale: 2020-25	Quattro anni. RP attuale: 2020-23	Quattro anni. RP attuale: 2020-23
	Anno base per il periodo successivo	-			
	Trasparenza	Tutti i dati in seguito al Regolamento della Commissione (UE) 2017/460	L'insieme dei dati al livello settoriale pubblicati all'inizio del RP	L'insieme dei dati al livello settoriale pubblicati all'inizio del RP	L'insieme dei dati al livello settoriale pubblicati all'inizio del RP
	Elementi principali per determinare il tetto delle entrate	OPEX (aggiornato con tetto al prezzo), rendimento sulla RAB netta, rendimento aggiuntivo per gli incentivi, ammortamento, gas combustibile, perdite, non compreso per il gas	OPEX (aggiornato con tetto al prezzo), rendimento sulla RAB netta e ammortamento	OPEX (aggiornato con tetto al prezzo), rendimento sulla RAB netta, rendimento aggiuntivo per gli incentivi, ammortamento, conti normativi, costi ITC/entrate	OPEX (aggiornato con tetto al prezzo), rendimento sulla RAB netta, rendimento aggiuntivo per gli incentivi, ammortamento
	Quadro giuridico	ARERA Res. 114/2019/R/gas	ARERA Res. 570/2019/R/gas	ARERA Res. 568/2019/R/eel	ARERA Res. 568/2019/R/eel
Tasso di rendimento	Tipo di WACC	Ante imposta, reale			
	Determinazione del tasso di rendimento del capitale netto	Somma del tasso di interesse privo di rischio (con una soglia minima dello 0.5%), il premio per il rischio del paese, e un fattore del rischio beta moltiplicato per il premio per il rischio del capitale proprio (determinato dalla differenza fra il rendimento totale del mercato e il tasso di interesse privo di rischio)			
	Tasso di rendimento del capitale prima delle imposte	5.7%	6.3%	5.6%	5.9%
	Utilizzo del tasso di rendimento	Applicato al valore netto della RAB			

Capitale investito netto	Componenti della RAB	Immobilizzazioni, capitale operativo, immobilizzazioni in corso			
	Regolamentazione valore patrimoniale	Costo storico rivalutato per l'inflazione, netto dell'ammortamento e sovvenzioni	Dipendono entrambi, sia costi storici che costi dell'unità standard (media settoriale) dal tipo (assets centrali vs locali). Entrambi sono rivalutati per l'inflazione e sono il netto dell'ammortamento e sovvenzioni	Costo storico rivalutato per l'inflazione, netto dell'ammortamento e sovvenzioni. Investimenti prima del 2004 sono considerati come rata unica con evoluzione e ammortamento a valore netto standard	Costo storico per imprese più grandi. Costi dell'unità standard (media settoriale) per imprese più piccole. Entrambe sono rivalutate per l'inflazione e sono il netto dell'ammortamento e sovvenzioni
	Aggiustamento della RAB	Investimenti nuovi, ammortamento, sovvenzioni	Investimenti nuovi, ammortamento, sovvenzioni. Per costi standard, cambiamenti nel driver	Investimenti nuovi, ammortamento, sovvenzioni. Per investimenti prima del 2004, evoluzione standard	Investimenti nuovi, ammortamento, concessioni. Per costi standard, cambiamenti nel driver
Ammortamenti	Metodo	Linea retta			
	Tasso di ammortamento	Edifici 3%, gasdotti 2%, stazioni 5%, metering 5%-7%, altro 10%-20%	Edifici 2%-3%, gasdotti 2%, city gates 5%, metering 5%-7%, altro 14%	Edifici 3%, linee 2%, stazioni 3%, metering 7%, altro 5%-20%	
	Considerazioni	Dedotto dalla RAB lorda per formare RAB netta			
Fonte: CEER (2023) e dati ARERA					

BELGIO								
		Gas TSO	Gas DSO		Electricity TSO	Electricity DSO		
Struttura del mercato	Operatori di rete	1	9	1		10	1	
	Lunghezza della rete	± 4,200 km	57,352 km	2,932 km		132,830 km	6,428 km	
	Proprietà	Privato e pubblico	Pubblico		Privato e pubblico	Pubblico		
Quadro generale	Autorità	CREG	VREG	BRUGEL	CREG	VREG	BRUGEL	
	Sistema	Regolamentazione degli incentivi/tetto alle entrate	Costo + / IR sui costi e KPI		Regolamentazione degli incentivi/tetto alle entrate	Costo + / IR su costi e KPI		
	Periodo	Quattro anni. RP attuale: 2020-23	Quattro anni. RP attuale: 2021-24	Cinque anni. RP attuale: 2020-24	Quattro anni. RP attuale: 2020-23	Quattro anni. RP attuale: 2021-24	Cinque anni. RP attuale: 2020-24	
	Anno base per il periodo successivo	Terzo anno nell'attuale RP	Periodo dal Y-6 al Y-2	Quarto anno nell'attuale RP	Terzo anno nell'attuale RP	Periodo dal Y-6 al Y-2	Quarto anno nell'attuale RP	
	Trasparenza	NC TAR (codice di rete sulle strutture tariffarie armonizzate di trasmissione)	Piena trasparenza mediante consultazione e pubblicazione estensiva	Piena trasparenza attraverso consultazione e pubblicazione estensiva		Piena trasparenza attraverso consultazione e pubblicazione estensiva	Piena trasparenza attraverso consultazione e pubblicazione estensiva	
	Elementi principali per determinare il tetto delle entrate	Costi non controllabili e controllabili, costi d'ammortamento, tasse e margine equo	Costi controllabili (ammortamento, OPEX e WACC) e non controllabili, andamento dei costi, inflazione, incentivi in relazione alle economie di scala, spostamento della frontiera e riferimento della qualità	N/A		Costi verificabili e non-verificabili, costi d'ammortamento, tasse e margine equo	Costi verificabili (svalutazione, OPEX e WACC) e non-verificabili, andamento dei costi, inflazione, incentivi in relazione con economie di scala, spostamento della frontiera e qualità del benchmark	N/A
	Quadro giuridico	NC TAR, Legge del Belgio, CREG ha approvato la metodologia tariffaria	Legislazione regionale, metodologia tariffaria	Legge della Regione Bruxelles, metodologia tariffaria	Legge del Belgio, CREG ha approvato la metodologia tariffaria	Legislazione regionale, metodologia tariffaria	Legge della Regione Bruxelles, metodologia tariffaria	

	Tipo di WACC	Nessun utilizzo del WACC	Nominale, ante imposta	Vanilla WACC		Nominale, ante imposta	Vanilla WACC
Tasso di rendimento	Determinazione del tasso di rendimento del capitale netto	Somma del tasso di interesse nominale privo di rischio e il premio per il rischio (il premio per il rischio del mercato moltiplicato per il fattore del rischio) moltiplicato per (1+premi dell'illiquidità) moltiplicato per un fattore dell'imposta sulle società	Somma del tasso privo di rischio e del premio per il rischio	Tasso nominale privo di rischio (Obbligazioni belga di dieci anni con un min. 2.2% e un mass. di 5.5%), beta 0.7, 4.5% premio per il rischio. $5.35\% = 2.2\% + 4.5\% * 0.7$		Somma del tasso privo di rischio e del premio per il rischio	Tasso nominale privo di rischio (Obbligazioni belga di dieci anni con un min. 2.2% e un mass. di 5.5%), beta 0.7, 4.5% premio per il rischio. $5.35\% = 2.2\% + 4.5\% * 0.7$
	Tasso di rendimento del capitale prima delle imposte	$5.76\% = (0.90 + 3.5 * 0.65) * (1 + 0.20) * 1.513$	5.44%	4.39% (2020)		5.44%	4.44% (2020)
	Utilizzo del tasso di rendimento	Concesso per assets esistenti fino a un massimo del 33% degli assets aziendali attribuiti. Ogni capitale proprio disponibile nella struttura del capitale in eccesso sarà sottoposto ad un altro tasso di interesse del capitale proprio	RAB e capitale circolante netto operativo (NOWC) (WACC più basso per i surplus di rivalutazione, certificati green e surplus/deficit governativi)	Concesso per assets esistenti fino a un massimo del 40% (rapporto di indebitamento) del capitale utilizzato. Ogni capitale proprio disponibile nella struttura del capitale in eccesso sarà sottoposto ad un altro tasso di interesse del capitale proprio		RAB e NOWC (WACC più basso per i surplus di rivalutazione, certificati green e surplus/deficit governativi)	Concesso per assets esistenti fino a un massimo del 40% (rapporto di indebitamento) del capitale utilizzato. Ogni capitale proprio disponibile nella struttura del capitale in eccesso sarà sottoposto ad un altro tasso di interesse del capitale proprio

	Componenti della RAB	Immobilizzazioni, capitale operativo, immobilizzazioni in corso	Immobilizzazioni immateriali e materiali (comprese le immobilizzazioni in corso, eccetto l'avviamento)	Immobilizzazioni, immobilizzazioni in corso		Immobilizzazioni immateriali e materiali (comprese le immobilizzazioni in corso, eccetto l'avviamento)	Immobilizzazioni, immobilizzazioni in corso
Capitale investito netto	Regolamentazione valore patrimoniale	€2.3 miliardi (2016)	€4.8 miliardi (+ €2.1 miliardi di surplus di rivalutazione)	€470 milioni (2020)		€3.0 miliardi (+ €1.2 miliardi di surplus di rivalutazione)	€756 milioni (2020)
	Aggiustamento della RAB	Investimenti (+), cessioni (-), ammortamento (-), sussidi (-)	-	Investimenti (+), cessioni (-), ammortamento (-), sussidi (-)		-	Investimenti (+), cessioni (-), ammortamento (-), sussidi (-)
	Metodo	Linea retta	Linea retta	Linea retta		Linea retta	Linea retta
Ammortamenti	Tasso di ammortamento	Dipende dagli assets; conduttori 2%, compressori 3%	Dipende dal tipo di asset	Dipende dagli asset, vedi metodologia tariffaria^8		Dipende dal tipo di asset	Dipende dagli assets, vedi metodologia tariffaria^9
	Considerazioni	Non controllabile	-			-	

Fonte: CEER (2023)

Note. Come mostra la Tabella, in Belgio vi sono differenze significative tra le Fiandre/Vallonia e la regione di Bruxelles.

Nelle Fiandre e in Vallonia vi sono dieci DSO elettrici e nove gas, tutti operati dal medesimo gruppo Fluvius. Fluvius si è costituita nel 2018 dopo la fusione tra Eandis e Infrac; l'anno successivo la società ha assorbito Integan. A partire da quella data, il regolatore VREG ha introdotto un incentivo specifico alla riduzione dei costi, per riflettere le economie di scala e di scopo attese.

Nella regione di Bruxelles è operativo un unico DSO, Sibelga, che gestisce sia la rete elettrica sia la rete gas.

DANIMARCA					
		Gas TSO	Gas DSO	Electricity TSO	Electricity DSO
Struttura del mercato	Operatori di rete	1 (Energinet)	3 (2022)	1 (Energinet)	39 (2022)
	Lunghezza della rete	861 km (2017)	~18,000 km (2016)	6,913 km (2017)	~165,000 km (2016)
	Proprietà	Impresa indipendente pubblica posseduta dal Ministero Danese del Clima, Utenze e Energia (SOV)	Proprietà pubblica	Impresa indipendente pubblica posseduta dal SOV	Proprietà privata e pubblica locale
Quadro generale	Autorità	Danish Utility Regulator (DUR, www.forsyningstilsynet.dk)			
	Sistema	Rigido costo maggiorato	Tetto alle entrate	Rigido costo maggiorato	Tetto alle entrate
	Periodo	Annuale	Quattro anni. RP attuale: 2018-21	Annuale	Cinque anni. RP attuale: 2018-22
	Anno base per il periodo successivo	Regolamentazione con costo maggiorato rigido (ex dopo regolamentazione)	Quattro anni precedenti	Regolamentazione con costo maggiorato rigido (ex dopo regolamentazione)	Cinque anni precedenti
	Trasparenza	Regolamentazione con costo maggiorato rigido (ex dopo)	Punteggi di efficienza, Modelli parametro di efficienza, WACC, dati specifici dei costi	Regolamentazione con costo maggiorato rigido (ex dopo)	Punteggi di efficienza, Modelli parametro di efficienza, WACC, dati specifici dei costi
	Elementi principali per determinare il tetto delle entrate	La regolamentazione danese del TSO non segue questo schema. Per maggior dettagli vedi regolamentazione della rete di trasmissione (pag. 41)	Costi nel periodo precedente. Tassi di interesse fissi; periodo di quattro anni	La regolamentazione danese del TSO non segue questo schema. Per maggior dettagli vedi regolamentazione della rete di trasmissione (pag. 41)	Il tetto alle entrate è composto da tre parti principali: un tetto ai costi, rendimenti consentiti e requisiti di efficienza. Il tetto ai costi è basato sulla media dei costi effettivi negli RP precedenti. I rendimenti consentiti sono determinati dalla RAB e un RoR specificato
	Quadro giuridico	La legge sull'approvvigionamento del gas naturale, la legge Energinet, Nota: BEK nr. 816 af 27/06/2016	La legge sull'approvvigionamento del gas naturale, Nota: BEK nr. 768 af 23/06/2016	La legge sull'approvvigionamento dell'elettricità, la legge Energinet, Nota: BEK nr. 816 27/06/2016	La legge sull'approvvigionamento dell'elettricità, Nota: BEK nr. 2248 29/12/2020
Tasso di rendimento	Tipo di WACC	La regolamentazione danese del TSO non segue questo schema. Per maggior dettagli vedi regolamentazione della rete di trasmissione (pag. 41)	WACC nominale ante imposta 4.51% (2017)	La regolamentazione danese del TSO non segue questo schema. Per maggior dettagli vedi regolamentazione della rete di trasmissione (pag. 41)	WACC nominale ante imposta 3.66% (2018-22)
	Determinazione del tasso di rendimento del capitale netto		Somma del tasso di interesse nominale privo di rischio e il premio per il rischio (il premio per il rischio del mercato moltiplicato per il fattore del rischio beta)		Somma del tasso di interesse nominale privo di rischio e il premio per il rischio (il premio per il rischio del mercato moltiplicato per il fattore del rischio beta)
	Tasso di rendimento del capitale prima delle imposte		9.00% (2018-21)		5.63% (2018-22)
	Utilizzo del tasso di rendimento		Un tasso di interesse privo di rischio calcolato dalla media delle osservazioni quotidiane degli ultimi tre mesi disponibili delle obbligazioni zero coupon per i bonds del governo danese		Un tasso di interesse privo di rischio calcolato dalla media delle osservazioni quotidiane degli ultimi tre mesi disponibili delle obbligazioni zero coupon per i bonds del governo danese

Capitale investito netto	Componenti della RAB	La regolamentazione danese del TSO non segue questo schema. Per maggior dettagli vedi regolamentazione della rete di trasmissione (pag. 41)	Immobilizzazioni, capitale operativo, immobilizzazioni in corso e debito storico	La regolamentazione danese del TSO non segue questo schema. Per maggior dettagli vedi regolamentazione della rete di trasmissione (pag. 41)	Tutti gli assets in relazione con attività di un DSO provvista di licenza, capitale operativo e immobilizzazioni in corso
	Regolamentazione valore patrimoniale		I costi storici includono il rendimento del capitale		I costi storici includono il rendimento del capitale
	Aggiustamento della RAB		Investimenti negli assets nuovi dopo che l'anno base ha portato a una modifica del CAPEX		Adattato per costi non controllabili
Ammortamenti	Metodo	Linea retta	Linea retta	Linea retta	Linea retta
	Tasso di ammortamento	Dipende dal tipo di asset	Dipende dal tipo di asset	Dipende dal tipo di asset	Dipende dal tipo di asset
	Considerazioni	La regolamentazione danese del TSO non segue questo schema. Per maggior dettagli vedi regolamentazione della rete di trasmissione (pag. 41)	-	La regolamentazione danese del TSO non segue questo schema. Per maggior dettagli vedi regolamentazione della rete di trasmissione (pag. 41)	-
Fonte: CEER (2023)					

GERMANIA					
		Gas TSO	Gas DSO	Electricity TSO	Electricity DSO
Struttura del mercato	Operatori di rete	16	~700	4	~880
	Lunghezza della rete	~41,000 km	~500,000 km	~37,000 km	~1,900,000 km
	Proprietà	Principalmente investitori privati, proprietà pubblica indiretta	Proprietà privata e pubblica locale	Principalmente investitori privati, proprietà pubblica indiretta	Proprietà privata e pubblica locale
Quadro generale	Autorità	Bundesnetzagentur (BNetzA), www.bnetza.de	BNetzA e autorità federali e statali, dipende dalla dimensione e l'area network	BNetzA	BNetzA e autorità federali e statali, dipende dalla dimensione e l'area network
	Sistema	Regolamentazione degli incentivi / tetto alle entrate			
	Periodo	Cinque anni. RP attuale: 2018-22		Cinque anni. RP attuale: 2019-23	
	Anno base per il periodo successivo	Terzo anno nel RP attuale			
	Trasparenza	Punteggi sull'efficienza, tetti sulle entrate, asset raccolto e data finanziario, CAPEX aggiuntivo, posizioni sul pool dei costi, costi delle misure di investimento, cifre sulla qualità dell'approvvigionamento			
	Elementi principali per determinare il tetto delle entrate	Costi non controllabili e controllabili, TOTEX parametro di rendimento, inflazione generale e il fattore di produttività settoriale, costi volatili	Costi non controllabili e controllabili, TOTEX parametro di rendimento, bonus di rendimento, inflazione generale e il fattore di produttività settoriale, costi volatili	Costi non controllabili e controllabili, TOTEX parametro di rendimento, inflazione generale e il fattore di produttività settoriale, costi volatili	Costi non controllabili e controllabili, TOTEX parametro di rendimento, bonus di rendimento, inflazione generale e il fattore di produttività settoriale, elemento della qualità, costi volatili
	Quadro giuridico	EnWG, ARegV, GasNEV		EnWG, ARegV, GasNEV	
Tasso di rendimento	Tipo di WACC	Nessun'utilizzo di WACC			
	Determinazione del tasso di rendimento del capitale netto	Somma del tasso di interesse nominale privo di rischio e il premio per il rischio (il premio per il rischio del mercato moltiplicato per il fattore del rischio beta) moltiplicato per un fattore dell'imposta sulle società			
	Tasso di rendimento del capitale prima delle imposte	$6.91\% = (2.49 + 3.8 * 0.83) * 1.225$			
	Utilizzo del tasso di rendimento	Concesso per asset esistenti fino a un massimo di 40% degli asset aziendali attribuiti necessari. Ogni capitale proprio disponibile nella struttura del capitale in eccesso sarà sottoposto ad un altro tasso di interesse del capitale proprio			
Capitale investito netto	Componenti della RAB	Immobilizzazioni, capitale operativo, immobilizzazioni in corso			
	Regolamentazione valore patrimoniale	Conservazione della sostanza netta per gli asset aziendali capitalizzati prima del 1 Gennaio 2006, Conservazione del capitale reale per asset aziendali dal 1 Gennaio 2006			
	Aggiustamento della RAB	Gli investimenti determinati dall'ordinanza dopo l'anno base, ad esempio espansione, hanno portato a delle modifiche dei costi non controllabili e quindi del tetto delle entrate	Investimenti negli asset nuovo dopo l'anno base hanno portato ad una modifica del CAPEX. Nessuna distinzione fra sostituzioni e miglioramenti o espansioni	Gli investimenti determinati dall'ordinanza dopo l'anno base, ad esempio espansione, hanno portato a delle modifiche dei costi non controllabili e quindi del tetto delle entrate	Investimenti negli asset nuovo dopo l'anno base hanno portato ad una modifica del CAPEX. Nessuna distinzione fra sostituzioni e miglioramenti o espansioni
Ammortamenti	Metodo	Linea retta			
	Tasso di ammortamento	Dipende dal tipo di asset. La proporzione è fra 1.5% e il 4% ad esempio linee e cavi ~2%, stazioni ~4%			
	Considerazioni	Parte dei costi esaminati controllabili			

Fonte: CEER (2023)

REGNO UNITO					
		Gas TSO	Gas DSO	Electricity TSO	Electricity DSO
Struttura del mercato	Operatori di rete	1	8	3	6
	Lunghezza della rete	~7,000 km	~265,000 km	~25,000 km	~800,000 km
	Proprietà	Proprietà privata	Proprietà privata	Proprietà privata	Proprietà privata
Quadro generale	Autorità	Gas and Electricity Markets Authority (GEMA, www.ofgem.gov.uk)			
	Sistema				
	Periodo	Cinque anni. RP attuale: 2021-26			Otto anni. RP attuale: 2015-23
	Anno base per il periodo successivo	N/A			
	Trasparenza	Piena trasparenza attraverso consultazione e pubblicazione estensiva			
	Elementi principali per determinare il tetto delle entrate	CAPEX gerarchico e OPEX valore di riferimento/analisi completato da TOTEX valore di riferimento verticistico, considerazioni sull'efficienza, RAB, WACC, retail price index (RPI), effetti del prezzo reale, prestazione contro schemi di incentivazione			
	Quadro giuridico	Legge sul Gas 1986, Legge sull'elettricità 1989, Legge sulle utenze 2000, Legge sulla competizione 1998, Legge sull'impresa 2002 e misure regolate in diverse leggi sull'energia			
Tasso di rendimento	Tipo di WACC	Vanilla reale WACC			
	Determinazione del tasso di rendimento del capitale netto	Somma del tasso di interesse privo di rischio e il premio per il rischio del mercato moltiplicato per il capitale proprio beta			
	Tasso di rendimento del capitale prima delle imposte	Trasmissione dell'elettricità 4.30%, distribuzione dell'elettricità 6%, trasmissione del gas 4.55%, distribuzione del gas 4.55% (tutto in termini reali)			
	Utilizzo del tasso di rendimento	Moltiplicato dal periodo medio RAB			
Capitale investito netto	Componenti della RAB	Base di investimenti storici (meno ammortamento, rimozioni) e elemento capitalizzato del TOTEX nel periodo di controllo attuale			
	Regolamentazione valore patrimoniale	Gas TSO £6 miliardi, gas DSO £20.1 miliardi, elettricità TSO £21.1 miliardi, elettricità DSO £28.2 miliardi			
	Aggiustamento della RAB	Aggiornato annualmente per CPIH (Consumer Price Index compresi i costi dell'alloggio) (RPI sempre usato per la distribuzione dell'elettricità) e ha permesso delle aggiunte meno ammortamento governativo e ricavi dei contanti dalla conversione			
Ammortamenti	Metodo	Linea retta per l'elettricità TSO e DSO, somma delle cifre del gas TSO e DSO			
	Tasso di ammortamento	Generalmente 45 anni, ma alcune eccezioni per evitare effetti strapiombo			
	Considerazioni	N/A			
Fonte: CEER (2023)					

PAESI BASSI					
		Gas TSO	Gas DSO	Electricity TSO	Electricity DSO
Struttura del mercato	Operatori di rete	1 (GTS)	6	1 (TenneT)	6
	Lunghezza della rete	12,000 km	125,000 km	23,000 km	262,000 km
	Proprietà	Statale (pubblica per legge)	Proprietà pubblica locale (pubblica per legge)	Statale (pubblica per legge)	Proprietà pubblica locale (pubblica per legge)

Quadro generale	Autorità	Authority for Consumers and Markets (ACM, www.acm.nl)			
	Sistema	Regolamentazione degli incentivi/ tetto alle entrate	Regolamentazione degli incentivi/ tetto al prezzo	Regolamentazione degli incentivi/ tetto alle entrate	Regolamentazione degli incentivi/ tetto al prezzo
	Periodo	Dai tre ai cinque anni. RP attuale: 2022-26	Dai tre ai cinque anni. RP attuale: 2022-26	Dai tre ai cinque anni. RP attuale: 2022-26	Dai tre ai cinque anni. RP attuale: 2022-26
	Anno base per il periodo successivo	Da definire	Da definire	Da definire	Da definire
	Trasparenza	Metodo e decisioni tariffarie, dati della regolamentazione, punteggi di efficienza, la qualità dei network			
	Elementi principali per determinare il tetto delle entrate	TOTEX, CPI, standard dei costi di efficienza, cambiamenti della produttività, WACC, RAB	TOTEX, CPI, unità di misura, cambiamenti della produttività, WACC, RAB	TOTEX, CPI, standard dei costi di efficienza, cambiamenti della produttività, WACC, RAB	TOTEX, CPI, unità di misura, cambiamenti della produttività, WACC, RAB, incentivi della qualità
	Quadro giuridico	Gaswet (Legge del gas)		Electriciteitswet 1998 (Legge dell'elettricità)	
Tasso di rendimento	Tipo di WACC	Nominale, ante imposta		È utilizzato un WACC ante imposta, "plus-reale". Questo WACC "plus-reale" è definito come il WACC nominale modificato per la metà dell'inflazione (CPI)	
	Determinazione del tasso di rendimento del capitale netto	Somma del tasso di interesse nominale privo di rischio e il premio per il rischio del capitale proprio beta. Il premio per il rischio del capitale proprio è basato sui dati dei paesi individuali nell'Eurozona durante il periodo del 1900-2019 (Database di Dimson, Marsh e Staunton). La media è presa dalla media geometrica e aritmetica. Moltiplicato per beta svolto dal gruppo di confronto			
	Tasso di rendimento del capitale prima delle imposte	4.20%			
	Utilizzo del tasso di rendimento	Il WACC nominale è al momento basato su un debito del 50% e il 50% della struttura del capitale del capitale proprio. WACC nominale è moltiplicato per la RAB	Il WACC nominale è al momento basato sul 45.25% della struttura del capitale del capitale proprio. WACC nominale è moltiplicato per la RAB	Il WACC "plus-reale" è al momento basato sul 45.25% della struttura del capitale del capitale proprio. Il WACC "plus-reale" è moltiplicato per la RAB indicizzato per determinare il ROI	
Capitale investito netto	Componenti della RAB	Immobilizzazioni e certi assets immateriali (del tipo software) sono inclusi, nessun capitale operativo			
	Regolamentazione valore patrimoniale	Costi storici indicizzati			
	Aggiustamento della RAB	Adattamenti per certi investimenti specifici (espansivi)	Adattamenti per certi investimenti specifici (espansivi)	Indicizzazione annuale (nel RP attuale: con la metà del CPI). Anche adattamenti per certi investimenti specifici (espansivi)	Indicizzazione annuale (nel RP attuale: con la metà del CPI). Anche adattamenti per certi investimenti specifici (espansivi)
Ammortamenti	Metodo	Ammortamenti accelerati. Determinati dalla variabile del metodo del saldo in declino. Il fattore di accelerazione è 1.3	Ammortamenti accelerati. Determinati dalla variabile del metodo del saldo in declino. Il fattore di accelerazione è 1.2	Ammortamenti in linea-retta (nel RP attuale: corregge la metà dell'inflazione (CPI) di ogni anno)	
	Tasso di ammortamento	La maggior parte degli assets sono svalutati per un periodo di 35-55 anni			
	Considerazioni	L'ammortamento è parte dei costi totali, che sono soggetti a un fattore X nel corso del RP			

Fonte: CEER (2023)

SPAGNA					
		Gas TSO	Gas DSO	Electricity TSO	Electricity DSO
Struttura del mercato	Operatori di rete	1 TSO grande (ENAGAS), 1 TSO piccolo, e 8 imprese d'asporto	20 DSO che fanno parte di 7 gruppi	1 TSO (REE)	5 DSO grandi (>90% sistema di entrate), 328 DSO piccole (<100,000 clienti)
	Lunghezza della rete	13,361 km (2020)	80,983 km (2020)	44,553 km (2020)	787,310 km (2020)
	Proprietà	Privato, eccetto per il 5% di interesse dello Stato in ENEGAS	Privato: utenze e fondi d'investimento	Privato, eccetto per il 20% di interesse dello Stato in REE	Privato: 5 DSO grandi sono parte delle utenze integrate
Quadro generale	Autorità	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC, www.cnmc.es) stabilisce le entrate (dal 2020) e metodologie (dal 2020/2021 per elettricità/gas)			
	Sistema	Regolamentazione degli incentivi			
	Periodo	Sei anni. RP attuale: 2021-26 (anni gas, i.e. dal 1 Ott-30 Sett, eccetto anno gas 2021: 1 Genn-30 Sett 2021)		Sei anni. RP attuale: 2020-25 (anni di calendario)	
	Anno base per il periodo successivo	Per RP (n a n+5) la revisione è fatta con i dati disponibili n-1, quindi dati n-2			
	Trasparenza	CNMC pubblica le proprie proposte e decisioni definitive sul suo sito. C'è un periodo per un processo di audizione. Le decisioni finali (circolari) sono pubblicate nella gazzetta ufficiale dello stato			
	Elementi principali per determinare il tetto delle entrate	Investimento e valore di riferimento di OPEX, RAB, RoR, durata regolamentata degli assets, incentivi	Entrate di base, cambiamenti nel numero dei clienti e nel volume del gas distribuito, incentivi	Investimento e valore di riferimento di OPEX, RAB, RoR, assets governati a vita, incentivi	Valori dell'investimento, valori dell'OPEX, altri incarichi regolamentati valori di riferimento, RAB, RoR, durata regolamentata degli assets, numero di clienti, incentivi
	Quadro giuridico	Legge 34/1998 del settore dell'Idrocarbone, circolare 2/2019, 9/2019, 4/2020 e 8/2020		Legge 24/2013 del settore dell'elettricità, circolare 2/2019, 5/2019, 6/2019 e 7/2019	
Tasso di rendimento	Tipo di WACC	Nominale, ante imposte WACC (eccetto per DSO gas dove è basato su RoR e non WACC)			
	Determinazione del tasso di rendimento del capitale netto	<ul style="list-style-type: none"> Trasmissione e distribuzione dell'elettricità. RoR è calcolato da CNMC usando la formula WACC (nominale, ante imposta). 6.003% nel 2020, 5.58% durante 2021-25; Trasmissione del gas. RoR è calcolato da CNMC usando la formula WACC (nominale, ante imposta). 5.44% per il RP 2021-26; e Distribuzione del gas. È stato stabilito un RoR di un bond di dieci anni più uno spread di 150 bps nel 2002. Da allora, è applicabile una formula di remunerazione parametrica. 			
	Tasso di rendimento del capitale prima delle imposte	Elettricità TSO and DSO: dopo le tasse 6.40% = 2.97 + 0.72 * 4.75, prima delle tasse 8.53% Gas TSO: dopo le tasse 6.48% = 3.03% + 0.74 * 4.64%, prima delle tasse 8.64%			
	Utilizzo del tasso di rendimento	RoR è applicato (nominale, ante imposta) sulla RAB nel gas TSO, elettricità TSO ed elettricità DSO. Un RoR è stato stabilito per la distribuzione del gas nel 2002 e da allora, è applicabile una formula di remunerazione parametrica.			
Capitale investito netto	Componenti della RAB	Immobilizzazioni (nessun capitale operativo, nessun'immobilizzazioni in corso)			
	Regolamentazione valore patrimoniale	<ul style="list-style-type: none"> Elettricità. Dipende dall'anno di commissioning: costo di sostituzione, la media dei costi verificati e valori di riferimento per gli investimenti oppure i costi verificati con alcune limitazioni. Per TSO servizi unici e progetti pilota di TSO o DSO: costi verificati; Trasmissione del gas. Media dei costi verificati e valori di riferimento per gli investimenti. Costi verificati per servizi unici; e Distribuzione del Gas. RAB basata sul valore d'investimento lordo gonfiato degli assets nel 2000. Da allora è applicabile una formula di remunerazione parametrica 			
	Aggiustamento della RAB	Assets costruiti nell'anno n-1 sono aggiunti all'anno n	RAB definita nel 2002 e poi formula parametrica	Assets costruiti nell'anno n-2 sono aggiunti all'anno n	Assets costruiti nell'anno n-2 sono aggiunti all'anno n
Ammortamenti	Metodo	Linea retta			
	Tasso di ammortamento	Generalmente 2.5% (linee, cavi, succursali, trasformatori, gasdotti di trasmissione). Per gli assets della distribuzione del gas, è stato stabilito un tasso di ammortamento nel 2002 e da allora, è applicabile una formula di remunerazione parametrica			
	Considerazioni	100% dell'ammortamento è integrato nelle entrate			

Fonte: CEER (2023).

APPENDICE 2. ANALISI STATISTICA

Dati

I dati sono stati estratti da ORBIS, una banca dati fornita da Bureau Van Dijk, che consente l'accesso ai bilanci di un'ampia gamma di imprese europee. Abbiamo acquisito tutti i principali indicatori di bilancio, con particolare attenzione alle dinamiche legate alla scala, come misure di costo, produzione, ricavi e produttività. Il periodo di analisi è compreso tra il 2013 e il 2022. Abbiamo costruito un dataset panel a livello di impresa che copre l'intero arco temporale e descrive i bilanci delle imprese nei settori di interesse nei sette paesi selezionati. Il dataset comprende 4.574 imprese e 35.319 osservazioni. La distribuzione delle imprese varia tra i paesi a causa delle differenti situazioni normative e di mercato, con numeri che vanno da 74 imprese in Belgio a 1.210 in Spagna²². Tuttavia, è importante notare che il *database* presenta alcuni dati mancanti, specialmente nei periodi più remoti, che saranno esclusi dall'analisi. Va sottolineato che, qualora una stessa conglomerata operi attraverso società differenti nelle diverse concessioni, queste sono considerate individualmente. Occorre inoltre tenere conto che solo le imprese che servono più di 100 mila pod sono tenute a obblighi di separazione societaria; quindi, la maggior parte dei distributori analizzati si colloca al di sopra di tale soglia. Al tempo stesso, i dati potrebbero includere voci di ricavo (o di costo) relative ad attività diverse da quelle regolate di distribuzione e misure. L'analisi ha quindi valore puramente indicativo.

Analisi empirica

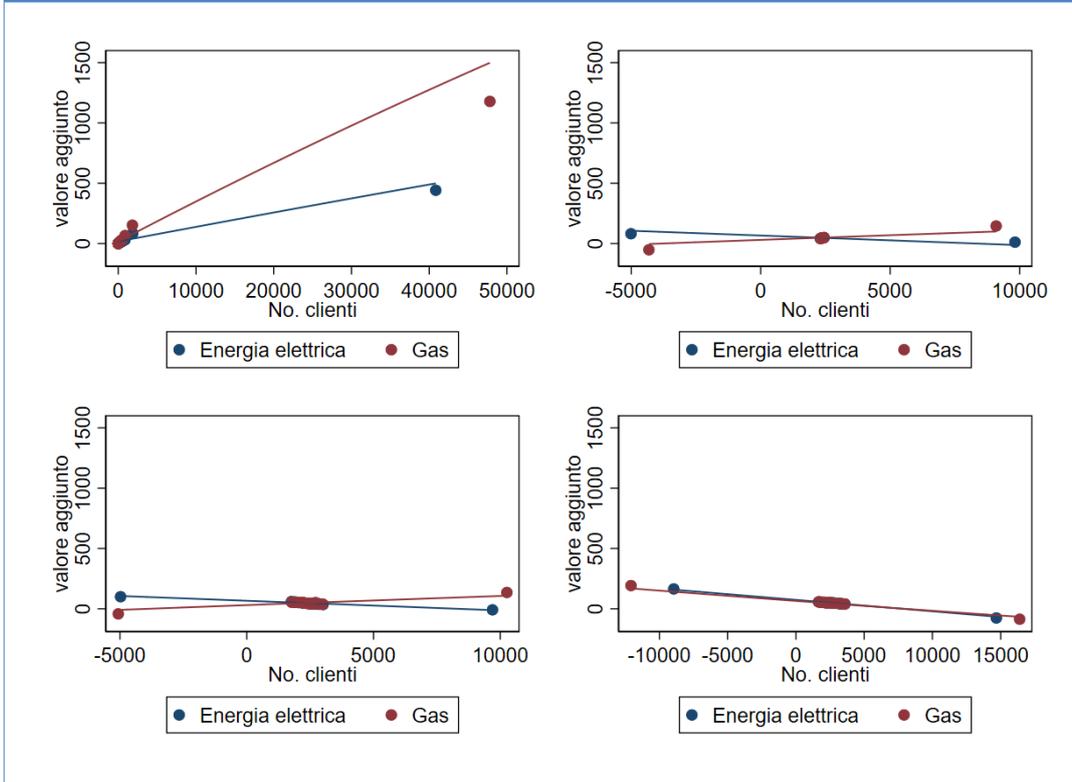
L'analisi empirica si articola in due fasi. Nella prima fase, abbiamo esplorato graficamente la relazione tra diverse variabili di bilancio che catturano le dinamiche legate all'economia di scala, come i costi del personale, il valore totale della produzione, il valore aggiunto²³ e i ricavi, e le dimensioni del mercato di ciascuna impresa. Le prime misurazioni provengono direttamente dai bilanci, mentre la dimensione del mercato è stata stimata in base al numero di nuclei familiari serviti da ciascuna impresa a livello nazionale, a sua volta dedotto utilizzando la spesa media annuale per nucleo familiare per l'approvvigionamento di energia elettrica e gas. Nella seconda fase, abbiamo approfondito questa relazione attraverso modelli di regressione, consentendoci di controllare più dinamiche e ottenere risultati più precisi. Verranno presentate solo le regressioni relative alle variabili totali, non medie, poiché nel caso delle variabili medie il coefficiente di regressione è troppo piccolo per essere significativo. Entrambe le analisi presentano un limite: non possono stabilire una relazione causale tra le performance dell'impresa e il volume del mercato a causa della correlazione

22. Il dato apparentemente elevato dipende da tre ragioni principali: i) consiste della somma tra distributori elettrici e gas; ii) in alcuni paesi uno stesso gruppo, titolare di diverse concessioni, presenta i bilanci riferiti a ciascuna di esse, quindi pur in presenza di un certo numero di distributori, i bilanci si riferiscono alle singole concessioni di cui ciascuno è responsabile; iii) l'indagine viene svolta per codici Ateco, quindi è possibile che almeno alcune delle società analizzate siano nate come piccole società distributrici ma abbiano successivamente ampliato il proprio *business* anche ad altri settori, che nel frattempo sono diventati principali.

23. Il valore aggiunto è stimato come differenza tra il valore della produzione e i costi intermedi di produzione e i costi per servizi acquisiti dall'esterno. Costituisce quindi un possibile indicatore di produttività e, se rapportato al numero di addetti, di produttività del lavoro.

endogena tra le variabili dipendenti e indipendenti. Pertanto, i risultati devono essere interpretati come correlazioni, non come effetti causali.

Figura 15. Relazione grafica tra produttività delle imprese e ampiezza del mercato in 7 diversi paesi europei nel mercato dell'energia elettrica e del gas



Note: Le analisi sono svolte su 4.574 imprese e 35.319 osservazioni. La variabile sull'asse delle ascisse è espressa in milioni di euro, mentre sull'asse delle ordinate in migliaia di unità. I quattro panel fanno riferimento a 4 diversi set di controlli nel calcolare la relazione lineare tra le due variabili. Da sx verso dx e dall'alto verso il basso rispettivamente non controlliamo per nulla, e controlliamo per l'effetto fisso d'impresa, effetto fisso d'impresa e di anno, ed effetto fisso d'impresa, di anno, e per il patrimonio netto di uno e due anni precedenti. Ciò significa che il quadrante in alto a sinistra tratta tutte le osservazioni come se fossero parte di un'unica popolazione, non distinguendo tra i dati che si riferiscono a una specifica impresa o a uno specifico anno; il quadrante in alto a destra tiene conto della variabilità tra le imprese, cioè non confonde i risultati dell'una con quelli dell'altra; il quadrante in basso a sinistra, oltre a tenere conto della variabilità tra imprese, traccia anche la variabilità nel tempo; l'ultimo quadrante aggiunge anche i dati sul patrimonio netto all'analisi. L'inclusione degli effetti fissi, grazie alla quale si tiene conto delle caratteristiche delle specifiche imprese, equivale a fare una sorta di analisi individuale su ciascuna popolazione. Questo implica che le osservazioni vengono per così dire riscalate con una sorta di effetto ottico. In parole povere, ciò che rileva è la pendenza delle curve di regressione (che mostra se c'è una correlazione) e la dispersione attorno a esse (che indica quanto tale correlazione è forte), non i valori assoluti riportati sull'asse delle ascisse. Questo vale anche per tutti i grafici successivi.

Tabella 12. Relazione tra produttività delle imprese e ampiezza del mercato in 7 diversi paesi europei

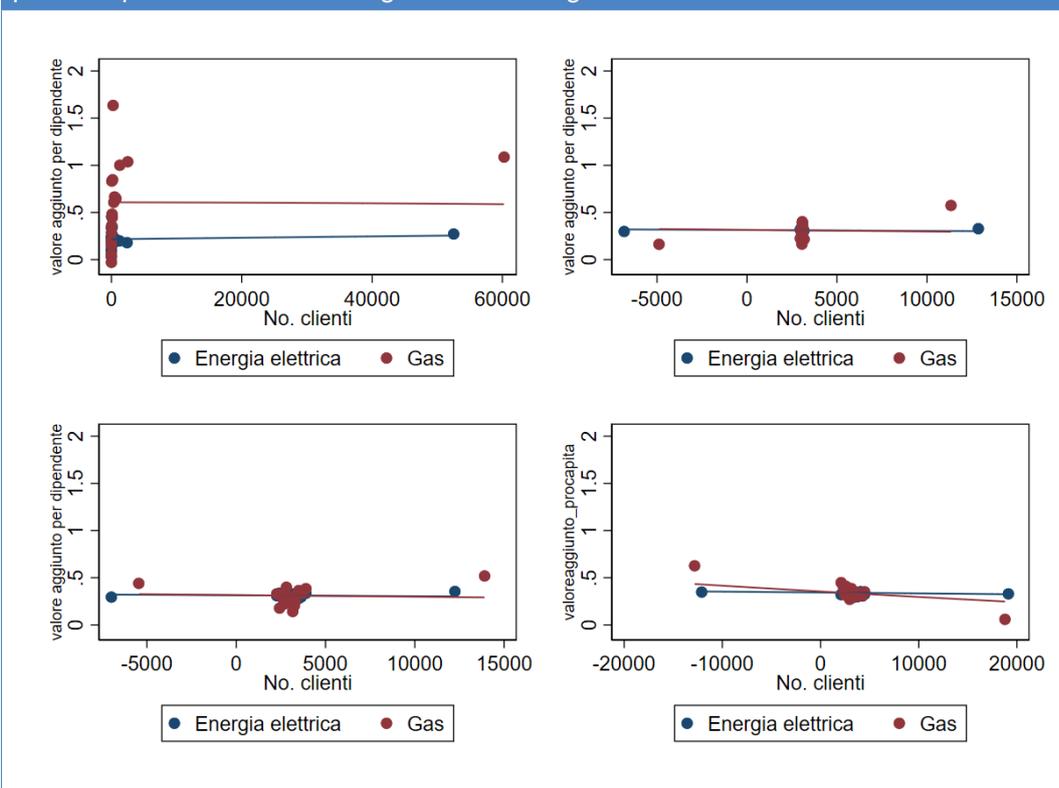
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
VARIABLES	valoreaggiunto						
clienti	0.0011	-0.0060***	0.0012	0.0011	-0.0061***	-0.0099***	-0.0098***
	(0.003)	(0.001)	(0.003)	(0.003)	(0.001)	(0.001)	(0.000)
Observations	7,856	5,566	7,856	7,856	5,566	7,779	5,490
R-squared	0.010	0.633	0.011	0.048	0.663	0.887	0.928
Net assets		YES			YES		YES
Country FE			YES	YES	YES	YES	YES
Year FE				YES	YES	YES	YES
Firm FE						YES	YES

Robust standard errors in parentheses

*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1

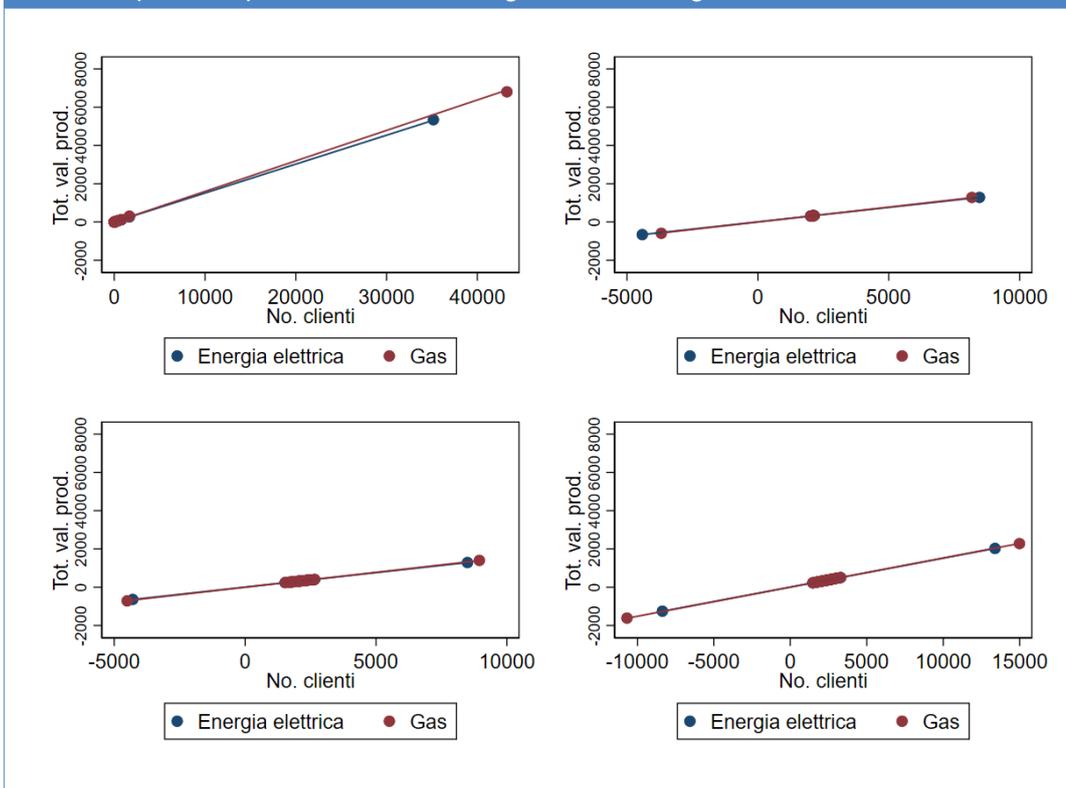
Note: Le analisi sono svolte su 4.574 imprese e 35.319 osservazioni. La variabile dipendente è espressa in milioni di euro, mentre la variabile indipendente in migliaia di unità. Le 7 colonne fanno riferimento a 7 diverse combinazioni di controlli ed effetti fissi menzionati nelle righe sottostanti. Gli *standard errors* sono clusterizzati a livello di paese.

Figura 16. Relazione grafica tra produttività media delle imprese e ampiezza del mercato in 7 diversi paesi europei nel mercato dell'energia elettrica e del gas



Note: Le analisi sono svolte su 4.574 imprese e 35.319 osservazioni. La variabile sull'asse delle ascisse è espressa in milioni di euro, mentre sull'asse delle ordinate in migliaia di unità. I ricavi medi sono stati ottenuti dividendo i ricavi totali per la numerosità della forza lavoro dell'impresa. I quattro panel fanno riferimento a 4 diversi set di controlli nel calcolare la relazione lineare tra le due variabili. Da sx verso dx e dall'alto verso il basso rispettivamente non controlliamo per nulla, e controlliamo per l'effetto fisso d'impresa, effetto fisso d'impresa e di anno, ed effetto fisso d'impresa, di anno, e per il patrimonio netto di uno e due anni precedenti. Alcuni valori sono negativi a causa dell'inclusione degli effetti fissi.

Figura 17. Relazione grafica tra totale valore della produzione delle imprese e ampiezza del mercato in 7 diversi paesi europei nel mercato dell'energia elettrica e del gas



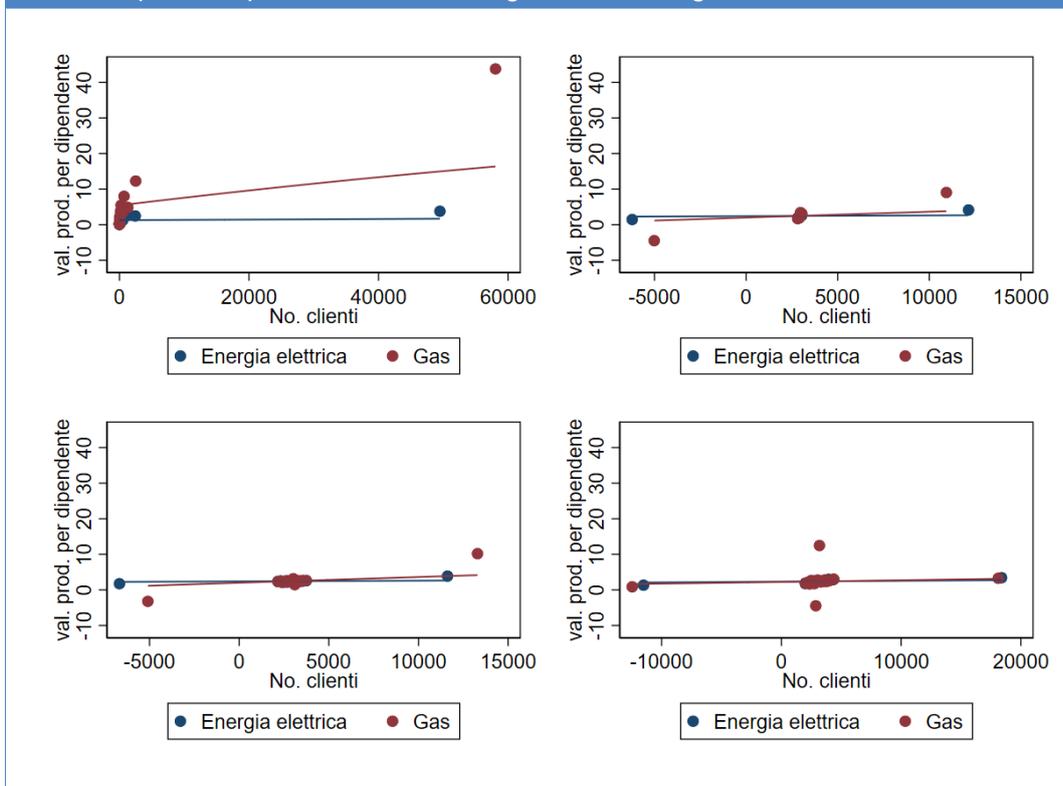
Note: Le analisi sono svolte su 4.574 imprese e 35.319 osservazioni. La variabile sull'asse delle ascisse è espressa in milioni di euro, mentre sull'asse delle ordinate in migliaia di unità. I quattro panel fanno riferimento a 4 diversi set di controlli nel calcolare la relazione lineare tra le due variabili. Da sx verso dx e dall'alto verso il basso rispettivamente non controlliamo per nulla, e controlliamo per l'effetto fisso d'impresa, effetto fisso d'impresa e di anno, ed effetto fisso d'impresa, di anno, e per il patrimonio netto di uno e due anni precedenti. Alcuni valori sono negativi a causa dell'inclusione degli effetti fissi.

Tabella 13. Relazione tra valore della produzione delle imprese e ampiezza del mercato in 7 diversi paesi europei

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
VARIABLES	tot_val_prod						
clienti	0.1518***	0.1515***	0.1517***	0.1517***	0.1515***	0.1512***	0.1511***
	(0.001)	(0.001)	(0.001)	(0.001)	(0.001)	(0.000)	(0.000)
Observations	9,111	6,234	9,111	9,111	6,234	8,957	6,131
R-squared	0.999	1.000	0.999	0.999	1.000	1.000	1.000
Net assets		YES			YES		YES
Country FE			YES	YES	YES	YES	YES
Year FE				YES	YES	YES	YES
Firm FE						YES	YES

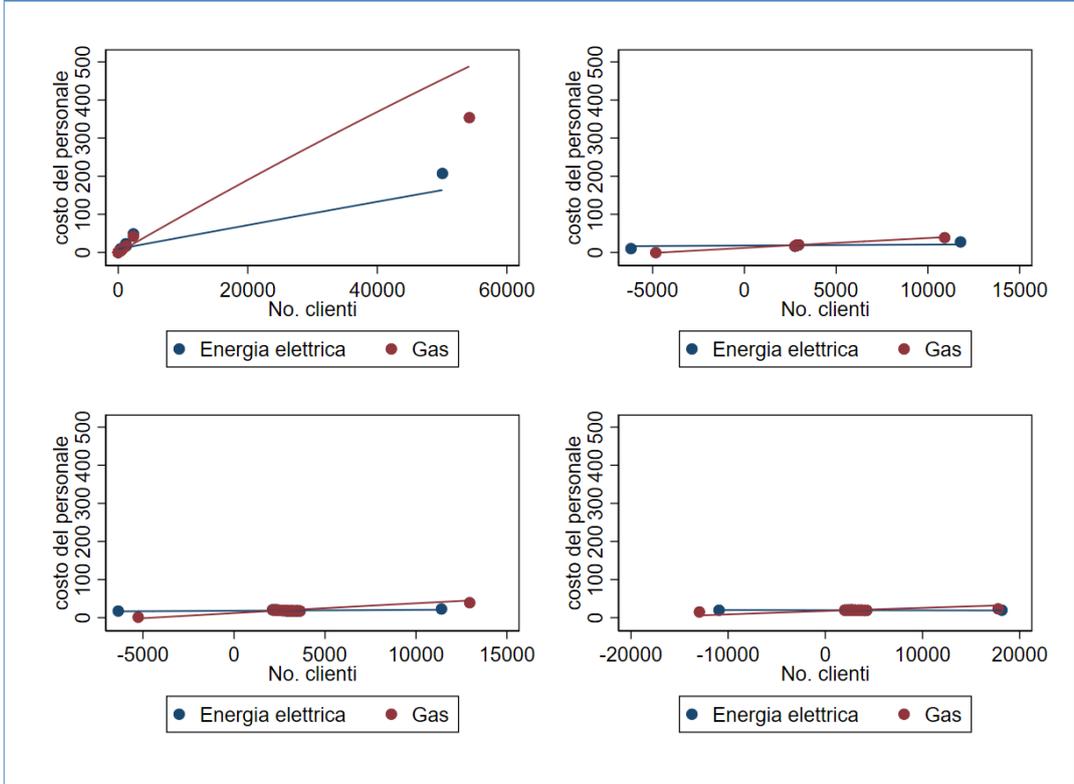
Robust standard errors in parentheses
 *** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1
 Note: Le analisi sono svolte su 4.574 imprese e 35.319 osservazioni. La variabile dipendente è espressa in milioni di euro, mentre la variabile indipendente in migliaia di unità. Le 7 colonne vanno riferimento a 7 diverse combinazione di controlli ed effetti fissi menzionati nelle righe sottostanti. Gli standard errors sono clusterizzati a livello di paese.

Figura 18. Relazione grafica tra valore della produzione media delle imprese e ampiezza del mercato in 7 diversi paesi europei nel mercato dell'energia elettrica e del gas



Note: Le analisi sono svolte su 4.574 imprese e 35.319 osservazioni. La variabile sull'asse delle ascisse è espressa in milioni di euro, mentre sull'asse delle ordinate in migliaia di unità. Il valore della produzione medio è stato ottenuto dividendo il totale del valore della produzione per la numerosità della forza lavoro dell'impresa. I quattro panel fanno riferimento a 4 diversi set di controlli nel calcolare la relazione lineare tra le due variabili. Da sx verso dx e dall'alto verso il basso rispettivamente non controlliamo per nulla, e controlliamo per l'effetto fisso d'impresa, effetto fisso d'impresa e di anno, ed effetto fisso d'impresa, di anno, e per il patrimonio netto di uno e due anni precedenti. Alcuni valori sono negativi a causa dell'inclusione degli effetti fissi.

Figura 19. Relazione grafica tra costo del personale delle imprese e ampiezza del mercato in 7 diversi paesi europei nel mercato dell'energia elettrica e del gas



Note: Le analisi sono svolte su 4.574 imprese e 35.319 osservazioni. La variabile sull'asse delle ascisse è espressa in milioni di euro, mentre sull'asse delle ordinate in migliaia di unità. I quattro panel fanno riferimento a 4 diversi set di controlli nel calcolare la relazione lineare tra le due variabili. Da sx verso dx e dall'alto verso il basso rispettivamente non controlliamo per nulla, e controlliamo per l'effetto fisso d'impresa, effetto fisso d'impresa e di anno, ed effetto fisso d'impresa, di anno, e per il patrimonio netto di uno e due anni precedenti. Alcuni valori sono negativi a causa dell'inclusione degli effetti fissi.

Tabella 14. Relazione tra costo del personale delle imprese e ampiezza del mercato in 7 diversi paesi europei.

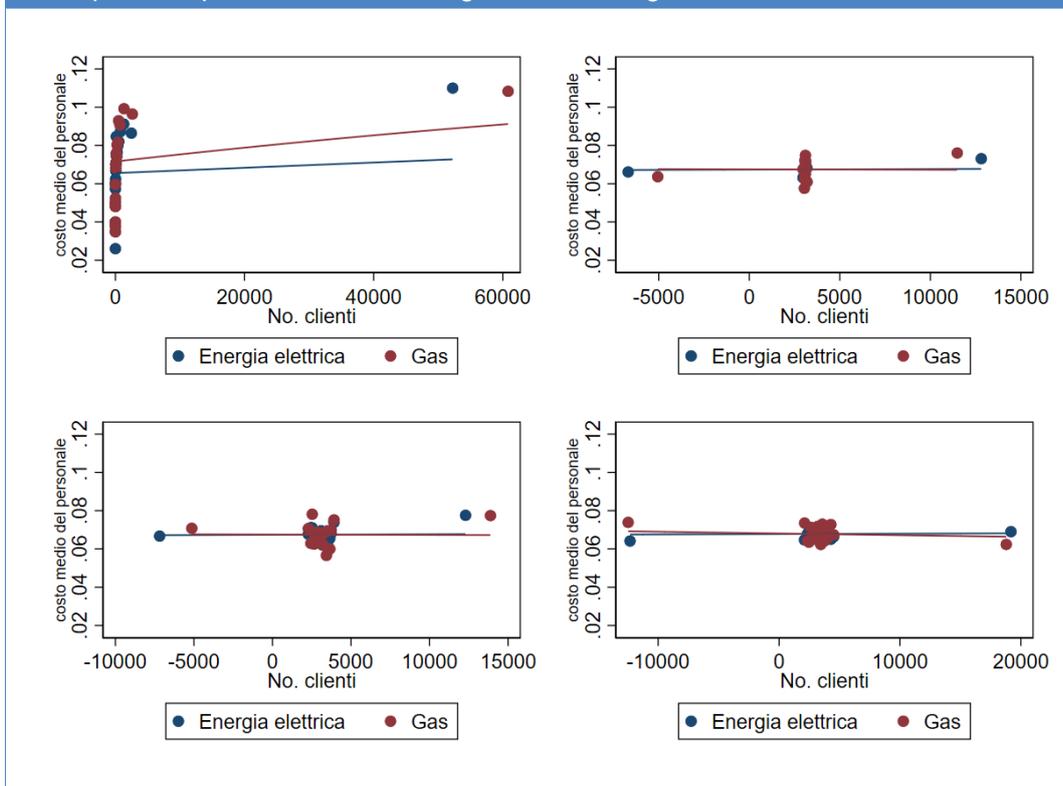
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
VARIABLES	costopersonale						
clienti	0.0018*	0.0007	0.0018*	0.0018*	0.0007	0.0000	0.0001
	(0.001)	(0.001)	(0.001)	(0.001)	(0.001)	(0.000)	(0.000)
Observations	6,538	4,703	6,538	6,538	4,703	6,454	4,638
R-squared	0.315	0.450	0.315	0.354	0.493	0.960	0.971
Net assets		YES			YES		YES
Country FE			YES	YES	YES	YES	YES
Year FE				YES	YES	YES	YES
Firm FE						YES	YES

Robust standard errors in parentheses

*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1

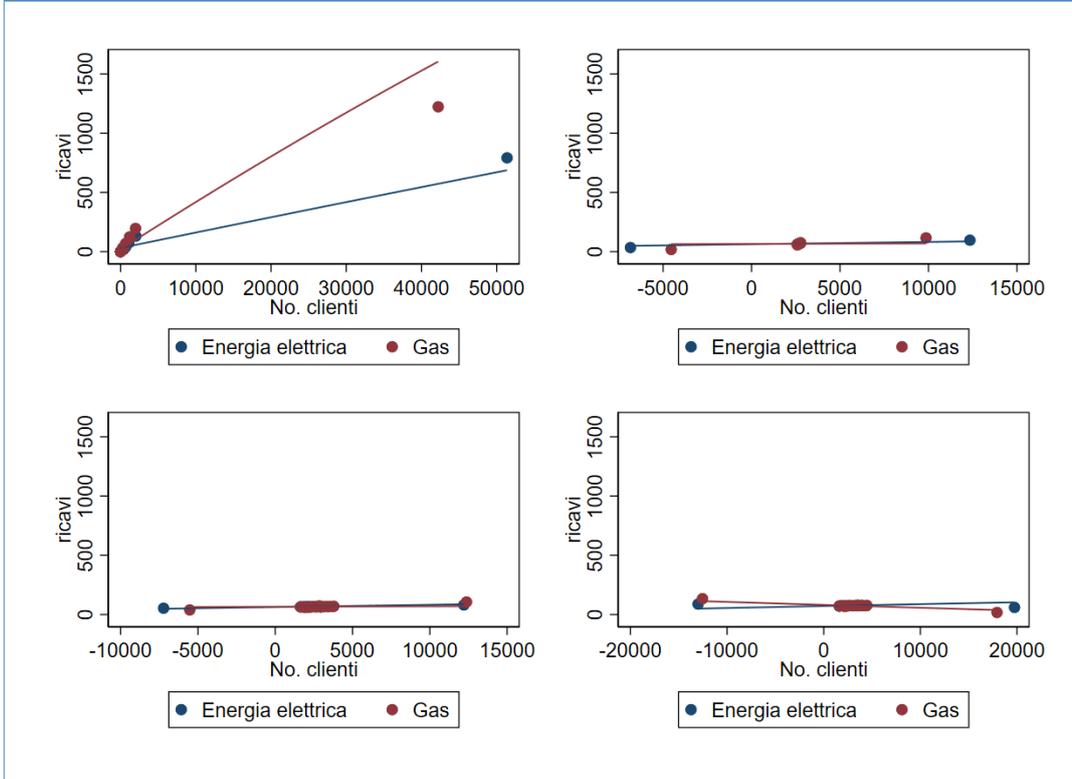
Note: Le analisi sono svolte su 4.574 imprese e 35.319 osservazioni. La variabile dipendente è espressa in milioni di euro, mentre la variabile indipendente in migliaia di unità. Le 7 colonne vanno riferimento a 7 diverse combinazione di controlli ed effetti fissi menzionati nelle righe sottostanti. Gli standard errors sono clusterizzati a livello di paese.

Figura 20. Relazione grafica tra costo medio del personale delle imprese e ampiezza del mercato in 7 diversi paesi europei nel mercato dell'energia elettrica e del gas



Note: Le analisi sono svolte su 4.574 imprese e 35.319 osservazioni. La variabile sull'asse delle ascisse è espressa in milioni di euro, mentre sull'asse delle ordinate in migliaia di unità. Il costo medio del personale è stato ottenuto dividendo il costo del personale totale per la numerosità della forza lavoro dell'impresa. I quattro panel fanno riferimento a 4 diversi set di controlli nel calcolare la relazione lineare tra le due variabili. Da sx verso dx e dall'alto verso il basso rispettivamente non controlliamo per nulla, e controlliamo per l'effetto fisso d'impresa, effetto fisso d'impresa e di anno, ed effetto fisso d'impresa, di anno, e per il patrimonio netto di uno e due anni precedenti. Alcuni valori sono negativi a causa dell'inclusione degli effetti fissi.

Figura 21. Relazione grafica tra ricavi delle imprese e ampiezza del mercato in 7 diversi paesi europei nel mercato dell'energia elettrica e del gas.



Note: Le analisi sono svolte su 4.574 imprese e 35.319 osservazioni. La variabile sull'asse delle ascisse è espressa in milioni di euro, mentre sull'asse delle ordinate in migliaia di unità. I quattro panel fanno riferimento a 4 diversi set di controlli nel calcolare la relazione lineare tra le due variabili. Da sx verso dx e dall'alto verso il basso rispettivamente non controlliamo per nulla, e controlliamo per l'effetto fisso d'impresa, effetto fisso d'impresa e di anno, ed effetto fisso d'impresa, di anno, e per il patrimonio netto di uno e due anni precedenti. Alcuni valori sono negativi a causa dell'inclusione degli effetti fissi.

Tabella 15. Relazione tra ricavi delle imprese e ampiezza del mercato in 7 diversi paesi europei

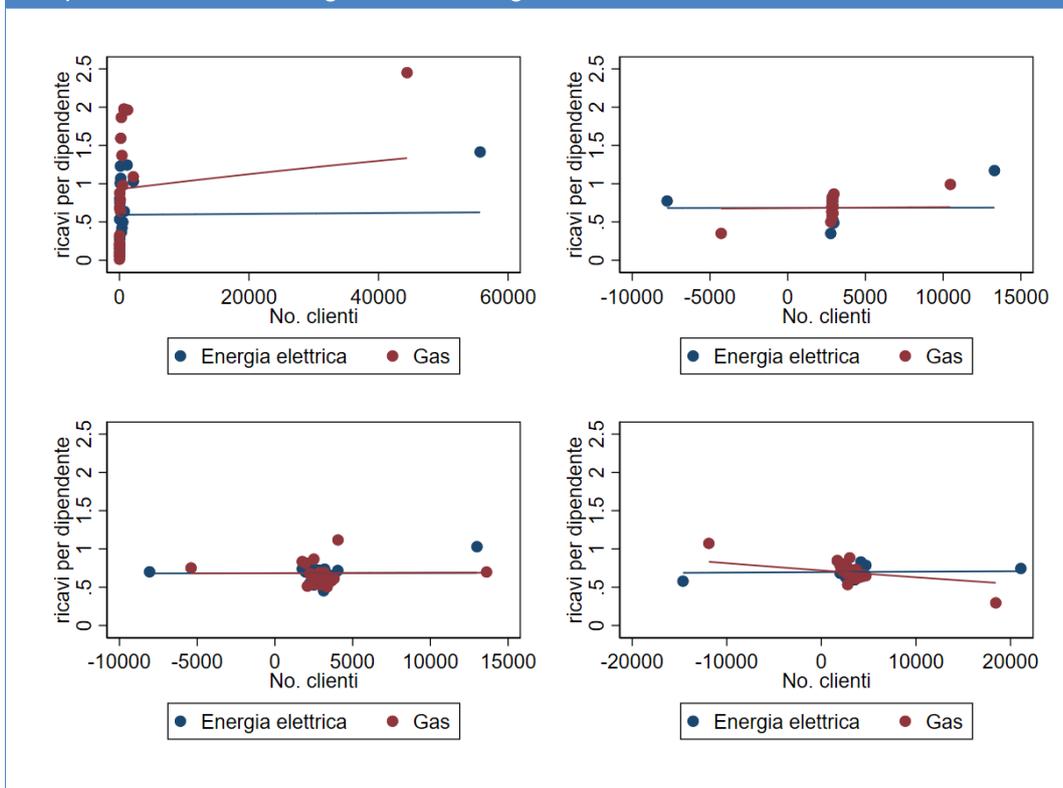
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
VARIABLES	ricavi	ricavi	ricavi	ricavi	ricavi	ricavi	ricavi
clienti	0.0058** (0.002)	0.0004 (0.001)	0.0058** (0.002)	0.0058** (0.002)	0.0003 (0.001)	-0.0008*** (0.000)	-0.0002 (0.001)
Observations	5,594	4,048	5,594	5,594	4,048	5,503	3,979
R-squared	0.287	0.837	0.287	0.291	0.839	0.933	0.944
Net assets		YES			YES		YES
Country FE			YES	YES	YES	YES	YES
Year FE				YES	YES	YES	YES
Firm FE						YES	YES

Robust standard errors in parentheses

*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1

Note: Le analisi sono svolte su 4.574 imprese e 35.319 osservazioni. La variabile dipendente è espressa in milioni di euro, mentre la variabile indipendente in migliaia di unità. Le 7 colonne vanno riferimento a 7 diverse combinazioni di controlli ed effetti fissi menzionati nelle righe sottostanti. Gli standard errors sono clusterizzati a livello di paese.

Figura 22. Relazione grafica tra ricavi medi delle imprese e ampiezza del mercato in 7 diversi paesi europei nel mercato dell'energia elettrica e del gas



Note: Le analisi sono svolte su 4.574 imprese e 35.319 osservazioni. La variabile sull'asse delle ascisse è espressa in milioni di euro, mentre sull'asse delle ordinate in migliaia di unità. I ricavi medi sono stati ottenuti dividendo i ricavi totali per la numerosità della forza lavoro dell'impresa. I quattro panel fanno riferimento a 4 diversi set di controlli nel calcolare la relazione lineare tra le due variabili. Da sx verso dx e dall'alto verso il basso rispettivamente non controlliamo per nulla, e controlliamo per l'effetto fisso d'impresa, effetto fisso d'impresa e di anno, ed effetto fisso d'impresa, di anno, e per il patrimonio netto di uno e due anni precedenti. Alcuni valori sono negativi a causa dell'inclusione degli effetti fissi.

Eterogeneità

Abbiamo poi investigato eventuali differenze nelle economie di scala tra gas ed energia elettrica. In sintesi, non emerge alcuna differenza significativa per alcuna variabile con l'unica eccezione del valore aggiunto, il quale presenta una relazione negativa con il numero di clienti solo per il settore dell'energia elettrica. Nel caso del settore gas la relazione è invece nulla. Non sono mostrati, per motivi di ridondanza i risultati non significativi ma solo quelli significativi.

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
VARIABLES	valoreaggiunto						
Energia elettrica	-0.001*** (0.000)	-0.007*** (0.001)	-0.001*** (0.000)	-0.001*** (0.000)	-0.007*** (0.000)	-0.011*** (0.000)	-0.011*** (0.000)
Gas	0.019* (0.009)	0.006 (0.008)	0.020* (0.009)	0.019* (0.009)	0.006 (0.007)	0.003 (0.004)	0.001 (0.001)
Observations	7,856	5,566	7,856	7,856	5,566	7,779	5,490
R-squared	0.389	0.778	0.396	0.408	0.794	0.918	0.953
Net assets		YES			YES		YES
Country FE			YES	YES	YES	YES	YES
Year FE				YES	YES	YES	YES
Firm FE						YES	YES

Robust standard errors in parentheses
 *** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1

Note: Le analisi sono svolte su 4.574 imprese e 35.319 osservazioni. La variabile dipendente è espressa in milioni di euro, mentre la variabile indipendente in migliaia di unità. Le 7 colonne vanno riferimento a 7 diverse combinazione di controlli ed effetti fissi menzionati nelle righe sottostanti. Gli *standard errors* sono clusterizzati a livello di paese.

6 marzo 2024

Per ogni fine c'è un nuovo inizio. Il futuro della distribuzione elettrica dopo il 2030

IBL Special Report

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.