



Sottoscrittori

A2A SpA, Acea Energia SpA, Acegas
Aps Amga, AET Azienda Elettrica
Ticinese, Axpo Italia SpA, CSEA Cassa
per i Servizi Energetici e Ambientali,
CdP Cassa Depositi e Prestiti, CVA
Trading Srl, Dolomiti Energia SpA, E.ON
Italia SpA, Edison SpA, Engie Italia, EP
Produzione SpA, Erg Power Generation,
HB Trading, Hera Trading Srl, Innogy
Italia SpA, Iren SpA, Repower Italia
SpA, Shell Energy Europe, Siram SpA,
Sorgenia SpA, Tenaris Dalmine, Terna
SpA, Tirreno Power SpA, Utilitalia

Le posizioni espresse nella Newsletter,
salvo quanto diversamente specificato,
sono da attribuirsi esclusivamente
ai ricercatori REF-E

Responsabile della Newsletter
Claudia Checchi
Tel. 02 43441044
e-mail: claudia.checchi@ref-e.com

GAS NATURALE

La revisione della direttiva gas: un emendamento per il Nord Stream

Il trilatero ha trovato un accordo per la revisione della terza direttiva gas, prevedendo l'estensione delle regole sul TPA ai nuovi gasdotti off-shore di importazione dai paesi produttori. L'obiettivo dichiarato, di trovare un quadro normativo comune per la gestione delle infrastrutture di interconnessione, sembra lontano anche per via dei numerosi vincoli legali esistenti. Tuttavia, con questo emendamento la Commissione potrebbe essere riuscita a incrementare il suo potere negoziale nella partita per la gestione dei flussi del Nord-Stream 2.

pag. 3

ENERGIE RINNOVABILI ED EFFICIENZA

● Concessioni di grandi derivazioni idroelettriche: approvata la nuova normativa

Con il Decreto Legge "Semplificazioni" è stata approvata una revisione della normativa che riguarda le concessioni di grandi derivazioni idroelettriche. Si tratta di un nuovo tentativo di definire e stabilizzare le regole sulle gare per le concessioni che da ormai 15 anni vivono un periodo transitorio e di continui rinvii e per le quali è in corso una procedura d'infrazione da parte della Commissione Europea. Le principali novità riguardano il passaggio della proprietà delle opere alle Regioni e la possibilità per quest'ultime di assegnarle, tramite gare, a operatori privati, a capitale misto o mediante forme di partenariato. Inoltre le concessioni scadute potranno essere prorogate fino a fine 2023 e i concessionari dovranno versare alle Regioni un canone aggiuntivo oltre a quello demaniale. Infine è prevista la possibilità che le Regioni richiedano ai concessionari la fornitura gratuita di parte dell'energia prodotta da destinare ai servizi e a categorie di utenti nei territori interessati dalle derivazioni.

pag. 6

PIANI NAZIONALI PER L'ENERGIA E IL CLIMA

● La strategia tedesca e il futuro del carbone

pag. 9

LE OPERAZIONI DI M&A PER LE RINNOVABILI

A fine 2018 si è registrata un'accelerazione nelle operazioni di M&A per le rinnovabili

pag. 12

GARE GAS

● Monitoraggio gare gas

pag. 14

INDICATORI

● Dati di mercato

pag. 17

● Dati settori incentivati e regolati

pag. 18

INDICI

● ITEC e Magi

pag. 19

Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

Domenico Biasi, Virginia Canazza, Giacomo Ciapponi, Paolo Ciliento, Federico Clementi, Federica Davò, Tommaso Franci, Ana Georgieva, Paolo Marino, Melania Mercadante, Marco Pellegrino, Giorgio Perico, Clio Scandola

Editore

REF-E srl
Via Gioberti 5 - 20123 Milano
www.ref-e.com - info@ref-e.com

Presidente

Pia Saraceno

Segreteria, Editing e grafici

Dalia Imperatori
Tel. +39 02 43441022
Fax +39 02 43441027
E-mail: dalia.imperatori@ref-e.com

La presente pubblicazione è riservata ai soli abbonati per uso personale e non commerciale.

Non è, pertanto, consentito modificare, duplicare, distribuire, divulgare, vendere, trasmettere, riprodurre, pubblicare su qualsiasi mezzo, sotto qualsiasi forma o per qualsivoglia ragione, in tutto o in parte, i contenuti della pubblicazione senza l'autorizzazione scritta di REF-E. Agli abbonati è consentita la stampa di una copia della pubblicazione per uso esclusivamente personale e non commerciale senza, tuttavia, apportarne alcuna modifica.

Ogni violazione verrà perseguita a norma di legge e autorizzerà REF-E a sospendere l'invio della pubblicazione senza alcun avviso.

Al momento della pubblicazione tutti i link verso siti sono funzionanti.

Il titolare del sito e relativo webmaster declinano ogni responsabilità per url non trovate a causa di modifiche effettuate dai relativi gestori di siti internet e invitano i navigatori ad approfondire le tematiche cercando sui motori di ricerca disponibili.

REF-E opera nel mercato energetico con ricerche e consulenze personalizzate, osservatori indipendenti, attività di formazione e affianca aziende, istituzioni, organismi governativi nei processi decisionali.

L'autorevolezza e l'indipendenza di **REF-E** costruite nel tempo sul mercato dell'energia sono oggi riconosciute da aziende e istituzioni.

REF-E mette a disposizione dei suoi clienti analisi della concorrenza e della regolazione, scenari di previsione sui prezzi, supporto nella scelta degli investimenti e delle più importanti decisioni strategiche, garantendo indipendenza, professionalità e competenza, favorendo il dialogo tra aziende e istituzioni in Italia e nel mondo.

Periodici

- [Newsletter Osservatorio Energia](#) è il mensile di analisi delle trasformazioni del settore energetico in Italia e in Europa. Propone approfondimenti sull'evoluzione normativa, le trasformazioni societarie, le problematiche connesse alla creazione di mercati regolamentati, l'andamento delle tariffe e il livello dei prezzi sulle principali borse europee dell'energia elettrica e del gas. Fornisce le previsioni dell'andamento dei principali indicatori di mercato.
- [Energy Outlook](#) è il quadrimestrale di previsione dello sviluppo a medio termine del mercato elettrico e del gas sulla base del modello di simulazione Elfo++. Delinea l'evoluzione della domanda e dell'offerta, fornendo previsioni su: costi di produzione, prezzi concorrenziali (nazionali e zonali), possibili effetti delle strategie degli operatori alla luce delle condizioni strutturali e della normativa.

Pubblicazioni

- Il [Rapporto Energia](#) è una pubblicazione annuale sull'evoluzione e le prospettive dei settori elettrico, gas e delle fonti rinnovabili. Presenta i mercati attraverso un'analisi della regolamentazione e della struttura in Italia e in Europa. Elabora scenari a medio termine.
- Il [Rapporto Settimanale sulla borse energetiche](#) aggiorna costantemente i prezzi e i volumi nei mercati italiani ed europei.
- I [Working paper](#) sono studi dettagliati che trattano temi di attualità, a partire dalla letteratura teorica. Approfondiscono tematiche rilevanti per il dibattito sulle politiche in atto, così come aspetti metodologici e analitici riguardanti l'analisi dei mercati, le problematiche autorizzative e istituzionali, la costruzione di scenari.

Servizi

- I [Database](#) garantiscono l'accesso privilegiato a numerose e complesse informazioni organizzate, raccolte in anni di esperienza e costantemente aggiornate.
- I [Seminari](#) di discussione sono lo strumento dedicato all'approfondimento degli scenari dei mercati energetici, consentono confronti e dibattiti alla luce delle innovazioni legislative e normative.
- Le consulenze telefoniche permettono di essere sempre in contatto con i ricercatori **REF-E**.

GAS NATURALE

LA REVISIONE DELLA DIRETTIVA GAS: UN EMENDAMENTO PER IL NORD STREAM

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Commission Regulation \(EU\) 2017/459](#)
- [Directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 2009/73/EC](#)
- [Commission Staff Working Document Assessing the amendments to Directive 2009/73/EC](#)
- [Procedure 2017/0294/COD](#)

Il trilatero ha trovato un accordo per la revisione della terza direttiva gas, prevedendo l'estensione delle regole sul TPA ai nuovi gasdotti off-shore di importazione dai paesi produttori. L'obiettivo dichiarato, di trovare un quadro normativo comune per la gestione delle infrastrutture di interconnessione, sembra lontano anche per via dei numerosi vincoli legali esistenti. Tuttavia, con questo emendamento la Commissione potrebbe essere riuscita a incrementare il suo potere negoziale nella partita per la gestione dei flussi del Nord-Stream 2.

L'emendamento alla Direttiva gas proposto dalla Commissione nel novembre 2017 nasceva da un presunto vuoto legislativo in merito al regime di accesso da applicare ai gasdotti di importazione verso l'Unione Europea, nei tratti di competenza degli Stati non appartenenti all'Unione o con i quali non esistesse un accordo. La Commissione lanciava, dunque, l'idea di ampliare la validità della terza Direttiva sul mercato interno del gas, e la relativa regolazione per il *Third Party Access* (TPA) ai tratti dei gasdotti di importazione a monte dei punti di ingresso dell'Unione Europea, con l'obiettivo di promuovere la competizione del mercato e garantire una maggiore sicurezza dell'offerta. Esattamente l'opposto di quanto previsto dalla normativa sulle esenzioni, che consente di non applicare le regole del TPA ai punti di arrivo dei gasdotti di interconnessione. Da subito, tuttavia, la proposta è apparsa poco argomentata e di difficile applicazione, carenze che anche la mancanza di documentazione di appoggio e la necessità, a valle della pubblicazione di una serie di chiarimenti, avevano sottolineato.

Dal punto di vista legale, l'applicabilità è parsa da subito limitata. Infatti, per i gasdotti *on-shore*, che attraversano via terra altri Stati, la normativa europea non può sostituirsi a quella di questi stessi Stati, se non a seguito di specifici accordi. Più complesso, invece, il caso dei gasdotti *off-shore*, che attraversano le acque internazionali. Anche in questo caso, tuttavia, la tesi europea sull'esistenza di un vuoto normativo non è stata confermata. Esiste, infatti, una convenzione delle Nazioni Unite (la *United Nations Convention on the Law of the Sea*, UNCLOS) che definisce le regole per lo sfruttamento delle risorse delle acque internazionali, in particolare stabilendo una Zona Economica Esclusiva che, in base agli accordi tra Stati, può andare dalle 12 miglia marine (che definiscono le acque territoriali) alle 200 miglia marine. Inimmaginabile d'altra parte l'opzione di applicare la norma alle infrastrutture per l'importazione di GNL.

Anche dal punto di vista sostanziale molti dubbi sono stati espressi da subito sulla normativa proposta. Le regole europee in merito alla gestione delle reti di interconnessione per il gas (come quelle per l'elettrico) si basano su tre pilastri: accesso indiscriminato, *unbundling* della gestione e trasparenza delle condizioni tariffarie. Tre pilastri finalizzati a garantire che il gestore della rete non possa sfruttare il vantaggio competitivo nel mercato dato dalla possibilità di discriminare l'accesso alla rete per i *competitor*. Al contrario, la possibilità di esenzione per alcune infrastrutture di interconnessione è stata pensata per stimolare gli investimenti, garantendo al gestore la possibilità di stipulare contratti di lungo periodo a garanzia del ritorno degli investimenti. Le regole di accesso sono efficaci laddove accompagnate da altre politiche di promozione del mercato e della liquidità. Come molti osservatori hanno sottolineato, tutti i paesi da cui provengono i gasdotti *off-shore* (Russia, Algeria, Libia - la Norvegia che aderisce ai trattati sullo Spazio Economico Europeo già applica la regolazione europea) non hanno mercati liberalizzati del gas, e il settore è gestito da compagnie che operano in regime di monopolio. In queste condizioni, la regola di accesso non può avere alcun impatto rilevante. Lo stesso dicasi per la sicurezza dell'offerta. Anzi la regola potrebbe essere addirittura controproducente: con l'aumento di costi e la burocrazia per l'invio del gas verso l'Unione Europea, i produttori potrebbero privilegiare altre rotte di export, come il GNL.

A inizio febbraio il trilatero, la procedura di legislazione ordinaria dell'Unione Europea in cui Parlamento, Commissione e Consiglio negoziano l'accordo sui testi normativi, ha approvato una nuova versione dell'emendamento alla Direttiva che contiene alcune importanti precisazioni, ma che ne riduce ulteriormente la portata. In primo luogo,

ARTICOLI CORRELATI

- [La fine dei contratti a lungo termine e il nuovo modello di mercato europeo del gas naturale](#) (Newsletter 212)

TAG

natural gas

a fronte delle obiezioni di natura legale, è stato chiarito che l'estensione della terza Direttiva gas è da intendersi limitata ai nuovi gasdotti *off-shore*, escludendo quindi gli esistenti, nonché tutti quelli costruiti via terra. Inoltre, la validità dell'estensione è stata confinata al primo punto di interconnessione che si trova nelle acque territoriali di uno Stato membro. In altre parole, l'applicazione del TPA viene spostata in un punto virtuale al confine delle acque territoriali, confine situato a 12 miglia marine dalla costa. Se questa modifica fa salva, almeno in parte, la ratio iniziale dell'emendamento, in quanto riesce a spostare a monte del punto di ingresso alla rete europea la normativa sull'accesso, tuttavia lascia aperte non poche questioni pratiche, dato che normalmente le reti non hanno punti fisici che possano consentire la misura nel luogo di ingresso alle acque nazionali. Inoltre, in base alla nuova versione dell'emendamento vengono esclusi dall'applicazione i cd gasdotti *upstream*, ossia quei gasdotti che collegano direttamente un campo di produzione a uno Stato membro. Peraltro, gli Stati membri possono concedere una deroga all'applicabilità della nuova Direttiva, per motivazioni legate alla finanziabilità dell'infrastruttura, alle competitività del mercato interno, alla sicurezza dell'offerta.

Proprio in merito alla competenza dei singoli Stati membri vi è l'emendamento che ha maggiore probabilità di avere più impatto: nel caso in cui gli Stati membri vogliano avviare negoziati con Stati terzi in merito alla gestione delle *pipeline* di interconnessione, o rivedere gli accordi esistenti, dovranno richiedere espressa autorizzazione alla Commissione, regola che di fatto annulla la competenza degli Stati membri in questa materia per passarla alla Commissione, che ha il potere di negare l'autorizzazione agli accordi trovati dagli Stati (oltre che a effettuare le negoziazione stessa).

La versione degli emendamenti alla Direttiva approvata dal trilogò a inizio febbraio ha reso ancora più evidente ciò che in parte era già chiaro, ossia che le nuove regole sono state disegnate espressamente avendo in mente il Nord Stream 2 e la volontà dell'Unione Europea di controllare quanto più possibile la sua gestione, laddove la Commissione stessa non è riuscita a impedirne la costruzione. Una volta, infatti, esclusi i gasdotti esistenti, quelli via terra e quelli cui valgono già le norme europee rimangono poche le casistiche a cui la nuova Direttiva potrebbe applicarsi. Per quanto riguarda l'Italia, che è al centro di alcune delle nuove vie del gas più importanti, il TAP ha già chiesto e ottenuto l'esenzione dall'applicazione delle regole del TPA e quindi, come sottolineato dalla Commissione stessa subito a valle della pubblicazione dell'emendamento nella versione originale, sarà automaticamente escluso dall'applicazione delle nuove regole. Anche l'*East-Med*, uno dei progetti più ambiziosi attualmente in discussione, potrebbe essere escluso, in quanto dedicato al collegamento diretto del bacino levantino, situato tra Cipro e Israele, e l'Unione Europea dovrebbe rientrare tra le *upstream pipelines* escluse dall'applicazione dell'emendamento. Da vedere se la Direttiva impatterà sui negoziati, per ora portati avanti tra gli Stati, in particolare Italia, Grecia, Cipro e Israele.

Rimane dunque il Nord Stream 2, il progetto per il raddoppio del collegamento esistente tra Russia e Germania, che porterà (i lavori di realizzazione sono già stati avviati) la capacità del tratto dagli attuali 55 Gmc a 110 Gmc, consentendo alla Russia di superare la necessità di transito dai paesi terzi (Ucraina in particolare) per poter negoziare direttamente e più liberamente con l'Europa. L'emendamento si applicherebbe a questo progetto dato che non è ancora entrato in funzione e obbligherebbe Gazprom a prevedere l'*unbundling* del gestore, la trasparenza delle condizioni tariffarie nonché aste trasparenti e non discriminatorie per l'accesso all'ultimo tratto del gasdotto che si trova in territorio tedesco. La speranza dei promotori del progetto è ovviamente quella che l'obbligo porti a estendere l'accesso a terzi a tutto il tratto *off-shore* del gasdotto. Si tratterebbe di un cambiamento rilevante rispetto alla configurazione attuale, in cui le regole del TPA si applicano solo per l'ingresso alla rete europea al punto di Greiswald, nello specifico verso i gasdotti NEL e OPAL, e non per l'uscita dal Nord Stream. Questo in realtà è vero solo in parte, infatti al gasdotto OPAL è stata concessa una parziale esenzione dal TPA (inizialmente per il 100%, l'esenzione è stata ridotta al 50% della capacità nel 2016). Tuttavia, mentre la parte di OPAL soggetta a TPA è rimasta lungamente sotto utilizzata, la capacità del nuovo gasdotto EUGAL, che rappresenta un raddoppio dell'OPAL per la connessione tra Nord Stream e la Repubblica Ceca, è già stata completamente allocata nel 2017 su base *long term* attraverso un *open season* realizzata poco prima dell'entrata in vigore della nuova versione del Codice Europeo sulle allocazioni di capacità (NC CAM) che prevede anche una modalità unificata per la gestione della capacità incrementale.

L'impatto più rilevante dell'emendamento potrebbe essere, dunque, quello di aumentare il potere negoziale della Commissione nei confronti di Gazprom nella gestione dei flussi dal Nord Stream. Regole eccessivamente onerose per Gazprom potrebbero portare al sottoutilizzo della rete finalizzate a mantenere un ruolo attivo dell'Ucraina nella partita. La Germania, tradizionalmente favorevole alla costruzione del Nord Stream 2 in contrasto con la posizione europea, ha contribuito ai lavori del trilaterale accettando il compromesso trovato nella versione di febbraio. Tuttavia, ogni eventuale sotto utilizzo del Nord Stream 2 contrasterebbe l'interesse tedesco alla massimizzazione dell'utilizzo del gasdotto EUGAL, con problemi anche in relazione ai contratti già stipulati. Il quadro prospettico per la gestione del Nord Stream rimane dunque ancora incerto, e l'obiettivo di trovare regole comuni per la gestione delle interconnessioni dell'Unione Europea con i paesi produttori ben lontano dall'essere risolto. Anzi sempre di più a ogni situazione si vanno trovando soluzioni diverse. Senza dimenticare che a seguito della Brexit, anche i gasdotti in interconnessione con l'UK (il BBL in particolare) rientrerebbero in questa fattispecie.

ENERGIE RINNOVABILI ED EFFICIENZA

CONCESSIONI DI GRANDI DERIVAZIONI IDROELETTRICHE: APPROVATA LA NUOVA NORMATIVA

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Legge n. 12, 11 febbraio 2019](#)
- [Dlgs n. 79, 16 marzo 1999](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Concessioni idroelettriche di grande derivazione: il database REF-E](#) (Newsletter 161)

TAG

renewable electricity source,
public policy, tariff regulation

Con il Decreto Legge “Semplificazioni” è stata approvata una revisione della normativa che riguarda le concessioni di grandi derivazioni idroelettriche. Si tratta di un nuovo tentativo di definire e stabilizzare le regole sulle gare per le concessioni che ormai da 15 anni vivono un periodo transitorio e di continui rinvii e per le quali è in corso una procedura d’infrazione da parte della Commissione Europea. Le principali novità riguardano il passaggio della proprietà delle opere alle Regioni e la possibilità per quest’ultime di assegnarle, tramite gare, a operatori privati, a capitale misto o mediante forme di partenariato. Inoltre le concessioni scadute potranno essere prorogate fino a fine 2023 e i concessionari dovranno versare alle Regioni un canone aggiuntivo oltre a quello demaniale. Infine è prevista la possibilità che le Regioni richiedano ai concessionari la fornitura gratuita di parte dell’energia prodotta da destinare ai servizi e a categorie di utenti nei territori interessati dalle derivazioni.

Il Decreto Legge “Semplificazioni” convertito con la Legge n. 12 del 11 febbraio 2019 ha introdotto delle novità sul tema delle concessioni di grandi derivazioni idroelettriche. La normativa riguardante le concessioni idroelettriche sta vivendo ormai da diversi anni un periodo transitorio e di continui rinvii delle scadenze delle concessioni ed è stata oggetto di alcune procedure di infrazione della Commissione Europea.

Il testo alla base della regolazione delle concessioni è il Regio Decreto 11 dicembre 1933 n. 1775 che definisce grandi derivazioni quelle con potenza nominale media annua superiore ai 3 MW. Definisce inoltre la differenza tra “opere bagnate” e “opere asciutte”. Le prime¹ consistono nelle dighe, canali, condotte forzate etc., le seconde², invece, consistono in fabbricati, macchinari, turbine, apparati elettrici etc. La differenza tra queste opere riguarda la compensazione alla scadenza delle concessioni: le opere bagnate passano allo Stato senza compenso, mentre le opere asciutte possono diventare proprietà dello Stato che corrisponde agli aventi diritto il valore residuo di tali opere. Infine, la durata delle concessioni è fissata in 60 anni che garantisce ai concessionari un periodo di tempo sufficiente all’ammortamento degli investimenti necessari alla costruzione degli impianti.

In tempi più recenti, la normativa di riferimento è costituita dall’articolo 12 del Dlgs 79/99, cosiddetto “decreto Bersani” che introduce alcune novità:

- il passaggio alle regioni e alle province autonome delle competenze amministrative in tema di rilascio delle concessioni
- la disciplina per la riassegnazione
- la durata delle concessioni passa a 30 anni
- la proroga a fine 2010 di tutte le concessioni scadute o in scadenza prima di tale data
- la proroga della scadenza per le concessioni di Enel a marzo 2029
- il diritto di preferenza del concessionario uscente, a parità di condizioni.

L’ultimo punto è alla base della prima procedura d’infrazione della Commissione Europea ed è stato successivamente modificato con la Legge Finanziaria del 2006. Oltre alla rimozione del titolo preferenziale per il concessionario uscente, la modifica prevede una proroga decennale della scadenza delle concessioni cassata dalla Corte Costituzionale, successivamente riproposta³, per 5 anni, e di nuovo rigettata dalla Corte Costituzionale fino ad arrivare all’ultima modifica in tema di concessioni idroelettriche rappresentata dall’articolo 37 del DL 83/2012 “Decreto Crescita” che prevede:

- la proroga a fine 2017 delle concessioni scadute o in scadenza prima di tale data
- la durata delle concessioni è compresa tra 20 e 30 anni in base all’entità degli interventi ritenuti necessari
- il trasferimento dal concessionario uscente al nuovo concessionario della titolarità del ramo d’azienda relativo all’esercizio della concessione (inclusivo di opere bagnate e asciutte).

¹ Art. 25, comma 1 del Regio Decreto 11 dicembre 1933.

² Art. 25, comma 2 del Regio Decreto 11 dicembre 1933.

³ Art. 15 del DL 78/2010 “Cresci Italia”.

In seguito all'approvazione del DL "Crescita" la Commissione Europea ha aperto una nuova procedura di infrazione (n. 2011/2026) che contesta a questa normativa un'eccessiva tutela degli operatori nazionali e un ingiustificato vantaggio per il concessionario uscente.

La tutela degli operatori nazionali è legata al prolungamento della durata delle concessioni idroelettriche, in massima parte attribuite a operatori nazionali, che violerebbe la libertà di stabilimento delle imprese di altri Stati membri, che non possono entrare nel mercato italiano fino a quando restano in vigore le attuali concessioni.

Il vantaggio per il concessionario uscente è invece dovuto all'obbligo per il nuovo concessionario di rilevare tutto il ramo d'azienda, accentuato dal fatto che è anche costretto a pagare le opere "bagnate" nonostante queste, come previsto dal Regio Decreto 1775 riportato in precedenza, dovrebbero passare alla scadenza delle concessioni in proprietà dello Stato senza compenso. L'imposizione ai futuri vincitori delle gare di oneri economici così alti e ingiustificati, secondo la Commissione, finirebbe per garantire agli attuali concessionari, che non dovrebbero sostenere quest'onere, un notevole vantaggio creando un forte ostacolo all'ingresso di nuovi operatori nel mercato italiano

IL DL SEMPLIFICAZIONI E LA NUOVA NORMATIVA

Nel DL "Semplificazioni" è stata inserita la revisione della normativa sulle concessioni. La principale novità riguarda la proprietà delle opere bagnate che a scadenza delle concessioni non passano allo Stato ma alle Regioni. Per queste opere non si prevede un compenso per i concessionari uscenti, a meno di investimenti eseguiti dal concessionario e non ancora ammortizzati purché tali investimenti siano stati autorizzati dal concedente. Per le opere asciutte, all'atto della riassegnazione della concessione, si prevede che il nuovo assegnatario corrisponda un prezzo, valutato sul valore non ammortizzato, solo di quei beni di cui ne preveda l'utilizzo, mentre le restanti opere asciutte dovranno essere rimosse, in caso di beni mobili, o rimarranno nella disponibilità del concessionario uscente in caso di beni immobili.

Una volta scadute le concessioni, le Regioni potranno scegliere di assegnarle per un periodo compreso tra i 20 e i 40 anni, estendibili fino a 50 in base all'importo dell'investimento:

- a operatori economici individuati attraverso l'espletamento di gare con procedure a evidenza pubblica
- a società a capitale, misto pubblico-privato, nelle quali il socio privato è scelto attraverso l'espletamento di gare con procedure a evidenza pubblica
- mediante forme di partenariato pubblico-privato.

Al momento, alcune Regioni come il Trentino Alto Adige e il Friuli Venezia Giulia sembrano intenzionate a orientarsi verso la costituzione di società a capitale misto, soluzione che potrebbe essere preferita anche da altre Regioni.

Riguardo alle tempistiche, il DL Semplificazioni prevede che le Regioni dovranno disciplinare le modalità e le procedure di assegnazione entro il 31 marzo 2020 e descrive in maniera dettagliata i parametri che devono essere stabiliti, ad esempio in termini di capacità organizzativa e tecnica potranno partecipare alle gare le società che hanno gestito per almeno cinque anni impianti idroelettrici di potenza pari ad almeno 3 MW.

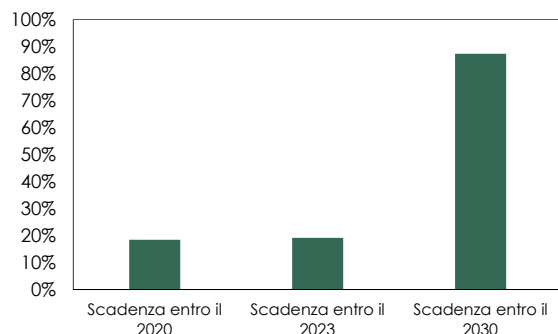
Inoltre, si prevede che il canone demaniale per i concessionari, attualmente corrisposto annualmente tramite una componente fissa legata alla potenza nominale media di concessione, sarà suddiviso in una componente fissa e una componente variabile e dovrà essere corrisposto semestralmente. Il DL rimanda a un decreto del MiSE, da adottarsi entro 180 giorni, la definizione del *floor* per la componente fissa, ma in caso di mancata adozione del decreto le Regioni potranno definire l'importo dei canoni con la componente fissa non inferiore a 30 €/kW/anno.

Un'altra novità è la possibilità per le Regioni di imporre ai concessionari l'obbligo di fornire annualmente e gratuitamente alle Regioni stesse 220 kWh di energia per ogni kW di potenza della concessione. Tale energia dovrà essere destinata, per almeno il 50%, a servizi pubblici e categorie di utenti dei territori provinciali interessati dalle grandi derivazioni.

Infine, per quanto riguarda le concessioni scadute o in scadenza entro il 31 dicembre 2023, la nuova normativa prevede che i concessionari attuali possano prorogare la loro attività al massimo fino a tale data e che corrispondano, su richiesta della Regione e nelle modalità definite dalla stessa, un canone aggiuntivo oltre a quello demaniale oltre alla fornitura dell'energia gratuita sempre pari a 220 kWh per ogni kW di potenza nominale media della concessione. Anche in questo caso, il valore minimo del canone aggiuntivo è rimandato al decreto MiSE da adottarsi entro 180 giorni, altrimenti il *floor* è fissato pari a 20 €/kW/anno.

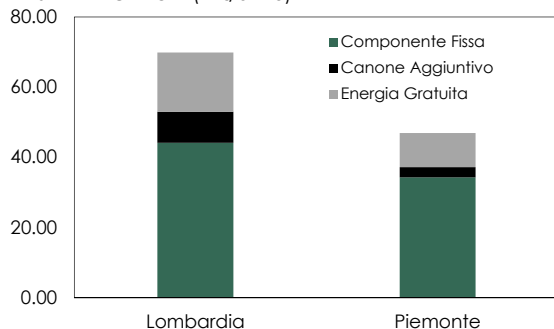
CONCESSIONI SCADUTE E IN SCADENZA, IL DATABASE REF-E

FIGURA 1. CONCESSIONI SECONDO L'ANNO DI SCADENZA (%)



Fonte: elaborazioni REF-E

FIGURA 2. STIMA DELLE ENTRATE REGIONALI CON IL NUOVO DL SEMPLIFICAZIONI (M€/anno)



Fonte: elaborazioni REF-E

In questi anni REF-E ha costruito e aggiornato un *database* dettagliato delle concessioni idroelettriche italiane. Utilizzando questo strumento (**Figura 1**) si osserva che circa il 20% delle concessioni sarà scaduta nel 2020, quota che non varia nel 2023, mentre quasi il 70% delle concessioni scadrà nel 2029.

In termini di potenza nominale media di concessioni, le Regioni in cui nel 2020 ci sarà il maggior numero di concessioni scadute sono la Lombardia (440 MW) e il Piemonte (145 MW) a cui va aggiunto il Trentino Alto Adige (670 MW) dove il DL Semplificazioni non si applica in quanto la legge di bilancio 2018⁴ aveva già stabilito per le province di Trento e Bolzano la nuova normativa in tema di rinnovo delle concessioni idroelettriche anticipando diverse caratteristiche presenti nel DL Semplificazioni.

Nel 2019 il canone demaniale per uso dell'acqua pubblica a scopo idroelettrico nelle grandi derivazioni è pari a 32.61 €/kW in Lombardia e 44.05 €/kW in Piemonte. Con le nuove disposizioni previste dal DL Semplificazioni le entrate, o minor uscite nel caso della quota di energia gratuita per le concessioni di grandi derivazioni, potrebbero raggiungere i 70 milioni di euro all'anno in Lombardia e i 50 milioni di euro all'anno in Piemonte (**Figura 2**) considerando stabile la componente fissa del canone demaniale, pari a 20 €/kW/anno il canone aggiuntivo per le concessioni scadute e applicando un PUN compreso tra i 55 e i 60 €/MWh alla quota di energia gratuita fornita dai concessionari. A queste entrate va aggiunta la componente variabile del canone, difficilmente stimabile al momento.

Il canone aggiuntivo, pari a quasi 9 milioni di euro in Lombardia e 3 milioni di euro in Piemonte, sarebbe principalmente a carico di A2A, Edison e Iren che in queste Regioni detengono la maggior parte delle concessioni in scadenza tra il 2020 e il 2023.

UN NUOVO RINVIO DELLA SCADENZA DELLE CONCESSIONI MA RISCHI MAGGIORI PER I CONCESSIONARI USCENTI

La nuova normativa tiene in considerazione la procedura di infrazione della Commissione Europea aumentando i rischi per i concessionari uscenti. Questi rischi sono legati alla valorizzazione, non definita nei particolari, degli investimenti non ammortizzati eseguiti sulle opere bagnate e la possibilità per i concessionari entranti di selezionare tra le opere asciutte gli *asset* di maggior valore lasciando al concessionario uscente dei beni, che senza le attività legate all'utilizzo della concessione, potrebbero risultare di nessun valore.

Tuttavia, con un nuovo rinvio della scadenza delle concessioni, necessario per dare il tempo alle Regioni di organizzare le procedure di riassegnazione, persiste uno degli elementi contestati dalla Commissione Europea e cioè l'ostacolo alla "libertà di stabilimento". D'altronde va sottolineato come la Commissione Europea non abbia avviato procedure d'infrazione simili a quella italiana nei confronti di altri Paesi che hanno un regime di assegnazione delle concessioni non basato su procedure competitive ma su negoziazioni (Austria) o su base *first-come-first-served* (Bulgaria) o ancora che prevedano concessioni di durata illimitata (Svezia e Gran Bretagna, per le concessioni assegnate prima del 2003) o molto più lunga di quella italiana (tra i 40 e gli 80 anni per Austria, Spagna e Portogallo).

⁴ Legge 27 dicembre 2017, n. 205, art 1, comma 833.

PIANI NAZIONALI PER L'ENERGIA E IL CLIMA

LA STRATEGIA TEDESCA E IL FUTURO DEL CARBONE

Il Piano Nazionale per l'Energia e il Clima (PNEC) della Germania è stato consegnato a Bruxelles per la consultazione da parte della Commissione Europea che comunicherà le proprie indicazioni entro giugno.

Come sottolineato dal governo francese per il proprio piano, anche il governo tedesco ha tenuto a precisare che si tratta di un documento provvisorio le cui declinazioni, talvolta ambiziose, degli obiettivi fissati a livello comunitario per il 2030 e gli strumenti necessari per raggiungerli sono attualmente oggetto di studio di comitati creati ad hoc. Il PNEC tedesco, infatti, prevede di ridurre le emissioni di gas serra nel 2030 di una percentuale superiore rispetto al 40% dell'obiettivo comunitario e di almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990 (Tabella 1), tenendo presente il target europeo di neutralità dal carbonio che ambisce a una diminuzione dell'80-95% delle emissioni entro il 2050. I risultati del lavoro di questi comitati verranno incorporati nel piano tedesco finale che sarà presentato entro la fine del 2019 (Tabella 2); tra questi comitati di studio, la *Kommission* "Crescita, cambiamento strutturale e occupazione" ha focus sul *phase-out* del carbone.

TABELLA 1. EMISSIONI GAS SERRA (%)

		2016 consuntivo	2020 obiettivo	2030 obiettivo
ITALIA	Riduzione GHG vs 2005 per i settori non ETS	-16.2*	-13	-33
	Riduzione GHG vs 2005 per i settori ETS		-21	-43
FRANCIA	Riduzione GHG vs 2005	-14.4*	-14	-37
GERMANIA	Riduzione GHG vs 2005	-26	-14	-55*

*Rispetto al 1990

Fonte: Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima. Agenzia Europea per l'Ambiente. Eurostat

In termini di efficienza energetica, al 2030 il consumo di energia primaria è atteso in riduzione del 30% rispetto allo scenario base PRIMES 2007 per attestarsi intorno a un valore di 230 Mtep (Tabella 3).

La quota di penetrazione delle fonti rinnovabili nei consumi finali lordi stimata del 30% è inferiore all'obiettivo del 32% stabilito a livello comunitario per il 2030. Come accade per l'Italia, lo sforzo maggiore è richiesto al settore elettrico con una componente rinnovabile stimata tra il 50% e il 52.5%. Sempre per quanto riguarda l'obiettivo rinnovabile nei consumi finali lordi elettrici, per il 2020 la Germania sembrerebbe in traiettoria con un consuntivo 2016 del 32% che supera l'obiettivo del 29% per quell'anno; l'Italia, con un consuntivo del 34% di penetrazione rinnovabile ha ampiamente raggiunto il target del 26% per il 2020.

Il contributo *green* nel settore trasporti è previsto al 14% contro la quota di circa 22% prevista dal PNEC italiano che riconosce un ruolo maggiore all'*e-mobility* nell'elettrificazione dei consumi, rispetto a quanto considerato da Germania e Francia e all'alimentazione degli autoveicoli da biometano e altri biocarburanti (Tabelle 4, 5, 6, 7).

L'obiettivo di espansione della capacità rinnovabile stima al 2030 un installato di 157 GW che punta prevalentemente sullo sviluppo di eolico e fotovoltaico, 146 GW in totale con un incremento di 16 e 25 GW rispetto ai livelli di installato nel 2018 (Figura 1 e Tabella 8)

TABELLA 2. CLEAN ENERGY FOR ALL EUROPEAN PACKAGE - STATO DELL'ARTE (1/1/2019)

	Commissione Europea Proposta	UE Inter-istituzionale Negoziazioni	Parlamento Europeo Adozione	Consiglio Adozione	Gazzetta Ufficiale Pubblicazione
Rendimento Energetico negli edifici	30/11/2016	Accordo politico	17/04/2018	14/05/2018	19/06/2018 direttiva - (UE) 2018/844
Energia rinnovabile	30/11/2016	Accordo politico	13/11/2018	04/12/2018	21/12/2018 direttiva - (UE) 2018/2001
Efficienza Energetica	30/11/2016	Accordo politico	13/11/2018	04/12/2018	21/12/2018 direttiva - (UE) 2018/2002
Governance	30/11/2016	Accordo politico	13/11/2018	04/12/2018	21/12/2018 direttiva - (UE) 2018/1999
Regolazione elettrica	30/11/2016	Accordo politico	In attesa	In attesa	
Direttive elettriche	30/11/2016	Accordo politico	In attesa	In attesa	
Preparazione al Rischio	30/11/2016	Accordo politico	In attesa	In attesa	
ACER	30/11/2016	Accordo politico	In attesa	In attesa	

Fonte: Commissione Europea

Alla luce della sfida di una migliore sincronizzazione delle energie rinnovabili e la capacità della rete urgono investimenti dedicati per il raggiungimento della quota obiettivo *green* al 2030.

Il PNEC fissa il 2022 come termine per il *phase-out* dall'atomo, provvedendo alla chiusura di 8 GW di installato nucleare.

Il programma di *phase-out* dal carbone e dalla lignite, di cui trattano sia il PNEC sia la *Kommission* in attesa di una visione unificata, è il tema di rilevante importanza al fine di garantire la sicurezza del sistema elettrico tedesco e più in generale di quello europeo.

La *Kommission* ha presentato un programma di dismissione del parco carbone-lignite più esigente rispetto alle previsioni di capacità installata contenute nel PNEC.

La Commissione anticipa l'indipendenza della Germania dalle fonti fossili entro il 2038, raccomandando un tetto di installato al 2030 di 17 GW ripartito in 9 GW di lignite e 8 GW di carbone contro i 33 GW di installato previsti dal PNEC (18 GW lignite e 15 GW carbone)(Figura 2).

TABELLA 3. EFFICIENZA ENERGETICA (%) CONSUMO INTERNO LORDO (Mtep)

	2016 Consumo Interno Lordo**		2020 obiettivo	2030 obiettivo
ITALIA	154.3	Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto al caso base	-24	-43
		Riduzione dei consumi di energia finale rispetto al caso base	-1.5 annuo (senza trasporti)	-39.7
FRANCIA	253.7	Riduzione del consumo finale di energia rispetto al caso base	-20*	-32.5
GERMANIA	319.1	Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto al caso base	-20	-30%

*Riduzione del consumo di energia.

**Somma dei quantitativi di fonti primarie prodotte, di fonti primarie e secondarie importate e della variazione delle scorte di fonti primarie e secondarie presso produttori e importatori, diminuita delle fonti primarie e secondarie esportate

Fonte: Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima
National Renewable Energy Action Plans 2009

TABELLA 4. QUOTA DI ENERGIA DA FER NEI CONSUMI FINALI LORDI
QUOTA TOTALE FER (%)

	2016		2020	2030
	consuntivo	obiettivo	obiettivo	obiettivo
ITALIA	17.4	12.0	17.0	29.7
FRANCIA	16.0	18.0	23.0	32.0
GERMANIA	14.8	14.4	19.6	30.0

Fonte: National Renewable Energy Action Plans 2009
Dati Eurostat. NECPs 2018

TABELLA 5. QUOTA DI ENERGIA DA FER NEI CONSUMI FINALI LORDI
RES-E (%)

	2016		2020	2030
	consuntivo	obiettivo	obiettivo	obiettivo
ITALIA	34.0	23.1	26.4	55.4
FRANCIA	19.2	21.5	27.0	40*
GERMANIA	32.2	28.8	38.6	50-52.5

*Sulla produzione

Fonte: National Renewable Energy Action Plans 2009
Dati Eurostat. NECPs 2018

TABELLA 6. QUOTA DI ENERGIA DA FER NEI CONSUMI FINALI LORDI
RES-T (%)

	2016		2020	2030
	consuntivo	obiettivo	obiettivo	obiettivo
ITALIA	7.2	7.3	10.1	21.6
FRANCIA	8.9	8.4	10.5	15.0
GERMANIA	6.9	7.1	13.2	14.0

Fonte: National Renewable Energy Action Plans 2009.
Dati Eurostat. NECPs 2018

TABELLA 7. QUOTA DI ENERGIA DA FER NEI CONSUMI FINALI LORDI
RES H&C (%)

	2016		2020	2030
	consuntivo	obiettivo	obiettivo	obiettivo
ITALIA	18.9	11.1	17.1	33.1
FRANCIA	21.1	25.5	33.0	38*
GERMANIA	13.0	12.4	15.5	27.0

*Sul consumo finale di calore

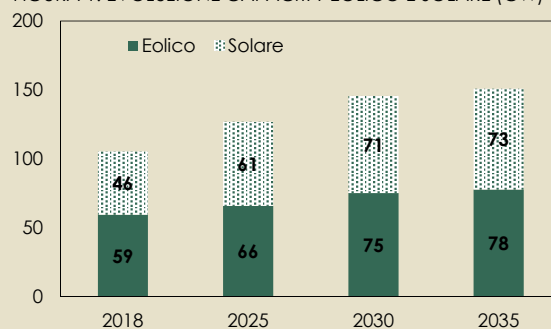
Fonte: National Renewable Energy Action Plans 2009
Dati Eurostat. NECPs 2018

Nel 2018, la capacità degli impianti alimentati a carbone e lignite ammontava a 45 GW; il report della *Kommission* fissa entro il 2022 la chiusura di 12.5 GW. Il progredire della dismissione della capacità fossile verrà monitorato al 2023, 2026 e 2029 compatibilmente al mantenimento della sicurezza dell'offerta di energia, ai livelli dei prezzi e ai cambiamenti strutturali.

La diminuzione della capacità da fonte fossile comporta nuove sfide per la sostenibilità del sistema a cui saranno chiamati a provvedere nuovi impianti a gas e la crescente capacità rinnovabile.

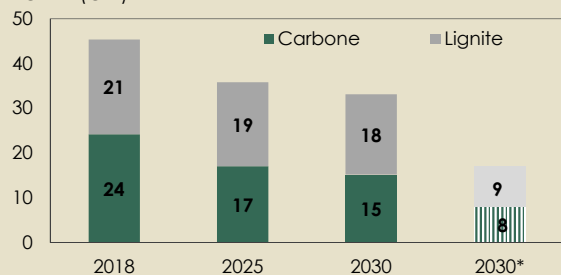
La Germania è un paese esportatore netto che nel 2018 ha esportato circa 46 TWh, con un import dalla Francia intorno agli 8 TWh.

FIGURA 1. EVOLUZIONE CAPACITA' EOLICO E SOLARE (GW)



Fonte: PNEC Germania

FIGURA 2. EVOLUZIONE CAPACITA' INSTALLATA CARBONE E LIGNITE (GW)



*Raccomandazione Commissione sul Carbone

Fonte: PNEC tedesco

Implementando le disposizioni del piano così presentate, la Germania adotterebbe un'azione sostitutiva della capacità fossile e nucleare in dismissione con lo sviluppo di capacità rinnovabile a differenza dell'approccio incrementale che la Francia sembrerebbe voler attuare attraverso una forte espansione delle fonti *green* e la graduale fuoriuscita dall'atomo. Ciò consentirebbe alla Francia di mantenere la posizione di paese esportatore, mentre la ridefinizione del *mix* produttivo tedesco potrebbe portare la Germania ad aumentare l'import quanto più accentuato sarà il programma di *phase-out* dal carbone adottato. Molto dipenderà anche dallo sviluppo della capacità a gas, la cui entrata in funzione di nuovi impianti è raccomandata dalla *Kommission* al fine di accompagnare la fuoriuscita dal carbone.

LE OPERAZIONI DI M&A PER LE RINNOVABILI

A fine 2018 si è registrata un'accelerazione nelle operazioni di M&A per le rinnovabili.

In particolare, si è confermato l'interesse prevalente nel settore fotovoltaico. Le operazioni concluse vedono un *enterprise value* maggiore per gli impianti con potenza superiore ai 10 MW, e più basso per gli impianti sotto i 10 MW.

1. L'operazione più rilevante è quella conclusa da Tages Capital, che attraverso i fondi infrastrutturali Tages Helios, Tages Helios II, ha acquistato da Glennmont Partners 3 impianti fotovoltaici in Veneto e nel Lazio corrispondenti a una capacità di 85.4 MW. In questo modo si conferma secondo operatore italiano del fotovoltaico con 309 MW suddivisi in 109 impianti
2. Sonnedix, finalizzando l'acquisto da Graziella Green Power di 28 impianti fotovoltaici per 53 MW, a cui potrebbero aggiungersi a breve altri 2 MW, rafforza così la sua presenza in Italia raggiungendo una capacità di 181 MW nel fotovoltaico. Sonnedix è una multinazionale, produttrice di energia solare con 138 impianti distribuiti in 8 paesi. Graziella Green Power SpA è la società attraverso cui Graziella Holding Srl opera nel campo della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.
3. Il fondo Equitix Plenum Solar 4 ha acquisito da Sungem Subserfinco Sarl e da Agri Subserfinco Sarl un portafoglio di 40 impianti corrispondenti a una capacità di 31 MW.
4. ERG, tramite la propria controllata ERG Solar Montalto Srl, ha concluso l'operazione di acquisizione da Soles Montalto GmbH, fondo di investimenti, del 78.5% di Perseo Srl acquisendo così il controllo di due impianti fotovoltaici con capacità installata complessiva di 51,4 MW. L'*enterprise value* è stato pari a 221 milioni di euro. Con questa operazione ERG si posiziona all'interno della classifica nei primi cinque operatori fotovoltaici in Italia con oltre 140 MW di potenza installata.
5. Alternus Energy ha concluso l'acquisto di tre impianti fotovoltaici con capacità di 2 MW da Liquid Sun 2010 Srl. L'*enterprise value* corrisposto dalla *subsidiary* italiana (PC Italia 02 Srl) è stato pari a 3.6 milioni di euro.
6. La *holding* industriale Sef ha acquistato da Lugo Immobiliare 5 impianti in provincia di Ravenna corrispondenti a una capacità totale di 7.1 MW
7. Il 25 gennaio 2019 è stata completata l'acquisizione di MF Energy Srl da parte di European Energy A/S. European Energy costruisce parchi eolici, parchi solari e depositi di energia verde su larga scala. M.F. Energia si occupa principalmente di eolico e fotovoltaico.
8. Nordic Solar Energy ha sottoscritto un accordo con Sella Investment per l'acquisto di impianti fotovoltaici in Italia corrispondenti a una capacità di 14 MW. Nordic Solar, società di investimento danese detiene impianti fotovoltaici in Germania, Spagna, Italia, Belgio, UK, Francia, Portogallo e Polonia per complessivi 116 MW. Sella Corporate & Investment Banking è la *business division* del Gruppo Sella specializzata in operazioni di M&A.
9. A inizio febbraio, F2i Sgr, attraverso F2i Energie Rinnovabili Srl, ha concluso l'acquisto da Enel Green Power del restante 50% di EF Solare Italia, divenendone unico azionista. L'operazione rafforza la posizione di EF solare, primo operatore italiano nel settore fotovoltaico che detiene 300 impianti corrispondenti a una capacità complessiva di 800 MW (1/25 della potenza complessiva fotovoltaica in Italia nel 2018),

TARGET	ACQUIROR	VENDOR	TIPOLOGIA IMPIANTI	Enterprise value (migliaia €)	Potenza (Mw)	EV/MW
Graziella Green Power	Sonnedit	Graziella Holding	PV		53	
Sungem Holding Italy	Equitix Plenum Solar	Sungem Subserfinco Srl Agri Subserfinco Srl	PV		31	
Perseo Srl	ERG Solar Montalto Srl	Soles Montalto GmbH	PV	221 000	51.4	4 300
Liquid Sun	Pcitalia02 SRL	Liquid Sun 2010 srl	PV	3 650	2.24	1 629
Lugo Agricola Srl and Lugo Solartech Srl	SEF Srl	Receiver Lugo Agricola Srl and Lugo Solartech Srl	PV		7.1	
MF Energy Srl	European Energy A/S	MPE (Merloni Progetto Energia) Amec Foster Wheeler Italiana Srl	PV			
50% Enel F2i Solare Italia SpA	F2i	Enel Green Power	PV	650 000	410	3 171
	Nordic Solar Energy	Sella Investment	PV		14	
Clean Energy Partners	Tages Capital SGR	Clean Energy Partners	PV	300 000	85	3 529
Rete rinnovabile	F2i	Terra Firma	PV	1 300 000	334	3 892
Silver Ridge Power Italia Srl	Amaranto Holding SpA		PV	-	105.6	
Forvei	Erg	Vei Green	PV	336 000	89	3 775
-	F2i	Enel	BIOMASSA	335 000	47	3 131
			BIOMASSA		48	
			1 impianto in costruzione		12	
-	F2i	3 New Srl	PV		51.5	
Wind Farm Deliceto Srl	Innogy Italia SpA	Imprese e sviluppo Srl	EOLICO	-	46	
-	Compagnia Valdostana delle Acque	Tozzi Sud SpA	EOLICO	-	37.2	
Alisei wind	Plc Power Srl	C&C Energy Srl	EOLICO	750	16	
Spv	Sonnedit Ltd	Ternienergia SpA	PV	31 300	11	2 845
Solar Energy Italia Srl	Nextpower Italia Srl	Tep Solar Holding Ltd	PV	8 600	8.4	1 024
Electrawind Pontedera Srl	Compagnia Valdostana delle Acque	Electrawinds Pontedera Srl	EOLICO	-	8	
Ensicop Srl	My Invest Srl	GIMA Srl	PV	-	-	
-	Allianz Global Investor	Pohlin family Ramonda family	PV	-	7.5	
Srh Augusta Prima Srl	IFA energy service SRL	Winaico Bv	PV	3 235	0.9936	3 256
TS Energy Europe	A2A	Zhongli Talesun Solar Group	PV	70 000	43	1 628
Murge Green Power	Clere AG	Tolo Vendor	PV	5 000	5	1 000
Frendi Scotta Srl	SRC Hydro Srl Arnolfo Srl	Frendy Energy SpA	IDRO	4 600	2	2 300

Fonte: elaborazioni REF-E

GARE GAS

MONITORAGGIO GARE GAS

M&A

- I prossimi mesi saranno decisivi per l'assetto organizzativo di Ascopiave. Infatti, entro il 15 aprile 2019, sono attese le manifestazioni di interesse e le offerte non vincolanti degli operatori interessati a instaurare una *partnership* con il gruppo. Dall'estate scorsa molti operatori hanno prospettato la possibilità di investimento nella compagnia. A2A ed Edison hanno già offerto diverse soluzioni. Ascopiave ha lasciato trapelare qualche indicazione di massima in merito alla sua strategia, già in essere, che vedrà il gruppo focalizzato nell'attività di distribuzione. A2A è presente in soli due ATEM in cui opera Ascopiave. Questi sono Cremona 2 e Vicenza 3. In particolare, A2A è operatore dominante nel primo con una quota di mercato in termini di PDR pari all'82% ([Newsletter 226-227](#)).
- A fine gennaio Ascopiave e Unigas hanno siglato un accordo per la fusione delle due compagnie. Ascopiave già detiene il 48% della società che opera nell'ATEM Bergamo 3 con 332 concessioni, 95 mila PDR e un valore totale di RAB stimato pari a 21.7 milioni. Il completamento dell'operazione è previsto entro il primo semestre 2019. Questa fusione si inserisce nella strategia, già in essere del gruppo.

STRATEGIE

- A fine febbraio Italgas ha annunciato che, entro fine anno, vorrà acquisire 60 mila PDR, 6 volte in più rispetto al risultato raggiunto lo scorso anno. Il gruppo sembra avere un atteggiamento ottimistico sul futuro delle gare. Infatti, ci si aspetta parteciperà ai seguenti bandi nel 2019.
 1. Firenze: dove Toscana Energia, controllata di Italgas, detiene il 98% dei PDR
 2. Torino 1: dove il gruppo è l'unico operatore attivo
 3. Genova: dove Italgas ha una quota di mercato superiore al 20%, mentre Iren Spa controlla più del 70%
 4. La Spezia: dove Italgas detiene il 100%
 5. Forlì- Cesena: dove Italgas è il terzo operatore con quota marginale, preceduto da Hera Spa che controlla la maggior quota di mercato con oltre il 91% e 2i Rete Gas con il 7.5%
 6. Perugia: quote inferiori per Italgas con solo il 17% si attesta terzo operatore, il primo è 2i Rete Gas con il 44%, seguito da Valle Umbra Servizi Spa
 - Il TAR del Veneto e il TAR della Valle d'Aosta hanno dato il via libera ai bandi che erano stati sospesi per gli ATEM di:
 - Belluno: dove Italgas detiene il 19 % dei PDR e il primo operatore è BIM Belluno Infrastrutture Spa con l'81%
 - Aosta: Italgas è l'unico operatore
- Rimane attivo l'interesse di Italgas a conquistare la maggioranza di Toscana Energia, di cui attualmente detiene il 50%.

BANDI DI GARA

- Nuovo rinvio per l'ATEM Udine 2. Il termine di presentazione della domanda di partecipazione alla gara è stato spostato a pochi giorni dalla data originariamente prevista, con una proroga di tre mesi, al 10/5/2019. Il Comune di Udine, in qualità di stazione appaltante, ha chiarito che le richieste di documentazione dovranno essere presentate entro il 19 aprile. L'ATEM Udine 2 comprende 18 Comuni, ospita circa 91 mila PDR, una rete di 1,191 km, e una RAB totale stimata di 43 milioni di euro. Hera Spa controlla la maggior quota di mercato con oltre il 93% dei PDR nell'ATEM. Seguono Acsm-Agam Spa (gruppo A2A) con il 4.6% e 2i Rete Gas con il 2% ([Newsletter 226-227](#)).
- Ulteriore rinvio dei termini per la pubblicazione del bando di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione di gas naturale per l'ATEM di Trento, da fine 2018 a fine 2019. L'ATEM Trento comprende 112 Comuni, ospita circa 179 mila PDR, una rete di circa 2,600 km e una RAB totale di 188 milioni di euro. Il gruppo che controlla la maggior quota di mercato è Dolomiti Energia, con oltre l'89% dei PDR nell'ATEM. Seguono Alto Garda servizi con il 4% e Servizi territoriali est trentino con il 3%. Italgas e 2i Rete Gas quote marginali ([Newsletter 204-205](#)).
- ARERA ha approvato ([delibera 56/2019/R/gas](#)) i valori di VIR di 24 Comuni nell'ATEM Modena 1, ritenendoli idonei ai fini dei riconoscimenti tariffari. Il Comune di Modena, stazione appaltante dell'ATEM, aveva provveduto a diverse comunicazioni della differenza VIR/RAB. Ha recepito, in più occasioni, le indicazioni di ARERA, e ha poi trasmesso in data 4 febbraio il modulo di completamento degli invii. L'ATEM Modena 1 comprende 25 Comuni, circa

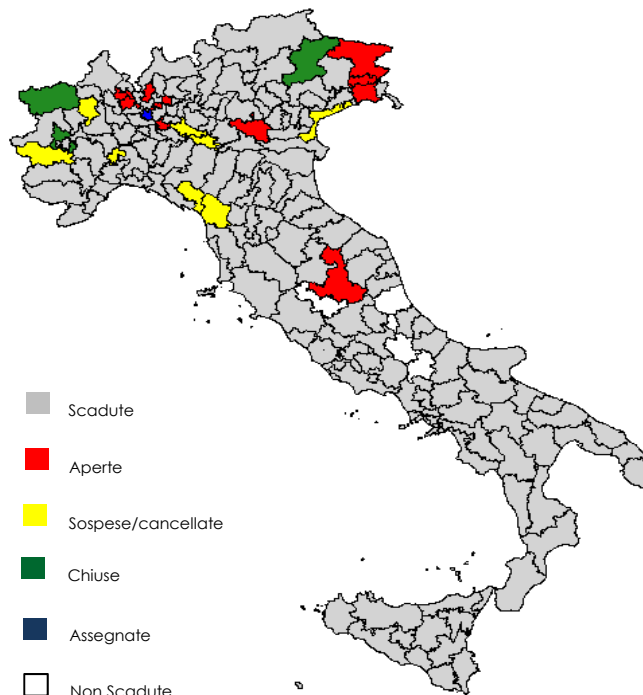
230 mila PDR e una rete di oltre 3 mila km, per una RAB stimata di 150 milioni di euro. Il gruppo Hera Spa, tramite la propria controllata INRETE Distribuzione Energia Spa, serve oltre il 50% dei PDR. AIMAG Spa controlla quasi la totalità del resto del mercato, con circa il 47% del totale. Il terzo e ultimo operatore è 2i Rete Gas che serve circa il 5% dei PDR nell'ATEM ([Newsletter 225](#)).

- Dopo aver ricevuto il bando di gara per l'ATEM Vicenza 3, lo scorso 28 Gennaio, l'Autorità ha richiesto integrazioni della documentazione inviata e ne ha differito l'analisi. L'ATEM Vicenza 3 comprende 43 Comuni, di cui 14 montani e 3 non metanizzati; ospita circa 103 mila PDR, una rete di circa 1,824 km e una RAB totale di circa 62 milioni di euro, di cui il 78% in concessioni Post Letta. Il gruppo che controlla la maggior quota di mercato è Ascopiave, con oltre il 78% dei PDR nell'ATEM. Seguono Edison con il 9% e A2A con il 6% ([Newsletter 228](#)).

RICORSI

- Continua, arricchendosi di nuovi capitoli, la diatriba per la gara per l'ATEM Milano 1. 2i Rete Gas vede negata, per il momento, la possibilità di accesso agli atti concessa nell'udienza del 7 febbraio e che il TAR della Regione Lombardia aveva accolto. Unareti ha presentato immediatamente appello contro tale decisione del TAR. Il Consiglio di Stato ha accolto il ricorso, ribaltando la precedente sentenza. Si è oggi in attesa della Camera di Consiglio, fissata per il 21 marzo 2019 ([Newsletter 226-227](#)).

PUBBLICAZIONE BANDI GARE GAS: LO STATO DELL'ARTE



VALUTAZIONE SINTETICA GARE GAS

GARE ASSEGNATE							
INFORMAZIONI GENERALI							
Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	Pubblicazione	Scadenza offerte	Concessionario (Gruppo)	Numero offerenti	Punteggio offerta vincente
1	MILANO 1	631/2015/R/gas	23/12/2015	16/01/2017	A2A S.p.A.	2	98.12

GARE CHIUSE							
INFORMAZIONI GENERALI							
Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Numero offerenti	
1	TORINO 2	687/2016/R/gas	59/2016/R/gas	29/12/2015	28/06/2017	1	
2	BELLUNO	455/2016/R/gas	26/2016/R/gas	27/12/2016	01/09/2017	4	
3	VALLE D'AOSTA	906/2017/R/gas		28/03/2018	01/10/2018	3	

MANIFESTAZIONI D'INTERESSE SCADUTE											
INFORMAZIONI GENERALI							VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ				
Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Deadline	Densità	Frammentazione	Dimensione	Post Letta	Grandi Operatori	Globale
1	UDINE 1	NO		23/12/2015	29/02/2016	BASSA	●	●	●	●	●
2	UDINE 3	NO		10/02/2016	06/06/2016	BASSA	●	●	●	●	●
3	PERUGIA 2	NO		28/12/2015	29/12/2017	BASSA	●	●	●	●	●

MANIFESTAZIONI D'INTERESSE IN SCADENZA											
INFORMAZIONI GENERALI							VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ				
Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Deadline	Densità	Frammentazione	Dimensione	Post Letta	Grandi Operatori	Globale
1	VARESE 3	NO		12/07/2017	31/03/2019	MEDIA	●	●	●	●	●
2	MONZA E BRIANZA I	NO		29/12/2015	30/04/2019	ALTA	●	●	●	●	●
3	COMO 1	NO		08/08/2018	30/04/2019	MEDIA	●	●	●	●	●
4	BERGAMO 3	NO		03/08/2018	31/05/2019	MEDIA	●	●	●	●	●
5	VERONA 2	in corso		30/12/2016	30/06/2019	BASSA	●	●	●	●	●
6	VARESE 2	NO		11/09/2015	30/07/2019	MEDIA	●	●	●	●	●
7	LODI 1	NO		30/12/2015	30/09/2019	MEDIA	●	●	●	●	●
8	VICENZA 3	in corso	284/2018/R/gas	15/12/2018	30/09/2019	BASSA	●	●	●	●	●

GARE IN SCADENZA											
INFORMAZIONI GENERALI							VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ				
Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Deadline	Densità	Frammentazione	Dimensione	Post Letta	Grandi Operatori	Globale
1	UDINE 2	399/2018/R/gas	880/2017/R/gas	04/11/2015	10/05/2019	MEDIA	●	●	●	●	●

GARE ANNULLATE O SOSPESSE												
INFORMAZIONI GENERALI								VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ				
Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza EOI	Scadenza offerte	Densità	Frammentazione	Dimensione	Post Letta	Grandi Operatori	Globale
1	VENEZIA 1	368/2016/R/gas		28/12/2015		Annullata	MEDIA	●	●	●	●	●
2	MASSA-CARRARA	in corso	142/2017/R/gas	21/12/2015	Sospesa		MEDIA	●	●	●	●	●
3	ALESSANDRIA 2	NO	113/2016/R/gas	22/12/2015	Sospesa		MEDIA	●	●	●	●	●
4	TORINO 3	NO		22/12/2015	Sospesa		BASSA	●	●	●	●	●
5	BIELLA	NO		29/12/2015		Sospesa	BASSA	●	●	●	●	●
6	LUCCA	in corso		30/12/2016	31/08/2018	Revocata	MEDIA	●	●	●	●	●
7	CREMONA 2 E CREMONA 3	NO		24/12/2015	02/12/2019	Sospesa	BASSA	●	●	●	●	●

BANDI INVIATI ARERA												
INFORMAZIONI GENERALI								VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ				
Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza EOI	Scadenza offerte	Densità	Frammentazione	Dimensione	Post Letta	Grandi Operatori	Globale
1	GENOVA 1	in corso	69/2018/R/gas	NO	-		ALTA	●	●	●	●	●
2	ROMA 1	650/2015/R/gas		NO	-		ALTA	●	●	●	●	●
3	FORLÌ-CESENA	517/2016/R/gas	67/2016/R/gas	NO	-		BASSA	●	●	●	●	●
4	TORINO 1	30/2018/R/gas	NO	NO	-		ALTA	●	●	●	●	●
5	LIVORNO	in corso	283/2018/R/gas	NO	-		ALTA	●	●	●	●	●
6	FIRENZE 1	in corso		NO			MEDIA	●	●	●	●	●
7	MODENA 1	in corso		NO			MEDIA	●	●	●	●	●

Aggiornato al 27/02/2019

Grado potenziale concorrenzialità: ● ALTO ● MEDIO ● BASSO

NOTA METODOLOGICA

Scadenza: termini per il ricevimento delle offerte o delle domande di partecipazione (EOI) in caso di procedura ristretta.

Iter procedurale: riporta se al momento esistono impedimenti al regolare rispetto delle tempistiche dettate dal bando.

Densità: ALTA > 0.12 PDR/m; MEDIA 0.07 - 0.12 PDR/m; BASSA < 0.07 PDR/m.

Il grado di concorrenzialità è indicativo, calcolato su dati oggettivi e pubblicamente disponibili. La gradazione indica un grado di concorrenzialità da minimo (rosso) a massimo (verde). La valutazione è frutto della stima indipendente di REF-E e non rappresenta in alcun modo una previsione sul comportamento delle imprese nelle gare né di andamento delle stesse. REF-E declina ogni responsabilità in merito all'utilizzo delle informazioni riportate.

Frammentazione: rileva il grado di concentrazione basato sulla quota di mercato dell'operatore principale.

Dimensione: rileva la dimensione dell'ATEM. Piccoli: < 100,000 PDR; medi: tra 100,000 e 300,000; grandi: > 300,000.

Post Letta: rileva la presenza di *enclave* con scadenza superiore al 2020.

Grandi operatori: rileva se l'ATEM può essere considerato di interesse strategico per le maggiori imprese di distribuzione a livello nazionale.

DATI DI MERCATO

ENERGIA ELETTRICA: DOMANDA E OFFERTA CUMULATA
(GWh e variazioni tendenziali)

	2018*	2017*	Var. %
Domanda	321 910	320 437	0.5%
Produzione netta	280 150	285 233	-1.8%
- Termoelettrico	184 968	199 615	-7.3%
- Rinnovabili**	95 182	85 618	21.2%
Saldo estero	43 912	37 761	16.3%

*Fino a Ottobre ** Idroelettrico, Geotermoelettrico, Eolico e Fotovoltaico
Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

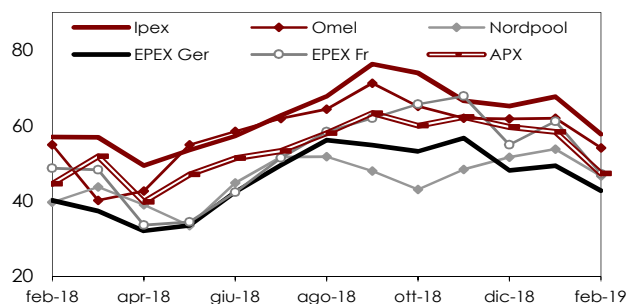
GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE
(Gmc e variazioni tendenziali)

	AS 2019	AS 2018	Var. %	AT 2018	AT 2017	Var. %
Industriale	2.3	2.4	-2.8%	5.9	6.2	-4.7%
Termoelettrico	4.2	3.9	7.1%	10.6	10.9	-3.2%
Distribuzione	10.4	9.6	8.9%	20.5	20.8	-1.5%
Altro	0.4	0.4	-9.2%	0.8	1.0	-18.0%
Totale	17.3	16.3	6.3%	37.8	38.9	-2.9%

Valori cumulati al 24/02/2019

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

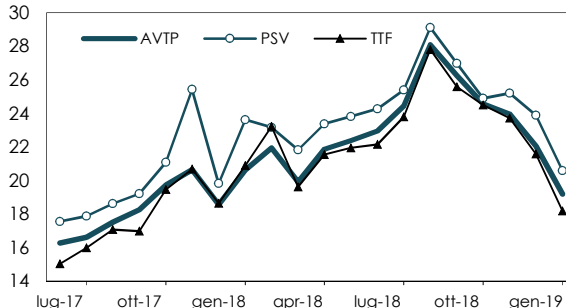
ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato al 27/02/2019

Fonte: Borse Europee

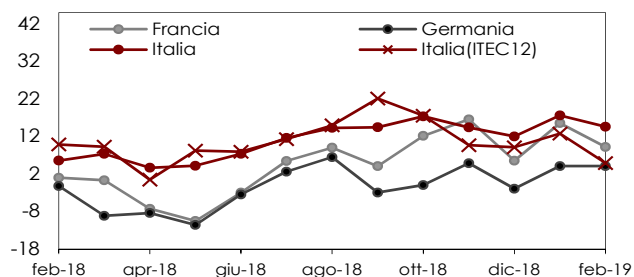
GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 25/02/2019

Fonte: elaborazione REF-E su dati Thomson Reuters

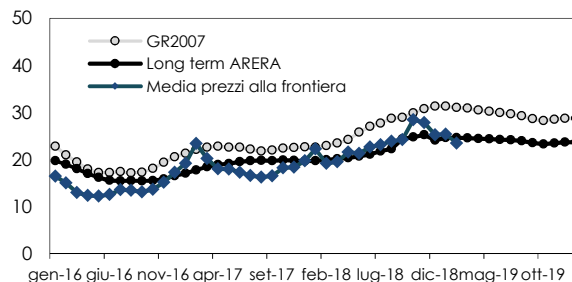
ENERGIA ELETTRICA: SPARK SPREAD IN EUROPA
(€/MWh)



Calcolato su prezzi spot (PEG, Gaspool e PSV). Medie mensili
Ultimo dato al 27/02/2019

Fonte: elaborazioni REF-E

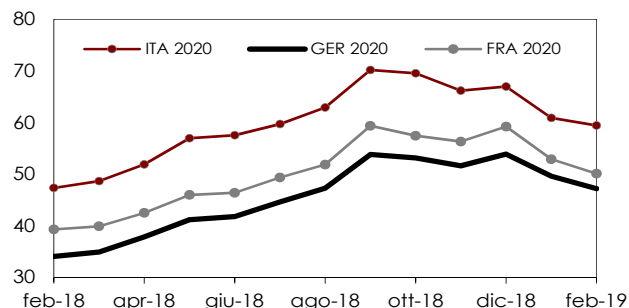
GAS NATURALE: PREZZI APPROVVIGIONAMENTO LONG-TERM
(€/MWh)



Confronto al PSV. Long term ARERA: PTOF 649/2016/R/gas

Fonte: elaborazioni REF-E su WGI, Thomson Reuters e ARERA
forward al 25/02/2019

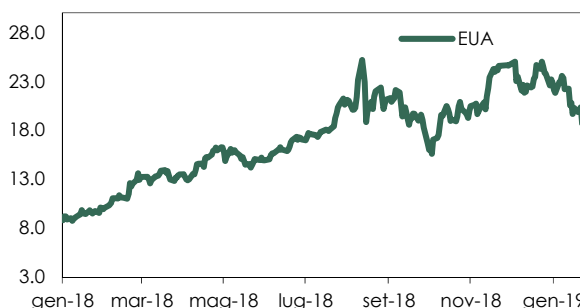
ENERGIA ELETTRICA: FUTURE ANNUALI
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 22/02/2019

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

PREZZO DELLA CO2
(€/tCO2 eq.)



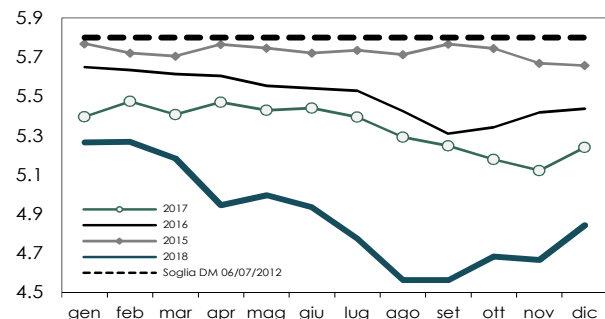
Prezzi giornalieri. Ultimo dato al 25/02/2019

Fonte: Reuters su EEX

DATI SETTORI INCENTIVATI E REGOLATI

CONTATORE GSE RINOVABILI

Costo cumulato annuo (miliardi di euro)

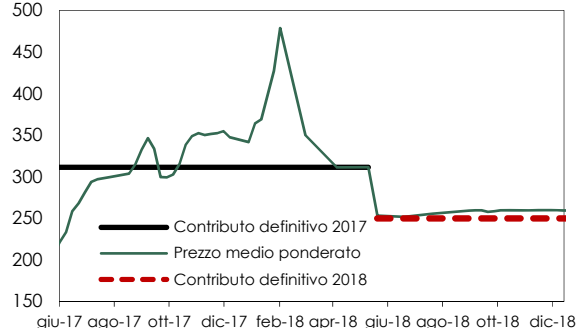


Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico.

Fonte: GSE

TEE: PREZZI DI BORSA E CONTRIBUTO TARIFFARIO

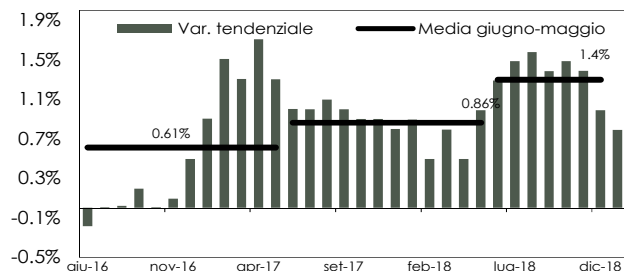
(€/TEE)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, ARERA

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)

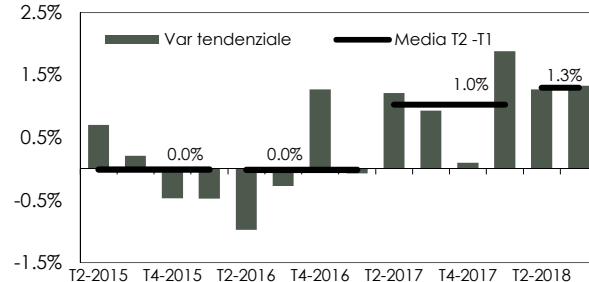


* Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati
Ultimo dato Gen 2019

Fonte: Istat

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



*Deflatore investimenti fissi lordi. Ultimo dato T3-2018

Edizione dati Istat: nov 2018

Fonte: Istat

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA DOMESTICI RESIDENTI (€/cent/kWh)

Componente	I 2018	II 2018	III 2018	IV 2018	I 2019
Energia, dispac. e commerc.	10.02	8.32	10.49	11.88	10.83
Costi infrastrutture e UC	3.87	3.87	3.87	3.87	3.92
Oneri generali di sistema	4.05	4.26	3.22	3.22	4.21
Totale - tasse escluse	17.94	16.45	17.58	18.97	18.96

Consumi 2,700 kWh/a e potenza impegnata 3 kW

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

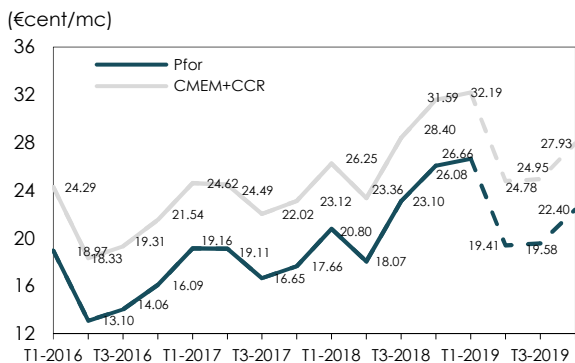
ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA PMI (BTA5) (€/cent/kWh)

Componente	I 2018	II 2018	III 2018	IV 2018	I 2019
Energia, dispac. e commerc.	7.51	6.47	8.82	10.05	9.46
Costi infrastrutture e UC	2.76	2.76	2.76	2.76	2.79
Oneri generali di sistema	7.16	7.47	6.61	6.61	7.79
Totale - tasse escluse	17.44	16.71	18.19	19.43	20.04

Consumi 25,000 kWh/a e potenza impegnata 15 kW

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

GAS NATURALE: APPROVVIGIONAMENTO IN TUTELA (€/cent/mc)



PCS 38.52 MJ/mc, Previsioni (tratteggiato) su forward al 27/02/2019

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Alba e Autorità

GAS NATURALE: PREZZI IN TUTELA DOMESTICI (€/cent/mc)

Componente	I 2018	II 2018	III 2018	IV 2018	I 2019
Approvvig. e vendita	31.33	28.44	33.49	36.67	37.29
Costi di trasporto	4.55	3.73	4.02	4.88	4.80
Costi di distribuzione	9.21	9.21	9.21	9.21	9.98
Oneri generali di sistema	2.62	2.62	2.36	2.36	2.65
Totale - tasse escluse	47.71	44.01	49.08	53.12	54.72

Consumi 1,400 Smc/a

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

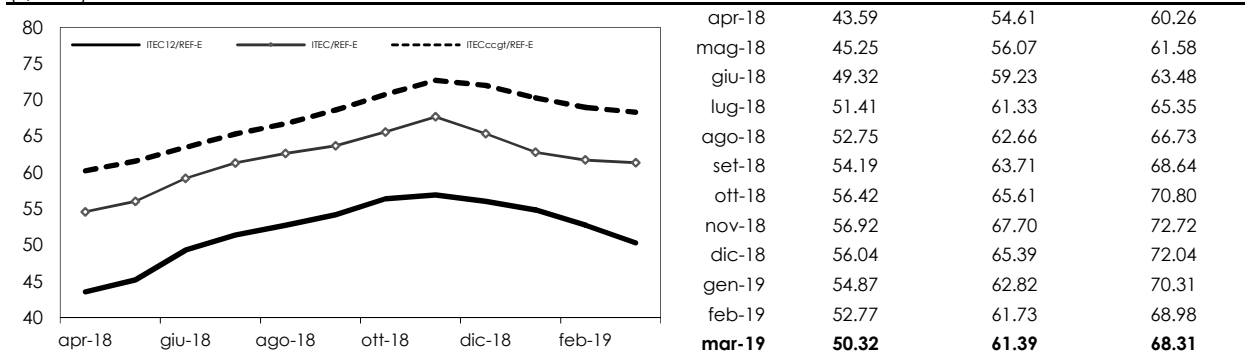
L'EVOLUZIONE DI ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di febbraio è pari a 52.77 €/MWh, in calo del 3.8% sul dato di gennaio (54.87 €/MWh). L'andamento al ribasso dell'indice è legato all'andamento dei prezzi delle *commodities* sottostanti durante il mese di gennaio, con tasso di cambio \$/€ in calo.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di febbraio si attesta a 61.73 €/MWh, in calo dell'1.7% sul valore consuntivo di gennaio (pari a 62.82 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di febbraio si attesta a 68.98 €/MWh, in calo dell'1.9% rispetto al consuntivo del mese precedente (70.31 €/MWh). Tali andamenti sono legati alle variazioni del valore di mercato dei combustibili registrato negli ultimi mesi, al netto del tasso di cambio €/€ in calo durante il mese di gennaio.

Il valore *forward* per il mese di marzo dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 22 febbraio, è pari a 50.32 €/MWh, in calo del 4.6% rispetto al consuntivo di febbraio. I valori *forward* per il mese di marzo di **ITEC/REF-E** e **ITECccgt/REF-E**, anch'essi aggiornati al 22 febbraio, sono pari a 61.39 €/MWh e 68.31 €/MWh, il primo in calo dello 0.6%, mentre il secondo dell'1% rispetto al consuntivo di febbraio.

EVOLUZIONE DI ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E E ITECccgt/REF-E
(€/MWh)



Fonte: elaborazione REF-E

ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E di marzo sono calcolati da REF-E su dati di mercato e valori giornalieri Reuters al 22/2/2019. Valori consuntivi calcolati da REF-E su dati Reuters.

Cos'è ITEC12/REF-E

ITEC12/REF-E incorpora l'evoluzione nel *mix* produttivo del parco termoelettrico italiano e le mutate strategie di approvvigionamento e di indicizzazione della materia prima. Il nuovo indice, costruito utilizzando dati Platts e aggiornato mensilmente, è caratterizzato dalla semplicità della formula di indicizzazione e dalla inclusione di componenti di prezzo *spot* nella determinazione dei costi di approvvigionamento per gli impianti a ciclo combinato. La pubblicazione dell'indice è cominciata dal mese di luglio 2012.

Cos'è ITEC/REF-E

ITEC/REF-E è l'indice creato nel 2004 al fine di fornire al mercato un riferimento di costo di generazione semplice, liquido, trasparente e rappresentativo. ITEC/REF-E è utilizzato da numerosi operatori quale riferimento per i contratti di fornitura di energia elettrica, rappresentando un riferimento per il mercato.

Da agosto 2017 il *provider* dei dati, utilizzato per il calcolo dell'indice è Reuters.

REF-E si impegna a mantenere la formula di ITEC nella sua struttura attuale fino al 31 dicembre 2019.

Per ulteriori informazioni o commenti contattare:
Dr. Domenico Biasi - tel. 02 43441024 - Email: itec@ref-e.com



Indice Month Ahead Gas Italia

PROGETTO MAGI

COSA È MAGI

MAGI è un indice *month ahead* del prezzo gas al PSV. MAGI è indipendente, affidabile e trasparente: è calcolato su una media ponderata tra una componente di *survey* (30%) e una componente basata su transazioni effettivamente concluse (70%) per consegne nel mese successivo.

La metodologia sviluppata mira a far emergere il reale valore di mercato del gas eliminando possibili *gaming* da parte degli operatori. Il risultato della *survey* è pubblicato quotidianamente, mentre le transazioni sono aggiunte a fine mese, in tal modo gli operatori possono seguire le tendenze del mercato e avere un'idea della differenza tra le due componenti. Prima della pubblicazione un *auditor* verifica ambedue le componenti, che vengono pubblicate ogni mese in modo da garantire la massima trasparenza sul meccanismo di formazione dell'indice.

PERCHÈ MAGI

Gli indici *month ahead* possono essere utilizzati nei contratti di fornitura per le centrali termoelettriche, per i grandi consumatori industriali, o nei contratti di acquisto da produttori indipendenti. Tali indici hanno tipicamente una liquidità sottostante maggiore e una volatilità minore rispetto agli indici del giorno prima o di bilanciamento.

MAGI è trasparente, affidabile e indipendente: è pensato per riflettere i fondamentali del mercato del gas così come previsti dagli operatori con un mese di anticipo, e per permettere a tutti gli operatori di esprimere la loro *view* attraverso le transazioni concluse o proposte. MAGI fornisce finalmente un riferimento di prezzo affidabile da poter essere utilizzato nei contratti di compravendita e offre la possibilità di annullare l'esposizione di mercato attraverso la contrattazione di strumenti efficienti come i contratti di *swap*.

GLI SPONSOR

Gli *sponsor* del progetto MAGI sono Alba Soluzioni, REF-E e TFS Energy. Alba Soluzioni effettua le rilevazioni, REF-E esegue l'*auditing* mentre TFS coordina il progetto. Il progetto, regolato da un accordo tra le parti, è comunque aperto ad altre sponsorizzazioni.

Gli operatori coinvolti nella fase di realizzazione dell'indice (*survey* o transazioni) sono circa 60, la lista è pubblica e aggiornata costantemente.

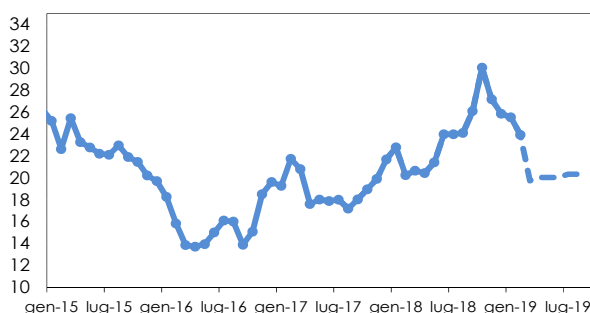
ANDAMENTO

L'indice gas MAGI consuntivo per febbraio 2019 è pari a 23.94 €/MWh, risultato della componente transazione e della componente derivante dalla *survey* che si attestano rispettivamente a 23.99 €/MWh e 23.81 €/MWh.

La quotazione del prodotto con consegna a febbraio 2019 è diminuita rispetto a quella per le consegne di gennaio 2019, ma risulta maggiore rispetto a quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (20.26 €/MWh). Il volume complessivo transato (17,705 MW) è raddoppiato rispetto a febbraio 2018, mentre il numero di transazioni registrate è aumentato del 69% (548 contro 325).

Al 23 febbraio, gli scambi del prodotto con consegna a marzo 2019, relativi a un campione di 271 operazioni e un volume totale scambiato di 6,186 MW, indicano un prezzo di 20.17 €/MWh, in diminuzione rispetto al valore consuntivo del prodotto con consegna a febbraio 2019.

EVOLUZIONE DI MAGI (storico e curva a termine indicativa)
(€/MWh)



Per maggiori informazioni contattare Info@magindex.org o sul sito www.magindex.org o contattare uno degli *sponsor*:

www.albasoluzioni.com

www.ref-e.com

www.tfsbrokers.com