



Sottoscrittori

A2A SpA, Acea Energia SpA, Acegas Aps
Amga, AET Azienda Elettrica Ticinese,
Axpo Italia SpA, CSEA Cassa per i
Servizi Energetici e Ambientali, CVA
Trading Srl, Dolomiti Energia SpA, E.ON
Italia SpA, Edison SpA, Engie Italia, EP
Produzione SpA, Erg Power Generation,
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

MERCATO ELETTRICO

● Smart metering: obblighi per tutti i distributori?

Sembrano ormai maturi i tempi per avviare l'installazione obbligatoria dei contatori di seconda generazione per tutti i distributori elettrici, dopo l'avvio del piano di sostituzione volontaria da parte di e-distribuzione che ha già coinvolto circa 5 milioni di clienti finali. La difficoltà di reperire sul mercato contatori di prima generazione, gli obblighi di revisione periodica dei misuratori imposti dalla legislazione europea, i timori legati alla creazione di un "paese a due velocità" suggeriscono che i costi dell'attesa siano superiori a quelli dell'avvio e hanno portato l'ARERA a suggerire l'imposizione dell'obbligo per tutti i principali distributori tra il 2022 e il 2025. Rimane, tuttavia, in sospeso il tema delle performace attese sulla Chain 2, la linea di comunicazione che dovrebbe consentire l'accesso in tempo reale ai dati da parte dei consumatori, funzionalità che rappresenta il vero valore aggiunto dei misuratori di seconda generazione.

pag. 3

ENERGIE RINNOVABILI ED EFFICIENZA

● Efficienza negli edifici: obiettivi sempre più sfidanti

Dalla nuova Direttiva europea sull'efficienza energetica alla proposta di PNIEC, le politiche di modernizzazione e ristrutturazione degli edifici finalizzate al miglioramento delle prestazioni di efficienza energetica rivestono un ruolo sempre più importante per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione. Gli interventi massivi non sono più rimandabili in un settore (quello residenziale) che conta per il 40% dei consumi energetici complessivi e che vanta enormi potenzialità. Gli strumenti sono quelli già in campo e che vengono progressivamente potenziati: obblighi per i nuovi edifici e detrazioni fiscali per le ristrutturazioni. Dalle detrazioni, in particolare, è atteso un sforzo importante rispetto all'attuale, che dovrebbe portare al risparmio di più di 3 Mtep/anno entro il 2030.

pag. 6

GARE GAS

● Monitoraggio gare gas

Le tariffe definitive del 2018 fanno stimare una RAB complessiva del settore in leggero aumento rispetto al 2017, anche se i dati provvisori del 2019 riportano sul trend decrescente che si osserva da qualche anno: solo nella misura gli investimenti superano gli ammortamenti portando a un aumento del capitale investito. Piuttosto vivace il quadro per i bandi e per le M&A, grazie all'apertura di una nuova procedura (quella per VICENZA 4) e all'interesse sempre più elevato per gli asset di Ascopiave in cerca di alleanze.

pag. 10

INDICI

● ITEC e Magi

pag. 13

Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

Domenico Biasi, Virginia Canazza, Giacomo Ciapponi, Paolo Ciliento, Federico Clementi, Federica Davò, Tommaso Franci, Ana Georgieva, Jacopo Guarnaccia, 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**.

MERCATO ELETTRICO

SMART METERING: OBBLIGHI PER TUTTI I DISTRIBUTORI?

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [DCO 100/2019/R/eel](#)
- [Decreto MISE 93/2017](#)
- [Delibera 222/2017/R/eel](#)
- [Delibera 646/2016/R/eel](#)
- [Decreto MISE 60/2015](#)
- [Decreto Legislativo 22/2007](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Al via la sostituzione di 41 milioni di contatori elettrici](#) (Newsletter 209)
- [Un nuovo paradigma regolatorio per i misuratori 2.0](#) (Newsletter 204-205)
- [Regolazione 2.0 per gli smart meter 2G](#) (Newsletter 202)
- [La misurazione e le nuove sfide regolatorie](#) (Newsletter 201)
- [Smart meter: aspetti tecnologici, economici e regolatori della gestione intelligente della rete](#) (Working Paper REF-E 15/2017)

TAG

retail elettrico, smart metering

Sembrano ormai maturi i tempi per avviare l'installazione obbligatoria dei contatori di seconda generazione per tutti i distributori elettrici, dopo l'avvio del piano di sostituzione volontaria da parte di e-distribuzione che ha già coinvolto circa 5 milioni di clienti finali. La difficoltà di reperire sul mercato contatori di prima generazione, gli obblighi di revisione periodica dei misuratori imposti dalla legislazione europea, i timori legati alla creazione di un "paese a due velocità" suggeriscono che i costi dell'attesa siano superiori a quelli dell'avvio e hanno portato l'ARERA a suggerire l'imposizione dell'obbligo per tutti i principali distributori tra il 2022 e il 2025. Rimane, tuttavia, in sospeso il tema delle performace attese sulla Chain 2, la linea di comunicazione che dovrebbe consentire l'accesso in tempo reale ai dati da parte dei consumatori, funzionalità che rappresenta il vero valore aggiunto dei misuratori di seconda generazione.

Negli ultimi mesi Enel ha dunque avviato un piano di sostituzione dei misuratori elettronici con quelli di nuova generazione. Un'operazione importante, ma non esente da critiche, soprattutto in relazione alle tempistiche e alla tecnologia scelta per la sostituzione¹. L'ARERA torna quindi sul tema (DCO 100/2019) sollevando una serie di problematiche: quella dei costi causati dalla normativa sulla verifica periodica dei misuratori, e dell'incentivo alla sostituzione prima della fine della vita utile; quella causata dall'interruzione della produzione dei misuratori 1G del principale fornitore avvenuta nella seconda metà del 2017, che costringe le imprese distributrici a installare misuratori 2G con funzionamento 1G una volta terminate le scorte di magazzino; ma, soprattutto, quella creata dalla discriminazione degli utenti nell'accesso ai servizi di smart metering, già sorta nel 2001 quando e-distribuzione SpA aveva avviato per prima l'installazione di misuratori intelligenti di prima generazione su base volontaria con un anticipo di ben 5 anni rispetto agli altri distributori. I clienti di e-distribuzione a cui viene installato il misuratore di seconda generazione continuano così godere di un servizio effettivamente negato agli utenti degli altri distributori.

DEROGARE LA VERIFICA DEI MISURATORI POST-MID EVITEREBBE GLI EXTRA-COSTI PER I CONSUMATORI

Per meglio comprendere perché l'Autorità affronta il tema della verifica periodica dei misuratori di energia elettrica bisogna individuare il quadro legislativo che ne disciplina la tempistica e le modalità. Con la direttiva europea 22/2004 "Measuring Instruments Directive" (MID), l'Unione Europea ha armonizzato gli aspetti legati alla metrologia legale tra gli Stati membri, rendendone applicabili le disposizioni a partire dal 30 ottobre 2006. La direttiva MID è stata recepita in Italia il 2 febbraio 2007 con il decreto legislativo n. 22 che delegava a successivi decreti ministeriali l'introduzione dei criteri per l'esecuzione dei controlli metrologici, esentando dai controlli i contatori già in uso prima del 30 ottobre 2006. Su questa base legislativa il 24 marzo del 2015 il Ministro dello Sviluppo Economico ha emanato il decreto n. 60 che obbliga le imprese distributrici a verificare ogni 15 anni che i dispositivi di misurazione di energia elettrica in bassa tensione, omologati secondo gli standard del MID, detti misuratori post-MID, rispettino determinati requisiti tecnici. Dopo due anni, con il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 93/2017, sono state introdotte norme transitorie per la gestione della verifica periodica, concedendo all'Autorità la possibilità di posticipare i termini della prima verifica, qualora fossero stati presentati dei piani di miglioramento dei servizi di sostituzione dei misuratori esistenti evitando oneri sproporzionati. L'Autorità ritiene che questa norma sia incompleta, in quanto tecnicamente non permette di applicare delle deroghe ai misuratori post-MID. Sebbene questo possa apparire come un mero cavillo legale, all'atto pratico induce un comportamento inefficiente dato dal connubio fra questo contesto normativo e i costi opportunità delle imprese distributrici: per i distributori la verifica periodica rappresenta un costo operativo superiore all'esborso per l'acquisto di nuovi misuratori, di conseguenza per i distributori è economicamente vantaggioso sostituire direttamente i contatori piuttosto che verificarne il rispetto dei parametri, pertanto la verifica periodica si trasforma in sostituzione periodica. Preso atto di questa situazione e del contesto legislativo vigente, l'Autorità nel documento

¹ "Smart meter: aspetti tecnologici, economici e regolatori della gestione intelligente della rete" Working Paper REF-E n. 15/2017.

di consultazione 100/2019 esprime forti preoccupazioni per un possibile anticipo dei piani di *roll-out* massivo rispetto ai 15 anni: le imprese distributrici, infatti, per essere sicure di sostituire tutti i misuratori entro 15 anni dalla loro messa in servizio, sarebbero indotte ad anticipare la sostituzione determinando un aumento dei costi che si riversano sul consumatore finale. L'Autorità intende, quindi, segnalare la situazione al Ministero dello Sviluppo Economico richiedendo la possibilità di derogare anche le verifiche relative ai misuratori post-MID.

OBBLIGHI PER LA FASE MASSIVA DI INSTALLAZIONE DEI MISURATORI 2G

Una questione fondamentale affrontata dall'Autorità (DCO 100/2019) è l'installazione dei misuratori 2G configurati come 1G e la discrepanza temporale fra le installazioni di e-distribuzione SpA e quelle delle altre imprese distributrici. La proposta dell'ARERA consiste sostanzialmente nel fissare un obbligo di avvio dei piani di messa in servizio massiva degli *smart meters* di seconda generazione per le imprese distributrici con almeno 100,000 clienti². L'attuazione del piano di messa in servizio di questi misuratori da parte di e-distribuzione SpA dovrebbe concludersi nel 2024, di conseguenza per ridurre o azzerare il *gap* temporale di installazione con gli altri grandi distributori, ovviando al problema del "Paese a due velocità", l'Autorità intende fissare al 2022 il limite massimo di avvio della fase massiva di installazione dei misuratori 2G, prevedendo dunque un periodo di circa 2-3 anni per il completamento delle installazioni. A tal proposito, nelle intenzioni dell'Autorità vi è anche l'introduzione dell'obbligo di terminare questa fase entro il 31 dicembre 2025. Tra le misure contenute nella delibera, che seguirà la consultazione, vi potrà essere anche un obbligo per le imprese distributrici con meno di 100,000 punti di prelievo di completare l'installazione e la messa in servizio degli *smart meters* 2G entro il 31 dicembre 2026, senza però fissare una data di inizio per queste operazioni.

AGGIORNAMENTO DELLE DISPOSIZIONI SUL PERCORSO ABBREVIATO E SUL PIANO CONVENZIONALE

In vista della presentazione dei piani di messa in servizio dei misuratori intelligenti di seconda generazione, la consultazione avviata con il DCO 100/2019 affronta anche l'aggiornamento delle norme relative al percorso abbreviato per l'approvazione dei piani di messa in servizio (PMS2) e al piano convenzionale per il riconoscimento dei costi (PCO2). La delibera 646/2016, infatti, ha introdotto un'unica soglia entro la quale è possibile avviare il percorso abbreviato, calcolata come la somma di: spesa unitaria di acquisto dei misuratori 1G sostenuta dal distributore nel 2015 moltiplicata per 1.25; spesa unitaria di 51 euro per ogni misuratore di prima generazione, espressa a prezzi costanti. Secondo l'Autorità, questa soglia avrebbe garantito una spesa di capitale complessiva, prevista su tutto l'arco temporale del piano, inferiore a quella relativa all'installazione di misuratori 1G, conseguendo l'obiettivo di non modificare le tariffe relative alla misurazione e quindi le spese del cliente. Sul calcolo di tale soglia sono sorte delle criticità dovute sia allo stop della produzione dei misuratori 1G, sia alla costruzione dell'indice. Inserendo come parametro la spesa di acquisto dei misuratori 1G nel 2015 si è creata artificialmente una condizione di svantaggio relativo per quelle imprese distributrici che hanno comprato questi misuratori a prezzi minori delle altre nello stesso anno, poiché per intraprendere il percorso abbreviato di approvazione del piano hanno dovuto rispettare un limite inferiore. La definizione della nuova soglia terrà in considerazione queste situazioni e si applicherà alle 9 imprese distributrici con più di 100,000 punti di prelievo diverse da e-distribuzione SpA, in quanto il piano di quest'ultima è già stato approvato (delibera 222/2017). L'idea dell'Autorità è quella di semplificare la definizione di questa soglia che, secondo le prime valutazioni, risulterà compresa tra 120 e 130 €/misuratore 2G, ritenuto un intervallo di valori che permette di mantenere costanti le tariffe tra la misurazione tramite 1G e 2G. Inoltre, si intende prevedere un trattamento ad hoc per le tre imprese distributrici che servono un territorio prevalentemente montuoso.

Per quanto riguarda il riconoscimento dei costi di capitale per l'installazione dei misuratori di seconda generazione con piano convenzionale, le direttive 2G hanno stabilito un meccanismo basato sulla percentuale di misuratori 2G di prima generazione messa in servizio rispetto al totale stabilito sull'arco temporale di 15 anni, assicurando che non vi siano sovrapposizioni tra il riconoscimento dei costi per gli 1G e i 2G della

² Areti SpA, Unareti SpA, Ireti SpA, Set Distribuzione SpA, Inrete SpA, Edyna Srl, Megareti SpA, AcegasApsAmga SpA e Deval.

stessa impresa distributrice. Per come è stato disegnato, il PCO2 può posticipare il riconoscimento dei costi rispetto all'anno in cui è stata effettivamente sostenuta la spesa per l'installazione dei dispositivi 2G, dunque l'Autorità sta valutando l'ipotesi di modificare le distribuzioni tariffarie più favorevoli alle imprese. L'intenzione è quella di calcolare la spesa riconosciuta in ciascun anno t dei primi 14 anni del PMS2 considerando innanzitutto il minimo tra il numero cumulato di misuratori effettivamente installati fino all'anno t incluso e quello dei misuratori 2G definito dal PCO2, per poi calcolare la differenza fra questa cifra e il numero di 2G che hanno già ricevuto il riconoscimento tariffario, in modo da individuare la quantità di misuratori immessi nell'anno t per i quali l'Autorità riconosce le spese. Il numero ottenuto andrebbe successivamente moltiplicato per la spesa di capitale unitaria riconosciuta per i misuratori 2G³. L'ARERA, quindi, avvia una discussione anche sulla modalità di calcolo dei corrispettivi tariffari per le 9 imprese con più di 100,000 clienti che devono ancora avviare i PMS2, al fine di ridurre la differenza temporale fra l'anno in cui vengono effettuate le spese e quello in cui vengono riconosciute. Questa situazione, infatti, indurrebbe l'impresa distributrice a rallentare l'evoluzione del proprio piano di messa in servizio aggravando il problema del "Paese a due velocità". Infatti, queste scelte vengono espressamente giustificate con la volontà di ridurre il *gap* temporale fra l'operatore principale e le altre imprese, di conseguenza nessuna modifica verrebbe applicata al PCO2 di e-distribuzione SpA.

PENALITÀ SUL MANCATO RISPETTO DEI LIVELLI DI PERFORMANCE

Le direttive 2G hanno stabilito l'obbligo per le imprese distributrici di trasmettere annualmente all'Autorità determinate informazioni relative alla *performance* dell'anno precedente. L'Autorità sta valutando l'introduzione di penalità per il mancato rispetto dei livelli attesi di *performance* dei misuratori 2G. La proposta è quella di introdurre una penalità pari a un *range* che va dallo 0.2% allo 0.4% della spesa di capitale annua riconosciuta, applicato per ogni punto percentuale di mancato raggiungimento del livello *target*. A evitare il verificarsi di penalità eccessive, la proposta contiene anche la fissazione di un tetto massimo di penalità pluriennale pari al 30% della spesa di capitale media annua attesa.

In conclusione, con la prossima delibera l'Autorità affronterà molte tematiche relative ai misuratori di seconda generazione, fondamentalmente per correggere le criticità emerse in relazione all'installazione dei misuratori di prima generazione. Dal documento di consultazione emerge principalmente la necessità dell'Autorità di ridurre al minimo il rischio di "Paese a due velocità" attraverso la definizione di obblighi temporali di installazione dei nuovi misuratori intelligenti e cercando di correggere le distorsioni tariffarie che ne potrebbero derivare. Inoltre, l'intenzione è quella di fronteggiare la contingenza legata alla cessata produzione di misuratori di prima generazione. Nella definizione delle proposte, l'Autorità sembra dare particolare rilevanza alle differenze fra e-distribuzione SpA e le altre 9 imprese distributrici che riforniscono più di 100,000 clienti. Per far ciò, oltre agli obblighi legati alle tempistiche di installazione, per il triennio 2020-2022 si prevede un'agevolazione per l'ammissione al percorso abbreviato di approvazione, anche per ridurre le tempistiche e permettere di attuare quanto prima i PMS2.

³ È la somma fra la spesa di capitale unitaria realmente sostenuta e l'*Information Quality Incentive* (IQI), definito nella Tabella 2 delle direttive 2G.

ENERGIE RINNOVABILI ED EFFICIENZA

EFFICIENZA NEGLI EDIFICI: OBIETTIVI SEMPRE PIÙ SFIDANTI

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Direttiva UE 2018/844](#)
- [Direttiva UE 2012/27](#)
- [Direttiva UE 2010/31](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Obiettivi UE 2030 e politiche per l'efficienza energetica nella proposta di Piano Nazionale Integrato Energia e Clima](#)
(Newsletter 228)

Dalla nuova Direttiva europea sull'efficienza energetica alla proposta di PNIEC, le politiche di modernizzazione e ristrutturazione degli edifici finalizzate al miglioramento delle prestazioni di efficienza energetica rivestono un ruolo sempre più importante per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione. Gli interventi massivi non sono più rimandabili in un settore (quello residenziale) che conta per il 40% dei consumi energetici complessivi e che vanta enormi potenzialità. Gli strumenti sono quelli già in campo e che vengono progressivamente potenziati: obblighi per i nuovi edifici e detrazioni fiscali per le ristrutturazioni. Dalle detrazioni, in particolare, è atteso un sforzo importante rispetto all'attuale, che dovrebbe portare al risparmio di più di 3 Mtep/anno entro il 2030.

La direttiva 2018/844 del 30 maggio 2018, che dovrà essere recepita dagli Stati membri entro il 10 marzo 2020, modifica le precedenti direttive 2010/31/UE e 2012/27/EU, rafforzando le disposizioni vigenti e semplificandone alcuni aspetti, e assegna alle politiche a sostegno della modernizzazione e di ristrutturazione profonde degli edifici un ruolo essenziale per la transizione energetica europea.

A oggi, infatti, i consumi degli edifici nel settore civile rappresentano il 40% del totale dei consumi energetici dell'Unione Europea e sono causa del 36% di tutte le emissioni di CO₂. La Commissione Europea ha inoltre rimarcato che il 75% degli edifici esistenti è inefficiente e che l'attuale tasso di ristrutturazione, pari all'1%, non è sufficiente a far sì che gli obiettivi di decarbonizzazione o basse emissioni degli immobili sia ottenuto entro il 2050, ma, al contrario, permetterebbe di raggiungere tale traguardo in oltre un secolo. La ristrutturazione dovrebbe, invece, avvenire a un tasso del 3% al fine di soddisfare in modo efficace gli obiettivi d'efficienza energetica che l'Unione si è prefissata.

La direttiva si propone di creare le condizioni per superare i fallimenti di mercato che limitano gli investimenti di rinnovamento degli edifici. La scarsità di risorse finanziarie, la limitata consapevolezza degli investitori e la mancanza di personale qualificato fanno sì che gli investimenti siano scarsi e insufficienti, in quanto i benefici e i risparmi associati ad essi sono spesso poco chiari o le spese risultano troppo onerose per i soggetti privati.

L'obiettivo della direttiva è, quindi, quello di facilitare l'accesso ai finanziamenti e promuovere politiche europee e nazionali a supporto degli investimenti finalizzati all'efficientamento degli edifici e alla riduzione dei consumi, tramite l'aggregazione dei progetti e la presenza di garanzie pubbliche. Contiene, inoltre, novità rilevanti riguardanti gli strumenti di consulenza per l'investimento e introduce per la prima volta il concetto di predisposizione all'intelligenza degli edifici.

La strategia in tal senso si basa su tre pilastri fondamentali:

1. un miglioramento dell'utilizzo dei fondi pubblici tramite piattaforme europee e nazionali per il finanziamento di investimenti per il risparmio energetico e la penetrazione delle fonti rinnovabili negli edifici su larga scala
2. l'aggregazione e l'assistenza nello sviluppo dei progetti d'investimento per promuoverne le possibilità di finanziamento e sviluppare le competenze nel settore
3. la riduzione dei rischi associati al finanziamento dei progetti per la creazione di edifici con consumi energetici sostenibili al fine di promuovere la partecipazione degli investitori e istituti di credito privati al finanziamento di tali progetti.

LE PRINCIPALI NOVITÀ REGOLATORIE

Una delle principali novità è costituita dall'introduzione della strategia di ristrutturazione a lungo termine per la riqualificazione energetica del parco nazionale degli edifici.

Ogni Stato membro dovrà stabilire una strategia a lungo termine per sostenere la ristrutturazione del parco nazionale di edifici residenziali e non residenziali, sia pubblici che privati, al fine di ottenere un parco immobiliare decarbonizzato, facilitando la trasformazione efficace in termini di costi degli edifici esistenti in edifici a energia quasi zero.

TAG

climate and environment, CO₂,
energy efficiency, energy policy

Nella strategia di riqualificazione degli edifici di lungo periodo, ogni Stato membro dovrà fissare una tabella di marcia con misure e indicatori di progresso misurabili, stabiliti a livello nazionale, in vista dell'obiettivo di lungo periodo per il 2050 di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra nell'Unione dell'80-95 % rispetto al 1990. La tabella di marcia dovrà prevedere tappe indicative per il 2030, il 2040 e il 2050 e specificare il modo in cui esse contribuiscono al conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica dell'Unione conformemente alla direttiva 2012/27/UE.

In particolare, la strategia di ogni Stato dovrà comprendere:

1. una rassegna del parco nazionale finalizzata a garantire agli enti pubblici una completa conoscenza delle caratteristiche degli edifici nel territorio nazionale e aumentare le informazioni disponibili agli operatori di mercato
2. l'individuazione di approcci alla ristrutturazione efficace in termini di costi, in base al tipo di edificio e alla zona climatica
3. la definizione di politiche e azioni volte a stimolare ristrutturazioni di edifici profonde e efficaci in termini di costi
4. la stesura di iniziative per la ristrutturazione degli edifici pubblici e privati con le peggiori prestazioni energetiche
5. la definizione di strategie per il rinnovamento del parco immobiliare pubblico
6. una stima affidabile del risparmio energetico atteso

Al fine di coordinare le politiche nazionali volte al superamento dei fallimenti di mercato e di sostenere gli investimenti nella ristrutturazione degli edifici la Direttiva indica che gli Stati membri sviluppino strumenti appropriati per:

1. facilitare l'aggregazione dei progetti al fine di promuoverne le condizioni di finanziamento
2. ridurre il rischio percepito delle operazioni di efficienza energetica per investitori e privati e renderli maggiormente finanziabili
3. usare fondi pubblici per superare eventuali specifici fallimenti di mercato che limitino gli investimenti
4. ridurre i consumi energetici e le emissioni del parco immobiliare pubblico orientando gli investimenti verso edifici efficienti dal punto di vista energetico
5. aumentare la consapevolezza diffusa in materia di ristrutturazioni e strumenti finanziari per l'efficienza energetica tramite la diffusione di strumenti di consulenza, come gli sportelli "one-stop-shop".

Un fattore innovativo per l'impostazione delle misure finanziarie per la promozione dell'efficienza energetica è contenuto nel nuovo comma 6 dell'articolo 10. Questo prevede, infatti, che le misure finanziarie a supporto degli investimenti per il miglioramento delle prestazioni energetiche in occasione di ristrutturazioni degli edifici siano ancorate a valutazioni quantitative e prestabilite dei guadagni d'efficienza (ad esempio valori standard di calcolo di risparmio energetico e attestati di prestazione energetica).

Oltre gli elementi sopra presentati, volti al superamento delle inefficienze di mercato e al supporto degli investimenti, la Direttiva stimola l'espansione di politiche a favore dell'installazione di sistemi di automazione e controllo dell'edificio, in linea con gli obiettivi del provvedimento di incoraggiare l'uso di nuove tecnologie informatiche per edifici efficienti. Si prefigura, inoltre, lo sviluppo entro il 31 dicembre 2019 di un sistema comune facoltativo per l'introduzione di un indicatore di predisposizione degli edifici all'intelligenza.

L'installazione di sistemi digitalizzati e la creazione di indicatori ad hoc coadiuverebbero gli utenti nella gestione efficiente dei consumi e ridurrebbero l'incertezza legata agli investimenti per la loro installazione.

Infine, risulta di grande interesse quanto viene predisposto in termini di obblighi d'installazione di punti di ricarica elettrici negli edifici nuovi o esistenti sottoposti a ristrutturazioni rilevanti.

L'articolo 8.2 definisce obblighi d'installazione di punti di ricarica o di predisposizione delle canalizzazioni elettriche per future installazioni legati alla dimensione dei posti auto degli edifici.

Tale provvedimento rispecchia, quindi, l'impostazione olistica del *Clean Energy Package*: gli obblighi d'installazione dei punti di ricarica elettrici imposti nel settore edilizio sono volti a facilitare e supportare la diffusione di mezzi di trasporto alternativi a quelli dotati di motori a combustione interna, al fine di ridurre le emissioni dovute al settore dei trasporti.

IL PUNTO SULLA REGOLAZIONE IN ITALIA

La quota maggiore dell'energia consumata in Italia è destinata agli usi civili, con 47 milioni di Tep di consumi finali (nel 2016) su un totale di 116 Mtep, seguiti dai trasporti (39 Mtep) e dall'industria (26 Mtep).

In questo contesto l'Italia continua, perseguendo l'obiettivo di una riduzione dei consumi energetici, il proprio percorso di incentivazione alla ristrutturazione del parco immobiliare esistente nella direzione delineata negli anni dalla Commissione Europea.

A oggi, i principali strumenti a supporto finanziario degli investimenti per il miglioramento dell'efficienza energetica negli edifici sono:

- le detrazioni fiscali
- il conto termico
- Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica.

Le detrazioni fiscali per gli interventi di riqualificazione energetica sono state introdotte nella legge finanziaria 2007 e rappresentano a oggi lo strumento maggiormente utilizzato dai soggetti privati nel settore residenziale e terziario. Si applicano a interventi sui soli edifici esistenti o loro parti.

Le detrazioni fiscali per gli interventi di riqualificazione energetica sono state introdotte nella legge finanziaria 2007 e rappresentano ad oggi lo strumento maggiormente utilizzato dai soggetti privati nel settore residenziale e terziario. Si applicano a interventi sui soli edifici esistenti o loro parti e per la sostituzione degli impianti di climatizzazione e interventi simili. Dal 2007 al 2017 sono stati eseguiti oltre 3 milioni di interventi che hanno generato un risparmio complessivo di energia superiore a 1 Mtep/anno. Gli interventi principali di riqualificazione che garantiscano una detrazione fiscale per persone fisiche, professionisti, imprese e pubblica amministrazione sono presentate nella **Tabella 1**.

Sebbene l'Italia non abbia ancora recepito la nuova Direttiva, a fine 2018 è stata pubblicata la Proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC). Questo documento presenta la politica energetica dell'Italia al 2030 e prefigura la strategia e le politiche attive che il paese adotterà per ridurre i consumi per un valore di circa 9.3 Mtep/anno al 2030, incidendo prevalentemente nei settori non ETS.

I settori residenziali e terziario sono, infatti, quelli in cui secondo il PNIEC si registreranno i risparmi maggiori, pari a 5.7 Mtep/anno. In particolare, è previsto un potenziamento del meccanismo delle detrazioni fiscali, modulato in ragione del risparmio energetico atteso nell'intero arco di vita dell'intervento, al fine di supportare in modo particolare gli interventi più onerosi, ovvero quelli di *deep-renovation* e miglioramento sismico. Inoltre, si prevede di agevolare il finanziamento degli investimenti tramite il rafforzamento del sistema di cessione del credito, che già oggi ha attratto l'attenzione di molti operatori.

Da questo meccanismo sono attesi risultati notevoli: al 2030 si prevede un risparmio energetico legato alle detrazioni fiscali pari a 3.30 Mtep/anno di energia finale, pari a 10 volte quanto previsto per il 2021, per un risparmio cumulato tra il 2021 e il 2030 pari a 18.15 Mtep. Anche la mole degli investimenti risulta particolarmente ambiziosa: si prevede una mobilitazione degli investimenti nella prossima decade pari a 82.5 miliardi di euro e una spesa dello Stato pari a 45.4 miliardi di euro.

TABELLA 1. DETRAZIONI FISCALI

SPESE SOSTENUTE	TIPOLOGIA DI INTERVENTO	MASSIMALE	DETRAZIONE MEDIA
dal 01/01/2018	Sostituzione impianti di climatizzazione invernale con caldaie a condensazione classe A	30 000	50%
dal 01/01/2018	Sostituzione impianti di climatizzazione invernale con caldaie a condensazione Classe A + Sistemi di termoregolazione evoluti	30 000	65%
dal 01/01/2018	Sostituzione di impianti di climatizzazione invernale con impianti dotati di pompe di calore ad alta efficienza o impianti geotermici a bassa entalpia	30 000	
dal 01/01/2017 al 31/12/2021	Interventi su parti comuni degli edifici condominiali	40 000	70%
dal 01/01/2017 al 31/12/2021	Interventi su parti comuni degli edifici condominiali in zone sismiche (Riduzione di 1 classe di rischio)	136 000	80%
dal 01/01/2017 al 31/12/2021	Interventi su parti comuni degli edifici condominiali in zone sismiche (Riduzione di 2 classi di rischio)	136 000	85%
dal 01/01/2018	acquisto e posa in opera di finestre comprensive di infissi	60 000	50%
dal 01/01/2018	acquisto e posa in opera di schermature solari	60 000	50%
dal 01/01/2018 al 31/12/2019	acquisto e posa in opera di microgeneratori in sostituzione di impianti esistenti	100 000	65%
dal 01/01/2018 al 31/12/2019	interventi di sostituzione di impianti di climatizzazione invernale con impianti dotati di apparecchi ibridi		65%
dal 01/01/2018 al 31/12/2019	acquisto e posa in opera di generatori d'aria calda a condensazione		65%
dal 2016	acquisto e messa in opera di dispositivi multimediali per il controllo a distanza degli impianti di riscaldamento di produzione di acqua calda, di climatizzazione delle unità abitative	non c'è un limite massimo	65%
	Installazione pannelli solari	60 000	

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Agenzia delle Entrate

GARE GAS

MONITORAGGIO GARE GAS

AGGIORNAMENTO ANNUALE DELLE TARIFFE DI DISTRIBUZIONE E MISURA

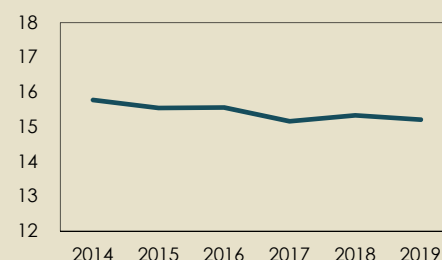
A fine marzo l'Autorità ha approvato le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2018. Ha, poi, pubblicato ([delibera 128/2019](#)) i dati provvisori per l'anno 2019 considerando le richieste di rettifica presentate dalle imprese di distribuzione.

Le **Figure 1A e 1B** mostrano l'evoluzione della RAB dei servizi di distribuzione e di misura dal 2014 al 2019.

Secondo la stima REF-E nel 2018 la RAB distribuzione è cresciuta dell'1% rispetto al 2017, compensando parzialmente la riduzione registrata nel 2017 rispetto all'anno precedente. Tuttavia, nel 2019 si registra una nuova riduzione che riporta i valori in linea con un *trend* di decrescita dovuto ai ridotti investimenti.

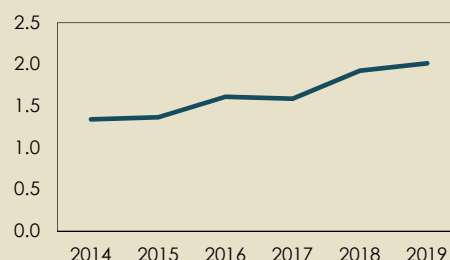
La RAB-misura, al contrario, mostra un andamento determinato da un *trend* di crescita. In particolare, il 2018 ha registrato un aumento del valore della RAB del 21%, il più alto dal 2014. Anche i valori provvisori per il 2019 registrano un ulteriore aumento della RAB pari al 5%.

FIGURA 1A. EVOLUZIONE RAB-DISTRIBUZIONE
(Miliardi di euro)



Fonte: elaborazioni REF-E

FIGURA 1B. EVOLUZIONE RAB-MISURA
(Miliardi di euro)



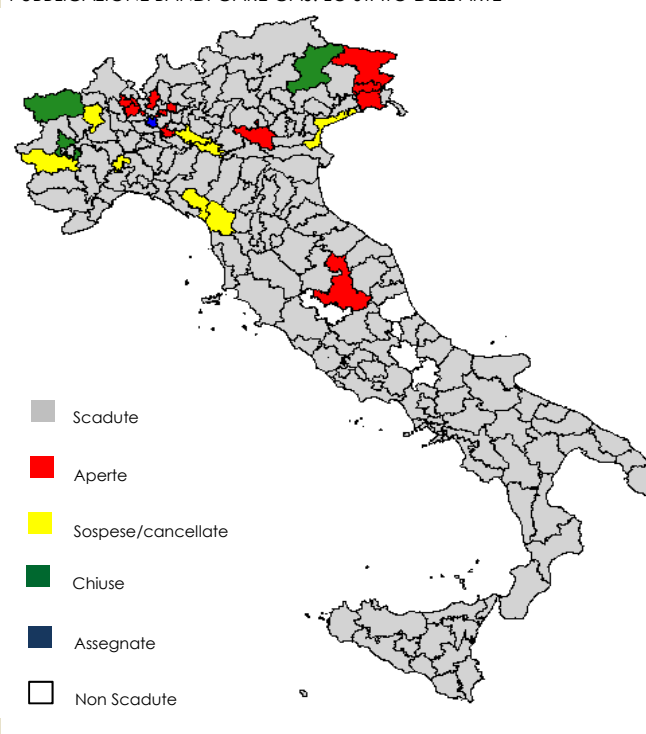
Fonte: elaborazioni REF-E

BANDI DI GARA

- Il termine di presentazione della domanda di partecipazione alla gara per **MONZA E BRIANZA 1 EST** è stato posticipato nuovamente dal 30/04/2019 al 31/10/2019. Come nei precedenti rinvii, la stazione appaltante è in attesa delle osservazioni dell'Autorità. L'ATEM comprende 20 Comuni e ospita circa 122 mila PDR, una rete di circa 890 Km. La RAB totale stimata è di circa 64 milioni di euro. A2A controlla la maggiore quota di mercato, pari a oltre il 45% dei PDR nell'ATEM. Italgas è il secondo operatore con una quota rilevante di circa il 29% e 2i Rete Gas il terzo, con circa il 12%.
- Dopo aver ricevuto il bando di gara per **VICENZA 3**, lo scorso 2 Aprile, l'Autorità ha sospeso l'analisi del bando. 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 229](#)).
- A fine marzo il Comune di Valdarno, in qualità di stazione appaltante, ha pubblicato il bando per il servizio di distribuzione gas nell'ATEM **VICENZA 4**. Il termine di presentazione dell'*expression of interest* (EOI) è fissato per 31 dicembre 2019.

Nei documenti di gara mancano ancora alcuni dati rilevanti che saranno pubblicati entro Ottobre 2019. VICENZA 4 comprende 22 Comuni, equamente distribuiti; ospita circa 65 mila PdR, una rete di circa 1,000 Km e una RAB totale di circa 43 milioni di euro. Il gruppo che controlla la maggior quota di mercato è Ascopiave, con il 45% dei PdR

PUBBLICAZIONE BANDI GARE GAS: LO STATO DELL'ARTE



nell'ATEM. Seguono AGSM Verona e 2i Rete Gas con il 20% ciascuna

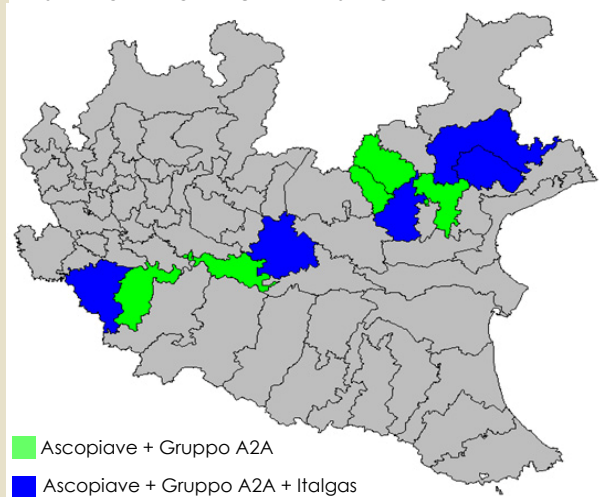
- In attesa che sia pubblicato il bando per **AVELLINO**, la stazione appaltante ha comunicato che ricorrerà al commissariamento se non verrà raggiunto il quorum dall'assemblea chiamata ad approvare la convenzione. L'ATEM comprende 108 Comuni e ospita circa 100 mila PdR, una rete di circa 1,541 Km e una RAB totale stimata di circa 38 milioni di euro. Il gruppo che controlla la maggior quota di mercato è S.I.D.I.GAS SpA, con oltre il 67% dei PdR nell'ATEM. Seguono 2i Rete Gas con il 18% e Italgas con il 3%.

STRATEGIE

Il 15 aprile è trascorso il termine per la presentazione delle offerte di *partnership* con Ascopiave. A2A, AIM Vicenza e AGSM Verona avevano instaurato una *partnership* strategica per la presente di un offerta ad Ascopiave ([Newsletter 230](#)). Si amplia la rosa di candidati, Italgas ha, infatti, recentemente reso noto il proprio interesse a partecipare all'iniziativa. Insieme ad Ascopiave, Italgas ha quote di mercato in almeno 5 ATEM Veneti:

- in due ATEM (**TREVISO 1** e **TREVISO 2**) hanno quote congiunte superiori al 50%
- nell'ATEM **PAVIA 4**, A2A, Ascopiave, e Italgas hanno quote di mercato non rilevanti in termini di PDR
- in due ATEM (**MANTOVA 1** e **VICENZA 1**) le quote di mercato congiunte tra Italgas e Ascopiave non sono elevate essendo complessivamente uguali a 14% e 5%
- in cinque ATEM il gruppo facente capo ad A2A insieme ad Ascopiave e Italgas hanno quote di mercato non trascurabili.

PRESENZA OPERATORI NEGLI ATEM - STATO DELL'ARTE



La **Figura** a lato mostra la geografia delle diverse alleanze proposte.

RICORSI

- Si aggiunge un ulteriore capitolo al contenzioso che riguarda la gara dell'ATEM **VENEZIA 1**. Infatti a inizio Aprile il Consiglio di Stato, chiamato a verificare la sentenza del Tribunale Amministrativo del Veneto, ha convalidato ciò che aveva sancito quest'ultimo, respingendo il ricorso del Comune di Venezia, e confermando l'annullamento della gara. A luglio 2017, Italgas denunciava il mancato invio all'Autorità delle valutazioni di dettaglio inerenti la stima del valore di rimborso. Il Consiglio di Stato ha infatti ribadito la correttezza della decisione del primo giudice per il mancato coinvolgimento dell'Autorità. Il ricorso proposto da Italgas non è l'unico. Il Consiglio di Stato ha dichiarato inammissibile la revoca, chiesta dal gruppo, della sentenza dello stesso, riguardo alla devoluzione gratuita degli *asset*. Nell'ATEM sono compresi 8 Comuni, per circa 211 mila PDR, una rete di 1,879 Km e una RAB totale pari a 242 milioni di euro. In questo ATEM, Italgas è di gran lunga l'operatore più rilevante, in quanto controlla oltre il 97% dei PDR. Edison SpA e 2i Rete Gas hanno quote marginali ([Newsletter 230](#)).
- A inizio aprile, il Tribunale amministrativo della regione Piemonte si è pronunciato sul ricorso fatto da Italgas per l'annullamento del bando di gara dell'ATEM **TORINO 3**, dichiarandolo improcedibile per sopravvenuto difetto di interesse. Secondo la ricorrente venivano lesi i principi di trasparenza ed efficienza. Italgas in particolare denunciava l'incompletezza dei dati forniti dalla stazione appaltante. Quest'ultima, costituendosi in giudizio, ha precisato che il bando è stato congelato in attesa delle osservazioni dell'Autorità. L'ATEM **TORINO 3** comprende 64 Comuni e ospita oltre 97 mila PDR, una rete di circa 1,500 km e una RAB totale di 74 milioni di euro. Italgas controlla la maggiore quota di mercato, pari a oltre il 54% dei PDR, mentre Acea e Gruppo Metan Alpi seguono con quote inferiori, ovvero 30% e 5%.
- Il TAR della regione Campania ha accolto il ricorso di Napolteanagas SpA. Quest'ultima richiedeva l'annullamento della delibera della Giunta comunale di Maddaloni, avente oggetto l'adeguamento del canone concessorio nella misura del 10% del vincolo sui ricavi di distribuzione. La ricorrente contestava l'eccesso di potere del Comune, e sottolineava che la facoltà di aumentare i canoni è riferita solo alle concessioni scadute e non a quelle ancora in corso. Napolteanagas SpA controlla la maggior quota di mercato negli ATEM **CASERTA 2** e **SALERNO 1**.

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	COMO 1	NO		08/08/2018	30/04/2019	MEDIA	●	●	●	●	●	
2	BERGAMO 3	NO		03/08/2018	31/05/2019	MEDIA	●	●	●	●	●	
3	VERONA 2	in corso		30/12/2016	30/06/2019	BASSA	●	●	●	●	●	
4	VARESE 2	NO		11/09/2015	30/07/2019	MEDIA	●	●	●	●	●	
5	LODI 1	NO		30/12/2015	30/09/2019	MEDIA	●	●	●	●	●	
6	MONZA E BRIANZA I	NO		29/12/2015	31/10/2019	ALTA	●	●	●	●	●	
7	VICENZA 4	NO		01/04/2019	31/12/2019	BASSA	●	●	●	●	●	
8	VARESE 3	NO		12/07/2017	31/12/2020	MEDIA	●	●	●	●	●	
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	●	●	●	●	●
8	VICENZA 3	in corso	284/2018/R/gas	15/12/2018	31/12/2019	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	MODFNA 1	in corso		NO	-		MEDIA	●	●	●	●	●

Aggiornata al 15/04/2019

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.

L'EVOLUZIONE DI ITEC

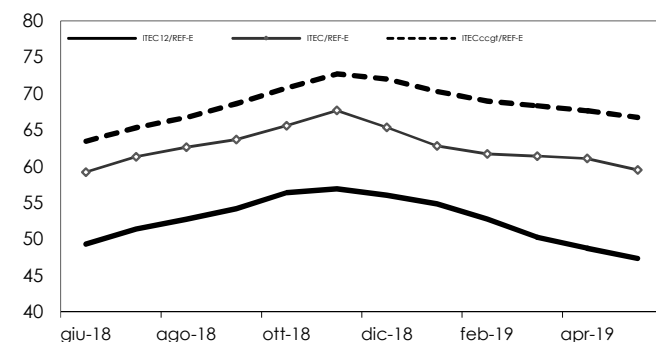
Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di aprile è pari a 48.77 €/MWh, in calo del 3% sul dato di marzo (50.27 €/MWh). L'andamento al ribasso dell'indice è legato all'andamento dei prezzi delle *commodities* sottostanti durante il mese di marzo, con tasso di cambio \$/€ in calo.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di aprile si attesta a 61.08 €/MWh, in calo dello 0.6% sul valore consuntivo di marzo (pari a 61.43 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di aprile si attesta a 67.65 €/MWh, in calo dello 0.9% rispetto al consuntivo del mese precedente (68.34 €/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 marzo.

Il valore *forward* per il mese di maggio dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 12 aprile, è pari a 47.37 €/MWh, in calo del 2.9% rispetto al consuntivo di aprile. I valori *forward* per il mese di maggio di **ITEC/REF-E** e **ITECccgt/REF-E**, anch'essi aggiornati al 12 aprile, sono pari a 59.52 €/MWh e 66.75 €/MWh, il primo in calo del 2.6%, mentre il secondo dell'1.3% rispetto al consuntivo di aprile.

EVOLUZIONE DI ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E E ITECccgt/REF-E

(€/MWh)



	ITEC12/REF-E (€/MWh)	ITEC/REF-E (€/MWh)	ITECccgt/REF-E (€/MWh)
giu-18	49.32	59.23	63.48
lug-18	51.41	61.33	65.35
ago-18	52.75	62.66	66.73
set-18	54.19	63.71	68.64
ott-18	56.42	65.61	70.80
nov-18	56.92	67.70	72.72
dic-18	56.04	65.39	72.04
gen-19	54.87	62.82	70.31
feb-19	52.77	61.73	68.98
mar-19	50.27	61.43	68.34
apr-19	48.77	61.08	67.65
mag-19	47.37	59.52	66.75

Fonte: elaborazione REF-E

ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E di aprile sono calcolati da REF-E su dati di mercato e valori giornalieri Reuters al 12/4/2019. 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.

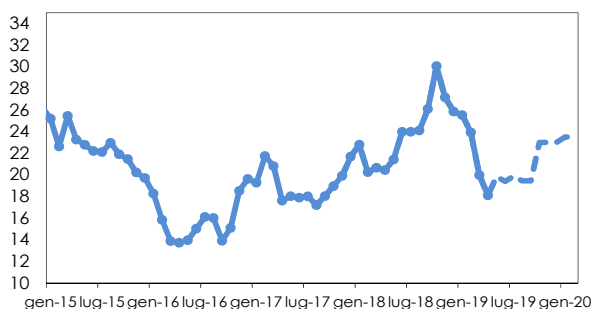
ANDAMENTO

L'indice gas MAGI consuntivo per aprile 2019 è pari a 18.11 €/MWh, risultato della componente transazione e della componente derivante dalla *survey* che si attestano rispettivamente a 18.02 €/MWh e 18.31 €/MWh.

La quotazione del prodotto con consegna ad aprile 2019 è diminuita rispetto a quella per le consegne di marzo 2019 e risulta minore rispetto a quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (20.45 €/MWh). Il volume complessivo transato (11,014 MW) è più che raddoppiato rispetto ad aprile 2018, così come il numero di transazioni registrate (372 contro 137).

All'11 aprile, gli scambi del prodotto con consegna a maggio 2019, relativi a un campione di 143 operazioni e un volume totale scambiato di 3,195 MW, indicano un prezzo di 19.28 €/MWh, in aumento rispetto al valore consuntivo del prodotto con consegna ad aprile 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