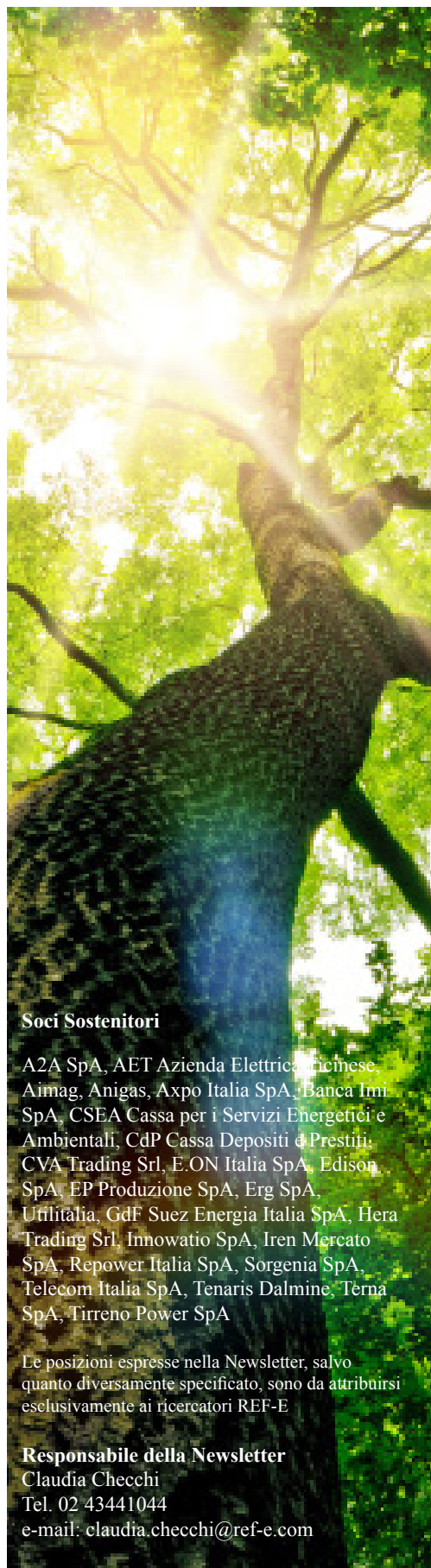




Soci Sostenitori

A2A SpA, AET Azienda Elettrica Fiemese, Aimag, Anigas, Axpo Italia SpA, Banca Imi SpA, CSEA Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, CdP Cassa Depositi e Prestiti, CVA Trading Srl, E.ON Italia SpA, Edison SpA, EP Produzione SpA, Erg SpA, Utilitalia, GdF Suez Energia Italia SpA, Hera Trading Srl, Innowatio SpA, Iren Mercato SpA, Repower Italia SpA, Sorgenia SpA, Telecom Italia SpA, Tenaris Dalmine, Terna SpA, Tirreno Power SpA

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

- Segnali contraddittori per l'Italia dall'indagine sui meccanismi di capacità

La Commissione Europea valuta positivamente il modello delle reliability options su cui si basa il capacity market italiano, ma vanno superate la mancata partecipazione diretta di demand-response e risorse cross-border, così come l'assenza di una valutazione preliminare dell'adeguatezza legata a un criterio legalmente vincolante.

pag. 3

- Rilanciata l'interconnessione con la Tunisia, ma rinviati diversi interventi prioritari

I nuovi scenari di Terna incorporano il rilancio del progetto di interconnessione con la Tunisia ma ritardano diversi interventi prioritari e mantengono invariata l'evoluzione dei limiti di scambio fra le zone. La domanda elettrica dello scenario base torna ad incorporare tassi di crescita positiva mentre è più conservativa la stima della futura capacità eolica e fotovoltaica. La riduzione attesa delle emissioni di CO₂ risulta anche da una massimizzazione di fatto degli scambi commerciali sulle interconnessioni estere.

pag. 7

- Politica industriale: a rischio le misure a riduzione del costo dell'elettricità

Alla luce delle linee guida UE sugli aiuti di Stato, sicuramente gli aiuti per energivivori e generazione distribuita dovranno limitarsi alla componente A3, ma molti altri aspetti sono ancora oggetto di contrattazione tra Governo e Commissione Europea.

pag. 14

ENERGIE RINNOVABILI, EFFICIENZA E AMBIENTE

- La nuova regolazione nazionale del settore rifiuti

L'Autorità per l'energia avrà il compito di dettare la regolazione-quadro del servizio di gestione dei rifiuti urbani in un contesto di elevata eterogeneità delle gestioni.

pag. 20

GAS NATURALE

- Monitoraggio gare gas

I contenziosi si arricchiscono di un nuovo capitolo. Il TAR del Friuli Venezia Giulia ha respinto il ricorso presentato da Italgas per chiedere l'annullamento del bando della gara nell'ATEM di Udine 1, quindi la procedura per la presentazione del formulario di prequalifica resta valida.

pag. 24

INDICATORI

- Dati di mercato

pag. 27

- Dati settori incentivati e regolati

pag. 28

Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

Giulia Ardito, Sergio Ascarì,
Donatella Bobbio, Virginia
Canazza, Giacomo Ciapponi, Mario
Cirillo, Michele Dalena, Tommaso
Franci, Ana Georgieva, Giulia
Mazzanti, Pasquale Panebianco,
Giorgio Perico, Silvia Prati, Alan
Ben Seralvo

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**.

NEWS

Ultime pubblicazioni

- **Energy Outlook** n. 1 - Febbraio 2016
- **Energia Verde 2015** - Rapporto sullo stato e le prospettive per la promozione dell'energia rinnovabile - Novembre 2015
- **Working paper** "Natural gas consumption in the household sector: the impact of energy efficiency and fuel switching" - n. 13 / Ottobre 2015
- **Working paper** "La filiera degli usi finali del GNL" - n. 12 / Luglio 2015

MERCATO ELETTRICO

SEGNALI CONTRADDITTORI PER L'ITALIA DALL'INDAGINE SUI MECCANISMI DI CAPACITÀ

RIFERIMENTI NORMATIVI

- Relazione intermedia relativa all'indagine settoriale sui meccanismi di capacità

ARTICOLI CORRELATI

- Il possibile impatto del futuro sistema di remunerazione della disponibilità di capacità di generazione elettrica (Newsletter 162)
- Aiuti di Stato per energia e ambiente: più mercato (Newsletter 177)
- *Capacity payment* "flessibile", un meccanismo virtuoso per nuovi investimenti (Newsletter 178)
- *Capacity market*: un cantiere ancora aperto (Newsletter 179)
- *Capacity market* al via in Italia e Francia (Newsletter 186)
- Il meccanismo di capacità francese sotto la lente europea (Newsletter 196)

TAG
electricity

Dalle conclusioni provvisorie della Commissione Europea sull'indagine sui meccanismi di remunerazione della capacità emergono diverse implicazioni rilevanti per l'Italia. Il modello delle reliability options, su cui è basato il disegno del capacity market italiano, è tra i meccanismi preferiti, tuttavia in Italia non vi è né un obiettivo di adeguatezza esplicitamente fissato ex-ante e legalmente vincolante, né una trasparente valutazione preliminare dell'adeguatezza a esso legata. Inoltre, alla demand-response e alla capacità cross-border deve essere data la possibilità di competere su un piano di parità con le altre tecnologie e i cap sui mercati dell'energia non devono impedire di segnalare eventuali situazioni di scarsità e distorcere gli scambi transfrontalieri.

A metà mese la Commissione Europea (CE) ha, come da programma, pubblicato la relazione intermedia della propria indagine settoriale, avviata a fine aprile 2015, sui meccanismi di remunerazione della capacità implementati o in corso di implementazione in diversi Stati membri dell'Unione Europea (UE). L'obiettivo è analizzare nel dettaglio i diversi meccanismi proposti e la loro compatibilità con l'efficienza del mercato interno UE dell'energia¹, anche ai fini della formulazione di un'eventuale proposta legislativa sul tema. La relazione finale sarà pubblicata a fine anno, ma gli *stakeholder* interessati potranno commentare per un periodo di 12 settimane alcuni punti fermi della visione della Commissione Europea di grande interesse anche dal punto di vista italiano.

LA POSIZIONE DELLA COMMISSIONE EUROPEA

PRIORITARIO CORREGGERE I DIFETTI DEL DISEGNO DEI MERCATI DELL'ENERGIA

Il contesto di mercato nell'ambito del quale è emerso un rinnovato interesse per i meccanismi di remunerazione della capacità è l'aumento della generazione da fonti rinnovabili intermittenti e la riduzione della domanda di energia elettrica con una conseguente sempre maggiore difficoltà per la generazione da fonti convenzionali nella copertura dei propri costi fissi. In teoria, i mercati dell'energia dovrebbero essere in grado di inviare i segnali di prezzo necessari per il mantenimento in efficienza della capacità esistente e per incentivare gli investimenti in nuova capacità e se questo non accade, è principalmente a causa dei difetti nel disegno di mercato e delle lacune normative (*cap* ai prezzi molto bassi, schemi di incentivazione alle rinnovabili, imprevedibilità dei periodi di scarsità e mancata partecipazione attiva della *demand-response*). Al riguardo, è ritenuto fondamentale che gli Stati membri dell'UE, piuttosto che implementare dei meccanismi di remunerazione della capacità, migliorino prima il funzionamento dei propri mercati dell'energia in modo da eliminare le cause sottostanti che possono generare problemi di adeguatezza. Laddove invece i difetti nel disegno di mercato e le lacune normative siano difficili da risolvere o richiedano tempo per la loro risoluzione (come ad esempio nel caso del *roll-out* degli *smart meter* necessari per la partecipazione attiva della *demand-response* o dello sviluppo della liquidità dei mercati dell'energia), l'implementazione dei meccanismi di remunerazione della capacità potrebbe risultare inevitabile.

NECESSITÀ DI UNA VALUTAZIONE PRELIMINARE DELL'ADEGUATEZZA

L'implementazione dei meccanismi di remunerazione della capacità dovrebbe in ogni caso essere giustificata dagli Stati membri dell'UE attraverso specifiche valutazioni dell'adeguatezza, eventualmente dopo aver definito degli *standard* di affidabilità in modo tale da soppesare sia benefici sia i costi dell'adeguatezza. Il problema sta nella scarsa comparabilità tra le metodologie nazionali di valutazione dell'adeguatezza (soprattutto dal punto di vista degli scenari di riferimento e del contributo della capacità *cross-border*, della *demand-response* e delle fonti rinnovabili), dell'eterogeneità delle pratiche di definizione degli *standard* di affidabilità (peraltro non definiti da tutti gli

¹ La compatibilità con le Linee Guida europee in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia per il 2014-2020 viene valutata dalla Commissione Europea singolarmente per ciascun meccanismo di remunerazione della capacità nazionale nell'ambito delle procedure in materia di aiuti di Stato, come nel caso dei meccanismi inglese e francese.

Stati membri) e addirittura dello scarso nesso tra *standard* di affidabilità e valutazioni dell'adeguatezza. Queste problematiche rendono difficile stabilire la reale necessità di implementazione dei meccanismi di remunerazione della capacità e il possibile contributo delle interconnessioni nel risolvere eventuali fabbisogni di capacità per l'adeguatezza. L'allineamento a livello UE delle metodologie di valutazione dell'adeguatezza e degli *standard* di affidabilità sarà pertanto un elemento fondamentale dell'imminente proposta legislativa della CE sul nuovo disegno del mercato elettrico europeo.

NON TUTTE LE TIPOLOGIE DI MECCANISMI SONO ADATTE ALLO SCOPO

Le diverse tipologie di meccanismi di remunerazione della capacità non sono considerate ugualmente adatte a risolvere eventuali problemi di adeguatezza. In particolare, i meccanismi di *capacity payment*² (sia *targeted* cioè aperti soltanto a specifiche tecnologie, che *market-wide* cioè aperti a tutte le tecnologie) sono visti come potenzialmente soggetti a problemi di sovra-remunerazione della capacità in quanto basati su una fissazione amministrata del prezzo, piuttosto che su procedure di mercato.

I meccanismi di *strategic reserve* o di *capacity tender* sono invece ritenuti adatti a risolvere soltanto problemi di adeguatezza transitori, senza tuttavia porre rimedio ai sottostanti fallimenti dei mercati dell'energia. Pertanto sono ritenuti preferibili i meccanismi di *capacity auction* o di *reliability option* (in cui vi è un acquirente centralizzato di capacità) o, purché i mercati dell'energia non siano particolarmente concentrati, quelli di *capacity obligation* (in cui vi è un obbligo decentralizzato di capacità), in quanto adatti a risolvere problemi di adeguatezza anche di lungo periodo e rivelare il reale valore della capacità attraverso procedure di mercato.

I MECCANISMI DI CAPACITÀ DEVONO ESSERE CORRETTAMENTE DISEGNATI

Essenziale è che i meccanismi di remunerazione della capacità siano correttamente disegnati, soprattutto dal punto di vista delle regole di partecipazione, delle procedure di selezione della capacità e di determinazione del relativo valore e degli obblighi e penalità a carico della capacità contrattualizzata. Con riferimento alle regole di partecipazione, viene notato come i meccanismi di remunerazione della capacità implementati o in corso di implementazione in alcuni Stati membri dell'UE siano per la maggior parte aperti soltanto a un numero limitato di tecnologie poiché in certi casi alcune specifiche tecnologie vengono esplicitamente escluse, mentre in altri vengono escluse implicitamente per effetto dei vincoli relativi alle dimensioni, alle norme ambientali, alle prestazioni tecniche, alla disponibilità e ai tempi di pianificazione. Ad esempio, alla *demand-response* non sempre viene data la possibilità di competere su un piano di parità con le altre tecnologie, mentre alla capacità *cross-border* non è spesso consentita del tutto la partecipazione. Meccanismi di remunerazione della capacità troppo selettivi rischiano pertanto di dare luogo a problemi di sovra-remunerazione a causa di una troppo debole pressione competitiva rispetto al caso di una più ampia partecipazione da parte di tutte le possibili tecnologie. Al riguardo, nonostante le difficoltà tecniche, è per la Commissione Europea fondamentale consentire la partecipazione nei diversi meccanismi nazionali di remunerazione della capacità delle risorse *cross-border* sia per evitare possibili problematiche di sovra-remunerazione, ma anche per eliminare possibili distorsioni dei segnali di investimento a favore degli Stati membri dell'UE con meccanismi di remunerazione della capacità più generosi.

Quanto alle procedure di selezione della capacità e di determinazione del relativo valore, quelle di tipo amministrativo, attraverso cui la capacità viene selezionata senza una procedura gara e il valore della capacità viene fissato in anticipo, difficilmente sono in grado di rivelare il reale valore della capacità e quindi efficienti, a differenza di quelle di tipo competitivo, attraverso cui la capacità viene selezionata attraverso un'apposita procedura gara e il valore della capacità è determinato in esito alla stessa. Procedure di selezione non in grado di rivelare il reale valore della capacità non possono pertanto che inviare segnali di investimento distorti, con la conseguenza di eccessi di capacità in caso di una sua sovra-remunerazione o di deficit di capacità in caso di una sua sotto-remunerazione.

Riguardo infine le obbligazioni e penalità a carico della capacità selezionata, obblighi troppo limitati e penalità troppo contenute disincentivano questa capacità dal

² Di questa tipologia è parte il meccanismo italiano di *capacity payment* transitorio per l'adeguatezza attualmente in vigore.

contribuire concretamente all'adeguatezza. In ogni caso, si ritiene non corretto che le penalità previste dai meccanismi di remunerazione della capacità siano considerate come sostitute dei segnali di scarsità sui mercati dell'energia, quindi degli *spike* di prezzo, in quanto ne risulterebbero inevitabilmente distorti anche i segnali di prezzo per le importazioni. Viene pertanto auspicato che gli Stati membri dell'UE si adoperino affinché i segnali legati ai prezzi sui mercati dell'energia non siano sostituiti dai meccanismi di remunerazione della capacità.

SPUNTI PER L'ITALIA

LE RELIABILITY OPTIONS SONO TRA I MECCANISMI PREFERITI DALLA COMMISSIONE

Dai risultati preliminari e conclusioni provvisorie dalla Commissione Europea sembrano emergere diverse implicazioni rilevanti per l'Italia. Una prima positiva implicazione è che tra le diverse tipologie di meccanismi di remunerazione della capacità che la CE ritiene preferibili, in quanto più adatte a rivelare il reale valore della capacità attraverso procedure di mercato, vi è quella delle *reliability options* su cui è stato basato il disegno del *capacity market* a regime per l'adeguatezza italiano (*Newsletter* 162, 178, 179 e 186).

IN ITALIA NON VI È OBIETTIVO DI ADEGUATEZZA LEGALMENTE VINCOLANTE

Più critica potrebbe risultare dal punto di vista italiano l'idea della Commissione Europea secondo cui l'implementazione di un meccanismo di remunerazione della capacità debba sempre essere giustificata attraverso una preliminare valutazione dell'adeguatezza, eventualmente dopo aver definito degli *standard* di affidabilità che consentano di valutare i benefici e i costi dell'adeguatezza stessa. Su questo punto, la CE aveva dedicato grande attenzione nell'ambito della valutazione preliminare del meccanismo di *capacity obligation* francese (*Newsletter* 177, 186 e 196) rispetto alle Linee Guida europee in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia per il 2014-2020. Nella risposta al questionario inviato dalla Commissione Europea, l'Autorità aveva sottolineato come attualmente in Italia non vi sia alcun obiettivo di adeguatezza esplicitamente fissato ex-ante da alcun organismo pubblico e dunque legalmente vincolante. Tuttavia questa mancanza è solo formale.

Nei propri Piani di Sviluppo Terna effettua tuttavia una valutazione dell'adeguatezza con metodi anche particolarmente avanzati rispetto ad altri paesi europei, calcolando con metodi probabilistici i valori attesi degli indici LOLP³, LOLE⁴ ed EENS⁵ in assenza e in presenza degli interventi di sviluppo e valutandone lo scostamento rispetto a valori *benchmark* da essa stessa stabiliti in modo poco trasparente.

Inoltre, il disegno del *capacity market* a regime italiano prevede che l'obiettivo di adeguatezza sia implicitamente espresso attraverso una curva di domanda di capacità inclinata negativamente (quindi decrescente al crescere del prezzo della capacità), definita in funzione del *Value of Lost Load* (VOLL)⁶, dell'energia eventualmente non fornita corrispondente a ciascun livello di capacità installata e del costo variabile della tecnologia marginale. Inoltre, nel medio periodo l'Italia non sarà esposta a problemi di adeguatezza: secondo le analisi dello *Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2015* di ENTSO-E, nel nostro Paese i margini di adeguatezza nelle ore di picco dovrebbero infatti ridursi solo dal 2025 o al limite dal 2020 facendo ipotesi più conservative.

NECESSITÀ DI PARTECIPAZIONE PER DEMAND-RESPONSE E RISORSE CROSS-BORDER

Un'altra implicazione potenzialmente critica dal punto di vista del meccanismo di *capacity market* a regime per l'adeguatezza italiano è quella derivante dall'idea della Commissione Europea secondo cui alla *demand-response* e alla capacità *cross-border* deve essere data la possibilità di competere su un piano di parità con le altre tecnologie. L'attuale disegno del meccanismo di *capacity market* a regime per l'adeguatezza italiano prevede tuttavia una partecipazione sia della *demand-response*, sia della

³ L'indice di *Loss of Load Probability* (LOLP) indica la probabilità di mancata alimentazione del carico.

⁴ L'indice di *Loss of Load Expectation* (LOLE) indica la durata attesa espressa in ore/anno del periodo in cui non si riesce a far fronte alla domanda di energia elettrica.

⁵ L'indice di *Expected Energy not Supplied* (EENS) indica il valore atteso dell'energia non fornita dal sistema di generazione rispetto a quella richiesta dal carico.

⁶ Il *Value of Lost Load* è il prezzo che rende i clienti finali indifferenti tra consumare energia elettrica e non consumarla e in Italia è fissato pari a 3,000 €/MWh.

capacità *cross-border* solo in via indiretta e stocastica, senza peraltro alcun preciso *timing* per la loro partecipazione diretta.

COME CONCILIARE SEGNALI DI SCARSITÀ E CAP SU MGP?

La previsione di *cap* ai prezzi del Mercato del Giorno Prima (MGP), soprattutto se fissati a un livello troppo basso, potrebbe risultare poco compatibile con l'auspicio della CE che i prezzi sui mercati dell'energia non siano distorti dai meccanismi di remunerazione della capacità, continuando pertanto a segnalare eventuali problemi di scarsità e a non distorcere le opportunità di import-export di energia elettrica tra paesi. Al riguardo, la proposta italiana è comunque quella di fissare gli *strike price* delle *reliability options* al livello dei costi variabili della tecnologia OCGT. Tuttavia, in presenza di prezzi del petrolio e del gas altamente volatili, la distanza tra i costi di combustibile della tecnologia CCGT e di quella OCGT e quindi la loro distanza nel *merit order* potrebbe ampliarsi o contrarsi a seconda del livello di prezzo gas stesso. In caso di prezzi del gas molto bassi il costo di combustibile di un ipotetico impianto OCGT con efficienza del 35% non sarebbe molto più alto di quello di un ipotetico impianto CCGT con efficienza del 53% e di conseguenza gli *strike price* delle *reliability options* si tradurrebbero in *cap* ai prezzi di MGP particolarmente stringenti. Con prezzi del gas invece molto elevati la distanza nel *merit order* tra la tecnologia CCGT, che in Italia risulta marginale nella maggioranza delle ore dell'anno, e quella OCGT si allargherebbe e i *cap* ai prezzi di MGP risulterebbero meno vincolanti e meno distorsivi dei segnali di scarsità e delle opportunità di scambio con l'estero.

RILANCIATA L'INTERCONNESSIONE CON LA TUNISIA, MA RINVIATI DIVERSI INTERVENTI PRIORITARI

RIFERIMENTI NORMATIVI

- Decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93

ARTICOLI CORRELATI

- Le nuove interconnessioni e l'import virtuale (Newsletter 129)
- Piano di Sviluppo 2015: nuova metodologia di analisi costi benefici (Newsletter 193-194)
- Ulteriori 6 anni di import virtuale: una ricostruzione del meccanismo (Newsletter 195)
- Rapporto Energia 2010
- Working paper n. 11

I nuovi scenari di Terna incorporano il rilancio del progetto di interconnessione con la Tunisia ma ritardano diversi interventi prioritari e mantengono invariata l'evoluzione dei limiti di scambio fra le zone. La domanda elettrica dello scenario base torna ad incorporare tassi di crescita positiva mentre è più conservativa la stima della futura capacità eolica e fotovoltaica. La riduzione attesa delle emissioni di CO₂ risulta anche da una massimizzazione di fatto degli scambi commerciali sulle interconnessioni estere.

Dopo l'importante novità della nuova metodologia di Analisi Costi Benefici (metodologia ACB) proposta da Terna lo scorso anno (Newsletter 193-194), i principali cambiamenti di contenuto del Piano di Sviluppo decennale della rete per il 2016 (Piano 2016), predisposto coerentemente da Terna con quanto stabilito dal Dlgs 93/2011¹ e pubblicato alla fine del mese scorso, sono rappresentati dall'aggiornamento degli scenari di riferimento, dal rilancio del progetto di interconnessione con la Tunisia, dal rinvio del completamento di diversi interventi prioritari e dall'estensione dell'analisi degli scambi di energia anche al lungo periodo. Obiettivo del presente articolo è quello di analizzare nel dettaglio i nuovi scenari di riferimento, confrontandoli anche con quelli dell'ultimo scenario di riferimento di REF-E, così come di proporre una sintesi delle esigenze di sviluppo della rete e dei risultati attesi dell'attività di pianificazione proposti da Terna con il Piano 2016.

GLI SCENARI DI RIFERIMENTO

DOMANDA ELETTRICA

A fronte di una ripresa della domanda elettrica di circa l'1.4% registrata lo scorso anno rispetto a quello precedente, nel Piano 2016 Terna ha di fatto rivisto le proprie previsioni di domanda elettrica solo nello scenario base², mantenendole sostanzialmente invariate (soprattutto nel medio periodo) nello scenario di sviluppo³. In particolare, nello scenario base viene prevista una domanda elettrica di circa 320 TWh al 2020 e di circa 322 TWh al 2025 (contro i circa 306 TWh al 2019 e 302 TWh al 2024 del Piano 2015), con tassi di crescita medi annui dello 0.3% nel periodo 2015-2020 e dello 0.1% nel periodo 2020-2025 (con una media dunque dello 0.2% sull'intero periodo 2015-2025) (Figura 1).

Nello scenario base, le ultime previsioni di domanda elettrica si collocano tra quelle più ottimistiche del Piano 2014 e quelle più pessimistiche del Piano 2015.

Nello scenario di sviluppo la domanda elettrica è invece prevista intorno a 334 TWh al 2020 e a 354 TWh al 2025 (contro i circa 329 TWh al 2018 e 357 TWh al 2023 del Piano 2015), con tassi di crescita medi annui dell'1.2% sia nel periodo 2013-2019, sia nel periodo 2019-2024 (Figura 2).

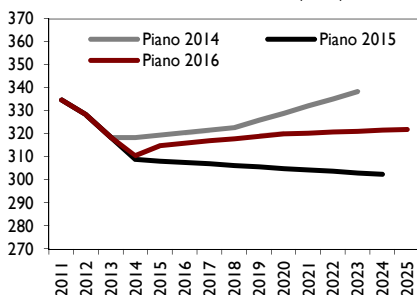
Diversamente dal passato, le assunzioni di Terna circa i futuri andamenti dell'economia e dell'intensità elettrica non sono state riportate nel Piano 2016 né per lo scenario base, né per lo scenario di sviluppo, ma sono comunque reperibili nel documento *Previsioni della domanda elettrica in Italia e del fabbisogno di potenza necessario anni 2015-2025*, pubblicato da Terna stessa. In particolare, per l'intero periodo 2014-2025 viene assunta una crescita media annua del Prodotto Interno Lordo (PIL) di circa l'1.1% sia per lo scenario base, sia per quello di sviluppo. Nei due scenari sono dunque differenti le ipotesi implicite di andamento dell'intensità elettrica: nello scenario di sviluppo, a fronte di un'ipotesi di crescita media annua della domanda elettrica sul periodo 2015-2025 di circa l'1.2% ne deriva un'assunzione di intensità elettrica pressoché invariata, mentre nello scenario base, a fronte di un'ipotesi di crescita media annua della domanda elettrica sul periodo 2015-2025 di circa lo 0.3% ne deriva un'assunzione di intensità

¹ Decreto Legislativo 1 giugno 2011, n. 93.

² Lo scenario base è utilizzato da Terna per la valutazione delle future esigenze di integrazione della generazione distribuita da fonti rinnovabili, in quanto in grado di meglio evidenziare le condizioni di surplus di generazione rispetto al carico che devono comunque essere gestite in condizioni di sicurezza sul sistema di trasmissione.

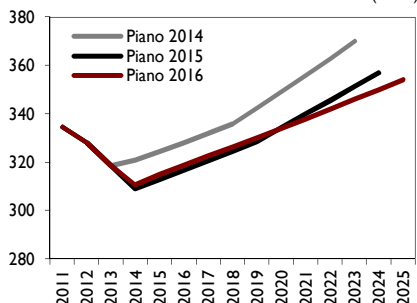
³ Lo scenario di sviluppo è utilizzato da Terna per la pianificazione degli interventi di sviluppo della rete, funzionali a garantire l'adeguatezza del sistema in termini di copertura del fabbisogno a livello sia nazionale, sia locale anche in condizioni di massima crescita dei consumi.

FIGURA 1. PREVISIONI DI DOMANDA ELETTRICA DI TERNA NELLO SCENARIO BASE (TWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Piano di Sviluppo Terna 2014, 2015 e 2016

FIGURA 2. PREVISIONI DI DOMANDA ELETTRICA DI TERNA NELLO SCENARIO DI SVILUPPO (TWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Piano di Sviluppo Terna 2014, 2015 e 2016

TAG
electricity

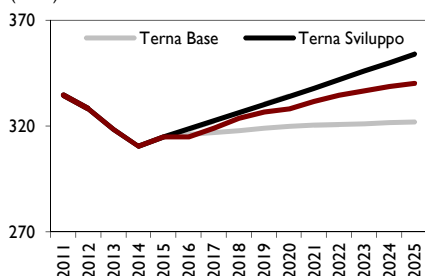
TABELLA 1. SINTESI DELLE PRINCIPALI IPOTESI DI SCENARIO DEL PIANO DI SVILUPPO DI TERNA

Indicatore	PdS 2015				PdS 2016				Scenario REF-E	
	2019		2024		2020		2025		2020	2025
	Base	Sviluppo	Base	Sviluppo	Base	Sviluppo	Base	Sviluppo		
Crescita PIL*	0.9%		1.2%		1.1%		1.1%		1.1%	0.9%
Crescita domanda elettrica*	-0.7%	0.5%	-0.2%	1.7%	0.3%	1.2%	0.1%	1.2%	0.8%	0.7%
Domanda elettrica (TWh)	306	329	302	357	320	334	322	354	328	340
Capacità fotovoltaica (GW)	23.5		29.8		20.3		22.4-29.3		22.1	30.8
Capacità eolica (GW)	12.7		15.7		11.7		12.5-15.3		10.4	12.1
Capacità a biomasse (GW)	6.0		7.7		4.8		5.6-7.4		4.4	5.4
Capacità idroelettrica (GW)	18.5		19.0		18.8		18.9-19.3		18.6	18.7
Import netto dall'estero (TWh)	-		37.3-113.8		-		-			

* Tassi medi annui

Fonte: previsioni REF-E ed elaborazioni REF-E su dati Piani di Sviluppo Terna 2015 e 2016

FIGURA 3. CONFRONTO TRA LE PREVISIONI DI DOMANDA ELETTRICA REF-E E TERNA (PDS 2016) (TWh)



Fonte: previsioni REF-E ed elaborazioni REF-E su dati Piano di Sviluppo Terna 2016

elettrica in riduzione al tasso medio annuo di circa lo 0.8% (Tabella 1).

Le previsioni di domanda elettrica dell'ultimo scenario di riferimento di REF-E si collocano a metà strada tra quelle dello scenario base e quelle dello scenario di sviluppo di Terna. Nell'ultimo scenario di riferimento di REF-E la domanda elettrica è infatti prevista intorno a 328 TWh al 2020 e a 340 TWh al 2025, con tassi di crescita medi annui dello 0.8% nel periodo 2015-2020 e dello 0.7% nel periodo 2020-2025 (Figura 3). L'ultimo scenario di riferimento

REF-E ipotizza dunque un andamento dell'intensità elettrica differente rispetto a quella degli scenari di Terna. Nello specifico, REF-E assume una crescita media annua sul periodo 2015-2025 del PIL di circa l'1.0 % e della domanda elettrica di circa lo 0.8%, con una conseguente assunzione di intensità elettrica in moderata riduzione al tasso medio annuo di circa lo 0.2%, che tiene implicitamente conto dei possibili sviluppi futuri delle pompe di calore e dell'auto elettrica.

CAPACITÀ TERMOELETTRICA

Nell'ambito della consueta ricognizione dell'evoluzione della capacità termoelettrica, nel Piano 2016 Terna stima l'esistenza di circa 56 GW di capacità termoelettrica installata complessivamente disponibile, già al netto dei circa 7 GW di capacità termoelettrica in attesa di dismissione, indisponibile per vincoli autorizzativi o in conservazione. La stima della capacità termoelettrica installata complessivamente disponibile del Piano 2016 non ha subito pertanto variazioni rispetto a quella riportata nel Piano 2015. Oltre questa stima Terna, da un lato, non indica alcuna nuova entrata in esercizio nell'orizzonte del Piano 2016, nonostante l'esistenza di circa 2.8 GW di capacità termoelettrica già autorizzata, dall'altro, stima circa 0.4 GW di ulteriore capacità termoelettrica in via di dismissione nel breve-medio periodo per vincoli autorizzativi, senza tuttavia includerla negli scenari previsionali.

Le stime di Terna circa la capacità termoelettrica installata complessivamente disponibile sono leggermente inferiori rispetto a quelle di REF-E (circa 58.2 GW), che inoltre assume la progressiva dismissione di circa 9.6 GW di capacità termoelettrica al 2020 e di ulteriori circa 3.3 GW al 2025, principalmente riconducibili a impianti a carbone e convenzionali obsoleti.

CAPACITÀ RINNOVABILE

Anche nel Piano 2016, Terna assume uno scenario di evoluzione della capacità rinnovabile di fatto in linea per il breve periodo con il raggiungimento delle condizioni di *grid parity* per il fotovoltaico di taglia inferiore a 20 kW e con le autorizzazioni già concesse per gli impianti diversi da quelli fotovoltaici, mentre per il medio-lungo periodo lo scenario di evoluzione della capacità rinnovabile è in linea con la *Vision 1* e la *Vision 3* al 2030 del *Ten-Year Network Development Plan 2016* di ENTSO-E e non più con i leggermente più ottimistici obiettivi della Strategia Energetica Nazionale (SEN) al 2020.

Considerata la capacità eolica e fotovoltaica installata a fine 2015 (pari rispettivamente a circa 9.2 GW e 18.9 GW), Terna nello specifico assume, da un lato, un livello di capacità eolica installata di circa 11.7 GW nel breve-medio periodo (con un'energia producibile e potenzialmente immessa in rete di circa 18 TWh, da cui deriva un *load factor* medio di circa 1,540 ore) e circa 12.5-15.3 GW nel lungo periodo, dall'altro, un livello di capacità fotovoltaica installata di circa 20.3 GW nel breve-medio periodo (con un'energia producibile e potenzialmente immessa in rete di circa 24 TWh, da cui deriva un *load factor* medio di circa 1,180 ore) e circa 22.4-29.3 GW nel lungo periodo.

Le assunzioni di evoluzione della capacità eolica e fotovoltaica del Piano 2016 sono pertanto più conservative rispetto a quelle del Piano 2015. Per il breve-medio periodo e per il lungo periodo, nello scorso Piano, erano state rispettivamente assunte una capacità

installata eolica di circa 12.7 GW e 15.7 GW e una capacità installata fotovoltaica di circa 23.5 GW e 29.8 GW.

Rispetto a quelle dell'ultimo scenario di riferimento di REF-E, le assunzioni del Piano 2016 sono leggermente più ottimistiche nel caso della capacità eolica installata e leggermente più pessimistiche nel caso della capacità fotovoltaica installata.

Nell'ultimo scenario di riferimento di REF-E viene infatti assunto un livello di capacità eolica installata di circa 10.4 GW al 2020 (con un'energia producibile e potenzialmente immessa in rete di circa 17.8 TWh, da cui deriva un *load factor* medio di circa 1,710 ore) e di circa 12.1 GW al 2025. L'assunzione di capacità fotovoltaica installata dello scenario di riferimento di REF-E è invece pari a circa 22.1 GW per il 2020 (con un'energia producibile e potenzialmente immessa in rete di circa 28.7 TWh, da cui deriva un *load factor* medio di circa 1,300 ore) e 30.8 GW per il 2025.

Nel Piano 2016, Terna rivede in parte anche le proprie assunzioni di evoluzione della capacità installata da altre fonti rinnovabili. Viene infatti assunta una capacità a biomasse di circa 4.8 GW nel breve-medio periodo (con un'energia producibile e potenzialmente immessa in rete di circa 19 TWh al 2020) e di circa 5.6-7.4 GW nel lungo periodo (a partire dai circa 4.1 GW di capacità installata al 2015). Per la capacità idroelettrica, rispetto ai circa 18.5 GW di capacità installata al 2015, viene invece ipotizzata una capacità di circa 18.8 GW per il breve-medio periodo (con un'energia producibile e potenzialmente immessa in rete di circa 44 TWh al 2020) e di circa 18.9-19.3 GW per il lungo periodo.

Con riferimento alla capacità geotermica, Terna conferma infine la capacità installata al 2015 (pari a 0.8 GW) sia per il breve-medio periodo, sia per il lungo periodo (con un'energia producibile e potenzialmente immessa in rete di circa 7 TWh al 2020). Nel complesso dunque non soltanto viene rivista al ribasso l'assunzione di capacità installata a biomasse per il breve-medio periodo, ma viene fornito anche un intervallo di capacità installata per il lungo periodo sia nel caso delle biomasse, sia in quello dell'idroelettrico invece di un valore puntuale come nel Piano 2015.

Nel caso sia della capacità installata a biomasse, sia di quella idroelettrica, le assunzioni del Piano 2016 di Terna risultano leggermente più ottimistiche rispetto a quelle dell'ultimo scenario di riferimento di REF-E, nel quale si assume:

- un livello di capacità a biomasse installata di circa 4.4 GW al 2020 e di circa 5.4 GW al 2025
- un livello di capacità idroelettrica installata di circa 18.6 GW al 2020 e di circa 18.7 GW al 2025.

SCAMBI FISICI CON L'ESTERO

Nel Piano 2016 Terna indica di aver tenuto conto anche della possibile evoluzione degli scambi fisici con l'estero, coerentemente con lo *Scenario Outlook and System Adequacy Forecast 2015* di ENTSO-E, ma senza tuttavia riportarne esplicitamente i valori ritenuti più probabili nonostante Terna stessa indichi come questa informazione sia particolarmente rilevante per valutare le esigenze di sviluppo delle interconnessioni.

I livelli di import netto di energia elettrica dall'estero assunti nell'ultimo scenario di riferimento di REF-E rispettivamente per il medio e per il lungo periodo sono invece pari a circa 46 TWh e 36.4 TWh.

LE ESIGENZE E LE PRIORITÀ DI SVILUPPO

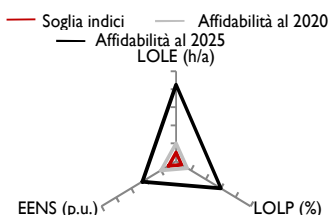
EVIDENZIATA L'ESIGENZA DI NUOVI INTERVENTI

Nel Piano 2016 Terna, da un lato, conferma di fatto le esigenze di sviluppo già segnalate negli anni precedenti, dall'altro, evidenzia l'esigenza di nuovi interventi soprattutto in tema di sicurezza e qualità del servizio elettrico.

POSSIBILI CRITICITÀ NELL'AFFIDABILITÀ DEL SISTEMA

In tema di affidabilità del sistema, Terna evidenzia possibili criticità sia per il medio periodo (2020) sia per il lungo periodo (2025), come mostrato dal superamento da parte

FIGURA 4. INDICI DI AFFIDABILITÀ IN ASSENZA DI POTENZIAMENTI DI RETE (PDS 2016)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Piano di Sviluppo Terna 2016

degli indici LOLP⁴, LOLE⁵ ed EENS⁶ dei relativi margini ammissibili in assenza dei previsti interventi di sviluppo della rete (**Figura 4**).

Ne deriverebbe pertanto la necessità di rinforzare le sezioni di rete critiche, di ridurre o eliminare i vincoli di funzionamento degli impianti di generazione sia nuovi, sia esistenti e di realizzare nuove interconnessioni con l'estero.

RILANCIATO IL PROGETTO DI INTERCONNESSIONE CON LA TUNISIA

Riguardo le opportunità di sviluppo delle interconnessioni con l'estero, nel Piano 2016 non soltanto viene confermata l'importanza dei futuri potenziamenti delle interconnessioni sulla frontiera Nord, così come la necessità di nuove interconnessioni con l'area dei Balcani, ma di fatto viene rilanciato il progetto di interconnessione per il medio-lungo termine con la Tunisia, inserito tra la lista dei progetti valutati nell'ambito del *Ten-Year Network Development Plan 2016* di ENTSO-E. Quest'ultimo progetto, però, non sarebbe più finalizzato all'importazione in Italia dell'energia rinnovabile prodotta in Tunisia, ma al bilanciamento sia del sistema elettrico italiano, sia di quello tunisino per via del mutato contesto economico.

CONFERMATE LE ESIGENZE DI SVILUPPO DELLA RETE AAT E AT

Rispetto a quanto riportato nel Piano 2015 non vi sono novità in termini di esigenze di sviluppo della rete di trasmissione in AAT e AT necessarie per favorire la completa integrazione della generazione da fonti rinnovabili intermittenti nel sistema elettrico nazionale. Sono stati infatti confermati da Terna tutti gli interventi già pianificati sia sulla rete di trasmissione a 380-220 kV, sia su quella a 150-132 kV.

OVERGENERATION STIMATA IN AUMENTO

Anche nel Piano 2016, Terna ha come di consueto aggiornato le proprie stime dell'*overgeneration* legata allo sviluppo della generazione da fonti rinnovabili intermittenti, precisando, rispetto ai piani precedenti, il periodo cui si riferiscono le stime. Nello specifico, nell'ipotesi di integrazione dei soli mercati dell'energia il livello di *overgeneration* ottenuto è risultato pari a circa 1.9 TWh per il medio periodo (2020) e circa 7.0 TWh per il lungo periodo (2025), mentre nell'ipotesi di integrazione anche dei mercati del bilanciamento l'*overgeneration* stimata si riduce a circa 0.1 TWh al 2020 e a circa 1.0 TWh al 2025. A fronte di questi livelli di *overgeneration* Terna nota come l'integrazione dei mercati del bilanciamento non sia in grado di risolverne le problematiche. Vengono pertanto giudicate necessarie eventuali azioni di modulazione della generazione da fonti rinnovabili intermittenti o addirittura l'esercizio del sistema elettrico in condizioni di sicurezza inferiori agli standard richiesti, nel caso in cui il distacco di tutta la generazione da fonti rinnovabili intermittenti non risultasse sufficiente a garantire il bilanciamento.

RIMANDATO IL COMPLETAMENTO DI DIVERSI INTERVENTI PRIORITARI

Rispetto a quanto indicato lo scorso anno, nell'attuale Piano viene segnalato l'allungamento dei tempi di completamento di diversi interventi prioritari di sviluppo della rete autorizzati o in via di autorizzazione (**Tabella 2**). L'anno di completamento sia della linea a 380 kV Villanova - Gissi, sia della linea a 380 kV Sorgente - Rizziconi è stato posticipato dal 2015 al 2016, mentre quello delle linee a 380 kV Paternò - Pantano - Priolo e Priolo - Melilli è stato rinviato dal 2015 al 2016-2017. Terna ha inoltre rimosso qualsiasi riferimento all'anno di completamento della linea a 380 kV Udine - Redipuglia, essendo l'intervento sospeso a seguito dell'annullamento da parte del Consiglio di Stato, avvenuto lo scorso anno, dell'autorizzazione rilasciata nel 2013. L'unica positiva novità in tema di interventi prioritari è l'indicazione dell'ottenimento del decreto di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) per la linea 380 kV Deliceto - Bisaccia.

⁴ L'indice di Loss of Load Probability (LOLP) indica la probabilità di mancata alimentazione del carico.

⁵ L'indice di Loss of Load Expectation (LOLE) indica la durata attesa espressa in ore/anno del periodo in cui non si riesce a far fronte alla domanda di energia elettrica.

⁶ L'indice di Expected Energy not Supplied (EENS) indica il valore atteso dell'energia non fornita dal sistema di generazione rispetto a quella richiesta dal carico.

TABELLA 2. TEMPISTICHE DEGLI INTERVENTI PRIORITARI AUTORIZZATI E IN CORSO DI AUTORIZZAZIONE

Opera	Beneficio principale	Iter autorizzativo							
		Inserimento nel Pds	Fase di concertazione	Avvio istanza autorizzativa	Decreto di VIA	Conferenza dei servizi	Intesa Regione	Decreto autorizzativo	Previsione completamento
HVDC Italia - Montenegro	Interconnessione con l'estero	2007	2007/2009	2009	-	2010	2011	2011	2019
HVDC Grand'Île - Pionsacco	Interconnessione con l'estero	2008	2008/2009	2009	-	2010	2010	2011	2019
Linea 380 kV Villanova - Gissi	Riduzione congestioni tra zone	2005	2005/2009	2009	2011	2012	2012	2013	2016
Linea 380 kV Sorgente - Rizziconi (tratti aerei)	Riduzione congestioni tra zone	2003	2003/2006	2006	2009	2009	2009	2010	2016
Linea 380 kV Sorgente - Rizziconi (cavo marino)	Riduzione congestioni tra zone	2003	2003/2006	2006	-	2008	2008/2009	2009	2016
Linee 380 kV Paternò - Pantano - Priolo / Priolo - Melilli	Riduzione congestioni tra zone	2006	2007/2008	2009	-	2009	2010	2011	2016/2017
Linea 380 kV Calenzano - S. Benedetto - Colunga	Riduzione congestioni tra zone	2005	2005/2009	2009	2014	-	-	-	-
Linea 380 kV Gissi - Larino - Foggia	Riduzione congestioni tra zone	2007	2007/2011	2012	In esame	-	-	-	-
Linea 380 kV Montecorvino - Benevento	Riduzione congestioni tra zone	2004	2004/2010	2010	In esame	-	2013	-	-
Linea 380 kV Laino - Altomonte	Riduzione congestioni tra zone	2007	2007/2008	2010	Sospeso	-	-	-	-
Linea 380 kV Deliceto - Bisaccia	Riduzione congestioni tra zone	2007	2007/2010	2012	2015	-	-	-	-
Linea 380 kV Paternò - Pantano - Priolo	Riduzione congestioni tra zone	2005	2005/2009	2010	2013	Da convocare	2012	-	-
Linea 380 kV Udine - Redipuglia	Riduzione congestioni intrazonali	2002	2002/2008	2008	2011	2012	2012	2013	-
Linea 380 kV Chiaramonte Gulfi - Ciminna	Riduzione congestioni intrazonali	2004	2004/2010	2011	In esame	-	-	-	-
Linea 380 kV Milano - Brescia	Riduzione congestioni intrazonali	2010	2010/2012	2013	-	-	-	-	-

Fonte: Piano di Sviluppo Terna 2016

I RISULTATI ATTESI

CONFERMATI I RISULTATI ATTESI

Nonostante l'aggiornamento degli scenari di domanda elettrica e sviluppo della capacità di generazione rinnovabile, nel Piano 2016, Terna conferma i risultati attesi degli interventi di sviluppo della rete già riportati nel Piano 2015. Leggermente diverse rispetto allo scorso anno risultano soltanto la riduzione stimata delle perdite di trasmissione, la riduzione attesa delle emissioni di CO₂ e gli scambi di energia con l'estero attesi, la cui analisi è stata in particolare estesa anche al lungo periodo.

CONFERMATO L'INCREMENTO DELLE INTERCONNESSIONI CON L'ESTERO

Viene confermato innanzitutto il potenziamento delle interconnessioni con l'estero, per via non soltanto dei pianificati incrementi per circa 1,000 MW della capacità di importazione dai Balcani (più esattamente con il Montenegro) e per circa 2,000 MW dalla frontiera settentrionale (in particolare con Francia e Austria), ma anche della realizzazione dei nuovi *interconnector* privati per circa 2,500 MW (*Newsletter 129, Newsletter 195, Rapporto Energia 2010 e Working paper n. 11*).

INVARIATI GLI INCREMENTI DEI LIMITI DI TRANSITO INTERZONALI

Esattamente identici a quelli riportati nel Piano 2015 sono gli incrementi attesi per il medio-lungo termine dei limiti di transito interzonali stimati da Terna come conseguenza degli interventi di sviluppo della rete (**Tabella 3**). In tema di limiti di transito interzonali, sono stati solo leggermente incrementati i valori correnti dei limiti di transito dal Sud al Centro Sud (da 4,250 MW a 4,500 MW) e dal polo di Foggia al Sud (da 2,400 MW a 2,500 MW).

TABELLA 3. INCREMENTO DEI PRINCIPALI LIMITI DI TRANSITO TRA ZONE DI MERCATO (MW)

Sezione interzonale	PdS 2015		PdS 2016	
	2014	Sviluppo	2015	Sviluppo
Nord à Centro Nord	3 700	+400	3 700	+400
Centro Nord à Nord	1 200	+400	1 200	+400
Centro Nord à Centro Sud	1 300	+600	1 300	+600
Centro Sud à Centro Nord	2 700	+600	2 700	+600
Sud à Centro Sud	4 250	+1200	4 500	+1200
Sicilia à Sud	250	+950	250	+950
Sud à Sicilia	100	+1000	100	+1000
Sardegna à Continente/Corsica	-	-	-	-
Foggia à Sud	2 400	+500	2 500	+500
Brindisi à Sud	5 200	+500	5 300	+500
Rossano à Sud	2 450	+700	2 450	+700
Priolo à Sicilia	1 250	+500	1 250	+500

I dati fanno riferimento alla situazione diurna invernale.

Fonte: Piani di Sviluppo Terna 2015 e 2016

TABELLA 4. CAPACITÀ LIBERATA DA FONTI RINNOVABILI (MW)

Intervento	PdS 2015	PdS 2016
Linea 380 kV Calenzano Colunga	550	550
Linea 380 kV Foggia-Villanova	700	700
Linea 380 kV Montecorvino-Avellino-Benevento	650	650
Linea 380 kV Deliceto-Bisaccia	350	350
Interventi rete AAT/AT Calabria	1 000	1 000
Linea 380 kV Sorgente-Rizziconi e potenziamenti rete AAT Sicilia	1 150	1 150
Potenziamenti rete di trasmissione nel Meridione	1 100	1 100

Fonte: Piani di Sviluppo Terna 2015 e 2016

Terna ricorda come il significativo incremento dei limiti di transito interzonali, associato agli interventi di sviluppo previsti nel Piano 2016, consentirà di migliorare l'affidabilità del sistema elettrico sia nel medio, sia nel lungo periodo, come mostrato dal rientro degli indici LOLP, LOLE e EENS al 2020 e 2025 all'interno dei relativi margini ammissibili.

INVARIATA LA RIDUZIONE ATTESA DEI VINCOLI ALLA PRODUZIONE DA FONTI RINNOVABILI

Invariata rispetto a quella del Piano 2015 è anche la riduzione attesa dei vincoli alla produzione da fonti rinnovabili. Si confermano infatti le attese di circa 5,500 MW di capacità da fonte rinnovabile non più soggetta a rischi di limitazione per ragioni di sicurezza, a seguito degli interventi di risoluzione delle criticità sulla rete a 150 kV, di interconnessione con la rete a 380 kV e di realizzazione di nuove stazioni di trasformazione 380/150 kV nelle aree più critiche del Mezzogiorno (**Tabella 4**).

RIVISTA LA RIDUZIONE STIMATA DELLE PERDITE DI TRASMISSIONE

Nel Piano 2016, da un lato, vengono confermati i miglioramenti attesi nei livelli di tensione e nelle loro fluttuazioni, dall'altro aggiornate le stime di riduzione delle perdite di energia sulla rete di trasmissione.

Dalle nuove stime di Terna emerge infatti una riduzione delle perdite di trasmissione di circa 270 MW alla punta di carico (invece di 180 MW), corrispondenti a circa 1,650 GWh/anno (invece di 1,100 GWh/anno).

IN AUMENTO LA RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI CO₂

Nel Piano 2016 viene confermata di fatto anche la riduzione attesa delle emissioni di CO₂ a seguito degli interventi di sviluppo pianificati. In particolare, stima una riduzione delle emissioni di CO₂:

- di circa 600,000-700,000 tCO₂/anno per il solo effetto delle minori perdite di rete attese
- di circa 6,900,000 tCO₂/anno per l'aumento di efficienza del parco termoelettrico garantita dalle minori congestioni interzonali (che comportano la sostituzione di impianti con rendimenti più bassi con impianti con rendimenti più elevati) e per le maggiori interconnessioni con l'estero
- di circa 8,000,000 tCO₂/anno per lo spiazzamento della generazione termoelettrica connesso allo sviluppo della generazione da fonti rinnovabili.

Complessivamente le minori emissioni di CO₂ stimate ammontano a circa 15,500,000-15,600,000 tCO₂/anno (contro le circa 15,500,000 tCO₂/anno del Piano 2015).

ESTESA L'ANALISI DEGLI SCAMBI COMMERCIALI DI ENERGIA ANCHE AL LUNGO PERIODO

Nel Piano in esame Terna ha infine esteso anche al lungo periodo la simulazione degli scambi di energia attesi sul Mercato del Giorno Prima (MGP). Per il medio periodo, assumendo un livello di domanda elettrica in linea con lo scenario di sviluppo (circa 334.0 TWh) e dei livelli di capacità eolica e fotovoltaica installata in linea con le

assunzioni per il medio periodo (quindi rispettivamente pari a circa 11.7 GW e 20.3 GW), ne deriva in particolare un'attesa di import netto dalla frontiera Nord di circa 60.0 TWh (contro i 66.6 TWh del Piano 2015), dal Montenegro di circa 9.4 TWh (contro i 6.9 TWh del Piano 2015) e dalla Grecia di circa 2.9 TWh (contro un'attesa di export netto di circa 0.7 TWh del Piano 2015). Complessivamente l'import netto dall'estero stimato per il medio periodo nel Piano 2016 risulta pari a circa 72.4 TWh, contro i circa 72.8 TWh stimati nel precedente Piano. Per il lungo periodo le attese sono invece di un import netto:

- complessivamente pari a circa 64.2 TWh (suddivisi in circa 54.7 TWh sulla frontiera Nord, circa 7.7 TWh sulla frontiera con il Montenegro e circa 1.8 TWh sulla frontiera con la Grecia), assumendo un livello di domanda elettrica pressoché in linea con lo scenario base al 2025 (circa 320 TWh) e una capacità eolica e fotovoltaica installata pressoché in linea con l'estremo superiore dello scenario al 2025 (rispettivamente circa 15.3 GW e circa 30.0 GW)
- complessivamente pari a circa 85.5 TWh (suddivisi in circa 73.6 TWh sulla frontiera Nord, circa 9.0 TWh sulla frontiera con il Montenegro e circa 2.9 TWh sulla frontiera con la Grecia), assumendo un livello di domanda elettrica inferiore rispetto a quella dello scenario di sviluppo al 2025 (circa 341 TWh) e una capacità eolica e fotovoltaica installata in linea con l'estremo inferiore dello scenario al 2025 (rispettivamente circa 12.5 GW e circa 22.5 GW).

Dalle simulazioni di Terna sembra emergere una massimizzazione di fatto degli scambi commerciali sulle interconnessioni estere, la cui capacità è attesa in crescita per effetto degli interventi di sviluppo pianificati. Al riguardo, non è chiaro quanto questi scambi siano coerenti con le assunzioni di Terna, coerenti con lo *Scenario Outlook and System Adequacy Forecast 2015* di ENTSO-E, circa gli scambi fisici con l'estero. Diversamente da Terna, REF-E tiene invece conto del possibile effetto sugli scambi delle politiche energetiche dei principali paesi europei. Le dismissioni entro il 2025 degli impianti nucleari francesi e degli impianti a lignite tedeschi potrebbero infatti modificare gli scambi di energia tra paesi, con un conseguente riduzione dell'import netto italiano dall'estero.

POLITICA INDUSTRIALE: A RISCHIO LE MISURE A RIDUZIONE DEL COSTO DELL'ELETTRICITÀ

RIFERIMENTI NORMATIVI

- Decreto legge 83/2012
- Decreto legge 91/2014
- Decreto legge 210/2015 (Milleproroghe)
- Legge 221/2015 (Collegato Ambientale)
- Comunicazione CE (2014/C 200/01) (Linee guida ambiente e energia 2014-2020)
- Comunicazione CE C(2012) 3230 (Linee guida ETS post 2012)

ARTICOLI CORRELATI

- L'attesa riforma dei costi per gli energivori (Newsletter 165)
- Aiuti di Stato per energia e ambiente: più mercato (Newsletter 177)
- Finalmente una disciplina organica per le RIU, con qualche punto ancora aperto (Newsletter 193-194)
- Working Paper REF-E n. 11/2015

TAG
electricity

Due misure cardine a riduzione del costo dell'energia elettrica a carico dell'industria italiana (agevolazioni tariffarie in favore degli energivori e degli autoconsumi di RIU, SEU e SEESEU) potrebbero dover essere riformate, in quanto non compatibili con le linee guida UE sugli aiuti di Stato; sicuramente tutti gli aiuti dovranno essere limitati alla componente A3. Le agevolazioni per gli energivori, sebbene erogate anche a soggetti non ammissibili secondo i criteri comunitari, potrebbero essere mantenute perché l'Italia concede meno di altri Stati. I maggiori rischi di interventi correttivi, anche retroattivi, riguardano RIU, SEU e SEESEU (che tra l'altro subiranno anche l'impatto della riforma della struttura degli oneri generali di sistema prevista dal Milleproroghe), tuttavia la negoziazione tra Italia e Commissione su questo punto è ancora molto aperta.

La politica industriale italiana nel corso degli scorsi anni è passata attraverso interventi nel settore dell'energia volti a ridurre il *gap* competitivo legato al costo dell'energia elettrica rispetto ai *competitor* europei. Tra questi figurano i regimi di sostegno a favore degli investimenti in generazione distribuita presso i siti industriali esistenti (e, più in generale, il sostegno allo sviluppo di impianti a fonte rinnovabile o cogenerativi ad alta efficienza presso i centri di consumo) e le agevolazioni tariffarie in favore delle imprese energivore. A differenza di altri Stati europei, l'Italia invece non ha finora alleviato l'onere a carico dei consumatori *energy-intensive* trasferito sul prezzo elettrico dagli operatori termoelettrici che devono acquistare permessi di emissione nell'ambito del meccanismo ETS (costi indiretti della CO₂).

LE NORME OGGETTO DI REVISIONE

Le principali disposizioni normative che in Italia consentono riduzioni del costo dell'energia elettrica in favore dei consumatori industriali, attualmente al vaglio della Commissione Europea (CE), potrebbero però risultare incompatibili con la disciplina comunitaria sugli aiuti di Stato, rischiando di dover essere almeno in parte modificate. Le principali criticità riguardano:

- le agevolazioni sulle componenti A per gli energivori (decreto legge 83/2012, art. 39): gli oneri oggetto di agevolazioni e i criteri per la selezione dei beneficiari (criteri di ammissibilità) adottati in ambito italiano sono differenti da quelli indicati dalle linee guida comunitarie
- le esenzioni dal pagamento degli oneri generali di sistema elettrico sull'autoconsumo di RIU, SEU e SEESEU (decreto legge 91/2014, art. 24, che ha modificato le discipline contenute nel decreto legislativo 115/2008 per i SEU e SEESEU e nella legge 99/2009 per le RIU): a fronte dell'introduzione della regola generale secondo cui i corrispettivi variabili di tali oneri sono applicati sui consumi (invece che sui prelievi dalla rete pubblica) dei clienti finali, le eccezioni relative all'autoconsumo di RIU, SEU e SEESEU si configurano automaticamente come aiuti di Stato e come tali devono rispettare le pertinenti linee guida comunitarie.

IL RIFERIMENTO A LIVELLO COMUNITARIO: LE LINEE GUIDA SUGLI AIUTI DI STATO

In entrambi i casi il riferimento sono le linee guida pubblicate dalla CE nel 2014 "Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020", e in particolare le sezioni 3.7.2 e 3.7.3 relative agli aiuti sotto forma di riduzione degli oneri a sostegno della generazione da fonti rinnovabili a carico dei consumatori finali, che in Italia prendono la forma di riduzioni dell'onere A3 della tariffa elettrica. Su questo aspetto, le linee guida contengono indicazioni relative a:

- oneri tariffari che possono essere oggetto di aiuto di Stato: esclusivamente oneri a sostegno della generazione da fonti rinnovabili
- criteri di ammissibilità: possono beneficiare degli aiuti solo le imprese appartenenti ai settori indicati nell'Allegato 3 delle linee guida (selezionati sulla base dell'intensità di energia elettrica e di esposizione agli scambi commerciali) o ad altri settori (anche dei servizi) selezionati dagli Stati, purché caratterizzati

da intensità di energia elettrica (definita come rapporto tra i costi in termini di energia elettrica di un'impresa e il valore aggiunto lordo - VAL) di almeno il 20% e intensità degli scambi di almeno il 4% a livello dell'UE ("imprese energivore")

- proporzionalità dell'aiuto: possibilità di limitare al 15% l'onere dovuto (fino al 4% del VAL per imprese particolarmente esposte all'onere) e, nel caso di imprese caratterizzate da intensità di energia elettrica di almeno il 20%, possibilità di limitarlo ulteriormente fino allo 0.5% del VAL.

Le linee guida si applicano dal 1 luglio 2014 fino al 31 dicembre 2020, anche (con effetto retroattivo a partire dal 2011) alle misure di aiuto notificate precedentemente a questo periodo, se la CE è chiamata a decidere successivamente al 1 luglio 2014, e a tutti i casi di aiuti illegali (ossia implementati senza autorizzazione della CE) relativi a riduzioni dell'onere di finanziamento a sostegno della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Attualmente è in corso presso la CE il procedimento di verifica della disciplina delle agevolazioni in favore degli energivori, che è stata notificata dall'Italia il 17 aprile 2014. A latere di questo procedimento la CE ha avanzato all'Italia una richiesta di informazioni sulla disciplina relativa alle RIU (che invece non era stata oggetto di notifica formale). Le eventuali incompatibilità della disciplina dovranno essere corrette tramite un piano di adeguamento nazionale, che deve portare al completo allineamento con le linee guida comunitarie entro il 2019. Tuttavia, se i regimi di aiuto erano esistenti alla data di entrata in vigore delle linee guida (come nel caso dei 2 regimi italiani) è sufficiente un adeguamento parziale, ossia il pagamento a partire dal 2019 del 20% dell'onere dovuto da parte di tutti i soggetti che hanno beneficiato dell'aiuto senza soddisfare i requisiti di ammissibilità. La quota del 20% deve in ogni caso essere raggiunta attraverso un percorso di avvicinamento graduale che può comportare la rettifica, seppur progressiva, degli oneri dovuti anche con effetto retroattivo.

MAGGIOR PARTE DELLE CRITICITÀ GIÀ RISCONTRATA NELLE LEGGI TEDESCHE

I principali punti critici della disciplina italiana sono presenti anche nella disciplina tedesca (leggi EEG 2012 e EEG 2014), che definisce, da un lato, i meccanismi di incentivazione a favore della generazione da fonti rinnovabili e, dall'altro, le agevolazioni in termini di riduzione dell'onere a copertura dei meccanismi di incentivazione (onere EEG) a favore delle imprese energivore e della generazione distribuita. Il contenuto delle decisioni con cui la CE ha concluso il procedimento di valutazione della disciplina tedesca può quindi fornire un'indicazione delle soluzioni che potrebbero essere adottate anche nel caso italiano. In ogni caso, l'adeguamento della disciplina nazionale alle indicazioni comunitarie è frutto di un più ampio processo di negoziazione tra Stato membro e CE, volto tra l'altro a evitare eccessive fratture nel tessuto industriale, pur nel rispetto dei principi di concorrenzialità del mercato comune, che può condurre a risultati diversi da paese a paese. Nel caso italiano, oltre ai soggetti istituzionalmente coinvolti nelle negoziazioni (il Governo attraverso il Ministero dello Sviluppo Economico - MSE - e la CE), l'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (Autorità) e Confindustria stanno svolgendo un ruolo consultivo e propositivo nella discussione.

AGEVOLAZIONI TARIFFARIE IN FAVORE DEGLI ENERGIVORI

Nel caso delle agevolazioni tariffarie in favore degli energivori, le criticità della disciplina italiana riguardano:

- gli oneri oggetto di agevolazioni
- i criteri per la selezione dei beneficiari (criteri di ammissibilità).

ONERI OGGETTO DI AGEVOLAZIONI: SOLO A3

Per quanto riguarda il primo punto, le linee guida comunitarie sono chiare nel limitare la possibilità di concedere agevolazioni agli energivori in relazione ai soli oneri derivanti dai costi per l'incentivazione della generazione rinnovabile, per cui, nel caso italiano, le agevolazioni devono limitarsi alla sola componente A3 e non anche alle altre A. Il legislatore nazionale ha nei fatti già recepito questa modifica attraverso il decreto Milleproroghe, che ha limitato le agevolazioni in favore degli energivori alla sola componente A3. Si dovrebbe quindi procedere al recupero dei rimborsi illegittimi relativi alle componenti A diverse dalla A3 (che corrispondono a circa il 5% del totale),

in particolare quelli erogati con riferimento al secondo semestre 2013 (i rimborsi per gli anni successivi non sono ancora stati erogati¹), facendo ricorso alle garanzie presentate dalle imprese.

Tuttavia, un'applicazione rigorosa dei criteri stabiliti dalle linee guida porterebbe a ritenere che le agevolazioni non dovrebbero riferirsi all'intera componente A3, ma solo alla quota parte a copertura dei costi di incentivazione delle fonti rinnovabili, escludendo la quota a copertura dei costi di incentivazione della generazione assimilata alle rinnovabili nell'ambito del meccanismo CIP6. In Germania si presenta una criticità simile, dato che la componente tariffaria EEG a copertura del sostegno alla generazione rinnovabile, oggetto degli aiuti, comprende il sostegno alla produzione di energia elettrica da gas di estrazione. Nel caso tedesco, l'agevolazione sulla parte di onere non destinato all'incentivazione della generazione rinnovabile è stata ammessa dalla CE, in quanto rappresenta una quota del tutto marginale (0.25% nel 2012) dell'onere EEG e la disciplina tariffaria prevede il pagamento dell'aliquota piena dell'onere sulla prima fascia di consumo annuo (1 GWh). Anche nel caso italiano la CE potrebbe arrivare a una conclusione analoga, tenuto conto che il peso degli oneri degli incentivi alle assimilate sul totale dell'onere A3 è maggiore rispetto al caso tedesco (9% nel 2014), ma decrescente nel tempo (nel 2010 rappresentava il 29%).

IMPRESE BENEFICIARIE: I CRITERI DI AMMISSIBILITA' ITALIANI POTREBBERO ESSERE ACCETTATI

Per quanto riguarda la selezione dei beneficiari delle agevolazioni, il legislatore italiano ha scelto di adottare criteri diversi rispetto a quelli previsti dalle linee guida comunitarie, ponendosi quindi in contrasto con essi. In Italia infatti le imprese beneficiarie degli aiuti possono svolgere qualsiasi attività produttiva del settore manifatturiero (individuato attraverso il codice ATECO), purché presentino le seguenti caratteristiche:

- connessione alla rete elettrica attraverso un punto di prelievo in MT, AT o AAT
- consumo annuo di energia elettrica non inferiore a 2.4 GWh
- intensità di energia elettrica (definita come rapporto tra i costi in termini di energia elettrica di un'impresa e il fatturato) di almeno il 2%.

La disciplina italiana, quindi, estende la possibilità di accedere alle agevolazioni anche a imprese appartenenti a settori non inclusi nell'Allegato 3 delle linee guida, selezionandole sulla base di criteri diversi da quelli previsti dalle indicazioni comunitarie (ossia, utilizzando il fatturato anziché il VAL nel calcolo dell'intensità di energia elettrica e non adottando il criterio dell'intensità degli scambi commerciali). Nel complesso, oltre 2,900 imprese figurano nell'elenco delle imprese energivore pubblicato da CSEA (Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali) per il 2013.

Tuttavia, se da un lato dato i criteri adottati dalla disciplina italiana hanno portato a selezionare una platea di beneficiari delle agevolazioni più ampia rispetto a quella selezionata negli altri Stati, dall'altro l'agevolazione unitaria erogata è inferiore ai massimali previsti dalle linee guida comunitarie. L'agevolazione massima attualmente riconosciuta agli energivori italiani prevede infatti il pagamento del 40% dell'onere da parte delle imprese (perché il rimborso massimo erogato sui corrispettivi variabili raggiunge il 60%)², quindi al di sopra sia del limite minimo (15%) richiesto ai soggetti che hanno diritto alle agevolazioni, sia del limite minimo (20%) richiesto a partire dal 2019 ai soggetti che partecipano a regimi di aiuto esistenti al 1 luglio 2014 senza averne diritto. Sulla base di queste considerazioni i criteri di ammissibilità del meccanismo di agevolazioni a favore degli energivori italiani potrebbero quindi essere accettati, anche se difformi dalle indicazioni della CE.

Inoltre, si rilevano difformità tra la disciplina italiana e le linee guida comunitarie anche con riferimento al calcolo del costo dell'energia elettrica (utilizzato per il calcolo dell'intensità elettrica), in particolare nel caso degli autoproduttori. Infatti:

- costo dell'energia autoconsumata: secondo le regole italiane è stimato sulla base del PUN, mentre secondo le indicazioni comunitarie dovrebbe essere stimato sulla base del prezzo medio dell'elettricità al dettaglio applicabile nello Stato alle imprese con livelli simili di consumo di elettricità

¹ I rimborsi relativi al 2014 saranno erogati non appena CSEA avrà definito le modalità di presentazione delle garanzie fideiussorie da parte delle imprese, mentre il meccanismo di rimborso per gli anni successivi deve ancora essere definito dall'Autorità.

² Senza considerare l'onere in quota fissa, sul quale non sono previsti rimborsi.

- incentivi sulla generazione: secondo le regole italiane eventuali incentivi sono detratti dal costo stimato dell'energia, mentre le linee guida comunitarie prevedono la possibilità di non tenerne conto.

Di conseguenza, le modalità di calcolo previste dalla disciplina italiana portano alla definizione di livelli di intensità elettrica inferiori rispetto a quelli che si otterrebbero se si applicassero le modalità di calcolo definite dalle linee guida. Tale scelta incide sulla percentuale di rimborso riconosciuta agli energivori italiani, che è differenziata sulla base del livello di intensità elettrica.

LA GERMANIA HA ADOTTATO UN PIANO DI ADEGUAMENTO PROGRESSIVO

Per quanto riguarda la disciplina tedesca, la legge EEG 2012 è stata ritenuta dalla CE parzialmente incompatibile con le linee guida sia per quanto riguarda i criteri di ammissibilità, che per la proporzionalità dell'aiuto agli energivori. Il Governo tedesco ha di conseguenza predisposto un piano di adeguamento progressivo a carico dei soggetti beneficiari che non avevano diritto all'agevolazione e/o avevano corrisposto un onere EEG inferiore ai minimi richiesti a livello comunitario. Adottando come base di partenza l'onere EEG effettivamente versato dalle imprese nel 2013, gli oneri dovuti per il 2013 e il 2014 sono stati rettificati in maniera retroattiva, ma in modo che non eccedessero rispettivamente il 125% e il 150% dell'onere base. L'onere inoltre è stato incrementato progressivamente per il periodo post 2014, in modo da arrivare all'allineamento con la disciplina comunitaria (pagamento del 20% dell'onere dovuto) entro il 2019.

REGIME DI ESENZIONI IN FAVORE DI RIU, SEU E SEESEU

RITORNO ALL'APPLICAZIONE DEGLI ONERI SUI PRELIEVI?

Con riferimento alla generazione distribuita, la modifica del presupposto di imposizione degli oneri generali di sistema, attraverso il ritorno dalla regola generale di applicazione sui consumi (prevista dal decreto legge 91/2014³) alla regola generale di applicazione sui prelievi (stabilita dal Decreto Bersani) eliminerebbe alla base la questione degli aiuti di Stato in favore di RIU, SEU e SEESEU. L'esenzione dal pagamento degli oneri generali di sistema sull'autoconsumo non si configurerebbe più infatti come eccezione alla regola generale (ossia come aiuto di Stato), ma come naturale conseguenza dell'applicazione della regola generale.

CON LE REGOLE ATTUALI, RISCHIO DI INTERVENTI CORRETTIVI ANCHE RETROATTIVI

Se tuttavia il legislatore non perseguirà questa strada, la disciplina italiana dovrà necessariamente essere adeguata alle linee guida comunitarie, come d'altra parte è stato evidenziato dalla CE a fronte della scelta della Germania, attraverso la legge EEG 2014, di applicare l'onere EEG sull'intero consumo dei clienti finali, anziché sui soli prelievi come previsto dalla precedente legge EEG 2012. Le criticità in questo caso riguarderebbero:

- l'applicazione di agevolazioni a imprese che non rispettano i criteri di ammissibilità
- l'applicazione delle esenzioni (seppur parziali)⁴ a oneri di sistema diversi dalla A3.

Con riferimento ai criteri di ammissibilità, sulla base della disciplina attualmente in vigore l'esenzione (seppur parziale) dal pagamento dei corrispettivi tariffari degli oneri generali di sistema sull'autoconsumo degli autoproduttori sembra illegittima.

Per quanto riguarda la componente A3, tutte le imprese in configurazione RIU, SEU o SEESEU dovrebbero quindi pagare a partire dal 2019 almeno il 20% dell'onere che avrebbero pagato in assenza di agevolazioni (come previsto dalle linee guida nel caso di regimi di aiuto esistenti alla data di applicazione delle linee guida stesse). Tuttavia:

- le imprese energivore sono ammissibili a ricevere aiuti di Stato, purché paghino

³ Precedentemente, lo stesso principio generale di applicazione degli oneri generali sui consumi era stato previsto dalla legge 99/2009, che contestualmente aveva previsto un'esenzione totale dal pagamento dei corrispettivi variabili sugli autoconsumi da parte delle RIU.

⁴ Il decreto legge 91/2014 ha superato la disciplina precedente che prevedeva la totale esenzione dal pagamento degli oneri generali di sistema sugli autoconsumi di RIU, SEU e SEESEU introducendo dal 1 gennaio 2015 il pagamento del 5% dei corrispettivi variabili degli oneri generali di sistema dovuti sull'autoconsumo (percentuale che il MISE può incrementare ogni 2 anni per i SEU di nuova costruzione).

almeno il 15% dell'onere che avrebbero sostenuto in assenza di agevolazioni; nel caso di imprese energivore in configurazione RIU, SEU o SEESEU gli aiuti sono quindi legittimi purché complessivamente l'onere pagato sia almeno pari a questa soglia

- nel caso di SEU o SEESEU che includono impianti alimentati a fonte rinnovabile, l'aiuto potrebbe essere ammesso se considerato coerente con la logica generale dei meccanismi di incentivazione a sostegno della generazione rinnovabile. Con riferimento alla legge tedesca EEG 2014, la CE ha infatti ritenuto legittimi gli aiuti in presenza di impianti di generazione distribuita a fonte rinnovabile sulla base di queste considerazioni⁵. La discussione tra Governo italiano e CE su questi aspetti sembra però al momento ancora aperta.

Per quanto riguarda gli oneri generali di sistema diversi dalla A3 (altre componenti A e componenti UC)⁶, come si è visto il legislatore italiano ha già riconosciuto che non possono essere erogati aiuti. Dovrebbero quindi essere recuperati tutti gli oneri non pagati sull'autoconsumo dagli autoproduttori (inclusi energivori e sistemi che includono impianti a fonti rinnovabili) relativi a queste componenti anche con effetto retroattivo (dal 2011).

QUANTIFICAZIONE DEL POSSIBILE IMPATTO PER LE IMPRESE IN RIU, SEU O SEESEU

REF-E ha analizzato l'impatto che potrebbe comportare una riforma di questo tipo per diverse tipologie di consumatori industriali (non energivori) inclusi in una RIU, in un SEU o in un SEESEU (l'impatto è calcolato ipotizzando di applicare gli interventi correttivi alle tariffe in vigore al secondo trimestre 2016):

- impresa connessa in AAT con potenza disponibile di 50 MW e consumo annuo di 250 GWh
- impresa connessa in AT con potenza disponibile di 10 MW e consumo annuo di 75 GWh
- impresa connessa in MT con potenza disponibile di 600 kW e consumo annuo di 3 GWh
- impresa connessa in BT con potenza disponibile di 25 kW e consumo annuo di 150 MWh

TABELLA 1. ALLINEAMENTO LINEE GUIDA PER RIU, SEU E SEESEU IMPRESE NON ENERGIVORE

	Incremento OGS (c€/kWh)	Incremento costo elettricità (%)
AAT		
30% autoconsumo	0.08	1%
80% autoconsumo	0.29	13%
AT		
30% autoconsumo	0.14	2%
80% autoconsumo	0.44	18%
MT		
30% autoconsumo	0.17	2%
80% autoconsumo	0.46	9%
BT		
30% autoconsumo	0.20	2%
80% autoconsumo	0.54	9%

Fonte: elaborazione REF-E su dati AEEGSI e linee guida CE

Per tutte le imprese sono state considerate quote di energia autoconsumata del 30% e dell'80% (**Tabella 1**).

Per quanto riguarda la componente A3, in nessuno dei casi considerati sembrerebbe necessario un intervento correttivo. In presenza di una quota di autoconsumo dell'80%, le imprese infatti attualmente già pagano i corrispettivi variabili ad aliquota piena sul 20% dell'energia prelevata, oltre che il 5% dei corrispettivi variabili sull'autoconsumo e i corrispettivi fissi; la percentuale già pagata è ovviamente più elevata se l'autoconsumo si limita al 30%. In tutti i casi è quindi rispettato il limite minimo del 20% dell'onere richiesto dalle linee guida. Per quanto riguarda gli altri oneri generali di sistema (OGS), ossia le componenti A diverse dalla A3 e UC, l'onere dovrebbe invece essere portato al 100% del dovuto.

Complessivamente, i corrispettivi dovuti dalle imprese potrebbero aumentare tra 0.08 c€/kWh e 0.2 c€/kWh con autoconsumo del 30% e tra 0.3 c€/kWh e 0.5 c€/kWh con autoconsumo dell'80%, con un impatto sul costo dell'elettricità dell'1-2% nel primo caso e del 9-18% nel secondo⁷.

QUANTIFICAZIONE DELLE POSSIBILI CORREZIONI PER GLI ENERGIVORI IN RIU, SEU O SEESEU

REF-E ha analizzato anche il caso in cui le stesse imprese connesse in AAT, AT e MT incluse in una RIU, in un SEU o in un SEESEU siano riconosciute come energivore

⁵ Per quanto riguarda gli impianti cogenerativi ad alto rendimento, nel caso tedesco la CE non ha invece ritenuto che gli aiuti fossero compatibili con il mercato comune e ha richiesto il totale allineamento della disciplina nazionale alle linee guida comunitarie entro il 2019.

⁶ Il corrispettivo MCT è applicato sull'energia prelevata anche nel caso di RIU, SEU e SEESEU.

⁷ In tutti i casi si ipotizza la presenza di un unico punto di prelievo, con l'applicazione degli scaglioni a partire dall'energia prelevata.

TABELLA 2. ALLINEAMENTO LINEE GUIDA PER RIU, SEU E SESEU IMPRESE ENERGIVORE*

	Incremento OGS (c€/kWh)	Incremento costo elettricità (%)
AAT		
30% autoconsumo	0.17	4%
80% autoconsumo	0.34	22%
AT		
30% autoconsumo	0.29	6%
80% autoconsumo	0.67	40%
MT		
30% autoconsumo	0.29	4%
80% autoconsumo	0.77	19%

* Con intensità elettrica superiore al 15%

Fonte: elaborazione REF-E su dati AEEGSI e linee guida CE

dalla disciplina italiana (**Tabella 2**). Queste imprese beneficiano contemporaneamente delle esenzioni sull'autoconsumo e dei rimborsi sulle componenti A pagate. L'obiettivo è quello di verificare se la compresenza dei 2 meccanismi di agevolazione consente di rispettare il limite minimo del pagamento del 15% dell'onere A3 dovuto previsto dalle linee guida per le imprese ammissibili a ricevere gli aiuti⁸. Viene inoltre quantificato il possibile incremento sul costo dell'energia legato al pagamento del 100% dell'onere dovuto sugli altri OGS.

Tra i casi considerati, lo sfioramento del limite del 15% dovrebbe verificarsi in presenza di autoconsumo elevato (80%) per le sole imprese connesse in AT o MT. Complessivamente, le correzioni sugli OGS comporterebbero per gli energivori un impatto sul costo dell'elettricità nell'ordine del 4-6% con quote di autoconsumo del 30%, ma significativamente maggiore (nell'ordine del 19-40%) con quote di autoconsumo dell'80%.

CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE

L'incertezza relativa alla legittimità degli aiuti di Stato italiani e il protrarsi del procedimento di verifica presso la CE rischiano di minare l'efficacia delle agevolazioni concesse alle imprese nazionali negli anni passati. Nel frattempo, il Governo italiano è intervenuto con misure di direzione opposta, con l'effetto di aumentare ulteriormente il rischio regolatorio.

Da una parte, infatti, la recente delibera 120/2016/R/eel dell'Autorità ha previsto l'obbligo per le imprese di presentare a CSEA i dati sul proprio VAL per tutti gli anni in cui hanno richiesto l'iscrizione nel registro delle imprese energivore. Tale raccolta dati è esplicitamente finalizzata alla valutazione di un eventuale aumento del livello delle agevolazioni riconosciute alle imprese energivore, nel rispetto dei tetti fissati dalle linee guida. In particolare il Governo potrebbe intensificare il sostegno alle imprese caratterizzate da un maggiore indice di intensità elettrica, allineando il livello di aiuti al limite consentito dalle linee guida (si ricorda che per imprese caratterizzate da intensità energetica particolarmente elevata lo Stato può limitare l'onere allo 0.5% del VAL), colmando così il gap competitivo dell'industria energivora italiana.

Per contro, tuttavia, il decreto Milleproroghe potrebbe portare a una significativa riduzione dei benefici tariffari per gli autoproduttori, a prescindere dalla revisione delle agevolazioni tariffarie che potrebbe rendersi necessaria per allineare la disciplina di RIU, SEU e SESEU alle linee guida comunitarie. Il decreto richiede infatti che la struttura tariffaria degli oneri generali di sistema applicati ai consumatori elettrici non domestici sia adeguata a quella in vigore per i corrispettivi di trasmissione, distribuzione e misura, di fatto prevedendo un aumento del peso dei corrispettivi fissi o in quota potenza rispetto a quelli variabili, con l'effetto di ridurre il peso delle esenzioni sui corrispettivi variabili di cui attualmente godono RIU, SEU e SESEU. Inoltre, dato che la nuova struttura tariffaria dovrà essere applicata a partire dal 1 gennaio 2016, in attesa della definizione dei criteri di implementazione della riforma da parte dell'Autorità sono applicati corrispettivi degli OGS provvisori, introducendo un ulteriore elemento di incertezza per le imprese italiane.

Infine, il Collegato Ambientale alla Legge di Stabilità 2016 ha recentemente inserito gli aiuti sui costi indiretti della CO₂ tra le finalità a cui può essere destinato il 50% dei proventi delle aste dei permessi di emissione (ammontare di risorse stimato per il 2016 intorno a 281 milioni di euro nel 2016, sulla base della previsione REF-E di prezzo della CO₂ pari a 7.3 €/tCO₂eq in media annua). L'erogazione di questi aiuti potrebbe, almeno per i settori che hanno diritto a riceverli, compensare in parte l'impatto delle misure correttive che dovrebbero essere adottate per gli autoproduttori. Tuttavia, occorre la pubblicazione di un decreto ministeriale per l'implementazione degli aiuti.

⁸ Posto che, come si è visto, in particolari casi lo Stato può prevedere pagamenti che si limitino al 4% o allo 0.5% del VAL dell'impresa.

ENERGIE RINNOVABILI, EFFICIENZA E AMBIENTE LA NUOVA REGOLAZIONE NAZIONALE DEL SETTORE RIFIUTI

RIFERIMENTI NORMATIVI

- Legge 7 agosto 2015 n. 124
- Dlgs 152/2006 - Testo Unico dell'Ambiente

Il Testo Unico dei servizi pubblici locali in via di approvazione definitiva raccoglie la normativa generale sull'organizzazione e la gestione dei servizi e istituisce, per il servizio di gestione dei rifiuti urbani, un'autorità di regolazione nazionale, affidando a tale organismo ampie attribuzioni di regolazione-quadro. L'attività dell'autorità si collocherà in un contesto caratterizzato da forte eterogeneità della regolazione locale e delle gestioni del servizio negli ambiti di riferimento.

La previsione di un'autorità nazionale per la regolazione del servizio di gestione dei rifiuti urbani (e assimilati) costituisce una delle più importanti misure contenute nel Testo Unico (TU) dei servizi pubblici locali di interesse economico generale (SPL), approvato dal Governo e ora in fase di consultazione e pubblicazione. I poteri di regolazione conferiti all'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico, che sarà rinominata Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente, sono ampi, in analogia con quanto previsto nel 2011 per il sistema idrico. Il livello di regolazione nazionale si sovrapporrà a quello locale, realizzato a livello di ambito ottimale.

Il TU contiene altre norme di grande rilievo per il servizio di gestione dei rifiuti collocandolo nella definizione di SPL di interesse economico generale "a rete", e disciplinandone le modalità di assunzione, affidamento, e organizzazione del servizio, oltre che di determinazione delle tariffe.

Il servizio di gestione dei rifiuti urbani è attualmente offerto agli utenti in un contesto organizzativo, gestionale e regolatorio molto eterogeneo e frammentario. L'Autorità per la concorrenza (AGCM) ha recentemente pubblicato i risultati di un'indagine conoscitiva sul settore che mette in evidenza la suddetta criticità e formula una serie di proposte per favorire la concorrenza nel mercato o per il mercato, a seconda delle attività che costituiscono la filiera dei rifiuti.

ARTICOLI CORRELATI

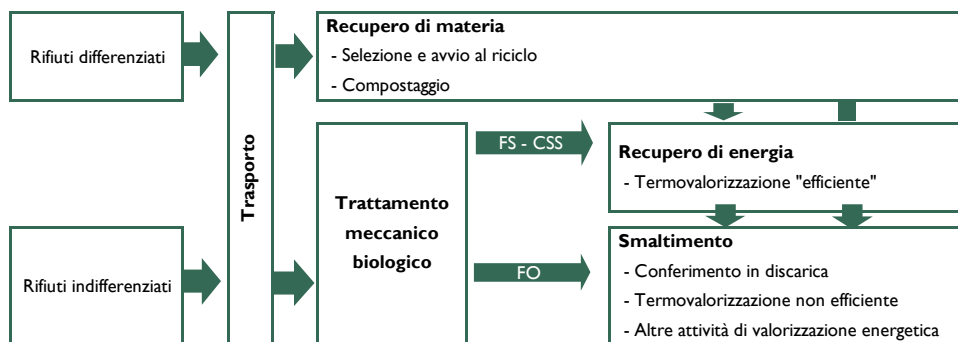
- Obiettivi ambiziosi e poco mercato nel nuovo Piano Regionale di Gestione dei Rifiuti dell'Emilia Romagna (Newsletter n. 175)
- Il Decreto Legge "Sblocca Italia" e la governance in materia di rifiuti (Newsletter n. 180)
- Il Governo spinge sui termovalorizzatori (Newsletter n. 191)

LA GESTIONE DEI RIFIUTI URBANI

Le gestione dei rifiuti urbani (**Figura 1**) inizia con la raccolta, da cui hanno origine due filiere di gestione, quella dei rifiuti differenziati e quella dei rifiuti non differenziati. L'attività di raccolta è caratterizzata da bassa intensità di capitale, economie di scala contenute, ma economie di densità considerevoli. Le fasi a valle della raccolta, invece, sono *capital intensive* e presuppongono investimenti con tempi di ritorno più lunghi. In

particolare, per i rifiuti indifferenziati è previsto il trattamento meccanico-biologico (TMB) degli stessi, ove gli impianti necessari siano stati realizzati, seguito dalla valorizzazione energetica della frazione secca, anche in questo caso se gli impianti a ciò dedicati (i termovalorizzatori) esistono, e dallo smaltimento in discarica della frazione organica stabilizzata. I rifiuti differenziati trovano valorizzazione sul mercato e, a esclusione della frazione organica destinata alla produzione di compost di qualità, sono gestiti attraverso un sistema di consorzi di filiera ad adesione obbligatoria.

FIGURA 1. LA GESTIONE DEI RIFIUTI URBANI



FO = Frazione organica stabilizzata; FS - CSS = Frazione secca. Combustibile solido secondario

TAG

climate and environment, waste-to-energy, antitrust policy

GESTIONE INTEGRATA E ATO

L'organizzazione del servizio di gestione "integrata" dei rifiuti¹ spetta ai Comuni, che la realizzano in forma associata, al livello di ambito territoriale ottimale (ATO). La dimensione degli ATO è decisa dalle Regioni: l'ATO coincide, in molti casi, con la

¹ La definizione di gestione integrata è contenuta nel Testo Unico dell'Ambiente (Dlgs 152/2006): "complesso di attività, ivi compreso lo spazzamento delle strade, volte ad ottimizzare la gestione dei rifiuti".

provincia, ma la normativa in vigore permette, di fatto, sia una dimensione organizzativa maggiore, ad esempio la Regione, sia una minore, fino al limite al perimetro comunale².

Secondo la normativa in vigore, gli Organi di Governo dell'ATO decidono la forma di gestione del servizio e stipulano i contratti di affidamento, oltre a determinare le tariffe all'utenza. In proposito, l'AGCM ha rilevato come numerose gestioni prevedano l'esistenza di sotto-ambiti entro cui sono organizzati i servizi di raccolta e trasporto, mentre le fasi a valle restino organizzate a livello di ATO. Sempre l'Autorità Antitrust sottolinea, nella sua indagine, come molti ATO e sotto-ambiti non siano ancora operativi, cosicché l'organizzazione del servizio avvenga, in molte aree, in modo ancora estremamente frazionato ed eterogeneo.

TIPO E PERIMETRO DEGLI AFFIDAMENTI

L'affidamento del servizio di gestione dei rifiuti è prevalentemente diretto: secondo l'indagine Antitrust le gestioni *in house* prevalgono nettamente sia su quelle affidate attraverso gara, sia su quelle che prevedono la gestione attraverso società miste pubblico/privato.

TABELLA 1. DIMENSIONE ORIZZONTALE E VERTICALE DEGLI AFFIDAMENTI
(SELEZIONE DI REGIONI)

Regione	Estensione territoriale	Oggetto dell'affidamento
Veneto	Comunale o subprovinciale	Prevale gestione integrata
Lombardia	Comunale*	Sia gestione integrata sia separata
Piemonte	Sub-provinciale	Gestione separata: raccolta. Attività a valle affidate su livello territoriale maggiore
Emilia-Romagna	Provinciale o sub-provinciale	Prevale gestione integrata
Toscana	Sovra-provinciale	Sia gestione integrata sia separata
Lazio	Comunale*	Prevale gestione separata
Campania	Sovra-comunale	Sia gestione integrata sia separata
Puglia	Sovra-comunale	Gestione separata: raccolta. Attività a valle affidate su livello territoriale maggiore
Sicilia	Comunale o sovra-comunale	Sia gestione integrata sia separata

*Sovracomunale se i comuni si aggregano spontaneamente

Fonte: Adattato da AGCM IC 49

TABELLA 2. REGOLAZIONE DELLE FASI A VALLE DELLA RACCOLTA
(SELEZIONE DI REGIONI)

Regione	Tariffe*	Regolazione flussi
Veneto	Sì	Per TMB e discariche
Lombardia	No**	Libera circolazione
Piemonte	Sì	Sì
Emilia-Romagna	Sì	Sì
Toscana	Sì	Sì, ma a livello sovra-provinciale
Lazio	Sì	Sì, ma a livello sub-regionale
Campania	Sì	Sì, ma a livello sub-regionale
Puglia	Sì	Sì, ma a livello sub-regionale
Sicilia	Sì	Sì, ma a livello sub-regionale

*TMB, discariche e termovalorizzatori

**Sono previste tariffe massime per i conferimenti provinciali

Fonte: Adattato da AGCM IC 49

Ciò che più conta ai fini dell'assetto concorrenziale del settore è, tuttavia, il perimetro di attività oggetto di affidamento (**Tabella 1**). Anche su questo aspetto, la confusione della normativa ha generato elevata eterogeneità nelle decisioni di affidamento, in termini di affidamento della gestione integrata o separata delle differenti attività (della filiera dei rifiuti indifferenziati): raccolta e trasporto, TMB, smaltimento e persino, per alcune gestioni, recupero energetico e recupero della frazione organica dei rifiuti solidi urbani (secondo un'interpretazione prevalente della normativa, queste ultime due fasi dovrebbero essere "a mercato").

Un vuoto normativo ha anche determinato l'interpretazione non uniforme, da parte dei soggetti responsabili del servizio, del concetto di assimilabilità dei rifiuti speciali a quelli urbani: i rifiuti assimilati escono dal mercato ed entrano nel perimetro regolato della gestione dei rifiuti urbani.

In altre parole, a oggi esistono monopolisti che operano solo nella raccolta (e trasporto), altri che operano solo nelle fasi a valle, e altri ancora che sono integrati verticalmente, al limite fino alle operazioni di recupero (quasi sempre "solo" energetico). Esistono, come nel caso dell'ATO Roma (così come riportato dall'AGCM), operatori verticalmente integrati che "competono" con soggetti privati con cui negoziano il trattamento e lo smaltimento di una quota dei rifiuti gestiti nelle fasi a monte. Esiste, inoltre, una sottrazione di rifiuti speciali al mercato che si dovrebbe occupare della gestione degli stessi. La gestione nelle fasi a valle è, in alcuni casi, oggetto di regolazione tariffaria, soprattutto dove un'interpretazione stringente dei principi comunitari di prossimità e autosufficienza della gestione dei rifiuti determina l'introduzione di vincoli alla circolazione degli stessi (**Tabella 2**): è il caso del recupero energetico in Emilia Romagna. In altre regioni, la dimensione più ampia scelta nell'interpretare i

suddetti principi ha permesso di mantenere libero il mercato del recupero energetico (i rifiuti destinati a tale forma di recupero possono circolare senza restrizioni all'interno del territorio regionale), sia in termini di flussi che di prezzi: è il caso della Lombardia. Questo è un aspetto particolarmente critico sotto il profilo concorrenziale, ancora di più se considerato alla luce dell'allentamento del principio di prossimità della gestione per i rifiuti indifferenziati destinati al recupero energetico realizzato attraverso il Decreto "Sblocca Italia" (*Newsletter n. 180*).

² Quest'ultimo è il caso della Lombardia, in cui è stato scelto un modello organizzativo diverso da quello dell'ATO, in cui i Comuni possono associarsi o organizzare il servizio in modo individuale.

I CONTENUTI DEL TESTO UNICO SUI SPL

Il Testo Unico (TU) sui servizi pubblici locali di interesse economico generale (SPL) attuerà una specifica delega conferita dalla Legge 124/2015 sulla riorganizzazione delle amministrazioni pubbliche. Il TU raccoglierà la disciplina generale di definizione dei SPL, dei principi e modalità/condizioni secondo cui devono essere affidati, organizzati ed erogati, e delle competenze di regolazione, inclusi vigilanza e controlli. Alle norme di settore, ad esempio il Testo Unico dell'Ambiente (Dlgs 152/2006), per i rifiuti e i servizi idrici, continuerà ad essere demandata la disciplina di dettaglio.

DEFINIZIONE DI SPL

Il TU specifica la definizione di servizio pubblico locale di interesse economico generale: un SPL è individuato dal comune o dalla città metropolitana (che decide anche l'eventuale imposizione di obblighi di servizio pubblico), ed è caratterizzato da erogazione dietro corrispettivo economico e dalla necessità di intervento pubblico, per garantirne l'accessibilità, la fornitura con continuità, qualità e non discriminazione.

I servizi che riguardano il ciclo dei rifiuti, in particolare, sono classificati come SPL a rete, ossia sono organizzati attraverso "reti strutturali o collegamenti funzionali tra le sedi di produzione del bene o di svolgimento della prestazione oggetto di servizio". Come tutti gli altri SPL a rete, il settore dei rifiuti urbani sarà regolato da un'autorità indipendente.

ORGANIZZAZIONE DEL SERVIZIO

La novità che sarà introdotta dal TU per quanto concerne l'organizzazione del servizio è un limite minimo alla dimensione dell'ambito territoriale ottimale (ATO). Se la normativa in tema di rifiuti di fine anni '90 (cosiddetto Decreto Ronchi) individuava la provincia come unità territoriale di riferimento, il TU dell'Ambiente ha eliminato il suddetto vincolo, permettendo alle regioni di identificare unità territoriali di dimensione maggiore o minore della provincia. Il TU in via di approvazione stabilisce quello provinciale come limite inferiore alla dimensione degli ATO, a cui è demandata la scelta delle modalità di gestione dei servizi, l'affidamento, la determinazione delle tariffe all'utenza, la stipula del contratto di servizio con l'affidatario, e la relativa vigilanza e controllo. Ne deriverà la necessità, per alcune regioni, di adattare i propri modelli, anche se la criticità maggiore riscontrabile osservando la situazione attuale sembra l'operatività degli ATO, prima che la loro scala.

MODALITÀ DI AFFIDAMENTO

Il TU disciplina le modalità di affidamento del servizio, superando, su questo specifico aspetto, la normativa di settore. Ciò vale per il settore dei rifiuti (così come per quello dei servizi idrici), ma non vale per distribuzione gas e distribuzione elettrica, che continuano a essere disciplinati dai decreti "Bersani" (Dlgs 79/99) e "Letta" (Dlgs 164/00). Le possibilità sono gara, affidamento a società mista con selezione del socio privato attraverso gara, e affidamento diretto, che per i servizi a rete può assumere unicamente la forma di gestione *in house*, ossia attraverso una società interamente a partecipazione pubblica³, sottoposta a controllo analogo a quello che l'ente affidante esercita sui propri servizi e che realizza la parte più importante della propria attività con il suddetto ente⁴. Nel caso di gestione *in house* gli enti responsabili del servizio (comuni o città metropolitane) dovranno motivare la rinuncia al mercato e presentare un piano economico-finanziario che copra l'intera durata dell'affidamento.

Sempre in tema di affidamento, il TU recepisce in parte un altro rilievo dell'AGCM, che suggerisce di prevedere un limite massimo di 5 anni alla durata degli affidamenti: il testo in via di approvazione finale rimette la decisione all'ente concedente nei casi diversi da quello di gestione *in house*, pur imponendo la fissazione di un periodo non superiore a quello di ammortamento degli investimenti, mentre fissa in modo tassativo il limite a 5 anni relativamente al caso di scelta di affidamento diretto. Attualmente l'Antitrust stima una durata media degli affidamenti decisamente superiore a tale nuovo riferimento fatta eccezione, sempre guardando a dati medi, per la Lombardia.

³ A prevalente partecipazione pubblica, secondo la normativa UE sugli appalti, non ancora recepita nell'ordinamento italiano.

⁴ Un altro tipo di affidamento diretto è la gestione in economia o tramite azienda speciale, contemplata però solo per i servizi diversi da quelli a rete.

I POTERI DELL'AUTORITÀ NAZIONALE

Alla luce di quanto appena scritto l'istituzione di un'autorità nazionale di regolazione del ciclo dei rifiuti urbani e assimilati, differenziati e non, come previsto dallo schema di TU, realizza un disegno di regolazione basato su due livelli. Il livello centrale definirà le regole-quadro e gli standard regolatori relativi al servizio, mentre il livello periferico si concentrerà sugli aspetti relativi all'affidamento del servizio, quindi alla stipula dei contratti e al controllo su questi e sulle attività di gestione realizzate dagli affidatari.

REGOLAZIONE FORTE

In particolare, per l'Autorità nazionale sono previste le seguenti attribuzioni.

- Emanazione di direttive per la separazione contabile e amministrativa della gestione, per la valutazione dei costi delle singole prestazioni e definizione di indici di efficienza ed economicità dei servizi resi.
- Definizione dei livelli di qualità dei servizi e vigilanza sulle modalità di erogazione dei servizi.
- Definizione di schemi di contratto-tipo per i servizi di gestione dei rifiuti.
- Definizione e aggiornamento del metodo tariffario per la determinazione dei corrispettivi che formano la tariffa finale, e dei criteri per la definizione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento
- Approvazione delle tariffe all'utente e di quelle di accesso al trattamento.
- Diffusione della conoscenza, trasparenza e tutela degli utenti.
- Verifica della corretta redazione dei piani d'ambito.

RATIO E CRITICITÀ DELLE NUOVE NORME

Le suddette previsioni dovrebbero servire a limitare l'impatto della gestione affidata a soggetti integrati verticalmente rispetto alle fasi "libere" della gestione dei rifiuti, ossia quella del recupero di materia e quella del recupero di energia. Inoltre, dovrebbero favorire l'affidamento e il controllo della gestione sotto il profilo della garanzia dell'efficienza e dell'economicità. Allo stesso tempo, la regolazione centrale potrebbe favorire forme di *yardstick competition* (regolazione per confronto) e, sul lato utenti, dovrebbe garantire livelli qualitativi dei servizi adeguati e relativamente uniformi.

La regolazione tariffaria potrà incontrare non poche difficoltà: secondo il TU le tariffe dovranno essere fissate in modo da assicurare l'equilibrio economico-finanziario degli investimenti e della gestione dei servizi oltre che perseguendo obiettivi di recupero di efficienza, attraverso meccanismi di aggiornamento come il *price cap* o la previsione di prezzi massimi basati su costi standard. Tuttavia, sono pochi gli ambiti in cui il servizio è offerto dietro corresponsione di una tariffa: la maggior parte delle gestioni prevede il pagamento della TARI, che si configura come un tributo.

In definitiva, la razionalizzazione prevista attraverso l'istituzione di un regolatore nazionale indipendente per il settore dei rifiuti dovrà fare i conti, da un lato, con necessità di coordinamento con il livello di regolazione periferico e, dall'altro, con un settore caratterizzato da elevata frammentazione nei modelli di *governance*, gestione e regolazione, e in primis con le differenze nel perimetro delle fasi regolate e nella struttura e nella dimensione dei gestori dei servizi, sia in senso orizzontale che verticale. Sarà perciò, probabilmente, un fondamentale punto di partenza il lavoro che il regolatore potrà svolgere per definire confini e costi delle singole prestazioni che costituiscono la gestione integrata dei rifiuti e la conseguente imposizione di obblighi di separazione delle gestioni e livelli minimi di qualità dei servizi offerti.

GAS NATURALE MONITORAGGIO GARE GAS

Con il nuovo riscadenzamento delle gare le tempistiche si sono allungate, tuttavia il settore mostra un certo fermento sia per l'attività di M&A, sia per l'arrivo delle prime sentenze del TAR.

Dopo Massa Carrara e Alessandria 2 anche Biella ha sospeso i termini per la presentazione dell'offerta; nel frattempo anche le stazioni appaltanti di Torino 2 e Monza e Brianza 1 sono intervenuti per differire i termini per il ricevimento delle offerte o delle domande di partecipazione. In particolare, Torino 2 ha previsto il differimento dei termini dal 4 maggio al 4 ottobre del 2016, invece Monza e Brianza 1 ha decretato il rinvio dei suddetti termini dal 30 giugno 2016 al 31 marzo 2017, di conseguenza è stata postposta di nove mesi anche la data indicativa per l'affidamento del primo impianto che risulta quindi ipotizzata al 31 marzo 2018.

Novità anche sul versante contenziosi. Il TAR per il Friuli Venezia Giulia ha respinto il ricorso presentato da Italgas per chiedere l'annullamento del bando della gara nell'ATEM di Udine 1. Italgas lamentava l'impossibilità di presentare "un'offerta seria e consapevole" per una molteplicità di motivi. Innanzitutto denunciava l'indeterminatezza del quadro normativo e regolatorio di riferimento in quanto sia il decreto sui criteri che la delibera 367/2014 sono ancora in attesa di un pronunciamento da parte della giustizia amministrativa. In seconda battuta Italgas si soffermava su aspetti prettamente legati al bando ossia la mancanza di una previa valutazione da parte dell'Autorità di un eventuale scostamento VIR/RAB superiore al 10% e dei documenti di gara, l'indeterminatezza del valore di rimborso in relazione a talune concessioni affidate con gara, l'assenza di stratificazione per tipologia dei cespiti per anno di esercizio, la previsione dell'apertura delle buste in seduta riservata e infine l'incompletezza della documentazione di gara.

Per quanto riguarda il rilievo di Italgas contro l'incertezza della regolamentazione asimmetrica, il TAR non solo sottolinea che la delibera in materia è stata ritenuta legittima dal tribunale amministrativo per la Lombardia, ma soprattutto mette in evidenza come "la cosiddetta asimmetria deriva dalla situazione obiettivamente diversa tra i gestori uscenti e quelli subentranti". Commento che risulta di particolare rilievo soprattutto in attesa che il Consiglio di Stato si pronunci sulla medesima questione.

Le motivazioni addotte per il respingimento degli altri motivi di ricorso fanno fondamentalmente tutte capo al tipo di procedura in base alla quale si svolgerà la gara: una procedura ristretta. Infatti in base alla disciplina che regola tale procedura la data indicata nel bando (29 febbraio 2016) non presuppone la formulazione di nessuna offerta da parte degli eventuali partecipanti ma solo la scadenza della fase di prequalifica nell'ambito della quale gli interessati devono presentare una richiesta di invito provando di possedere dei requisiti di carattere generale, professionale, economico-finanziario e tecnico-organizzativo. In caso di procedura ristretta, il processo di pubblicazione del bando potrà dirsi completo solo con l'invio delle lettere d'invito che conterranno tutte le informazioni necessarie a poter poi formulare un'offerta e che dovranno essere inviate entro sei mesi dalla data limite per presentare il formulario di prequalifica.

La sentenza del TAR del Friuli Venezia Giulia è il primo tassello del capitolo contenziosi legati alla pubblicazione dei bandi di gara, capitolo che sicuramente presto si arricchirà di ulteriori tasselli, anche considerando che il TAR del Lazio ha dato appuntamento al prossimo 12 maggio per pronunciarsi sul ricorso di Italgas contro la gara per la distribuzione nell'ambito di Venezia 1.

VALUTAZIONE SINTETICA GARE GAS

INFORMAZIONI GENERALI							VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ				
ATEM	Invio AEEGSI	Pubblicazione	Scadenza	Iter procedurale	VIR/RAB	Densità	Frammentazione	Dimensione	Post Letta	Grandi Operatori	Globale
VARESE 2	NO	11/09/2015	-	●	**	MEDIA	●	●	●	●	●
TORINO 2	30/10/2015	29/12/2015	04/10/2016	●	>10%	MEDIA	●	●	●	●	●
UDINE 2	NO	04/11/2015	04/07/2016	●	>10%	MEDIA	●	●	●	●	●
MILANO 1	12/11/2015	23/12/2015	13/06/2016	●	< 10%	ALTA	●	●	●	●	●
VENEZIA 1	12/11/2015	28/12/2015	30/06/2016	●	**	MEDIA	●	●	●	●	●
MASSA-CARRARA	19/11/2015	21/12/2015	Sospesa	●	< 10%	MEDIA	●	●	●	●	●
ROMA 1	25/11/2015	NO	-	-		ALTA	●	●	●	●	●
ALESSANDRIA 2	NO	22/12/2015	Sospesa	●	>10%	MEDIA	●	●	●	●	●
TORINO 3	NO	22/12/2015	31/05/2016*	●	**	BASSA	●	●	●	●	●
UDINE 1	NO	23/12/2015	29/02/2016*	●	**	BASSA	●	●	●	●	●
CREMONA 2 E CREMONA 3	NO	24/12/2015	31/05/2016	●	**	BASSA	●	●	●	●	●
PERUGIA 2	NO	28/12/2015	16/10/2016*	●	**	BASSA	●	●	●	●	●
BIELLA	NO	29/12/2015	Sospesa	●	**	BASSA	●	●	●	●	●
MONZA E BRIANZA I	NO	29/12/2015	31/03/2017*	●	**	ALTA	●	●	●	●	●
FORLÌ-CESENA	30/12/2015	NO	-	-	>10%	BASSA	●	●	●	●	●
LODI 1	NO	30/12/2015	15/09/2016*	●	**	MEDIA	●	●	●	●	●
UDINE 3	NO	10/02/2016	06/06/2016*	●	**	BASSA	●	●	●	●	●

Aggiornata al 21/04/2016

Iter procedurale: ● COMPLETO ● NON COMPLETO ● BLOCCATO

Grado potenziale concorrenzialità: ● ALTO ● MEDIO ● BASSO

*Termine per la presentazione dell'EOI

**Informazioni incomplete o indisponibili

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.

Delta VIR/RAB: calcolato in base alle informazioni riportate nei bandi e nelle delibere in cui l'AEEGSI riporta le sue osservazioni sugli ATEM con località per le quali è stato riscontrato un delta >10%.

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.

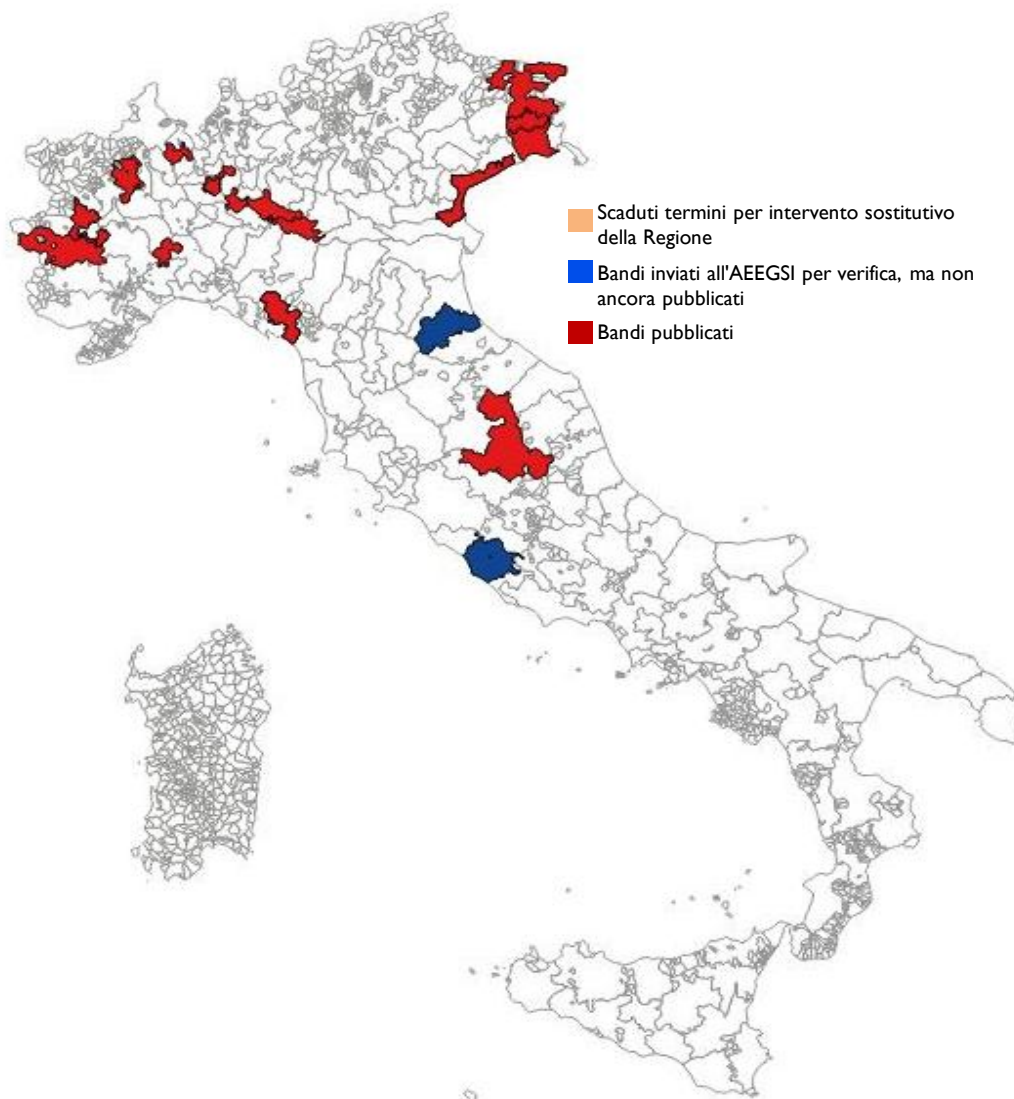
Dimensione: rileva la dimensione dell'ATEM. Piccoli: < 100,000 PDR; medi: tra 100,000 e 300,000; grandi: > 300,000.

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.

Fino al *closing* dell'operazione per l'acquisizione del 51% di LGH da parte di A2A, l'analisi elaborata da REF-E continua a considerare i due gruppi separatamente.

PUBBLICAZIONE BANDI GARE GAS: STATO DELL'ARTE



DATI DI MERCATO

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

	2016*	2015*	Var. %
Domanda	77 632	78 805	-1.5%
Produzione netta	65 309	65 756	-0.7%
- Termoelettrico	46 175	45 058	2.5%
- Rinnovabili**	19 134	20 698	-14.2%
Saldo estero	12 929	13 499	-4.2%

*Marzo ** Idroelettrico, Geotermoelettrico, Eolico e Fotovoltaico

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

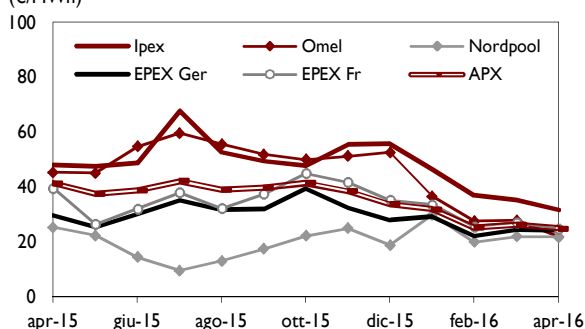
GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE (Gmc e variazioni tendenziali)

	AS 2016	AS 2015	Var. %	AT 2015	AT 2014	Var. %
Industriale	3.5	3.5	-0.1%	6.8	6.8	-0.8%
Termoelettrico	5.6	5.1	10.2%	11.2	9.9	12.9%
Distribuzione	13.7	14.4	-5.1%	23.8	23.6	0.8%
Altro	0.8	0.6	26.2%	1.6	1.2	28.3%
Totale prelevato	23.6	23.6	-0.3%	43.3	41.5	4.2%

Valori cumulati fino al 31/03/2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

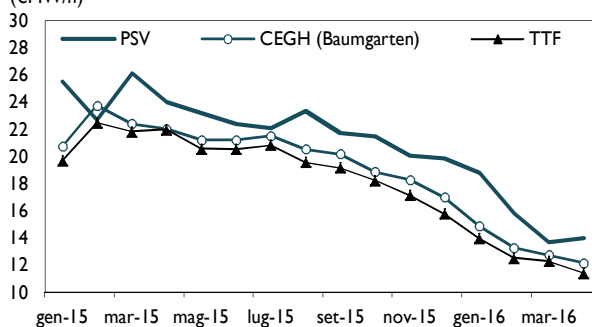
ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA (€/MWh)



Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato 18/04/2016

Fonte: Borse Europee

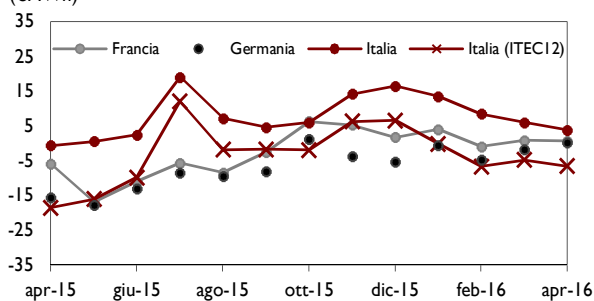
GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA (€/MWh)



Ultimo dato 20/04/2016

Fonte: elaborazione REF-E su dati Platts

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

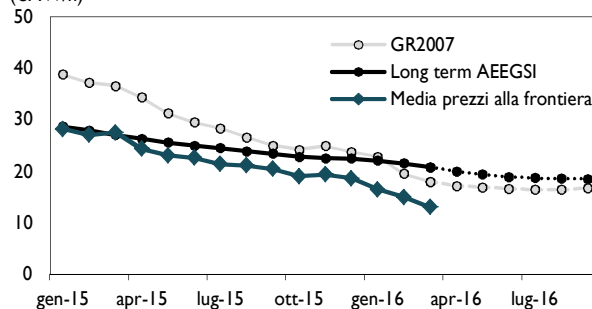


* Calcolato su prezzi spot (PEG, Gaspool e PSV). Medie mensili

Ultimo dato 18/04/2016

Fonte: elaborazioni REF-E

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

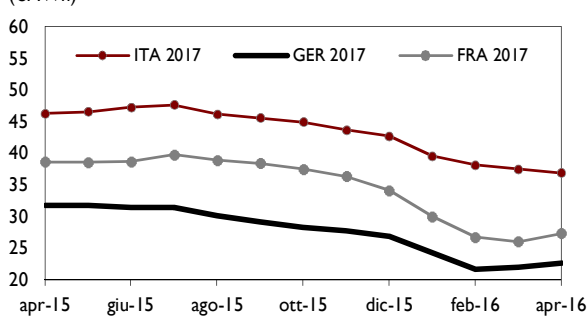


Confronto al PSV

Long term AEEGSI: PTOP 556/2015/R/gas

Fonte: elaborazioni REF-E su WGI, Platts, AEEGSI e forward al 18/04/2016

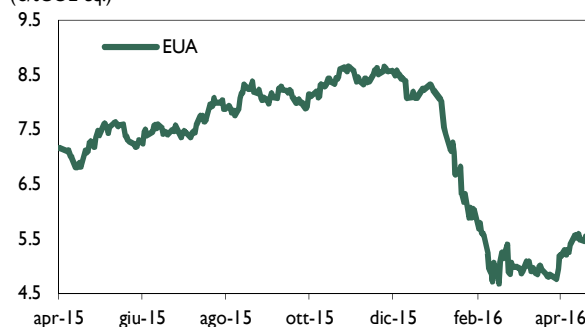
ENERGIA ELETTRICA: FUTURE ANNUALI (€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato 18/04/2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

PREZZO DELLA CO2 (€/tCO2 eq.)



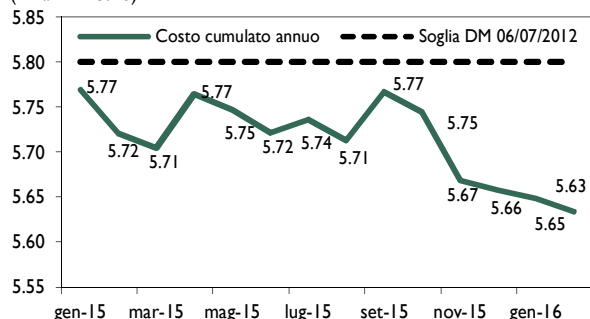
Prezzi giornalieri. Ultimo dato 20/04/2016

Fonte: Reuters su EEX

DATI SETTORI INCENTIVATI E REGOLATI

CONTATORE GSE RINOVABILI*

(miliardi di euro)

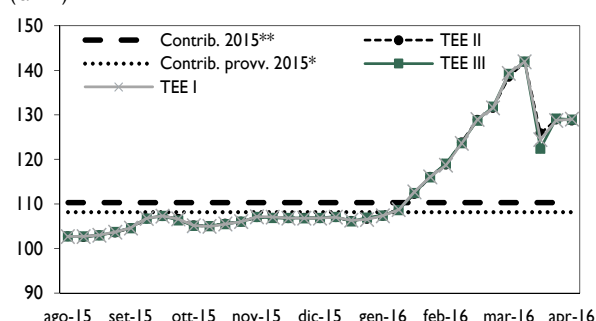


* Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico. Ultimo dato 29/02/2016

Fonte: GSE

TEE: PREZZI DI BORSA E CONTRIBUTO TARIFFARIO

(€/TEE)

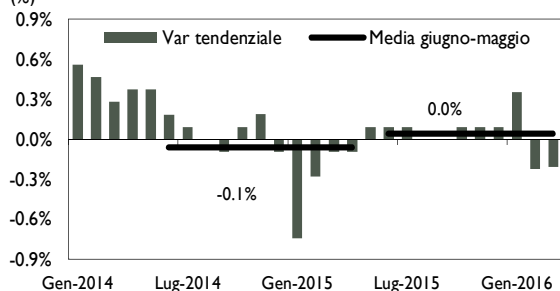


* AEEGSI ** GME. Ultimo dato 12/04/2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, AEEGSI

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



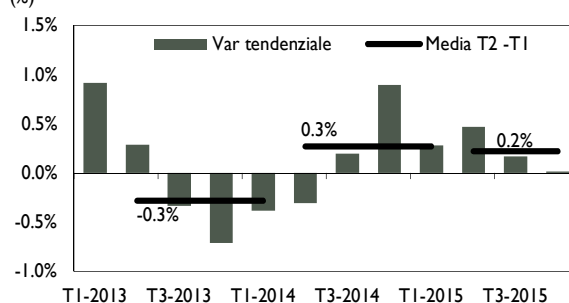
* Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati

Ultimo dato marzo 2016

Fonte: Istat

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



*Deflatore investimenti fissi lordi. Ultimo dato T4-2015

Edizione dati Istat: marzo 2016

Fonte: Istat

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA DOMESTICI (D2)*

(€/cent/kWh)

Componente	III 2015	IV 2015	I 2016	II 2016
Energia, dispac. e commerc.	8.08	8.39	8.41	7.56
Costi infrastrutture	2.86	2.86	3.05	3.05
Oneri A UC MCT	5.02	5.28	4.85	4.85
Totale - tasse escluse	15.95	16.52	16.32	15.47

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

Fonte: elaborazioni REF-E su dati AEEGSI

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA CONDOMINI*

(€/cent/kWh)

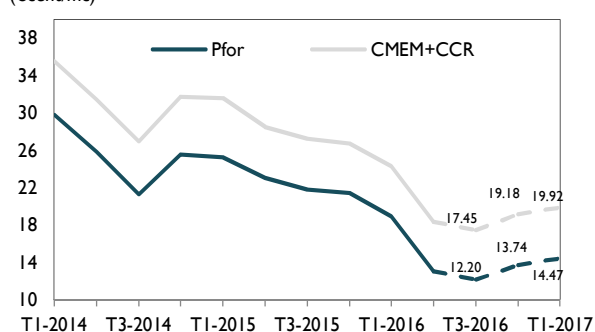
Componente	III 2015	IV 2015	I 2016	II 2016
Energia, dispac. e commerc.	7.72	7.99	7.60	6.68
Costi infrastrutture	2.91	2.91	2.75	2.75
Oneri A UC MCT	8.42	8.80	8.22	8.24
Totale - tasse escluse	19.04	19.69	18.56	17.66

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

Fonte: elaborazioni REF-E su dati AEEGSI

GAS NATURALE: APPROVVIGIONAMENTO IN TUTELA

(€/cent/mc)



PCS 38.52 MJ/mc, Previsioni (tratteggio) su forward al 20/04/2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Albasoluzioni, Autorità

GAS NATURALE: PREZZI IN TUTELA DOMESTICI

(€/cent/mc)

Componente	III 2015	IV 2015	I 2016	II 2016
Approvvig. e vendita	33.60	34.13	32.14	26.21
Costi di trasporto	3.07	4.11	3.99	3.17
Costi di distribuzione	8.91	8.91	8.77	8.77
Oneri generali di sistema	2.99	2.99	2.99	3.34
Totale - tasse escluse	48.57	50.13	47.88	41.48

*Consumi 1,400 Smc/a

Fonte: elaborazioni REF-E su dati AEEGSI

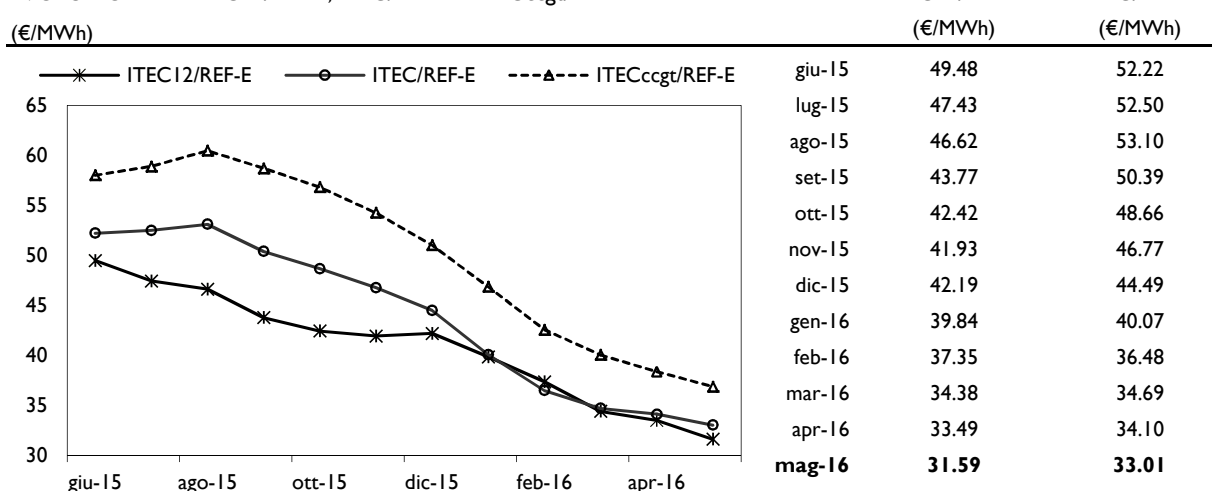
L'EVOLUZIONE DI ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di aprile è pari a 33.28 €/MWh, in calo del 3.2% sul dato consuntivo di marzo (34.38 €/MWh). L'andamento al ribasso dell'indice è legato alla flessione del prezzo registrata durante il mese di marzo dal TTF (-1.6%) e al leggero apprezzamento della valuta europea rispetto al dollaro del +0.06%. L'effetto provocato dal rialzo degli altri combustibili sottostanti l'indice non è stato sufficiente a compensare l'andamento negativo avuto dagli stessi nei mesi precedenti. Si riportano le variazioni positive del Brent (+18.5%) e del carbone (+5.2%).

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di aprile si attesta a 34.15 €/MWh, in calo del 1.6% sul valore consuntivo di marzo (pari a 34.69 €/MWh) mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di aprile si attesta a 38.39 €/MWh, un valore in diminuzione del 4.1% sul consuntivo del mese precedente (40.04 €/MWh). L'andamento al ribasso dell'indice è legato all'andamento dei combustibili nei 6 mesi precedenti e all'apprezzamento del tasso di cambio €/€ registrato durante il mese di marzo (+0.06%). L'effetto provocato dal rialzo degli altri combustibili sottostanti l'indice non è stato sufficiente a compensare l'andamento negativo avuto dagli stessi nei mesi precedenti. Si riportano le variazioni positive del Brent (+18.5%), dell'olio BTZ (+16.5%), del gasolio (+16.1%) e del carbone (+5.2%).

Il valore *forward* per il mese di maggio dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 21 aprile, è pari a 31.59 €/MWh, in calo del 5.1% 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 21 aprile, sono pari a 33.01 €/MWh e 36.86 €/MWh, in calo rispettivamente del 3.3% e 4% sul consuntivo di aprile.

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



Fonte: elaborazione REF-E

ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E di maggio sono calcolati da REF-E su dati di mercato e valori giornalieri Platts al 21/04/2016.

Valori consuntivi calcolati da REF-E su dati Platts.

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.

REF-E si impegna a mantenere la formula di ITEC nella sua struttura attuale fino al 31 dicembre 2016.



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.

PERCHÉ 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

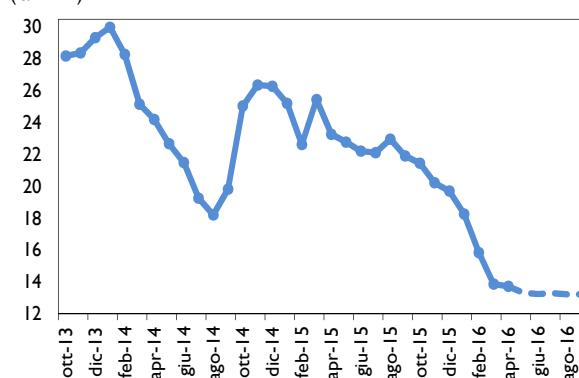
L'indice gas MAGI consuntivo per aprile 2016 è pari a 13.7278 €/MWh, risultato di una componente transazione pari a 13.7214 €/MWh e di un valore leggermente superiore rilevato attraverso le *survey* (13.7429 €/MWh).

La quotazione del prodotto con consegna ad aprile 2016 è scesa dell'1% rispetto a quella per le consegne di marzo 2016 ed è notevolmente più bassa di quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (23.27 €/MWh). Il volume complessivo transato (6,860 MW) e il numero di operazioni registrate (211) sono nettamente inferiori rispetto a quelli del prodotto con consegna nello stesso mese dell'anno scorso: i volumi transati e il numero delle transazioni sottostanti il calcolo dell'indice MAGI di aprile 2016 sono circa il 35% in meno rispetto ad aprile 2015.

I primi scambi del prodotto con consegna a maggio 2016, relativi a un campione di 204 operazioni e un volume totale scambiato di 5,575 MW, indicano un prezzo leggermente più basso di quello del prodotto con consegna ad aprile. Al 21 aprile, infatti, il valore del gas con consegna nel prossimo mese è di 13.3271, 2.9% in meno rispetto all'ultimo dato consuntivo.

Mentre le quotazioni per il gas in consegna nel I trimestre 2016 hanno subito un forte ribasso; quelle relative al II trimestre sembrano rimanere stabili rispetto ai prezzi attuali, mantenendosi al di sotto dei 14 €/MWh. Questa tendenza sembra confermarsi anche per la prossima stagione estiva, con un livello di prezzo atteso dal mercato al di sotto dei 14 €/MWh.

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