

PERCHÉ LA RIFORMA DEGLI ONERI GENERALI DI SISTEMA ELETTRICO?

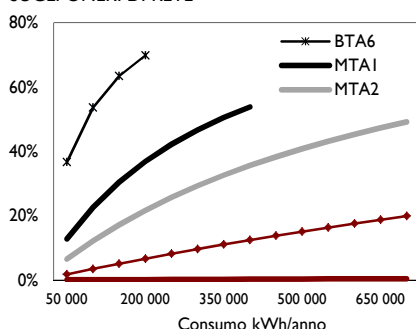
RIFERIMENTI NORMATIVI

- Decreto legge 210/15, convertito con legge 21/16
- DCO 255/2016/R/eel
- Comunicazione CE (2014/C 200/01) (Linee guida ambiente e energia 2014-2020)

ARTICOLI CORRELATI

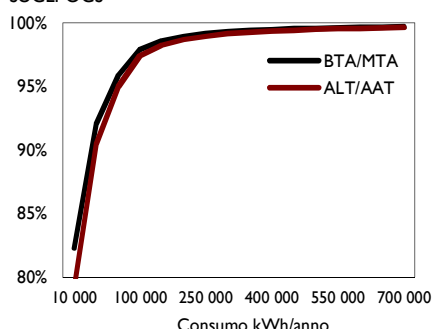
- Politica industriale: a rischio le misure a riduzione del costo dell'elettricità (Newsletter 198)

FIGURA 1. PESO DEI CORRISPETTIVI VARIABILI SUGLI ONERI DI RETE



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Autorità

FIGURA 2. PESO DEI CORRISPETTIVI VARIABILI SUGLI OGS



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Autorità

TAG
retail elettrico, industria

I primi orientamenti dell'Autorità discendono da un contesto legislativo che non fissa obiettivi chiari, ma tuttavia aprono alla possibilità di ampie modifiche rispetto allo status quo: l'intervento sembra prestarsi a un elevato numero di ricorsi e non va nella direzione di semplificare il quadro complessivo. Una revisione congiunta della struttura degli OGS e delle agevolazioni degli energivori potrebbe invece portare a un sistema di aliquote regressive per i soggetti che ne hanno diritto, nel rispetto delle linee guida comunitarie.

LE INDICAZIONI DEL LEGISLATORE

Il decreto legge 210/15, come convertito dalla legge 21/16, prevede che l'Autorità, per tutti i consumatori non domestici, adegui la struttura degli OGS (componenti A2, A3, A4, A5, As, MCT, UC4 e UC7) a quella delle tariffe di rete (componenti TRAS per la trasmissione, DIS per la distribuzione, MIS per la misura e componenti perequative UC3 e UC6¹). Sommando tra loro tutte le diverse componenti della tariffa di rete, sulla base degli orientamenti dell'Autorità, risulta una struttura tariffaria trinomiale, in cui le parti fisse e in quota potenza prevalgono sulle variabili, anche se in misura diversa a seconda della tipologia di consumatori, della potenza e del livello di consumo (Figura 1)². Adeguare la struttura degli OGS, tipicamente più spostati sui corrispettivi variabili (ma anche in questo caso si rilevano alcune differenze in funzione del livello di consumo - Figura 2)³, sembrerebbe quindi portare a un maggiore peso delle parti fisse e/o in quota potenza per questi oneri.

Il legislatore specifica che occorre in ogni caso tenere conto della diversa natura degli OGS rispetto alla tariffa di rete. Il peso che riveste la quota potenza nella tariffa di rete trova giustificazione nella natura stessa dei costi sottostanti (che dipendono fortemente dalla potenza impegnata presso i punti di prelievo e quindi dall'ampiezza della rete), ma lo stesso non può dirsi per gli OGS. Gli OGS discendono infatti da decisioni legislative e regolatorie afferenti al settore elettrico (per la maggior parte relative a incentivi a produttori e consumatori), ma non sono costi strettamente legati al funzionamento del sistema elettrico. Dato però che la maggior parte degli OGS (circa il 90%⁴) consiste in incentivi alla generazione rinnovabile, potrebbe essere ragionevole in questo caso ipotizzare che chi consuma di più sia tenuto a contribuire maggiormente all'onere, oppure, come avviene in altri stati, che tali costi siano spostati sulla fiscalità generale.

Il legislatore dà allo stesso tempo anche indicazione di intervenire sulla struttura degli OGS tenendo conto dei diversi livelli di tensione e dei parametri di connessione dei consumatori finali, come del resto già avviene sia per gli oneri di rete sia per gli OGS, dato che entrambi sono differenziati tra BT, MT, AT e AAT e, a parità di tensione, in molti casi, sulla base della potenza disponibile. La legge sembra quindi lasciare la possibilità di mantenere i sussidi incrociati attualmente presenti tra i consumatori non domestici, che vedono le piccole medie e imprese pagare OGS unitari maggiori e le imprese a maggiore consumo di energia pagare OGS unitari minori. In ogni caso occorre ricordare che qualunque intervento redistributivo in ambito non domestico interesserebbe categorie di consumatori molto eterogenee tra loro: non solo imprese dei servizi e dell'industria di ogni taglia, ma anche gli usi comuni dei condomini residenziali e l'illuminazione pubblica.

QUAL È LA RATIO DELL'INTERVENTO?

La legge fornisce quindi una serie di indicazioni sui criteri da adottare per la riforma che lasciano all'Autorità ampio margine di manovra, ma non esplicita la ratio che dovrebbe stare alla base dell'intervento. Tuttavia, con la disposizione, contenuta nello

¹ L'Autorità valuta la possibilità di non tenere conto ai fini della riforma delle componenti perequative UC3 e UC6, al fine di garantire una maggiore semplicità amministrativa; dato che tali componenti rivestono un peso marginale, il risultato complessivo della riforma non cambierebbe.

² In figura si fa riferimento ai casi standard individuati dall'Autorità nel DCO per le diverse classi di consumatori (individuati sulla base del livello di tensione e la classe di potenza) e ai corrispettivi in vigore nel 2016.

³ In figura si fa riferimento a casi medi per i diversi livelli di tensione e ai corrispettivi in vigore al I trimestre 2016.

⁴ Peso dell'onere A3 sul totale degli OGS nel 2016, ipotizzando che nel secondo semestre vengano confermate le aliquote fissate per il secondo trimestre dell'anno.

stesso articolo di legge, che limita le agevolazioni alle imprese energivore agli oneri a sostegno della generazione rinnovabile (quindi alla sola componente A3⁵), il legislatore conferma la volontà di mantenere una struttura regressiva degli OGS per le imprese energivore, nel rispetto delle linee guida comunitarie sugli aiuti di Stato in materia di energia e ambiente.

L'intervento di riforma del legislatore potrebbe derivare dal procedimento di esame da parte della Commissione Europea (CE) della struttura delle tariffe italiane, che potrebbe teoricamente portare una parte dei consumatori a elevato consumo di energia a ricevere agevolazioni non legittime. Come discusso nella *Newsletter 198*, la stratificazione degli interventi normativi e regolatori (scaglioni sulle componenti A, agevolazioni agli energivori sotto forma di rimborsi, con selezione dei beneficiari delle agevolazioni sulla base di criteri nazionali diversi da quelli comunitari, esenzioni tariffarie sull'autoconsumo di RIU e SEU) ha portato in Italia a una situazione complessa, in cui probabilmente per la CE è difficile orientarsi per verificare il rispetto delle linee guida. In questo contesto, sarebbe auspicabile una riforma che andasse nella direzione di conformare il più possibile la disciplina nazionale con le logiche comunitarie, tra l'altro già adottate da altri stati (applicazione regressiva delle aliquote a soggetti selezionati sulla base degli stessi criteri fissati dalle linee guida). La semplice cancellazione dell'attuale struttura a scaglioni delle componenti A⁶, mantenendo tuttavia il meccanismo di rimborsi ai soggetti che la disciplina italiana individua come beneficiari, non metterebbe al riparo l'Italia dai procedimenti della CE e renderebbe ancora più confuso e oneroso il meccanismo di redistribuzione degli oneri.

LA MANOVRA REDISTRIBUTIVA DELL'AUTORITÀ

Data la formulazione dell'articolo di legge, l'Autorità, chiamata dal legislatore a riformare gli OGS, senza però avere ricevuto indicazioni esplicite sul fine ultimo della riforma, propone diverse opzioni di redistribuzione degli OGS tra i consumatori non domestici, che valuta sulla base di obiettivi stabiliti in autonomia.

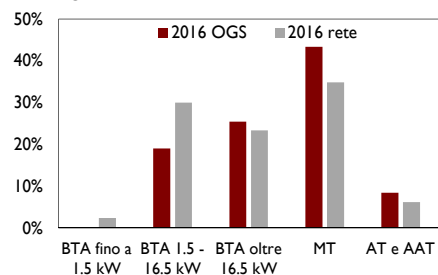
LE PROPOSTE DELL'AUTORITÀ

Le opzioni dell'Autorità prevedono:

- la piena trasposizione della struttura tariffaria dei corrispettivi di rete agli OGS, applicando un coefficiente moltiplicativo prefissato alla spesa totale per i servizi di rete di ciascun cliente al fine di determinare la sua spesa per OGS (**Ipotesi A**)
- soluzioni miste (**Ipotesi B**), che prevedono l'applicazione, insieme alla metodologia prevista dall'ipotesi A, di un corrispettivo variabile *flat* uniforme; nel sotto-caso B3 il corrispettivo variabile *flat* uniforme concorrerebbe al 75% della costruzione dell'onere complessivo
- la differenziazione tra oneri a sostegno delle fonti rinnovabili, per i quali troverebbe applicazione l'Ipotesi B3, e gli altri oneri, per i quali troverebbe applicazione l'Ipotesi A (**Ipotesi C**).

Nel caso venisse scelta l'Ipotesi A, la stessa redistribuzione attualmente prevista per le tariffe di rete sarebbe applicata anche agli OGS, per cui a beneficiarne maggiormente sarebbero le imprese in MT (che passerebbero da una copertura del 43% degli OGS complessivi a una copertura del 35%), a scapito delle imprese in BT tra 1.5 kW e 16.5 kW, che passerebbero da una quota del 19% a una del 30% dell'onere (**Figura 3**).

FIGURA 3. CONTRIBUTO DELLE DIVERSE CATEGORIE DI CONSUMATORI AGLI ONERI PRE RIFORMA



* Senza considerare i rimborsi erogati agli energivori

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Autorità

Le ipotesi B3 e C, nelle quali, rispetto alle altre, il peso dei corrispettivi variabili rimane relativamente maggiore, dovrebbero essere le soluzioni più vicine allo status quo; tuttavia, dato che prevedono l'abolizione degli scaglioni di natura regressiva delle componenti A per le imprese in MT, AT e AAT, queste comportano un aggravio di

⁵ Dato che le agevolazioni dovrebbero limitarsi agli oneri a sostegno delle energie rinnovabili, potrebbe essere esclusa dalle agevolazioni la parte dell'onere A3 a copertura dei costi di incentivazione della generazione assimilata alle rinnovabili attraverso il meccanismo CIP6.

⁶ Al momento attuale la struttura a scaglioni prevede, per le imprese connesse in MT, l'azzeramento delle aliquote delle componenti A sui consumi superiori a 8 GWh/mese e, per le imprese connesse in AT e AAT, il dimezzamento delle aliquote sui consumi oltre a 4 e fino a 12 GWh/mese e l'azzeramento sui consumi superiori (queste discipline si applica da gennaio 2016 indifferentemente sia per le imprese riconosciute energivore che per le altre).

costi elevato per le imprese che degli scaglioni finora hanno beneficiato. L'Autorità ha effettuato delle valutazioni dell'impatto delle diverse ipotesi per diversi consumatori-standard. Nel caso di un'impresa connessa in AAT con potenza impegnata di 80 MW e consumo pari a 400 GWh/anno (quindi con un *load factor* di 5000 ore), le ipotesi B3 e C comporterebbero, rispettivamente, un aggravio di spesa del 42% e del 33%. L'incremento di spesa sarebbe tuttavia maggiore se si considerassero livelli di consumo superiori, che quindi finora hanno beneficiato maggiormente della struttura regressiva degli scaglioni.

Gli interventi di riforma prospettati dall'Autorità comportano ricadute su una molteplicità di categorie di consumatori finali e sul perseguimento di diverse politiche ambientali e industriali:

Spostare il peso dell'onere dai corrispettivi variabili a quelli fissi e in quota potenza potrebbe determinare un beneficio in presenza di investimenti in tecnologie efficienti (quali sistemi centralizzati a pompa di calore per il riscaldamento e il raffrescamento di condomini o uffici) che comportano elevati consumi elettrici. Tuttavia, lo stesso intervento riduce i benefici che la generazione distribuita (RIU e SEU) ottiene tramite la parziale esenzione dal pagamento dei corrispettivi variabili degli OGS sull'autoconsumo. Quando gli impianti di generazione distribuita sono associati alla presenza di tecnologie quali le pompe di calore, l'impatto della riforma deve essere valutato caso per caso. Nel complesso, l'intervento di riforma potrebbe, almeno in una parte dei casi, ostacolare il perseguimento delle politiche per le rinnovabili e l'efficienza, che attualmente trovano un supporto nel regime tariffario previsto per i SEU.

Allo stesso tempo, spostare il peso dell'onere dai corrispettivi variabili a quelli fissi e in quota potenza penalizza i consumatori con minori livelli di consumo, tra cui quindi anche gran parte delle piccole e medie imprese per le quali il Governo Renzi si era impegnato a ridurre la spesa elettrica del 10%, determinando quindi un cambiamento di rotta rispetto alla politica industriale recentemente delineata.

I grandi consumatori di elettricità connessi in MT, AT e AAT, che da un lato dovrebbero trarre vantaggio dallo spostamento degli oneri sulle componenti fisse e in quota potenza, risulterebbero penalizzati dall'abolizione degli scaglioni di consumo sui corrispettivi variabili. Nel caso delle imprese riconosciute energivore, una parte dell'onere pagato sui consumi (fino al 60%, ma la quota dipende dal livello di intensità elettrica dell'impresa) è oggetto di rimborso da parte di CSEA⁷, ma comunque le imprese dovrebbero affrontare un peggioramento dei flussi di cassa, anche tenuto conto del fatto che i tempi di rimborso sono lunghi e incerti. A oggi, i rimborsi relativi al 2014 non sono ancora stati erogati, complice il protrarsi del procedimento di valutazione della disciplina delle agevolazioni agli energivori presso la CE, mentre l'Autorità non ha ancora definito la disciplina dei rimborsi per gli anni successivi. La riforma degli OGS potrebbe quindi comportare importanti ricadute in termini di politiche nazionali per l'industria pesante.

L'aumento degli oneri in termini di corrispettivi variabili per le imprese energivore, inoltre, determinerebbe un aumento dell'onere AE (temporaneamente azzerato) a copertura dei costi delle agevolazioni per gli energivori, a carico di tutti i consumatori finali diversi dagli energivori, sia domestici che non domestici; questo aumento in taluni casi andrebbe a compensazione dell'alleggerimento degli OGS derivante dalla riforma, mentre in altri inasprirebbe l'aggravio.

I CRITERI DI VALUTAZIONE

A fronte di questo complicato intreccio di interessi divergenti, l'Autorità ha definito una serie di criteri di valutazione qualitativi sulla base dei quali orientarsi tra le opzioni di riforma presentate. I criteri tengono conto di: impatto sugli investimenti nello sviluppo di fonti rinnovabili ed efficienza energetica, numero di clienti per i quali la riforma comporta un aumento significativo della spesa per OGS (ossia accettabilità diffusa della riforma), minimizzazione degli scostamenti di spesa rispetto alla situazione attuale per gruppi aggregati di consumatori, minimizzazione della redistribuzione effettuata attraverso la componente AE, stimolo agli investimenti in sistemi di accumulo.

L'analisi dell'Autorità passa quindi attraverso la simulazione della variazione di spesa per elettricità per diverse tipologie di consumatori tipo (uno per ciascun livello di

⁷ Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali.

tensione e per ciascuno scaglione di potenza), individuati sulla base di caratteristiche (di potenza e di consumo annuo) medie per ciascuna classe. Alla luce di questa analisi, l'Autorità sembrerebbe preferire le opzioni B3 o C, che porterebbero a una riduzione della spesa rispetto alla situazione attuale per gli impianti connessi in BT⁸ e AT e a una conferma o un incremento contenuto nell'ordine dell'8% per le imprese connesse in MT. Questa tuttavia sarebbe la soluzione che comporterebbe il maggiore aggravio per le imprese connesse in AAT, che potrebbero arrivare a pagare l'elettricità fino al 42% in più rispetto a oggi, nel caso del consumatore di dimensioni maggiori individuato dall'Autorità⁹. Anche se l'impatto per questa categoria di consumatori potrebbe essere in parte mitigato dal meccanismo di agevolazioni previste per gli energivori, attualmente in via di definizione da parte dell'Autorità per il periodo post 2014, se sarà confermato l'aiuto sotto forma di rimborsi, come già sottolineato, l'impatto per l'industria potrebbe essere rilevante. Inoltre, queste sarebbero le soluzioni che determinerebbero un maggiore impatto redistributivo a valle, non quantificato nel DCO, a causa di un aumento della componente AE, in contrasto quindi con uno dei criteri definiti dall'Autorità stessa.

Occorre inoltre sottolineare che la valutazione effettuata sulla variazione della spesa per soli i consumatori medi non consente di apprezzare l'impatto della riforma per i consumatori che abbiano caratteristiche anche solo parzialmente diverse. Ad esempio per il caso-tipo scelto dall'Autorità per rappresentare il consumatore MTA2¹⁰, caratterizzato da potenza pari a 150 kW e consumi annui pari a 450 MWh, l'applicazione dell'ipotesi B3 comporterebbe un aggravio di spesa per elettricità contenuto al 2.25%. Tuttavia, se si considera un altro caso di consumatore connesso in MT, ricadente nella stessa classe di potenza, che secondo le analisi REF-E potrebbe corrispondere a un ufficio di medie dimensioni (1,725 mq) collocato in zona climatica E e climatizzato con pompa di calore centralizzata aria-acqua, con potenza pari a 163 kW e consumi annui pari a 216 MWh, l'incremento della spesa risulterebbe dell'ordine dell'8.4%¹¹.

SERVIREBBE UNA SEMPLIFICAZIONE DEL QUADRO TARIFFARIO

Il processo di riforma degli OGS in ambito non domestico appare al momento ancora lungo e incerto. La selezione delle opzioni di riforma sulla base di criteri che non discendono dalla legge, ma che sono definiti dall'Autorità stessa, potrebbe aprire la strada a numerosi ricorsi al TAR. Allo stesso tempo, le opzioni presentate muovono gli interessi di differenti *stakeholder* e potrebbero aprire la strada a un intenso dibattito, favorito dall'allungamento dei termini all'11 luglio per l'invio delle osservazioni al primo DCO dell'Autorità.

A contributo del dibattito, si ritiene auspicabile che l'intervento dell'Autorità vada nella direzione di una semplificazione del quadro, proponendo una riforma congiunta degli OGS e delle agevolazioni agli energivori, che potrebbe prevedere l'applicazione di aliquote regressive sulla componente A3 per i consumatori energivori che ne hanno diritto conformemente a quanto previsto dalle direttive comunitarie, come ad esempio avviene in Germania. In questo modo potrebbe essere superato il sistema di rimborsi sui corrispettivi pagati che, oltre a determinare aggravii di cassa alle imprese, è alla base di una scarsa comprensione della redistribuzione degli oneri nel sistema italiano.

⁸ Ad eccezione dei piccolissimi consumatori in BT con potenza impegnata fino a 1.5 kW, che in tutte le ipotesi verrebbero penalizzati dallo spostamento degli oneri sulle parti fisse.

⁹ Potenza 80 MW, consumo annuo 400 GWh.

¹⁰ Ossia con potenza disponibile superiore a 100 kW e inferiore o uguale a 500 kW.

¹¹ L'analisi si riferisce all'incremento di spesa per l'elettricità (incluse le imposte) per il I trimestre 2016.