

# RELAZIONE TECNICO-ECONOMICA DI ACCOMPAGNAMENTO ALLA PROPOSTA DI INTRODUZIONE DEL METODO DELLA REINTEGRAZIONE DEI COSTI AGLI IMPIANTI ALIMENTATI A BIOLIQUIDI DI PREVALENTE ORIGINE NAZIONALE.

---

## Abstract

L'evoluzione dei prezzi energetici e dei combustibili, accentuata dalla recente crisi tra Ucraina e Russia, ha reso il sistema di calcolo degli incentivi applicati agli impianti a bioliquidi sostenibili, basato su una formula che utilizza il prezzo dell'energia elettrica dell'anno precedente, non più efficace.

In questa relazione si analizza – per un sottoinsieme di impianti a bioliquidi di circa 200 MW caratterizzati da a) *impiego prevalente di prodotti e/o sottoprodotti di produzione nazionale* e b) *produzione elettrica e/o termica destinata in tutto o in parte ad utenze industriali, agricole, dei servizi* – l'effetto della sostituzione del vigente sistema incentivante (GRIN ex Certificati Verdi e tariffa onnicomprensiva) con un sistema a due vie, cioè di reintegrazione dei costi e restituzione dei profitti eccedenti una redditività del capitale investito, fissata per via amministrativa, pari al 7% del CAPEX.

Dall'analisi condotta sui dati consolidati dal 2019 al 1Q 2022 e sui dati prospettici fino a fine 2022 emerge una sostanziale indifferenza di gettito della nuova misura proposta rispetto al vigente sistema di incentivazione: la misura, se applicata dal 2019, avrebbe addirittura consentito minori oneri per lo Stato e per il Sistema tariffario.

A fronte di un'indifferenza di gettito, la misura fornisce garanzie di stabilità adeguate sia ai Produttori Elettrici che agli Operatori Industriali che eserciscono questi impianti per autoprodurre energia e calore, soprattutto in chiave di raggiungimento degli obiettivi target al 2030, declinando il tema della transizione energetica e del contenimento dei costi delle bollette per il connubio “*Produttore di energia-Impresa industriale*” rappresentato da questo sottoinsieme di impianti.

Si conclude con un tema di stretta attualità: questi impianti consentono alle imprese ad essi connesse di beneficiare di energia elettrica e calore che, se non prodotti tramite bioliquidi nazionali, richiederebbero come alternativa una fonte fossile (gas), determinando, a parità di consumi, un extra-fabbisogno di gas naturale calcolato in ca. 390-440 milioni di Sm3 (per produzione elettrica) e ca. 60 milioni di Sm3 (per la produzione termica) per un ammontare di ca. 450-500 milioni di Sm3/anno aggiuntivi (ai prezzi attuali costi incrementalii per circa 1 miliardo di euro su base annua).

OGGETTO DELLA RELAZIONE	<p>Sulla base delle richieste avanzate da numerosi operatori e già rappresentate nelle sedi ministeriali competenti, la relazione ha per oggetto la valutazione della proposta di adottare – per gli impianti alimentati a biocombustibili liquidi con caratteristiche sotto meglio specificate – <b>un sistema di supporto a “redditività costante”, basato sulla Reintegrazione dei Costi ovvero sulla Restituzione delle redditività eccedenti un valore standard prefissato</b>, da applicarsi agli impianti considerati (siano essi incentivati o meno), in un periodo che decorre dal presente anno e giunge almeno fino al 2030.</p> <p>La richiesta di applicazione fino al 2030 è giustificata dalla tipologia di impianti sotto rappresentata, i quali alimentano compatti industriali, agricoli e dei servizi e richiedono un lasso di tempo certo e determinato nel tempo, anche per consentire una transizione ecologica verso sistemi alternativi (idrogeno, biometano, etc.) per i quali i tempi ad oggi non sono ancora industrialmente maturi o, nel caso delle aziende connesse più energivore, non sarebbero disponibili tali risorse energetiche innovative in quantità sufficienti nel breve-medio periodo.</p>
PERIMETRO DI VALUTAZIONE	<p>Il parco italiano di impianti alimentati a bioliquidi sostenibili è pari a circa 1.000 MW (Fonte: Statistiche TERNA); rispetto all'intero parco nazionale si è preso in considerazione – ai fini della presente valutazione – un <b>sottoinsieme di impianti con specifiche caratteristiche ad Elevato Valore Aggiunto</b>, ovvero:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Impianti alimentati <u>in prevalenza</u> da biocombustibili di filiera nazionale (prodotti e/o sottoprodotti);</li> <li>• Impianti <u>tecnologicamente connessi</u> ad attività produttive, ovvero che cedono, in tutto o in parte, energia elettrica e/o calore a utenze terze, mediante reti interne (SEU/RIU) o sistemi di teleriscaldamento, in configurazione cogenerativa.</li> </ul> <p>Si valuta la potenza installata degli impianti con le caratteristiche su richiamate compresa tra 180 e 250 MW, in questa analisi si <u>utilizza il dato di riferimento pari a 200 MW</u>.</p>
METODOLOGIA	<p>L'analisi ha considerato i costi medi di generazione di un tipico impianto a bioliquidi &gt; 1 MW, il rendimento standard di generazione e i proventi derivanti dalla vendita di energia in rete, su un periodo che va dal 2019 al 2022 (con valori forward dell'energia e dei combustibili per i restanti mesi del 2022). Costi non dissimili per gli impianti di taglia &lt; 1 MW.</p> <p>Per valutare l'impatto della misura si è calcolato <u>il valore medio di reintegrazione dei costi</u> di cui questi impianti avrebbero beneficiato se non ci fosse stata l'incentivazione corrente e lo si è paragonato con l'incentivo vigente pro tempore, valutandone in questo modo la differenza rispetto all'incentivo in essere, applicando tale metodo sul parco impianti considerato di potenza pari a 200 MW.</p>
ASSUNZIONI	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Periodo storico: 2019 – 2022 1Q</li> <li>• Periodo previsionale 2Q-3Q-4Q 2022</li> <li>• Prezzi dei sottoprodotti: Listino Associazione Granaria di Milano – valori medi mensili riportati su base annuale</li> <li>• Prezzo di valorizzazione dell'energia: Prezzo Unico Nazionale, statistiche Gestore Mercati Energetici (GME)</li> <li>• Costi generali di impianto: valori statistici database interno Elettricità Futura</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>Rendimento standard: pari a 0,232 ton/MWh (<i>nel caso di impianti inferiori a 1 MW, si può adottare un rendimento pari a 0,240 ton/MWh su un campione di poche decine di MW</i>)</li> <li>Costo medio storico di installazione: 1,3 milioni di euro/MW installato</li> <li>Redditività adottata: 7% del costo medio storico di installazione</li> <li>Producibilità standard: 7.500 ore/anno (<i>Benché dai dati TERNA risulta che il comparto presenti una produttività complessiva sui circa 1.000 MW installati assai inferiore, attorno a 5.500 ore/anno, si è adottato il valore più elevato considerando che gli impianti <u>connessi</u> a unità di consumo presentano – per ragioni di opportunità del consumatore – tassi di produttività più elevati</i>).</li> </ul>
VOCI DI COSTO	<p>Al fine di adottare una metodologia già in uso dall'ARERA, sono state assunte le principali voci di costo – per pertinenza – già adottate dall'ARERA nella sua Deliberazione 111/2006, nell'applicazione di un simile modello di <i>reintegrazione dei costi</i> per gli impianti <i>Essenziali per il Sistema Elettrico</i>.</p> <p>Esse raccolgono i principali costi variabili e fissi di impianto. I costi dei combustibili, espressi in €/ton, sono stati convertiti in €/MWh utilizzando il rendimento di riferimento, pari 0,232 €/ton.</p>
VOCI DI RICAVO	<p>L'energia elettrica è stata valorizzata al PUN, sia che essa sia venduta alla rete pubblica, sia che sia venduta a utenze connesse.</p> <p>Il riferimento adottato per l'incentivo vigente è quello previsto dal <u>Decreto Mipaaf 2 marzo 2010</u>, che prevede per i combustibili di filiera nazionale un coefficiente k=1,8, stimando che l'impiego di combustibili di origine nazionale sia, seppur non esclusivo, almeno prevalente. (<i>Benché gli impianti di taglia inferiore a 1 MW percepiscono una tariffa pari a 280 €/MWh, la dimensione numerica di questi impianti sul parco impianti considerato è giudicata – ai fini di questa analisi – non impattante se si considerano sottoprodotti nazionali. Sicuramente l'ARERA potrebbe studiare una metodologia ad hoc, che tenga in debito conto la differente struttura dei costi degli impianti di taglia inferiore a 1 MW</i>).</p>
ESITO DELL'ANALISI	<p>Dall'analisi condotta sul periodo 2019-2022 (valori tendenziali per la parte dell'anno 2022 non consolidata) sul parco impianti con le caratteristiche considerate, <u>emergono risultati interessanti</u>.</p> <p>Più nel dettaglio emerge che, qualora già dal 2019 fosse stato adottato - per il sottoinsieme di impianti a bioliquidi da circa 200 MW richiamato in epigrafe – il <u>metodo della Reintegrazione dei Costi</u>, allora:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>La differenza tra il Contributo di Reintegrazione dei Costi e l'Incentivazione corrente (GRIN, ex Certificati Verdi) avrebbe assunto, negli anni, segni alternati, a significare che negli anni con Contributo di Reintegrazione inferiore all'Incentivo corrente, <b>il Sistema avrebbe erogato agli operatori un contributo inferiore a quello effettivamente distribuito tramite l'incentivo attuale</b>;</li> <li>Se guardiamo il consolidato 2019-2021, <b>con la nuova metodologia proposta, le risorse allocate dal sistema tariffario sarebbero state inferiori</b> rispetto al vigente sistema di incentivazione, per circa 51 milioni di euro (<b>cioè bilancio a favore dello Stato</b>).</li> <li>Osservando il <u>quadriennio 2019-2022</u>, anche considerando l'anno 2022 in corso che presenta non solo prezzi dell'energia ma anche</li> </ul>

	<p>costi dei combustibili e delle principali materie prime con tassi di crescita eccezionali, sull'intero quadriennio la misura avrebbe un <b>Impatto Differenziale cumulativo pari a 8 milioni di euro a Favore dello Stato.</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• In conclusione l'analisi porta a dimostrare che la misura proposta di adozione di un sistema di Reintegrazione dei costi – applicata ad un parco di impianti a bioliquidi pari a ca. 200 MW che impiega prevalentemente prodotti e sottoprodotti di origine nazionale e sono connessi ad attività produttive – <b>non comporta maggiori oneri per lo Stato, tantomeno maggiori oneri a carico delle componenti tariffarie.</b></li> </ul>
ANALISI COSTI / BENEFICI	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La componente economica connessa ai benefici dell'introduzione della misura proposta è stata trattata sopra.</li> <li>• Le ricadute di sistema riguardano l'impiego di prodotti e sottoprodotti nazionali, con l'affermazione delle filiere connesse all'Economia Circolare, la produzione di energia <u>programmabile rinnovabile</u>, senza alcun bisogno di risorse di back-up per la stabilizzazione del profilo elettrico.</li> <li>• L'alimentazione di utenze industriali, specialmente quelle dei settori <i>hard to abate</i>, secondo logiche di autoproduzione e svincolo dagli oneri di rete, sia di energia elettrica che di energia termica.</li> </ul> <p>Per contro, la mancata applicazione della misura, porterà le imprese connesse a ritornare ad impiegare sistemi tradizionali di autoproduzione a fonti fossili al termine del periodo di incentivazione, in particolare:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Il parco impianti considerato, se non adeguatamente sostenuto e qualora smantellato, determinerebbe per le imprese connesse per il sistema maggiori acquisti di gas metano per ca. 390 milioni di Sm3 (per produzione elettrica) e ca. 60 milioni di Sm3 (per la produzione termica) per un ammontare di ca. 450-500 milioni di Sm3/anno aggiuntivi (ai prezzi attuali <b>costi incrementali per circa 1 miliardo di euro su base annua</b>).</li> <li>• L'acquisto di maggiori volumi di gas metano avrebbe impatti non solo in bolletta, <b>ma anche di natura strategica: dipendenza dall'estero.</b></li> <li>• A questi vanno aggiunti <b>oneri per le quote di CO2</b>, tendenzialmente crescenti da qui al 2030, stimati in circa 40-50 milioni di euro/anno.</li> </ul>