

ROMA, 2 agosto 2019  Efficienza

L'INTERVENTO

## Tee, così il rilancio del meccanismo

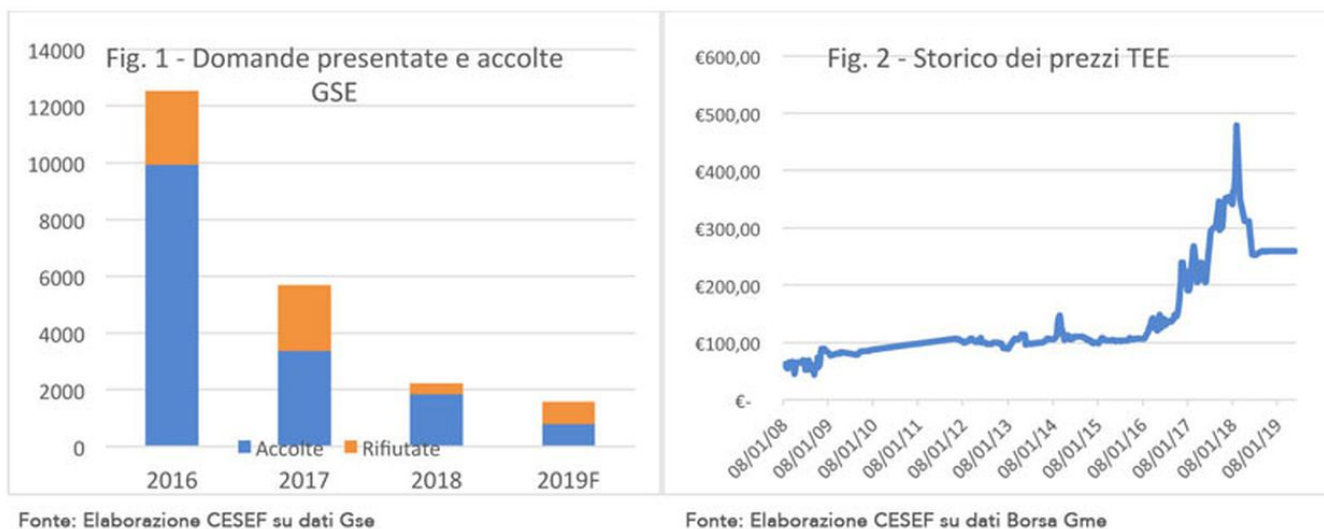
**Cesef: le regole fissate non consentono di coprire gli obblighi e comportano per gli operatori perdite economiche certe. Proposte per dare liquidità nel breve e garantire la sostenibilità del sistema nel lungo periodo**

 di Stefano Clerici\*

Il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima pone obiettivi molto ambiziosi di decarbonizzazione e riduzione dei consumi energetici (di circa 9,37 Mtep/anno al 2030). Storicamente, tra gli strumenti di supporto statali, un ruolo determinante per il raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica (EE) è stato giocato dal meccanismo dei Tee. Negli ultimi anni, però il meccanismo ha vissuto una crisi, non imputabile alla sua architettura di base, ma ad interventi normativi che ne hanno distorto lo spirito iniziale.

Le cause delle criticità sono ormai note, proprio per questo come Cesef (Centro studi sull'efficienza energetica di Agici) **riteniamo sia possibile rilanciarlo attraverso proposte mirate senza alterarne l'impostazione di base**, fondata sulla borsa regolamentata del Gme, i distributori di energia quali importati elementi di traino, e le Esco.

Più nello specifico le difficoltà del meccanismo nascono da un calo della disponibilità dei Tee, originata, sia da una oggettiva difficoltà del mercato a far emergere progetti di EE, sia da un incremento dei tassi di rigetto da parte del Gse. Questo ha creato sfiducia nel meccanismo e quindi un drastico calo nel numero delle domande presentate (Figura 1) che ha ulteriormente ridotto il numero di Tee in circolazione. Il risultato finale è un rapido e significativo incremento dei prezzi sul mercato (Figura 2).



L'incremento dei prezzi, associato a una contrazione dei progetti presentati ha generato costi crescenti per lo Stato, e quindi per i cittadini, a fronte di una sempre più ridotta efficienza energetica. Il governo è intervenuto nel 2018 attraverso un decreto correttivo che tra l'altro ha introdotto un Cap al rimborso tariffario, per limitare gli impatti sulle bollette, e i Tee fittizi, per evitare le sanzioni a carico dei soggetti obbligati.

**Pur necessario, in una logica emergenziale, per controllare l'incremento dei costi del meccanismo, il correttivo non ha risolto il problema della liquidità.**

Negli anni d'obbligo 2018 e in previsione 2019 a fronte di un fabbisogno di titoli crescente (rispettivamente 5,6 e 6,2 milioni), i Tee disponibili sono in calo (rispettivamente 5,15 e 4,7 milioni) Il ricorso ai fittizi, quindi, è stato significativo.

Tuttavia, secondo le previsioni degli operatori, nel 2020 a fronte di un obbligo di 7,1 milioni di Tee saranno disponibili solo 1,1 milioni di Tee per soddisfarlo, con una produzione nell'anno di soli 3,3 milioni di titoli. Questo non permetterà di raggiungere la soglia minima del 18% di titoli reali generati necessaria per acquistare i fittizi.

È evidente quindi l'incapacità del sistema di coprire gli obblighi che rischia di rendere il meccanismo insostenibile.

Inoltre, le regole fissate hanno condannato i soggetti obbligati a perdite economiche certe: acquistando Tee fittizi si sostiene una perdita economica di più di 10 €/Tee, dovuta alla differenza tra il prezzo dei fittizi pari a 260 €/Tee e il rimborso tariffario che non può essere maggiore di 250 €/Tee. Anche il prezzo dei Tee reali scambiati in Borsa si è velocemente allineato a quello dei fittizi, raggiungendo prezzi medi di scambio compresi tra 258 €/Tee e 260 €/Tee, imponendo perdite anche ai soggetti obbligati che annullano certificati bianchi reali. La perdita complessiva indotta ai distributori si stima in via prudenziale in 50 milioni di € per il 2018 e in 53,7 milioni di € per il 2019.

**Stimiamo che nel corso del 2019 ben 26 soggetti obbligati su 50 subiranno perdite superiori al 4,5% del loro risultato operativo e 11 superiori al 10% (vedi tabelle).**

Emerge, quindi una situazione di difficoltà del meccanismo cui occorre porre rimedio attraverso proposte di breve periodo, orientate a rilanciare la liquidità e ridurre le perdite dei distributori (che potrebbe essere oggetto di un emendamento) e proposte di medio periodo, che comportano una revisione più profonda del meccanismo per ricondurlo allo spirito originario di acceleratore degli investimenti in EE.

Si dovrebbe innanzitutto **rilanciare la liquidità, agendo su alcune leve:**

### **Criteri di selezione delle tecnologie**

Oggi si hanno una serie di vincoli di preselezione dei progetti ammessi all'incentivo e una lista limitata di tecnologie accettate. Si dovrebbe, invece, puntare alla apertura a tutte le tipologie di intervento, purché in grado di produrre efficienza energetica reale misurata in modo rigoroso. Bisogna avere il coraggio di ritornare ad un sistema che premi l'efficienza energetica, e non le tecnologie.

### **Baseline**

Va rimodulata la definizione di baseline. L'interpretazione italiana risulta più restrittiva rispetto a quella europea, facendo riferimento al concetto di tecnologia "installabile". La nostra proposta è di rivedere l'approccio avvicinando il concetto di baseline alle direttive europee, di "business as usual".

### **Irretroattività**

Si dovrebbe garantire il principio di irretroattività per i nuovi orientamenti regolatori. In passato il regolatore ha riesaminato un ampio portafoglio di interventi già approvati, revocando gli incentivi futuri per molti, in seguito all'impossibilità delle aziende di fornire nuove documentazioni. Così minando profondamente la fiducia degli operatori nel meccanismo.

Consapevoli che le azioni sulla liquidità non potranno sortire effetti immediati, occorre scongiurare il rischio che i soggetti obbligati subiscano, anche per gli anni d'obbligo 2019 e 2020, perdite ex-lege.

### **Riduzione del prezzo dei fittizi**

In questo senso si potrebbe abbassare il prezzo dei fittizi, avvicinandolo al cap, così da ridurre proporzionalmente le perdite imposte ai soggetti obbligati. È importante osservare che fissato il prezzo dei fittizi, anche i prezzi dei titoli reali scambiati in Borsa si allineano.

### **Rimodulazione dell'obbligo**

Il regolatore poi, attraverso un decreto correttivo, potrebbe rimodulare gli obblighi annui mantenendo il totale dei Tee richiesti, postponendo parte della richiesta ad anni futuri ed eliminando la necessità dei fittizi. Questa soluzione deve avere alla base un forte impegno del regolatore nell'intervenire con fini correttivi per rilanciare la liquidità.

Serve altresì **garantire la sostenibilità dei Tee nel lungo periodo** attraverso una serie di proposte comunque subordinate a necessari e decisi interventi per il rilancio della liquidità, come già descritto, essenziale per il meccanismo in qualunque futuro. Riteniamo quindi che:

1. Si dovrebbe rivedere il calcolo del contributo tariffario, tornando al valore della media ponderata dei prezzi di scambio dei Tee nel mercato regolamentato, escludendo le trattative bilaterali.

2. Si potrebbero coinvolgere le imprese energivore. Senza mettere in discussione i sussidi all'energia, si potrebbero ancorare livelli diversi di sconto a diversi obiettivi di efficienza energetica raggiunta da queste aziende, mantenendone così la competitività e favorendo allo stesso tempo sia l'efficienza energetica che un minore esborso da parte dello Stato.

3. Vada ridotta l'inefficienza burocratica; andrebbero ridotti i tempi procedurali e facilitato il rispetto dei vincoli.

4. Si dovrebbe, inoltre, introdurre un meccanismo che protegga i vari stakeholder contro l'evenienza di oscillazioni di prezzo eccessive, che permetta anche una pianificazione e previsione in riferimento ai flussi finanziari relativi a un progetto affidabile nel tempo. Le prevedibilità e stabilità del prezzo possono essere raggiunte con un forte commitment da parte del regolatore verso un target di prezzo per i Tee, sia esso un prezzo puntuale o una fascia più o meno ampia. Il regolatore interviene poi in momenti predeterminati (e.g. al superamento di una soglia di prezzo o dopo dei periodi temporali) modificando la domanda obbligata di Tee per fare aggiustamenti di fine-tuning nel breve periodo in risposta ad oscillazioni eccessive dell'offerta di Tee. Ovviamente, tale intervento potrà avvenire con congruo anticipo rispetto all'apertura del mercato del successivo anno d'obbligo, per non spiazzare le strategie degli operatori. Tale meccanismo potrebbe essere rafforzato da un sistema di price "ceiling & floor", come per i tassi di interesse sul mercato monetario.

#### \*direttore Cesef

##### INCIDENZA PERDITE SU RISULTATO OPERATIVO DEI SOGGETTI OBBLIGATI. ORDINE PER PERDITE

Ragione sociale	Obbligo TEE	Perdite TEE (mgI €)	Risultato Operativo (mgI €, 2017)	Peso Perdite
AP RETI GAS VICENZA S.P.A.	21.629	216,3	245,1	88,25%
NED RETI DISTRIBUZIONE GAS S.R.L., IN BREVE NED S.R.L.	11.403	114,0	300,0	38,01%
UMBRIA DISTRIBUZIONE GAS S.P.A. IN FORMA ABBREVIAT,	7.121	71,2	239,8	29,70%
AMGAS SPA	5.349	53,5	228,2	23,44%
GIGAS RETE S.R.L.	22.412	224,1	1.016,0	22,06%
ACSM AGAM RETI GAS ACQUA S.P.A.	33.022	330,2	1.979,0	16,69%
PREALPI GAS S.R.L.	14.878	148,8	1.165,3	12,77%
AMG ENERGIA S.P.A.	11.732	117,3	921,4	12,73%
EDMA RETI GAS SRL	25.686	256,9	2.070,0	12,41%
AEMME LINEA DISTRIBUZIONE S.R.L.	23.116	231,2	1.950,7	11,85%
G.E.I. GESTIONE ENERGETICA IMPIANTI S.P.A.	37.034	370,3	3.433,0	10,79%
LD RETI S.R.L.	71.121	711,2	7.863,0	9,05%
SEI SERVIZI ENERGETICI INTEGRATI S.R.L.	14.331	143,3	1.700,8	8,43%
CENTRIA S.R.L.	75.942	759,4	10.571,6	7,18%
RETIPIU' SRL	40.961	409,6	6.094,0	6,72%
PESCARA DISTRIBUZIONE GAS S.R.L.	7.438	74,4	1.183,8	6,28%
SERVIZI A RETE S.R.L.	28.240	282,4	4.634,8	6,09%
UNIGAS DISTRIBUZIONE S.R.L.	17.578	175,8	3.096,6	5,68%
EROGASMET S.P.A.	44.488	444,9	8.197,0	5,43%
INRETE DISTRIBUZIONE ENERGIA S.P.A.	265.640	2.656,4	53.111,0	5,00%

Fonte: elaborazione CESEF su dati operatori e di mercato

## INCIDENZA PERDITE SU RISULTATO OPERATIVO DEI SOGGETTI OBBLIGATI. ORDINE PER OBBLIGO

Ragione sociale	Obbligo TEE	Perdite TEE (mg/€)	Risultato Operativo (n Peso Perdite	
E-DISTRIBUZIONE S.P.A.	2.372.357	23.723,6	2.312.220,0	1,03%
ITALGAS RETI SPA	948.473	9.484,7	383.849,0	2,47%
2I RETE GAS S.P.A.	665.683	6.656,8	244.037,0	2,73%
UNARETI S.P.A.	322.008	3.220,1	157.942,0	2,04%
INRETE DISTRIBUZIONE ENERGIA S.P.A.	265.640	2.656,4	53.111,0	5,00%
IRETI S.P.A.	202.765	2.027,7	100.952,0	2,01%
TOSCANA ENERGIA S.P.A.	137.759	1.377,6	58.856,0	2,34%
ARETI S.P.A.	122.369	1.223,7	167.909,0	0,73%
ACEGASAPSAMGA S.P.A.	109.342	1.093,4	58.167,0	1,88%
AP RETI GAS S.P.A.	88.414	884,1	26.705,0	3,31%
CENTRIA S.R.L.	75.942	759,4	10.571,6	7,18%
LD RETI S.R.L.	71.121	711,2	7.863,0	9,05%
MEGARETI S.P.A.	58.558	585,6	12.975,5	4,51%
EROGASMET S.P.A.	44.488	444,9	8.197,0	5,43%
RETIPIU' SRL	40.961	409,6	6.094,0	6,72%
2I RETE GAS IMPIANTI SOCIETA' PER AZIONI IN FORMA ABBREVIATA 2I RETE I	40.349	403,5	24.602,2	1,64%
G.E.I. GESTIONE ENERGETICA IMPIANTI S.P.A.	37.034	370,3	3.433,0	10,79%
NOVARETI S.P.A.	34.289	342,9	16.941,4	2,02%
ADRIGAS S.P.A.	33.299	333,0	13.367,0	2,49%
ACSM AGAM RETI GAS ACQUA S.P.A.	33.022	330,2	1.979,0	16,69%

Fonte: elaborazione CESEF su dati operatori e di mercato

TUTTI I DIRITTI RISERVATI. È VIETATA LA DIFFUSIONE E RIPRODUZIONE TOTALE O PARZIALE IN QUALUNQUE FORMATO.

Privacy policy (GDPR)  
[www.quotidianoenergia.it](http://www.quotidianoenergia.it)