

Messaggio

numero
8161

data
8 giugno 2022

competenza
DIPARTIMENTO DELLE FINANZE E DELL'ECONOMIA
DIPARTIMENTO DEL TERRITORIO

Rapporto sulla mozione del 22 novembre 2021 presentata da Fiorenzo Dadò, Marco Passalia e cofirmatari “Per una vera promozione dell’energia solare in Ticino: una giusta remunerazione della corrente per i privati che installano un impianto fotovoltaico sul tetto della propria casa”

Signora Presidente,
signore e signori deputati,

la mozione in oggetto considera che le condizioni per la realizzazione di piccoli impianti fotovoltaici sulle abitazioni private non siano particolarmente favorevoli e che andrebbero adeguate con l’obiettivo di permettere un ammortamento degli impianti fotovoltaici realizzati in 15 anni. Più in dettaglio, la mozione chiede al Consiglio di Stato di:

- *vagliare prioritariamente la possibilità di passare a una remunerazione adeguata dell’energia immessa in rete, per un valore possibilmente non inferiore ai 15 cts./kWh;*
- *per stabilire tale remunerazione sarà necessario conoscere il prezzo reale di commercializzazione dell’energia fotovoltaica, che oggi verosimilmente è superiore ai 20 cts./kWh;*
- *la nuova remunerazione dovrà essere flessibile e tenere in considerazione l’oscillazione del mercato, inoltre dovrà considerare sia i nuovi impianti che quelli già installati;*
- *in alternativa a quanto proposto, si potrebbe eventualmente adottare una remunerazione dell’energia immessa in rete personalizzata, partendo dalla mappatura dei tetti di Oasi che, tramite un adeguato algoritmo, potrebbe stabilire automaticamente la remunerazione affinché l’impianto sia ammortizzato in 15 anni;*
- *rivedere i sussidi cantonali che potrebbero essere ridondanti e generano costi amministrativi elevati;*
- *valutare un accordo con BancaStato per prestiti a tasso agevolato da rimborsare in 15 anni.*

Nell’ambito delle richieste formulate dalla mozione è stato chiesto il parere sia dell’associazione Elettricità Svizzera italiana (ESI) sia di BancaStato ed i loro contributi sono stati considerati nell’allestimento del presente rapporto. In particolare, la risposta alla domanda n. 4 riprende integralmente la presa di posizione di BancaStato.

Allegati al presente messaggio presentiamo inoltre una tabella con alcune precisazioni in merito ai dati menzionati nella mozione e il calcolo di dettaglio concernente l’economicità di un impianto.

I. CONSIDERAZIONI GENERALI

Con l'approvazione della modifica della Legge cantonale sull'energia (Len dell'8 febbraio 1994), entrata in vigore il 1 marzo 2014, è stato costituito il Fondo per le energie rinnovabili (FER). Esso è finanziato dal prelievo sulla produzione media annua prevista di energia elettrica proveniente da quote di partecipazione già acquisite dall'Azienda Elettrica Ticinese (AET) in centrali elettriche a carbone e dal prelievo sul consumo di energia elettrica erogata al consumatore finale.

Il fondo FER permette, tramite l'erogazione di incentivi mirati, di finanziare la realizzazione di impianti che producono energia elettrica da fonti rinnovabili in Ticino, progetti di ricerca prioritariamente nel settore dell'energia elettrica e attività comunali nell'ambito dell'efficienza e del risparmio energetico.

Il fondo FER è un tassello fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi posti dalla politica energetica e climatica del Cantone, attualmente in fase di aggiornamento, e delle modifiche della Len che sono recentemente entrate in vigore al 1° settembre 2021 (messaggio n. 7894 relativo al rinnovo del FER del 1° ottobre 2020) e che hanno portato a un adeguamento del Regolamento FER. Il 6 aprile 2022, nell'ambito delle proprie competenze, il Consiglio di Stato ha inoltre deciso un ulteriore adeguamento del FER concernente l'aumento dell'importo degli incentivi FER per gli impianti fotovoltaici realizzati a partire dal 1° aprile 2022 in modo da poter compensare la riduzione delle tariffe applicata a livello federale. Questa misura è un segnale importante per incentivare in modo sostenibile ed efficace la realizzazione di impianti fotovoltaici sul territorio cantonale.

Situazione attuale degli incentivi a livello federale e a livello cantonale

Il programma di incentivazione previsto dal FER si basa sulle tipologie e sulle tariffe di incentivazione applicate a livello federale (Artt. 16 e 25 del [Regolamento del Fondo per le energie rinnovabili RFER](#)).

Con le successive modifiche della Len entrate in vigore il 1° settembre 2021, il sistema di remunerazione a copertura dei costi per l'immissione in rete di energia elettrica (RIC-TI), che sostanzialmente applicava il principio di incentivazione proposto dalla presente mozione, è stato soppresso.

I motivi principali che hanno portato all'abolizione di questo sistema di incentivazione possono essere così riassunti:

- necessità di allinearsi alle linee guida per il finanziamento della realizzazione di impianti da fonti rinnovabili applicate dalla Confederazione;
- il sistema previgente era molto costoso e non più in linea col mercato dei prezzi di realizzazione degli impianti;
- il sistema era inoltre oneroso da gestire a livello finanziario, a causa della volatilità della produzione elettrica e dei vincoli a lungo termine che lega il FER ai beneficiari;
- con questo sistema di remunerazione, in base alle entrate annuali che alimentano il fondo FER attualmente, potevano essere effettivamente incentivati solo una parte relativamente modesta degli impianti che ne fanno richiesta, generando una lunga lista d'attesa frustrante per i proprietari.

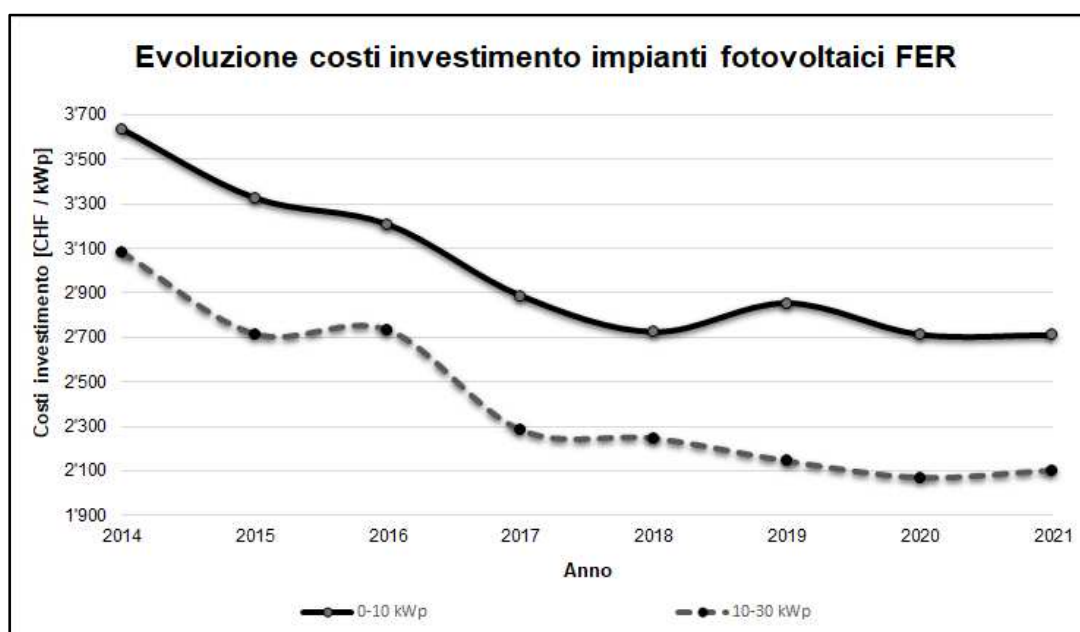
Per questi motivi il sistema di incentivi federali e, di conseguenza, quello cantonale attualmente in vigore per gli impianti fotovoltaici prevedono unicamente dei rimborsi sotto forma di contributi unici alla costruzione.

I contributi unici a livello federale sono costituiti da un contributo base fisso e da un contributo che varia in base alla potenza dell'impianto. Gli importi dei vari contributi sono definiti nell'Ordinanza sulla promozione della produzione di elettricità generata a partire da energie rinnovabili ([OPEn](#), artt. 36, 38 e 41-45). Con la nuova versione dell'OPEn entrata in vigore il 1° gennaio 2022 sono previsti dei bonus di incentivazione per impianti con inclinazione maggiore di 75°, in modo da favorire queste tipologie di impianti che permettono una produzione maggiore di elettricità in inverno e una riduzione degli incentivi a livello federale per impianti fotovoltaici "standard" messi in esercizio a partire dal 1.4.2022.

Gli importi degli incentivi per gli impianti fotovoltaici applicati a livello cantonale sono stati adattati con la modifica del RFER del 6 aprile 2022, in modo da compensare la riduzione prevista a livello federale. Essi ammontano al 50% delle tariffe applicate a livello federale (fino a 30kWp di potenza nominale, poi a partire da 30kWp 1/3 delle tariffe a livello federale) fino ad un massimo di CHF 250'000.-.

I dati riportati nel testo della mozione riguardo all'importo degli incentivi previsti per un impianto da 7 kWp sono corretti (CHF 4'480.-), ma si riferiscono alle tariffe 2021. L'incentivo globale per l'impianto in questione alle tariffe 2022 ammonta a CHF 4'515.- (senza la modifica RFER del 06.04.2022, l'importo complessivo degli incentivi si sarebbe ridotto a CHF 4'013.-, pari a oltre -11%).

Rileviamo inoltre che in base alla banca dati FER il costo medio per la realizzazione di un impianto fotovoltaico da 7 kWp realizzato nel 2021 nell'ambito del FER è di ca. CHF 18'600.- e non di CHF 20'480.- come riportato nel testo della mozione. La figura seguente rappresenta l'evoluzione dei costi medi d'investimento degli impianti fotovoltaici FER.



Fonte: Banca dati FER 2014-2021 dell'UEn

Come si può vedere nel grafico i costi medi d'investimento [CHF/kWp] degli impianti fotovoltaici tendono a diminuire sia con l'aumento della potenza installata, sia con il passare del tempo e l'aumento del numero di impianti realizzati (economia di scala).

Politiche dei prezzi di ritiro di AET e delle singole aziende

L'energia elettrica (EE) immessa in rete dagli impianti fotovoltaici che hanno beneficiato degli incentivi FER viene ritirata e remunerata da parte di AET, mentre quella immessa dagli altri impianti che non ne hanno beneficiato, viene remunerata dal rispettivo gestore di rete a cui l'impianto è allacciato.

Sia AET sia il singolo gestore di rete sono tenuti a rispettare dei vincoli legislativi per quanto concerne la definizione della tariffa di remunerazione dell'elettricità generata a partire da energie rinnovabili. Tali vincoli sono definiti chiaramente sia nella Legge federale sull'energia (LEne, art. 15) sia nell'Ordinanza federale sull'energia ([OEn](#), art. 12):

art. 15 cpv. 2 Lene

Nel loro comprensorio i gestori di rete devono ritirare e remunerare in modo adeguato l'elettricità generata a partire da energie rinnovabili [...]. Se il gestore di rete e il produttore non trovano un accordo sulla remunerazione, si applica il seguente principio:

- a. *per l'elettricità generata a partire da energie rinnovabili la remunerazione si fonda sui costi che il gestore di rete evita di sostenere per l'acquisto di elettricità equivalente; [...] i costi per le garanzie d'origine non sono considerati [...].*

art. 12 OEn

"(...) la remunerazione è stabilita in funzione dei costi che il gestore di rete sostiene per l'acquisto di elettricità equivalente presso terzi e dei costi di produzione dei propri impianti; i costi per le garanzie di origine non sono considerati."

Il termine "equivalente" utilizzato nell'art. 15 cpv. 2 Lene si riferisce alle caratteristiche tecniche dell'elettricità (quantità di energia, profilo della potenza, nonché alla possibilità di pilotare e prevedere la produzione), ma non alla tecnologia di produzione, che è determinata dalle garanzie d'origine dell'elettricità. Ne consegue che il prezzo che il gestore di rete è tenuto per legge a retribuire è il costo di mercato dell'energia elettrica "grigia". Tale costo è molto più basso rispetto a quanto menzionato nella mozione in oggetto e varia annualmente per ogni gestore di rete (indicativamente nel 2021 la media delle tariffe applicate dai gestori di rete ticinesi si situa attorno a 6 cts./kWh.

Il rispetto di queste disposizioni di legge in merito alla tariffa di ritiro applicata dai gestori di rete viene verificato dalla Commissione federale dell'energia elettrica (EiCom).

AET applica le disposizioni di legge sopracitate remunerando l'elettricità in base al prezzo medio annuo di mercato all'ingrosso dell'elettricità in cui opera, che nel 2021 ammontava a 11.02 cts./kWh. Inoltre la maggior parte dei gestori di rete locali applicano un supplemento di remunerazione delle garanzie d'origine dell'elettricità prodotta dagli impianti fotovoltaici con potenza nominale minore di 30kVA, che non sono vincolati da nessuna legge e che AET non può applicare allo stesso modo, a causa del mercato differente in cui opera. Questi aspetti e le differenti realtà di mercato in cui operano AET e i singoli gestori di rete portano a delle differenze tra le tariffe di ritiro dell'EE immessa in rete applicate sul territorio cantonale.

Nella mozione la tariffa di riferimento utilizzata per il calcolo della redditività dell'impianto ammonta a 5 cts./kWh, ma questa è troppo bassa perché riferita al caso peggiore. Difficilmente il prezzo all'ingrosso dell'elettricità tornerà a scendere ai livelli pre-pandemia. La tariffa media applicata da AET negli ultimi 4 anni (2018-2021), ammonta a 7.68 cts./kWh e risulta più attendibile da utilizzare per il calcolo di redditività di un impianto.

Indicazioni sulla possibile evoluzione dei prezzi di mercato

Il prezzo di mercato dell'elettricità negli ultimi anni ha presentato forti variazioni. Nel 2020 il prezzo dell'elettricità era già basso a causa dei trend al ribasso fatti registrare nel 2019. Oltre a ciò, a causa della grande quantità di elettricità prodotta in primavera 2020 da fonti rinnovabili in tutta Europa (offerta) e la bassa domanda di elettricità dovuta alla pandemia e ai "lockdown" in vigore nelle varie nazioni europee, i prezzi di mercato dell'energia elettrica del 2020 sono ulteriormente diminuiti, raggiungendo prezzi molto bassi, ai minimi storici. Questo aspetto è stato chiaramente visibile anche nella tariffa di remunerazione applicata da AET per l'anno in questione, che infatti ha rappresentato il minimo storico dalla costituzione del FER nel 2014.

Nel 2021 il trend dei prezzi di mercato dell'elettricità si è invertito. A causa di una minore quantità di elettricità prodotta in Europa dalle energie rinnovabili a fronte di una forte domanda di elettricità dovuta alla ripartenza dell'economia mondiale al termine dei vari "lockdown" nazionali e alla difficoltà di approvvigionamento verificatosi per alcuni vettori di produzione, il prezzo dell'energia elettrica nel 2021 ha toccato picchi molto elevati, che non si registravano da anni. Questo aspetto ha di conseguenza comportato un aumento considerevole della tariffa di remunerazione applicata da AET per il ritiro dell'EE immessa in rete dagli impianti fotovoltaici, visto che il prezzo medio annuo sul mercato è aumentato.

L'evoluzione dei prezzi di mercato dell'elettricità negli anni futuri, a causa delle forti oscillazioni e del grande numero di variabili e di incertezze in gioco, risulta molto difficile da prevedere. In generale ci si può comunque attendere un aumento generalizzato del costo dell'energia elettrica, che difficilmente raggiungerà ancora i minimi storici del 2020. Questa tendenza risulta probabile anche a causa dell'effetto del mancato accordo con l'UE per mantenere la Svizzera all'interno del mercato elettrico europeo ed evidentemente anche della guerra in Ucraina che cambia le regole del gioco e impone una revisione delle strategie energetiche in Svizzera e Europa.

Alcune di queste tendenze sono contenute anche nel rapporto "Il mercato all'ingrosso dell'elettricità 2021", allestito dall'Istituto di ricerche economiche (IRE) dell'Università della Svizzera italiana (USI).

Tenuto conto che i prezzi dell'energia elettrica, in crescita dal 2° semestre 2021, sono destinati a rimanere alti e soggetti a volatilità a lungo e viste le incertezze riguardo l'approvvigionamento elettrico in Svizzera a partire dal 2025, la realizzazione di impianti fotovoltaici ad autoconsumo risulterà ancor più attrattiva e vantaggiosa senza la necessità di applicare tariffe particolari ad hoc come proposto nella mozione.

Valutazioni economiche

La mozione chiede di valutare l'introduzione di una remunerazione "adeguata" dell'energia fotovoltaica immessa in rete, in modo da garantire un ammortamento degli impianti in 15 anni.

È importante premettere che gli impianti fotovoltaici dopo 25 anni di funzionamento producono ancora almeno l'80-85% della produzione nominale iniziale. A conferma di ciò, l'associazione mantello "Swissolar" indica 20-30 anni come periodo temporale di riferimento per il calcolo dell'ammortamento di un impianto. Considerare 15 anni come richiesto dalla mozione, risulta quindi poco aderente alla realtà dell'investimento.

Rileviamo inoltre che le valutazioni considerate nella mozione per simulare il calcolo di ammortamento di un impianto fotovoltaico su 15 anni presenta alcune imprecisioni, ritenuto che:

- il costo medio di un impianto fotovoltaico da 7 kWp realizzato in Ticino nel 2021 ammonta a ca. CHF 18'600.- e non a CHF 20'480.- come indicato nella mozione;
- l'importo degli incentivi federali e cantonali considerati nella mozione si riferiscono all'anno 2021, ma nel 2022 entrano in vigore i nuovi parametri di calcolo secondo l'Ordinanza OPE;
- nella valutazione economica presentata dalla mozione non vengono considerate le deduzioni fiscali (possibili per edifici costruiti da almeno 5 anni), che hanno un impatto sul costo effettivo a carico del proprietario. Ad esempio per una persona celibe, con reddito annuo imponibile di CHF 65'000.-, la deduzione dell'investimento destinato al risparmio energetico comporterebbe un risparmio d'imposta complessivo (a livello d'imposta cantonale, comunale e IFD) pari a ca. CHF 3'500.- (calcolo base dati fiscali 2021, persona celibe, senza figli, moltiplicatore imposte comunali 90%). Un risparmio d'imposta equiparabile lo conseguirebbe anche un'economia domestica (coniugi con due figli) con reddito annuo imponibile di CHF 88'000.-. Inoltre va menzionato il fatto che anche alcuni comuni elargiscono degli incentivi per impianti fotovoltaici, che andrebbero a ridurre ulteriormente i costi a carico del proprietario;
- la produzione annua di 9'000 kWh ipotizzata dalla mozione per l'impianto da 7kWp è molto elevata (1'245 kWh/kWp). La produzione media degli impianti presi in considerazione dalla banca dati FER è di ca. 7'700, pari a 1'100 kWh/kWp. Nel calcolo andrebbe preso il dato corretto al ribasso;
- la tariffa di ritiro dell'energia da parte di AET, negli anni 2018-2021, è di 7.68 cts./kWh e non 5 cts./kWh come calcolato nella mozione. Nel 2021, inoltre, la tariffa di ritiro sarà di 11.03 cts./kWh, che risulta molto più alta rispetto alla media degli ultimi anni tenuto conto dell'evoluzione dei prezzi di mercato dell'energia.

Sulla base di queste precisazioni, la situazione attuale in Ticino, senza ulteriori modifiche legislative riguardo al sistema di incentivazione vigente, risulta molto più favorevole rispetto a quanto rappresentato nella mozione. La tabella sottostante riporta l'analisi corretta secondo le osservazioni effettuate.

Messaggio n. 8161 del 8 giugno 2022

	Ticino (Proposta Mozione)	Ticino (Base FER attuale)
Esempio impianto 7kWp		
Costo impianto	20'480.00	18'600.00
Aiuti federali (considerando tariffe 2022)	4'480.00	4'515.00
Costo a carico del proprietario	16'000.00	10'585.00
Deduzioni fiscali (semplificazione -> CHF 3'500.-)		3'500.00
Produzione annua kWh (1'100kWh / kWp)	9'000.00	7'700.00
Autoconsumo 30%	2'700.00	2'310.00
Energia immessa in rete	6'300.00	5'390.00
Valore energia autoconsumo annuo / 22cts./kWh	594.00	508.20
Valore energia venduta a AET 7.68cts./kWh	315.00	413.95
Totale annuo	909.00	922.15
Totale 15 anni	13'635.00	13'832.28
Costo inverter	2'000.00	2'000.00
Entrate nette su 15 anni	11'635.00	11'832.28
Differenza di costo ed entrate su 15 anni	4'365.00	-11.78% -1'247.28

Sulla base dei dati FER attuali si può riscontrare che l'impianto fotovoltaico in questione sarebbe già ammortizzato in 15 anni.

Occorre inoltre rilevare che il metodo di calcolo dell'ammortamento dell'impianto presentato nella mozione non è ottimale, perché non tiene conto di alcuni aspetti importanti, come ad esempio il fatto che l'impianto, considerando il degrado dei moduli fotovoltaici, è in grado di produrre almeno l'80% della resa nominale anche dopo 25 anni.

Considerando ciò, si può stimare che la resa media annuale dell'impianto in 25 anni corrisponde a ca. il 90% della resa annua iniziale. Sulla base di questo presupposto è possibile calcolare i ricavi previsti dalla vendita dell'elettricità fotovoltaica prodotta; per i dettagli si veda l'allegato 2 che analizza il rendimento di un impianto fotovoltaico e il calcolo dell'economicità dell'impianto tramite il metodo dell'annualità. Da questa analisi si può affermare che:

- alle condizioni d'incentivazione attualmente in vigore, di fatto l'investimento effettuato presenta un grado di redditività annuo del 3.9%, che equivale al grado di rendimento di un investimento finanziario con una propensione di rischio medio. Questo dimostra che il livello di incentivazione attuale per gli impianti fotovoltaici è ragionevolmente sufficiente;
- se fosse applicata la tariffa di ritiro dell'elettricità immessa in rete proposta dalla mozione (15 cts./kWh), il grado di rendimento annuo dell'impianto in questione sarebbe di circa il 8.4%, che equivale al grado di rendimento di un investimento finanziario con una propensione di rischio elevata, risultando esagerata e

incoerente sia con il rischio effettivo rappresentato dalla realizzazione di un impianto fotovoltaico, sia con il compito dello Stato in merito al grado di incentivazione degli impianti fotovoltaici;

- per ammortizzare l'impianto fotovoltaico in oggetto (quindi considerando un tasso di rendimento del 0%) in 25 anni, il costo dell'elettricità prodotta dall'impianto equivale a 8.42 cts./kWh;
- anche nel caso peggiore di remunerazione dell'elettricità immessa in rete da parte di AET (5 cts./kWh) il ricavo dalla vendita dell'elettricità prodotta dall'impianto (che ammonterebbe a 10.10 cts./kWh) sarebbe comunque maggiore rispetto al costo effettivo dell'elettricità (8.42 cts./kWh) prodotta dall'impianto.

II. RISPOSTE ALLE RICHIESTE

Rispondiamo qui di seguito alle richieste poste dai mozionanti.

- 1. Vagliare prioritariamente la possibilità di passare a una remunerazione adeguata dell'energia immessa in rete, per un valore possibilmente non inferiore ai 15 cts. / kWh. Per stabilire tale remunerazione sarà necessario conoscere il prezzo reale di commercializzazione dell'energia fotovoltaica, che oggi verosimilmente è superiore ai 20 cts./kWh. La nuova remunerazione dovrà essere flessibile e tenere in considerazione l'oscillazione del mercato, inoltre dovrà considerare sia i nuovi impianti che quelli già installati"**

Il passaggio a una remunerazione per l'energia immessa in rete simile al tipo di incentivo "RIC-TI" significa ripristinare un sistema che è appena stato soppresso sia a livello federale sia a livello cantonale. Ricordiamo che l'esperienza fatta in Ticino con il tipo di incentivo "RIC-TI" ha dimostrato che questa tipologia di remunerazione genera alti costi amministrativi e porta alla creazione di una lista d'attesa che in passato era molto lunga, non consentendo a tutti i proprietari la possibilità di percepire la tariffa di incentivazione.

Il sistema attualmente in vigore, con la tariffa di ritiro in linea coi prezzi di mercato, favorisce l'autoconsumo rispetto alla vendita dell'energia elettrica immessa in rete, che i proprietari possono incrementare adeguando i propri comportamenti (ad es. installando pompe di calore o grazie alla mobilità elettrica).

Una remunerazione dell'energia immessa in rete "non inferiore ai 15 cts./kWh", richiamate le valutazioni economiche contenute nell'allegato 2, non è una misura proporzionata alle reali necessità di ammortamento di un impianto fotovoltaico. Già allo stato attuale un impianto, considerando la reale sua lunga durata di vita, rappresenta, oltre ad un tangibile contributo per la politica energetico-climatica, anche un investimento vantaggioso per il proprietario.

Il prezzo reale di commercializzazione dell'energia fotovoltaica immessa in rete è per legge equiparabile a quello d'acquisto dell'energia "grigia" che il gestore riconosce al proprietario dell'impianto; attualmente è molto inferiore rispetto ai 20 cts./kWh citati nella mozione. Il prezzo di ritiro tiene già in considerazione le oscillazioni di mercato,

infatti la tariffa corretta viene definita ogni anno proprio sulla base di questi dati. La remunerazione delle garanzie d'origine dell'energia non è vincolata a livello di legge e viene applicata secondo le valutazioni del singolo gestore di rete ed al suo mercato. La remunerazione dell'energia prodotta (sulla base dei dati riferiti agli impianti messi in esercizio a fine gennaio 2022; più impianti vengono realizzati, più l'importo necessario per la remunerazione a 15 cts/kWh sarà alto) con 15 cts./kWh comporterebbe un costo totale di CHF 8,4 Mio, che il FER non sarebbe in grado di sostenere ritenuto che lo stesso beneficia di un'entrata annua media da destinare agli incentivi degli impianti (di tutte le tecnologie e non solo per quelli fotovoltaici) di ca. CHF 3.5 Mio. L'aumento considerevole delle richieste per l'ottenimento degli incentivi FER nei primi 4 mesi del 2022 rispetto allo stesso periodo del 2021 (2021: 381 richieste; 2022: 737 richieste che equivalgono ad un +93%) conferma l'efficacia delle misure d'incentivazione attuali.

Di conseguenza il FER non disporrebbe dei fondi necessari per poter finanziare la proposta della mozione.

Per poter far fronte alla spesa supplementare, sarebbe necessario aumentare notevolmente i prelievi sui consumi da destinare al FER. Questa eventuale modifica porterebbe tuttavia ad un importante rincaro dell'energia elettrica per tutti i consumatori finali sul territorio cantonale per sostenere una spesa che, come emerge dall'analisi economica presentata nell'allegato 2, non è necessaria.

Inoltre, aumentando la tariffa di ritiro dell'energia immessa in rete a 15 cts./kWh, verrebbe meno lo stimolo a incrementare l'autoconsumo e potrebbe generare dei problemi in futuro nella gestione della rete e dei carichi ad essa collegati, in particolare nei mesi estivi.

- 2. In alternativa a quanto proposto, si potrebbe eventualmente adottare una remunerazione dell'energia immessa in rete personalizzata, partendo dalla mappatura dei tetti di Oasi che, tramite un adeguato algoritmo, potrebbe stabilire automaticamente la remunerazione affinché l'impianto sia ammortizzato in 15 anni**

La proposta è onerosa dal punto di vista amministrativo ed economico e si fonda su un'ipotesi non corretta secondo cui l'ammortamento di un impianto fotovoltaico privato deve avvenire in 15 anni quando esso, dopo 25 anni, è ancora in grado di produrre l'80-85% della sua resa nominale. Applicare inoltre delle tariffe di remunerazione personalizzate creerebbe sia delle differenze di trattamento tra i vari cittadini sia dei costi supplementari rilevanti di gestione amministrativa non giustificati dalle reali necessità.

- 3. Rivalutare i sussidi cantonali attuali, che generano costi amministrativi elevati e che potrebbero risultare ridondanti. Considerata anche la situazione in cui versano le casse pubbliche, gli importi oggi destinati alla posa di impianti ma insufficienti, potrebbero eventualmente essere utilizzati per studi e ricerche finalizzate allo sviluppo di nuove tecnologie nel settore delle energie pulite e rinnovabili**

I costi amministrativi, quantificabili per il 2021 in ca. 180'000 franchi (inclusi oneri sociali), necessari per tutte le attività correlate alla gestione del FER (1'289 richieste preliminari, 740 notifiche di messa in esercizio e 238 impianti fotovoltaici che beneficiano ancora del sistema RIC-TI) non sono a carico delle casse pubbliche, ma vengono sostenute dal FER stesso, destinandovi una quota-parte degli introiti dei prelievi sulla produzione e sul consumo di energia elettrica secondo l'art. 3 del Regolamento FER (RFER). Lo stesso art. 3 RFER prevede anche una quota-parte di questi prelievi da destinare ad incentivi per progetti di ricerca in campo energetico e per la consulenza in ambito di efficienza e risparmio energetico, che finora, anche grazie ad una parte del credito supplementare di CHF 5 Mio stanziato a favore del FER dal Gran Consiglio, sono sempre stati sufficienti a coprire le richieste pervenute. Ne consegue, che quanto auspicato dalla mozione trova già una risposta efficace e sostenibile per le "casse pubbliche" con la soluzione in vigore.

Rileviamo che il Consiglio di Stato ha approvato l'aumento degli incentivi cantonali FER per la promozione di impianti fotovoltaici (da 1/3 attuale al 50% degli incentivi federali per i primi 30kWp) per compensare adeguatamente la riduzione a partire dal 1° aprile 2022 delle tariffe a livello federale. Queste misure, unitamente agli aspetti già esposti in precedenza, risultano oggettivamente sufficienti per garantire una corretta convenienza nella realizzazione di impianti fotovoltaici a favore di tutti i cittadini e delle aziende che intendono farlo.

4. Valutare eventuali accordi con Banca Stato per la concessione di prestiti a tasso agevolato da rimborsare in 15 anni a beneficio di coloro che si rendono virtuosi con progetti di produzione di energia rinnovabile

Abbiamo coinvolto direttamente BancaStato che si è così espressa. *“L’assunzione di un comportamento socialmente e ambientalmente responsabile fa già parte del mandato pubblico che ci è stato conferito, infatti già oggi, per esempio, offriamo condizioni di favore a chi investe in immobili con standard energetici riconosciuti. In questo senso è dunque plausibile una promozione di condizioni di favore a sostegno di investimenti nell’ambito delle energie rinnovabili. Riteniamo altresì opportuno anche valutare una maggiore collaborazione con Ticino Energia. Le modalità di un’eventuale collaborazione dovrebbero però essere debitamente approfondite allestendo uno specifico tavolo di lavoro. In ogni caso, ovviamente, occorrerà siano rispettate le direttive dell’Associazione Svizzera dei Banchieri (ASB). Tali direttive stabiliscono standard minimi a livello nazionale e sono riconosciute dall’Autorità federale di vigilanza sui mercati finanziari (FINMA), fungendo pertanto da requisiti minimi in materia di vigilanza”.*

III. CONCLUSIONI

Il Cantone Ticino sta già compiendo passi importanti nella direzione auspicata dalla mozione volta al sostegno di impianti fotovoltaici privati per la produzione di elettricità. Questo aspetto e la linea tracciata in tal senso è confermata dalle importanti recenti modifiche legislative della Len entrate in vigore dal 1. settembre 2021 e dalla recente modifica al RFER del 6 aprile 2022.

Messaggio n. 8161 del 8 giugno 2022

Alla luce di quanto sopra esposto il Consiglio di Stato ritiene che la situazione attuale del sistema di incentivazione degli impianti fotovoltaici sia adeguata. Non considera quindi necessario aderire alla proposta dei mozionanti, che risulterebbe molto onerosa, come dimostrano i dati relativi all'installazione di impianti fotovoltaici, che nel solo 2021 hanno evidenziato un incremento di più del 40% rispetto al 2020, superando i 1000 impianti installati in un anno.

La remunerazione dell'energia elettrica rinnovabile immessa in rete dagli autoproduttori è regolata a livello federale da leggi ed ordinanze, così come dallo stesso regolatore del settore (ElCom). Una remunerazione superiore (15 cts./kWh) ai minimi legali non verrebbe riconosciuta quale maggior costo sulla tariffa dei clienti vincolati e quindi andrebbe finanziata con altri mezzi.

Miglioramenti sostanziali del sistema di incentivazione in Ticino sono già attualmente entrati in vigore a partire dal 1° aprile 2022. Inoltre, sia l'evoluzione dei prezzi di mercato, sia della sicurezza di approvvigionamento dell'energia elettrica per la Svizzera, rendono le condizioni attuali per la realizzazione di impianti fotovoltaici (sia per privati che per le aziende) attrattive e convenienti, confermate dal costante notevole aumento di impianti realizzati sia in Svizzera che in Ticino.

Oltre a ciò, è importante rilevare che lo Stato (sia Cantone che Confederazione) non è tenuto a garantire al 100% l'investimento del privato nel fotovoltaico o nei progetti legati alle energie rinnovabili: è lo stesso proprietario di un simile impianto che deve assumersi almeno una parte dei rischi commerciali (comunque esigui alla luce dell'analisi finanziaria esposta in precedenza), utilizzando in modo efficiente la propria produzione, in particolare per l'autoconsumo.

Il Consiglio di Stato invita conseguentemente il Gran Consiglio a ritenere evasa la mozione in oggetto.

Vogliate gradire, signora Presidente, signore e signori deputati, i sensi della nostra massima stima.

Per il Consiglio di Stato

Il Presidente: Claudio Zali

Il Cancelliere: Arnoldo Coduri

Messaggio n. 8161 del 8 giugno 2022

Allegato 1: precisazioni in merito ai dati riportati nel testo della mozione

Pag.	Testo Mozione	Precisazioni necessarie secondo dati FER
1	<i>[...] consideriamo un impianto di 7kW/p, il cui costo a carico del proprietario è di circa 16'000 franchi</i>	Il costo a carico del proprietario per la realizzazione di un impianto di 7kWp ammonta in media (dati 2021) a CHF 14'120.- , anziché 16'000.- per i dettagli vedasi cap. "valutazioni economiche della proposta".
1	<i>Considerando che i contributi cantonali [...] arriviamo ad un totale complessivo di 4'480 franchi</i>	CHF 4'480.- sono l'importo previsto per un impianto da 7kWp con le tariffe del 2021. Con le nuove tariffe a livello federale previste per il 2022 e le modifiche del RFER del 01.04.2022 l'importo globale ammonta a CHF 4'515.- . Se non fosse stato modificato il RFER al 01.04.2022, l'importo complessivo degli incentivi sarebbe sceso a CHF 4'013.-.
1	<i>[...] il prezzo di mercato di un tale impianto si aggira attorno ai 20'480 franchi</i>	La media del costo degli impianti fotovoltaici da 7kWp realizzati nel 2021 all'interno del FER ammonta a CHF 18'600.- .
1	<i>Generalmente l'autoconsumo si aggira attorno al 30% del fabbisogno dell'abitazione</i>	Questa considerazione sembra essere conservativa. In caso di riscaldamento con pompa di calore o della possibilità di ricarica di un veicolo elettrico potrebbe essere più elevata. Da considerare anche che ci sono sempre più climatizzatori che portano all'aumento di un autoconsumo. In futuro le batterie potrebbero giocare un ruolo chiave per incrementare l'autoconsumo. In definitiva lo scopo degli incentivi è che il singolo proprietario cerchi di ottimizzare la resa incrementando l'autoconsumo adeguando le proprie abitudini e consumi e non di facilitare la vendita dell'energia, che spesso avviene quando sussiste già un esubero di corrente nella rete.
2	<i>La produzione annua [...] si aggira attorno ai 9'000kWh</i>	La produzione annua media degli impianti realizzati in Ticino per un impianto da 7 kWp è più bassa rispetto al dato della mozione e ammonta a ca. 7'700kWh (1'100kWh / kWp). Inoltre nella valutazione della mozione non viene considerato il degrado dei moduli (vedi cap. "valutazioni economiche della proposta").
2	<i>[...] 15 anni, periodo da considerare ideale per l'ammortamento dell'impianto</i>	Dopo 25 anni dalla messa in servizio un impianto fotovoltaico è in grado di produrre l'80-85% della resa nominale iniziale. Quindi il periodo corretto da considerare per il calcolo dell'ammortamento dell'impianto è di almeno 25 anni.
2	<i>315 franchi (6'300 x 0.05)</i>	La tariffa di remunerazione di AET menzionata è troppo bassa per un calcolo attendibile. La media della tariffa negli ultimi 4 anni ammonta a 7.68 cts./kWh . Nel 2021 la tariffa AET ammonta a 11.03 cts./kWh. Con l'evoluzione probabile, al rialzo, dei costi dell'energia elettrica, anche la tariffa di remunerazione aumenterà rispetto alla media degli ultimi anni, mitigando così il problema della tariffa di remunerazione, oggetto della mozione.
2	<i>La resa reale è quindi ...di 13'725 franchi in 15 anni</i>	Il metodo di analisi dell'economicità dell'impianto e i dati considerati non sono completi e solo in parte corretto. Una valutazione dettagliata sull'ammortamento dell'impianto è rappresentata nel cap. "valutazioni economiche della proposta".
2	<i>La differenza tra il prezzo dell'energia acquistata (22 cts variabile) e quello dell'energia venduta [...] è troppo ampia per invogliare il consumatore a installare un impianto fotovoltaico</i>	La differenza di prezzo tra l'energia acquistata e quella venduta sta nel fatto che quella venduta è al netto delle tasse, dell'IVA e dei costi di gestione della rete. Le tariffe applicate da AET e dai gestori di rete sono applicate ai sensi dell'art. 15 della Legge federale sull'energia (LEne) che vengono sottoposte alla EICOM per controllo.
2	<i>[...] passare ad una remunerazione adeguata dell'energia immessa in rete, per un valore</i>	Sostanzialmente la mozione propone di reintrodurre il sistema di remunerazione a copertura dei costi per l'immissione in rete di energia elettrica (RIC-TI), che è

Messaggio n. 8161 del 8 giugno 2022

	possibilmente non inferiore ai 15 centesimi per kWh.	appena stato abolito dal FER e dal sistema di incentivazione di impianti fotovoltaici a livello federale, perché causa costi e attività amministrative troppo onerose, risulta essere troppo vantaggioso per chi ne beneficia in proporzione ai prezzi attuali degli impianti fotovoltaici e creerebbe, di nuovo, una lunga lista d'attesa simile a quella appena smaltita nel FER nel 2021. Reintrodurre la RIC significherebbe un'esplosione dei costi (a seguito dell'impennata del numero di richieste d'incentivi degli scorsi anni) a cui il FER non potrebbe far fronte visto che non dispone delle entrate necessarie. (vedi cap. "analisi economica della proposta")
2	sarà necessario conoscere il prezzo reale di commercializzazione dell'energia fotovoltaica, che oggi verosimilmente è superiore ai 20 centesimi al kWh dovrà essere flessibile e tenere in considerazione l'oscillazione del mercato, inoltre dovrà considerare sia i nuovi impianti che quelli già installati	Questa affermazione non è corretta. Il prezzo reale di ritiro dell'energia fotovoltaica, al netto delle tasse e dei costi di gestione della rete che il produttore di un impianto non deve sostenere, è quello applicato da AET ed equivale, per legge, a quello dell'energia grigia. Il prezzo di commercializzazione è volatile e di conseguenza viene calcolato a consuntivo di anno in anno. Questo prezzo viene poi applicato come tariffa di remunerazione della corrente immessa in rete. Visto l'aumento dei prezzi all'ingrosso nel mercato dell'elettricità in atto, per il futuro è possibile ipotizzare delle tariffe di remunerazione dell'EE fotovoltaica immessa in rete, più alte ed interessanti per i produttori rispetto al passato, come avvenuto per esempio nel 2021.
2	ev. adottare una remunerazione dell'energia immessa in rete personalizzata, partendo dalla mappatura dei tetti di Oasi	Una soluzione personalizzata al momento non è applicabile, sia tenendo conto del principio di equità di trattamento, sia per evidenti attività amministrative molto più complicate ed onerose.
3	un algoritmo adeguato [...] affinché l'impianto venga ammortizzato in 15 anni	Secondo la legislazione vigente (Art. 15 LEn) se Gestore di rete e proprietario non trovano un accordo in merito alla tariffa di remunerazione, va applicato il principio del mancato costo di acquisto di EE equivalente da parte del gestore di rete (energia grigia). Le garanzie d'origine sono escluse dalla tariffa da applicare e possono essere remunerate a discrezione del gestore di rete. Ciò è quanto viene applicato. Nessun algoritmo è in grado di calcolare il costo che l'EE avrà in futuro. Quindi questo sistema, oltre che caro risulta essere anche poco trasparente e difficilmente realizzabile.
3	L'ente pubblico potrebbe intervenire versando unicamente le differenze per garantire l'ammortamento nel caso di forti variazioni di produzione o dei prezzi dell'energia verde	Il mercato dell'elettricità è molto volatile. Questo principio potrebbe anche essere applicato, ma per tariffe più basse, che permettano un adeguato ammortamento dell'impianto (in 25 anni), non per remunerare 15 cts./kWh (vedasi cap. "valutazioni economiche della proposta")
3	A questo punto potrebbe addirittura rendersi necessario rivalutare i sussidi cantonali, che generano costi amministrativi elevati e potrebbero risultare ridondanti Considerata anche la situazione in cui versano le casse pubbliche, gli importi oggi destinati alla posa di impianti ma insufficienti, potrebbero eventualmente essere utilizzati per studi e ricerche finalizzate allo sviluppo di nuove	I costi amministrativi della gestione del FER non sono elevati e tantomeno ridondanti e vengono remunerati direttamente dal fondo FER. I costi amministrativi per la gestione dell'incentivazione proposta dalla mozione sarebbero comunque analoghi, se non superiori al sistema attuale, tenuto conto della reintroduzione di un sistema analogo alla RIC e anche alla luce della proposta di una possibile remunerazione personalizzata. Il FER prevede già una quota parte del 6% delle entrate per sostenere i progetti di ricerca in ambito energetico. Quindi già attualmente il FER sostiene i progetti innovativi che lo meritano e non sono necessarie delle modifiche in tal senso.

Messaggio n. 8161 del 8 giugno 2022

	<i>tecnologie nel settore delle energie pulite e rinnovabili [...]</i>	
3	<i>[...] si potrebbe eventualmente valutare un accordo con BancaStato, che potrebbe concedere dei prestiti a tasso agevolato [...] 15 anni</i>	BancaStato è disponibile per discutere delle condizioni di favore a sostegno di investimenti nell'ambito delle energie rinnovabili e in questo senso si sta muovendo il CdS ma in un'ottica più ampia, cioè per tutte le possibilità di incentivazione nell'ambito della politica energetica e climatica. Tali misure devono comunque in ogni caso rispettare le direttive dell'Associazione Svizzera dei Banchieri, che stabiliscono standard minimi a livello nazionale in materia di vigilanza, e sono comunque indipendenti dal FER.
3	Tabella con le ipotesi a confronto	Tabella che presenta diverse imprecisioni, corrette in dettaglio nel capitolo "analisi economica della proposta".

Messaggio n. 8161 del 8 giugno 2022

Allegato 2 ricavi previsti dalla vendita dell'elettricità fotovoltaica prodotta e calcolo dell'economicità

Tariffa AET 2020 (proposta mozione):

<i>Ra - Resa annua incluso degrado dei moduli:</i>	6'930	kWh
<i>Grado autoconsumo:</i>	30	%
<i>Tariffa elettricità autoconsumo:</i>	22	cts. / kWh
<i>Tariffa remunerazione EI FV:</i>	5	cts. / kWh
<i>Quota autoconsumo:</i>	2'079	kWh
<i>Quota immessa in rete:</i>	4'851	kWh
RICAVI ANNUALI TOTALI	700	CHF
RICAVI PREVISTI DA ELETTRICITÀ	10.10	cts. / kWh

Tariffa AET media 2018-2021:

<i>Ra - Resa annua incluso degrado dei moduli:</i>	6'930	kWh
<i>Grado autoconsumo:</i>	30	%
<i>Tariffa elettricità autoconsumo:</i>	22	cts. / kWh
<i>Tariffa remunerazione EI FV:</i>	7.68	cts. / kWh
<i>Quota autoconsumo:</i>	2'079	kWh
<i>Quota immessa in rete:</i>	4'851	kWh
RICAVI ANNUALI TOTALI	830	CHF
RICAVI PREVISTI DA ELETTRICITÀ	11.98	cts. / kWh

Per calcolare il rendimento finanziario di un impianto fotovoltaico occorre però tenere conto, oltre alla produzione in 25 anni, anche del fatto che il denaro necessario alla realizzazione dell'impianto avrebbe potuto essere investito in altri modi, generando dei guadagni superiori rispetto alla somma investita. Occorre quindi considerare un tasso di interesse di rendita, che l'investimento fatto avrebbe potuto generare.

Per considerare questi importanti aspetti vanno applicati metodi di calcolo alternativi rispetto a quello proposto dalla mozione.

In particolare vi sono due metodologie basate su concetti di matematica finanziaria che permettono di calcolare l'economicità di un impianto, determinandone il **costo dell'energia elettrica prodotta da esso**. Questi metodi vengono anche proposti dall'associazione "Swissolar" come principale metodo di calcolo della redditività di un impianto fotovoltaico e sono denominati "metodo dell'annualità" e del "Cash Flow".

Per determinare l'economicità dell'impianto presentato dalla mozione viene di seguito utilizzato il "metodo dell'annualità", che risulta più semplice di quello del "Cash Flow", ma fornisce un risultato già attendibile per rispondere alle necessità della mozione.

Di seguito, illustriamo il calcolo dell'economicità tramite questo metodo, considerando un periodo di analisi dell'impianto di 25 anni. Per determinare il grado di rendimento dell'investimento (impianto), viene posto come obiettivo di costo dell'elettricità lo stesso valore del ricavo da vendita calcolato nella tabella precedente: 11.98 cts./kWh.

Il costo dell'elettricità prodotta dall'impianto considera sia la resa totale dopo 25 anni (incluso il degrado dei moduli) che il tasso di interesse relativo all'investimento fatto, che nel caso specifico corrisponde alla percentuale di guadagno annuale per l'investimento effettuato. La tabella seguente rappresenta il calcolo del costo dell'elettricità prodotta.

<i>P</i> - Potenza impianto	7	kWp
<i>Ra</i> - Resa annua incluso degrado dei moduli:	6'930	kWh
<i>t</i> - Durata vita impianto:	25	Anni
<i>CI</i> - Costo investimento:	18'600	CHF
Deduzioni incentivi CH-TI:	-4'515	CHF
Deduzioni fiscali:	-3'500	CHF
<i>CN</i> - Costi netti:	10'585	CHF
<i>i</i> - Tasso interesse	3.90	%
<i>CM</i> - Costi operativi TOTALI	2.310	cts. / kWh
1) Calcolo costo medio elettricità CON ANNUALITÀ		
1a) Calcolo annualità - ANF		
$ANF = CN * \frac{(1+i)^t * i}{(1+i)^t - 1}$		
	ANF =	670.42 CHF
1b) Costi TOTALI annuali (inclusa ANF e manutenzione)		
$Costi\ TOT\ annuali = ANF + CM * Ra$		
	Costi TOT =	830.51 CHF
1c) Costo annuale energia		
$Costo\ annuale\ elettricità = \frac{ANF + CM * Ra}{Ra}$		
Costo produzione elettricità =	11.98	cts. / kWh