



Newsletter 12/2025 della EICom

Berna, 17 dicembre 2025

Mercato dell'energia elettrica: la EICom pubblica gli indicatori di trasparenza della regolazione Sunshine

In attuazione dell'articolo 22 della legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI), a partire da metà gennaio 2026 la EICom pubblicherà per la prima volta i cosiddetti «indicatori Sunshine», rendendo visibili in modo sistematico i principali parametri di confronto.

Come la luce del sole illumina l'oscurità, la regolazione Sunshine punta a garantire trasparenza in merito alle strutture dei costi e agli indicatori di qualità dei gestori di rete. L'idea è semplice: quando le prestazioni sono trasparenti e comparabili, i gestori di rete sono incentivati a migliorare l'efficienza e la qualità. Per questo motivo la EICom ha sviluppato un sistema di indicatori e gruppi di confronto, testato in diverse tornate dai gestori di rete. Tuttavia, in assenza di una base giuridica, finora i relativi risultati non hanno potuto essere pubblicati.

Grazie alle nuove disposizioni, ciò invece sarà possibile: la prima pubblicazione è prevista per fine gennaio 2026 sul sito web della EICom dedicato alle tariffe dell'elettricità. In questo modo saranno accessibili anche gli indicatori di trasparenza dei gestori di rete, oltre alle tariffe di rete e dell'energia già disponibili e comparabili online.

La regolazione Sunshine consente alla EICom di confrontare diversi indicatori dei gestori di rete, aumentando la trasparenza nei settori regolati e rendendo più visibili e comparabili la situazione tariffaria, i costi e la qualità delle prestazioni per i gestori di rete e i consumatori. In aggiunta alle attività di vigilanza della EICom, come monitoraggi ed esami, la regolazione Sunshine e la pubblicazione degli indicatori, grazie alla loro comparabilità, potranno favorire una sorta di «autoregolazione»: i buoni valori conseguiti da un gestore di rete stimoleranno gli altri a migliorare le proprie prestazioni. La suddivisione in diversi gruppi, basata su topografia e dimensioni del comprensorio di approvvigionamento, consentirà di migliorare la comparabilità e di illustrare le ragioni alla base di valori più alti o più bassi di specifici gestori di rete.

[Sito web della EICom sulle tariffe dell'elettricità in Svizzera](#)

Decisione dell'EICom relativa alla direttiva 7/2025 del 3 giugno 2025 «Servizio universale: gestione conforme alla LAEI dei costi di certificazione e dei contributi destinati all'alimentazione di fondi»

Nella sua seduta del 16 dicembre 2025, la EICom ha adottato la prima decisione relativa alla sua direttiva 7/2025 del 3 giugno 2025 «Servizio universale: gestione conforme alla LAEI dei costi di certificazione e dei contributi destinati all'alimentazione di fondi». In tal modo, la EICom risponde alla richiesta di accertamento presentata da un titolare di un marchio di qualità per l'energia elettrica, che chiedeva l'accertamento della conformità alla LApEI e quindi la computabilità dei costi connessi al suo marchio di qualità – in modo particolare dei costi legati alla certificazione sul lato della distribuzione

nonché dei contributi per misure ecologiche volontarie. Nella sua decisione, la EICom conferma le disposizioni della direttiva e respinge le richieste del ricorrente, nella misura in cui entra in materia.

Secondo la direttiva, da un lato i contributi per l'alimentazione dei fondi non costituiscono costi imputabili all'approvvigionamento di base. La riscossione di tali contributi sotto forma di imposta è consentita, secondo le direttive, solo sulla base di una base legale cantonale o comunale. Dall'altro lato, i costi di certificazione sostenuti durante la costruzione, il risanamento e/o l'esercizio di una centrale elettrica sono computabili solo nella misura in cui la produzione non diventi inefficiente o che l'acquisizione (contratti di acquisto) non avvenga a condizioni inadeguate e che i costi supplementari non comportino tariffe inadeguate.

Nella decisione, la EICom precisa che i costi di certificazione relativi alla distribuzione (tra l'altro le quote per un'associazione, diritti di licenza) non sono imputabili. Anche i contributi ai progetti, utilizzati direttamente per misure ecologiche volontarie e quindi non accumulati preventivamente in un fondo, costituiscono, dal punto di vista del diritto dell'approvvigionamento elettrico, tributi la cui riscossione richiede una base legale.

Per quanto le iniziative private, ad esempio a favore della tutela dell'ambiente, possano sembrare meritevoli di sostegno, occorre una base giuridica per poterle includere nelle tariffe elettriche a carico dei consumatori finali nel servizio universale. A livello federale non esiste una base legale di questo tipo. Se manca una base legale per la riscossione di tasse anche a livello cantonale o comunale, esiste la possibilità di raccogliere donazioni in modo disgiunto dalla fornitura di energia elettrica e dalla bolletta dell'elettricità.

La decisione non è ancora passata in giudicato e sarà pubblicata prossimamente sul sito web della EICom (www.elcom.admin.ch > Pubblicazioni e manifestazioni > Decisioni).

La direttiva 7/2025 dell'EICom rimane valida. I gestori delle reti di distribuzione devono attuarla al più tardi per le tariffe 2027 e garantire che le loro tariffe elettriche non includano contributi a fondi o progetti né costi di certificazione non autorizzati.

[Istruzione 7/2025](#)

Processo di fatturazione supplementare per l'energia di regolazione secondaria negativa e, opzionalmente, per l'energia di regolazione terziaria per gli operatori di impianti con tariffa basata sulla potenza; decisione della EICom

A conferma delle analisi condotte dalla EICom, uno studio esterno conclude che il mercato svizzero dell'energia di regolazione presenta una concentrazione estremamente elevata e che gli indicatori analizzati si collocano chiaramente al di sopra delle soglie necessarie per un mercato efficiente e per offerte concorrenziali.

Per l'introduzione di misure volte ad aumentare la liquidità dell'energia di regolazione secondaria negativa (SRE-) e dell'energia di regolazione terziaria negativa (TRE-), attualmente esiste una barriera significativa all'ingresso nel mercato. Per alcuni gestori di impianti interessati da questa misura, una richiesta di SRE-/TRE- e il conseguente prelievo dalla rete possono comportare picchi di potenza che, a causa della componente di potenza delle tariffe per l'utilizzazione della rete, possono determinare un aumento immediato del corrispettivo per l'utilizzazione della rete. Per compensare questo svantaggio, i gestori degli impianti interessati devono includere questi costi aggiuntivi nelle loro offerte. Di fatto, ciò comporta un aumento dei costi dei servizi di regolazione della rete a causa dei costi aggiuntivi di utilizzazione della rete. Inoltre, le offerte più elevate comportano una probabilità minima di aggiudicazione. Di conseguenza, l'offerta di tali gestori di impianti – ad esempio gli impianti di incenerimento dei rifiuti – può contribuire solo in misura molto limitata a rendere i mercati SRE- e TRE- concorrenziali.

Con decisione del 18 dicembre 2025, l'EiCom ha quindi stabilito che Swissgrid deve introdurre un processo di fatturazione supplementare per la SRE- nell'ambito di una fase di prova di quattro mesi durante il primo semestre del 2026. A tal fine, Swissgrid AG deve elaborare un accordo supplementare al contratto quadro per la partecipazione alla regolazione secondaria, che offrirà a tutti i fornitori (fornitori di prestazioni di servizio relative al sistema, FPSS) per la firma. Il processo di fatturazione ha lo scopo di remunerare la componente di potenza della tariffa per l'utilizzazione della rete del gestore della rete di distribuzione alla quale è collegato il gestore dell'impianto, che è stata comprovatamente resa esigibile dal richiamo di SRE-. Swissgrid deve inoltre verificare se il processo di fatturazione debba essere applicato anche alla TRE-. L'EiCom si aspetta che il processo di fatturazione deciso comporti un'ulteriore pressione concorrenziale nel caso della SRE-. Ciò comporterebbe una corrispondente riduzione dei costi complessivi a vantaggio dei gruppi di bilancio e, di riflesso, una riduzione dei costi per i consumatori finali.

Contro la decisione della EiCom Swissgrid ha presentato ricorso presso il Tribunale amministrativo federale.

[Newsletter 11/2025](#)

[Decisione \(non ancora passata in giudicato\)](#)

Legge sull'approvvigionamento di gas (LAGas) – Parere della EiCom

La EiCom ha pubblicato il proprio parere in merito alla consultazione sulla LAGas. Continua ad accogliere con favore l'emanazione di questa legge. Dal punto di vista della EiCom, tuttavia, sono necessari alcuni importanti adeguamenti. I punti centrali riguardano il requisito di un sistema di misurazione comunicante per il cambiamento del fornitore, la prevenzione di rivalutazioni artificiali nella valutazione della rete e la creazione e la verifica dei piani di sviluppo delle reti.

[Presa di posizione \(in tedesco\)](#)

Comunicato computabilità dei costi della cibersicurezza del 28 settembre 2022: Aggiornamento del 1° dicembre 2025

La comunicazione illustra i principi fondamentali relativi alla computabilità dei costi della cibersicurezza e fornisce anche esempi di quali costi devono essere attribuiti a quale voce nella contabilità analitica della EiCom. L'aggiornamento del 1° dicembre 2025 integra questi esempi con i costi per la trasmissione sicura e controllata (routing) dei dati tramite l'architettura di rete SCION/SSUN. Questa soluzione, già utilizzata nel settore della sanità e della finanza, comporta un significativo aumento della sicurezza. I costi per SCION/SSUN possono essere attribuiti proporzionalmente alla rete.

[Comunicazione](#)

Limitazione forzata al 70 per cento della potenza degli impianti fotovoltaici (limitazione forzata garantita): i necessari costi di adeguamento non possono essere addossati ai produttori

A partire dal 1° gennaio 2026, il gestore della rete di distribuzione potrà, senza il consenso del produttore e senza versare una remunerazione, limitare fino al 3 per cento l'energia prodotta annualmente nel punto di allacciamento per utilizzi della flessibilità al servizio della rete (art. 17c cpv. 4 lett. a LAEI nonché art. 19a lett. a–d e art. 19c cpv. 1 e 4 OAEI; stato al 1° gennaio 2026, [RU 2024 679](#) e [RU 2025 139](#)¹). In linea di principio, la limitazione forzata garantita è consentita per gli impianti esistenti e quelli nuovi. L'Associazione delle aziende elettriche svizzere (AES) raccomanda di attuare la

¹ Di seguito si fa riferimento a queste versioni delle due normative.

limitazione forzata garantita per gli impianti fotovoltaici situati fino a 1200 metri sopra il livello del mare, parametrizzando tutti i nuovi invertitori con una limitazione fissa dell'immissione pari al 70 per cento della potenza installata dei moduli. Per gli impianti esistenti l'AES non fornisce alcuna raccomandazione generale sulla limitazione prima del rimpiazzo dell'invertitore (cfr. raccomandazione di settore «[Regelung der Einspeisung von Photovoltaikanlagen](#)» cap. 4 cpv. 3 e 4, in tedesco).

I costi per l'impostazione della limitazione forzata garantita al servizio della rete tramite un sistema di controllo e di regolazione sono computabili ai costi di **esercizio della rete** (art. 13a^{bis} cpv. 1 OAEI in combinato disposto con l'art. 15 cpv. 2 lett. d LAEI). Ciò vale anche se la limitazione forzata garantita avviene tramite l'impostazione fissa di un limite di immissione nell'invertitore (cfr. pagg. 24 e 5 del [rapporto esplicativo](#) del DATEC sulla modifica dell'OAEI con entrata in vigore nel 2026). Stando al rapporto, sono computabili anche i costi di «altri dispositivi» (che non siano i sistemi di controllo e di regolazione intelligenti) impiegati per l'utilizzo della flessibilità al servizio della rete. Come esempio viene menzionato l'invertitore.

Di conseguenza, i gestori delle reti di distribuzione **non possono esigere dai gestori di impianti fotovoltaici di assumersi i costi della limitazione della potenza** per l'utilizzo della flessibilità al servizio della rete nell'ambito della limitazione forzata garantita. Essi possono tuttavia includere tali costi nei **costi di rete computabili se necessari per l'esercizio di una rete sicura, performante ed efficiente (sul piano dei costi)** (cfr. art. 15 cpv. 1 e 2 LAEI).

Nel caso **di impianti che vengono allacciati per la prima volta** il limite di immissione può essere impostato fin dall'inizio nell'invertitore, in modo da **evitare costi aggiuntivi significativi**. Per quanto concerne gli **impianti esistenti**, in molti casi i **costi** possono essere **molto più elevati**. Inoltre, possono esserci **grandi differenze tra gli impianti**, a seconda che la limitazione della potenza di immissione possa essere impostata a distanza tramite software o debba essere effettuata in loco e a seconda dal tragitto da percorrere. Se particolarmente elevati, i costi di adeguamento potrebbero eventualmente non essere più proporzionati ai costi di rete evitati. Per tali impianti non sarebbe quindi giustificato includere tali costi nei costi di rete. Nella pratica, inoltre, la potenza dell'invertitore di solito non corrisponde alla potenza dei moduli, bensì è compresa tra il 60 e il 110 per cento (cfr. Cuony/Todorov/Bucher, «[Ohne Leistungsregelung von PV geht es nicht](#)», articolo pubblicato il 9.12.2024 su [www.bulletin.ch](#), in tedesco e francese).

Il gestore della rete di distribuzione deve quindi procedere in maniera efficiente nello scegliere gli impianti ed effettuare l'adeguamento. Gli impianti esistenti devono essere regolati solo quando ciò consente di ottenere un vantaggio significativo per la rete, ad esempio per mitigare situazioni critiche della rete a livello locale (cfr. art. 19a, lett. da a a d, OAEI). In particolare deve essere verificata l'efficienza dei costi. Per motivi di efficienza, è opportuno **stabilire importi forfettari** sulla base di valori medi e versarli ai produttori una volta effettuato l'adeguamento. È possibile eventualmente creare **categorie**, ad esempio per l'impostazione a distanza e l'impostazione in loco, nelle quali potrebbero essere previste differenziazioni in base alla lunghezza del tragitto da percorrere. Sulla base di valori comparativi, risulta appropriato **un importo forfettario di 50–150 franchi per impianto**. Per gli impianti dotati di più invertitori, il contributo forfettario viene versato una sola volta.

In casi eccezionali, i gestori delle reti di distribuzione sono liberi di rimborsare a un produttore costi più elevati e di includerli nei costi di esercizio della rete computabili, se nel singolo caso l'adeguamento comporta effettivamente spese notevolmente più elevate. Tuttavia, all'occorrenza, il gestore della rete di distribuzione deve specificare e documentare gli oneri aggiuntivi. Non sono considerati oneri aggiuntivi computabili ai costi di rete i costi per l'installazione di un sistema privato di gestione dell'energia finalizzato all'ottimizzazione del consumo proprio. Il gestore della rete di distribuzione deve comunque versare l'importo forfettario al produttore, anche se quest'ultimo non opta per la variante di attuazione più economica, ma installa, ad esempio, un sistema di gestione dell'energia.

Buone Feste!

Vi auguriamo Buone Feste e un Felice 2026.

Anche l'anno prossimo vi terremo aggiornati con le nostre newsletter. Vi ringraziamo per il vostro interesse e vi auguriamo ogni bene. Abbiate cura della vostra salute!

Per ulteriori informazioni:

Antonia Adam, Media e comunicazione

Commissione federale dell'energia elettrica ElCom

Segreteria della Commissione

Christoffelgasse 5

CH-3003 Berna

Tel. +41 58 466 89 99

antonia.adam@elcom.admin.ch

www.elcom.admin.ch