



Febbraio 2017

Primo pacchetto di misure della Strategia energetica 2050

Ordinanza sulla promozione della produ- zione di elettricità generata a partire da ener- gie rinnovabili (ordinanza sulla promozione dell'energia OPEn)

Rapporto esplicativo



Indice

1.	Osservazioni introduttive	1
2.	Linee generali dell'avamprogetto	1
2.1	Sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità	1
2.1.1	Rimunerazione e durata della remunerazione	1
2.1.2	Commercializzazione diretta.....	2
2.1.3	Rimunerazione al prezzo di mercato di riferimento.....	2
2.1.4	Particolarità del fotovoltaico	3
2.1.5	Particolarità della geotermia	3
2.2	Contributi d'investimento	3
2.2.1	Rimunerazione unica per gli impianti fotovoltaici	3
2.2.2	Contributo d'investimento per gli impianti idroelettrici	3
2.2.3	Contributo d'investimento per gli impianti a biomassa	4
2.3	Promozione delle centrali idroelettriche di grandi dimensioni.....	4
3.	Ripercussioni finanziarie e sul personale e altre ripercussioni per la Confederazione, i Cantoni e i Comuni.....	5
4.	Ripercussioni per l'economia, l'ambiente e la società.....	5
5.	Rapporto con il diritto europeo.....	5
6.	Commento ai singoli articoli.....	6
7.	Commento agli allegati	33



1. Osservazioni introduttive

Il 30 settembre 2016 il Parlamento ha adottato il primo pacchetto di misure della Strategia energetica 2050 (FF 2016 6921), il quale include una revisione totale della legge del 26 giugno 1998 sull'energia (LEne; RS 730.0) e adeguamenti di altre leggi federali. Le modifiche delle pertinenti leggi hanno ripercussioni su diverse ordinanze.¹ Al riguardo va menzionata anche l'ordinanza del 7 dicembre 1998 sull'energia (OEn; RS 730.01). Per ragioni di chiarezza, viene anche colta l'opportunità di inserire la normativa concernente una parte dell'utilizzo del supplemento di rete in una nuova ordinanza. L'ordinanza sulla promozione della produzione di elettricità generata a partire da energie rinnovabili (ordinanza sulla promozione dell'energia, OPEn) costituisce così parte integrante degli adeguamenti necessari a livello di ordinanza nell'ambito del primo pacchetto di misure della Strategia energetica 2050.

2. Linee generali dell'avamprogetto

La normativa contemplata sinora nell'OEn e la normativa nuova concernente l'utilizzo delle risorse del supplemento di rete per la promozione della produzione di elettricità generata a partire da energie rinnovabili sono riassunte in un'ordinanza separata. Ne sono interessati il sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità (SRIE), la remunerazione unica (RU), i contributi d'investimento e la promozione degli attuali impianti idroelettrici di grandi dimensioni.

2.1 Sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità

Con la nuova legge sull'energia la remunerazione a copertura dei costi per l'immissione di elettricità (RIECC) viene trasformata in un SRIE con commercializzazione diretta. Per i produttori di elettricità generata a partire da energie rinnovabili s'intende creare degli incentivi con lo scopo di immettere elettricità in rete in modo più tempestivo e maggiormente commisurato al fabbisogno. Le disposizioni valgono per tutti gli "impianti nuovi", ossia per gli impianti che sono stati messi in esercizio dopo il 1° gennaio 2013 (art. 19 cpv. 3 LEne). Gli impianti rinnovati e ampliati in misura considerevole non saranno più promossi con il SRIE.

Il SRIE è soggetto a scadenze: gli impianti possono entrare nel sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità entro cinque anni dall'entrata in vigore della LEne (art. 38 cpv. 1 lett. a LEne). I gestori di impianti con sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità otterranno tuttavia la remunerazione fino alla fine della loro durata di remunerazione.

2.1.1 Rimunerazione e durata della remunerazione

D'ora in avanti la remunerazione si orienterà ai costi di produzione (art. 22 cpv. 1 LEne). Essa corrisponde all'incirca all'80 per cento dell'attuale remunerazione a copertura dei costi e pertanto non copre più i costi. La futura remunerazione orientata ai costi risulta principalmente dalla riduzione della durata di remunerazione da 20 a 15 anni. In tal modo le risorse a disposizione sono vincolate per minore tempo. I tassi di remunerazione per gli impianti a energia eolica, idroelettrici e geotermici rimangono invariati. I tassi di remunerazione per gli impianti fotovoltaici vengono ridotti del 20 per cento. In tal modo, da un lato si tiene conto dello sviluppo dinamico dei costi di tale tecnologia e dall'altro s'intende inserire nel sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità il maggior numero possibile di progetti iscritti nella lista d'attesa. Gli impianti a biomassa non sono interessati dagli adeguamenti previsti. A causa degli elevati costi di esercizio (costi per la biomassa e l'estrazione del digestato, costi per il

¹ Cfr. al riguardo le informazioni esaustive sulla situazione iniziale del rapporto esplicativo sulla revisione totale dell'ordinanza del febbraio 2017 sull'energia (OEn).



personale) i gestori di tali impianti non sono incentivati a continuare l'esercizio dell'impianto una volta terminata la durata della remunerazione.

2.1.2 Commercializzazione diretta

I gestori di impianti con una potenza uguale o superiore ai 500 kW che d'ora in avanti saranno inseriti nel sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità o che ottengono già una remunerazione a copertura dei costi, sono tenuti al più tardi entro un anno dall'entrata in vigore della legge a commercializzare autonomamente l'elettricità prodotta. In tale modo anche gli attuali impianti RIC contribuiscono a una produzione fondata sul fabbisogno. I gestori di impianti con una potenza superiore ai 30 kW che d'ora in avanti saranno inseriti nel SRIE avranno due anni di tempo per passare alla commercializzazione diretta. Un passaggio facoltativo è possibile, ma non può essere reso retroattivo. Con il cosiddetto commercializzatore diretto o prestatore di servizi energetici compare un nuovo attore sul mercato. Il suo compito principale è la commercializzazione di elettricità per gli impianti nel SRIE. Tra i commercializzatori diretti deve esserci un regime di sufficiente concorrenzialità. In tal modo i produttori possono scegliere tra differenti offerte per la commercializzazione della loro produzione di elettricità. Inoltre le soluzioni più efficienti possono così farsi largo sul mercato. Al riguardo un volume, un numero di impianti e kW sufficienti costituiscono un elemento imprescindibile nella commercializzazione diretta. Il rapporto tra produttori e commercializzatori diretti sottostà al diritto privato. Con questa nuova struttura il regime del gruppo di bilancio (GB-ER) per le energie rinnovabili non è più necessario e viene pertanto sciolto.

La remunerazione degli impianti nella commercializzazione diretta sarà costituita da due componenti: dal prezzo di mercato che viene versato dal commercializzatore diretto e dal premio di remunerazione (tasso di remunerazione dedotto il prezzo di mercato di riferimento) che viene versato trimestralmente dall'Organo d'esecuzione (art. 21 cpv. 4 LEne). Se i gestori degli impianti immettono l'elettricità a un prezzo di mercato superiore rispetto al prezzo di mercato di riferimento, possono conseguire introiti superiori rispetto al caso di una remunerazione fissa. I costi per la commercializzazione dell'elettricità e il bilancio che sinora risultavano nel GB-ER saranno in futuro a carico dei commercializzatori diretti. I gruppi del bilancio responsabili di volta in volta vengono remunerati con un indennizzo di sfruttamento fondato sulla tecnologia.

2.1.3 Rimunerazione al prezzo di mercato di riferimento

I gestori degli impianti che non sono nella commercializzazione diretta, ottengono la cosiddetta remunerazione al prezzo di mercato di riferimento (art. 21 cpv. 2 e 3 LEne): come sinora, l'Organo d'esecuzione versa loro l'intero tasso di remunerazione (prezzo di mercato di riferimento e premio per l'immissione in rete).

Gli impianti che sono dotati di un dispositivo per la remunerazione del profilo di carico o di un sistema di misurazione intelligente non sono più inseriti nel GB-ER, bensì nei pertinenti gruppi di bilancio dei loro gestori di rete. Quest'ultimi restituiscono all'Organo d'esecuzione il prezzo di mercato di riferimento per l'elettricità prodotta. I gruppi di bilancio, tuttavia, vengono remunerati per i loro dispendi in relazione con il bilancio con un indennizzo equivalente al 70 per cento dell'indennizzo di sfruttamento. La ragione per l'indennizzo più basso è il mancato costo per l'acquisizione della clientela e per la gestione dell'impianto.

Gli impianti che non sono dotati né di un dispositivo per la misurazione del profilo di carico né di un sistema di misurazione intelligente continueranno a essere assunti dai pertinenti gestori di rete. In tal caso i gestori di rete restituiscono all'Organo d'esecuzione il prezzo di mercato di riferimento. Un indennizzo di sfruttamento non viene tuttavia erogato, dato che non vi risultano oneri di bilancio.



2.1.4 Particolarità del fotovoltaico

Con l'entrata in vigore della nuova LEn le risorse destinate a promuovere la produzione di elettricità a partire da energie rinnovabili aumentano. A causa della domanda tuttora ingente le risorse non sono tuttavia sufficienti per l'assunzione nel SRIE di tutti i progetti fotovoltaici inseriti nella lista d'attesa. Sullo sfondo di tali considerazioni gli impianti di piccole dimensioni con una potenza inferiore ai 100 kW in futuro usufruiranno soltanto della RU. Nell'ambito della presente consultazione vengono inoltre proposte due varianti per lo smantellamento delle liste d'attesa RIC.

2.1.5 Particolarità della geotermia

Oltre agli impianti idrotermali finora già previsti, per gli impianti geotermici vi è anche la categoria degli impianti petrotermali. Questa categoria si distingue per il fatto che nel caso degli impianti petrotermali il sottosuolo deve essere stimolato, oltre che con l'effettiva perforazione, anche a livello idraulico ai fini dell'ottenimento di calore e acqua calda. Tale categoria sarà inserita nell'allegato 1.4 per le ragioni seguenti: probabilmente in Svizzera il potenziale per la geotermia di profondità idrotermale è limitato. In primo luogo nel sottosuolo deve essere presente acqua in quantità e a temperatura sufficienti e in secondo luogo deve anche poter essere reperita. Il ritrovamento viene reso difficoltoso dal fatto che con l'aumento della profondità le conoscenze relative a eventuali risorse idriche si riducono considerevolmente. In Svizzera 16 perforazioni forniscono informazioni puntuali sul sottosuolo a partire da 3000 metri di profondità. Tali informazioni inoltre spesso non sono accessibili pubblicamente oppure mettono l'accento su altre tipologie di utilizzazione. Mediante tale genere di stimolazione idraulica del sottosuolo, la relativa conducibilità idrica può essere aumentata, e in tal modo il calore della Terra può essere comunque utilizzato anche in caso di bassa presenza di quantità di acqua naturale. La realizzazione dei presupposti tecnici di tale permeabilità nel sottosuolo esige ingenti capitali. Pertanto per gli impianti geotermici petrotermali sussiste d'ora in avanti una categoria propria con un tasso di remunerazione superiore. I tassi di remunerazione sono stati determinati sulla scorta degli impianti di riferimento, in cui una serie di differenti misure di stimolazione sono state calcolate in chiave economica; la differenza dei costi di produzione tecnici rispetto a un impianto idrotermale equivaleva a 2,4 cent. fino a 13,4 cent. per kWh con un valore medio pari a 7,5 per kWh cent.

2.2 Contributi d'investimento

2.2.1 Rimunerazione unica per gli impianti fotovoltaici

Dal 2014 si osserva una crescita costante del numero di impianti fotovoltaici. Tale crescita è da ricondurre all'introduzione della RU. Grazie alla RU in combinazione con un consumo proprio maggiore di energia e alla riduzione dei prezzi per gli impianti fotovoltaici, oggi, gli impianti di piccole dimensioni possono essere esercitati in modo redditizio. Per sostenere tale tendenza, con la nuova regolamentazione, la RU viene estesa agli impianti di grandi dimensioni. Ne scaturisce che le risorse di finanziamento sono vincolate per minor tempo. Per garantire una pianificazione possibilmente ottimale della liquidità del Fondo supplemento rete, nella RU viene fissato un contributo massimo per gli impianti con una potenza superiore ai 100 kW. Tale contributo viene calcolato sulla scorta della potenza notificata e non deve essere superato.

2.2.2 Contributo d'investimento per gli impianti idroelettrici

Nel quadro della consultazione del primo pacchetto di misure della Strategia energetica 2050 il Parlamento ha deciso che la crescita del numero di nuovi impianti idroelettrici debba essere promossa mediante contributi d'investimento. In tale promozione una parte dell'investimento necessaria non sarà più a carico dell'investitore, contribuendo così a ridurre i costi del capitale e con essi i maggiori costi



non ammortizzabili dell'impianto per l'intera durata di vita. Ne consegue che la disponibilità all'investimento da parte di potenziali investitori viene aumentata. I contributi d'investimento aumentano la sicurezza d'investimento rispetto allo status quo, anche se non in misura equivalente alla RIC, per citare un esempio, dato che i produttori continuano a essere esposti ai rischi del mercato e alle relative oscillazioni dei prezzi. Inoltre i produttori sono responsabili di persona per la commercializzazione dell'elettricità. Ciò permette loro di ottenere incentivi per reagire ai segnali di prezzo e ridurre le deroghe alla pianificazione. Con la riduzione dei costi del capitale l'economia può subire alterazioni con la conseguenza che si effettuano investimenti oltre il livello di efficienza: i prezzi ridotti, e di conseguenza una redditività ridotta, sono in genere un segnale di capacità in eccesso. Per garantire l'efficienza e ridurre gli effetti di trascinamento, i contributi d'investimento vengono determinati nel singolo caso e gli investimenti pagati soltanto in parte. Nel caso degli impianti idroelettrici di grandi dimensioni (con una potenza superiore ai 10 MW) i contributi d'investimento ammontano al massimo al 40 per cento e nel caso degli impianti idroelettrici di piccole dimensioni (con una potenza massima di 10 MW) al massimo al 60 per cento dei costi d'investimento computabili. La differenza tra le due tipologie di impianti idroelettrici consiste nel fatto che gli impianti di grandi dimensioni sono tendenzialmente più economici. I contributi d'investimento non devono eccedere i maggiori costi non ammortizzabili. Il diritto si basa pertanto sul valore inferiore tra i due.

La determinazione dei contributi d'investimento si fonda sul Discounted Cashflow Modell (metodo DCF). Tale metodo permette di valutare gli investimenti a lungo termine grazie al fatto che tutti i flussi futuri di denaro vengono scontati e sommati in un determinato momento. Se il valore netto risultante da tale calcolo è negativo, i gestori possono ottenere un contributo d'investimento.

Per determinare il valore netto occorrono, oltre all'investimento necessario, indicazioni relative ai costi ricorrenti e all'evoluzione futura dei prezzi. Al riguardo nell'ordinanza vengono previste determinate direttive. I costi del capitale computabili (WACC) vengono calcolati analogamente alla regolamentazione esistente nella rete elettrica e determinati dal Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni (DATEC) o dall'Ufficio federale dell'energia (UFE). L'evoluzione futura dei prezzi dell'elettricità viene determinata dall'UFE sulla scorta dei modelli usuali del settore e regolarmente aggiornata.

2.2.3 Contributo d'investimento per gli impianti a biomassa

Invece di una remunerazione per l'immissione in rete di elettricità, agli impianti di incenerimento dei rifiuti (IIR) e agli impianti di depurazione delle acque (IDA), come pure agli ampliamenti e ai rinnovamenti considerevoli di tali impianti, spettano soltanto contributi d'investimento. Gli impianti elettrici a legna (IEL) d'importanza regionale possono chiedere sia un contributo d'investimento sia una remunerazione per l'immissione in rete di elettricità. Una remunerazione doppia è tuttavia esclusa. Il contributo d'investimento massimo equivale al 20 per cento dei costi d'investimento non computabili ed è destinato a misure non economiche tese a incrementare la produzione di elettricità o a prorogare il periodo di utilizzazione economico.

2.3 Promozione delle centrali idroelettriche di grandi dimensioni

Considerando la difficile situazione delle centrali idroelettriche svizzere, il Parlamento ha deciso nel quadro delle consultazioni sul primo pacchetto di misure della Strategia energetica 2050 di inserire uno strumento di sostegno finanziario per gli impianti esistenti non ancora previsto nell'avamprogetto del Consiglio federale. Con il modello del premio di mercato s'intende sostenere finanziariamente gli impianti idroelettrici di grandi dimensioni, la cui elettricità deve essere venduta sul mercato ai costi di produzione, con un premio di mercato massimo equivalente a 1 cent./kWh. Oltre al criterio della copertura insufficiente è altresì rilevante il fatto che tale elettricità non può essere venduta nell'ambito del servizio universale del gestore in questione, dato che essa in tal caso può essere fatturata ai costi di



produzione al cliente finale vincolato. Tale regolamentazione, limitata a un arco di tempo di cinque anni, è destinata ad allentare temporaneamente la situazione tesa in cui si trovano i gestori esposti sul mercato. Il premio di mercato viene finanziato con il supplemento di rete.

3. Ripercussioni finanziarie e sul personale e altre ripercussioni per la Confederazione, i Cantoni e i Comuni

Le modifiche pianificate non hanno ripercussioni finanziarie, sul personale o altre ripercussioni particolari sui Cantoni e i Comuni. A livello di Confederazione, l'esecuzione delle norme previste si traduce tuttavia in un dispendio finanziario e in termini di personale di maggiore entità. Gli oneri supplementari sul piano finanziario sono causati principalmente dalle decisioni del Parlamento relative agli impianti elettrici a legna e agli impianti idroelettrici di grandi dimensioni. Per i lavori di sviluppo e i lavori di base si prevede nei prossimi anni un onere finanziario complessivo equivalente a 1,05 milioni di franchi. Altrettanto vale per il fabbisogno supplementare in termini di personale. Per gli anni 2018 - 2022 i lavori nel settore degli impianti idroelettrici di grandi dimensioni presentano un fabbisogno supplementare del 400 per cento di un posto intero. Per l'esecuzione del sistema di promozione (SRIE, RU contributi d'investimento, disposizioni penali) si prevede un fabbisogno supplementare in termini di personale equivalente al 700 per cento.

4. Ripercussioni per l'economia, l'ambiente e la società

Grazie alle previste modifiche del sistema di promozione RIC fino al SRIE con commercializzazione diretta orientata ai costi vi è un crescita dell'efficienza delle risorse impiegate. Inoltre l'introduzione della commercializzazione diretta garantisce la migliore integrazione degli impianti di produzione di energie rinnovabili sul mercato. Da un lato a medio e a lungo termine la qualità della previsione relativa alla produzione migliorerà, dall'altro gli impianti possono essere impiegati meglio e in modo più flessibile per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento. Un effetto maggiore per ogni franco impiegato viene inoltre raggiunto grazie all'introduzione e all'ampliamento dei contributi d'investimento e della RU. Il finanziamento iniziale stimola ingenti investimenti.

Inoltre l'introduzione della commercializzazione diretta, e indirettamente l'indennizzo di sfruttamento, creano un nuovo ruolo nel mercato: quello del commercializzatore diretto. I compiti che prima erano trasmessi al gruppo di bilancio per le energie rinnovabili, saranno d'ora in avanti eseguiti dai prestatori di servizi energetici nell'ambito di un rapporto di concorrenza.

A causa delle risorse di promozione limitate, neppure in futuro la lista d'attesa RIC esistente potrà essere smantellata completamente. Ne sono colpiti in particolare i progetti fotovoltaici. E' probabile che non tutti i gestori, i quali hanno costruito i loro impianti senza una decisione della RIC positiva e pertanto a proprio rischio, potranno beneficiare della promozione.

Dell'elevato volume di promozione e di investimenti beneficerà in prima linea il settore interessato dalla pianificazione, dalla costruzione dell'impianto e le relative aziende di fornitura. Si prevede che il valore aggiunto sarà per lo più generato in Svizzera.

5. Rapporto con il diritto europeo

L'ordinanza pianificata non muterà l'attuale rapporto con il diritto europeo. Nell'ottica di un possibile accordo sull'energia elettrica con l'UE, occorre non perdere di vista le norme comunitarie relative agli aiuti statali (sussidi, sgravi e vantaggi di ogni genere). Gli eventuali conflitti con il diritto comunitario non risultano, tuttavia, a causa delle disposizioni dell'ordinanza di cui in oggetto, bensì a causa della legge già varata. Sotto il profilo del diritto degli aiuti statali potrebbe meritare un'attenzione particolare



per esempio il premio di mercato delle centrali idroelettriche di grandi dimensioni, segnatamente per il fatto che esso viene versato per gli impianti esistenti; pertanto lo scopo non è la costruzione di impianti o la produzione di energia rinnovabile come per esempio nel SRIE e nei contributi d'investimento. Se un accordo sull'energia elettrica diviene probabile, il premio di mercato dovrà essere discusso con l'UE, senza dimenticare che vi sono solidi argomenti a favore del premio di mercato, segnatamente la sua limitazione a cinque anni.

Nel rapporto con la legislazione dell'OMC, che contempla altresì norme relative ai sussidi e altri aiuti statali, e che per la Svizzera è vincolante, vale quanto asserito in merito al diritto degli aiuti statali: eventuali conflitti scaturiscono dalla legge già varata e non dalle disposizioni della presente ordinanza.

6. Commento ai singoli articoli

Capitolo 1: Disposizioni generali

Il presente capitolo contiene disposizioni che sono determinanti per alcuni dei capitoli seguenti:

Art. 3 Nuovi impianti

Il capoverso 2 prevede che oltre agli effettivi impianti nuovi anche la sostituzione completa di un impianto esistente sia considerata un impianto nuovo. Una sostituzione completa è data, quando l'investimento necessario è pressoché equivalente a quello di un impianto effettivamente nuovo, di grandezza paragonabile. Inoltre, gli eventuali elementi rimanenti dell'impianto possono avere al massimo un'importanza subordinata.

Art. 4 Potenza dell'impianto

La potenza di un impianto si determina sulla scorta dell'articolo 14 LEn e ed equivale pertanto a quella degli impianti che immettono elettricità in rete ai sensi dell'articolo 15 della legge.

Art. 5 Obbligo di notifica in caso di modifica dell'avente diritto

Con l'obbligo di notificare un'eventuale modifica dell'avente diritto, s'intende garantire che la prestazione di promozione non venga versata alla persona sbagliata. Se la notifica non avviene, l'importo viene versato all'avente diritto precedente. Soprattutto nel SRIE e nella RU l'informazione tesa a sapere se la persona dell'avente diritto è cambiata, o no, prima del versamento della remunerazione o del contributo d'investimento si tradurrebbe in un dispendio sproporzionato in termini di esecuzione.

Art. 6 Dati d'esercizio

Per poter verificare, una volta accordata la promozione, se i requisiti all'esercizio e al funzionamento sono garantiti, occorre consentire all'Organo d'esecuzione e all'UFE di poter visionare i dati d'esercizio dell'impianto.

Art. 7 Categorie d'impianti fotovoltaici

Gli impianti fotovoltaici con una potenza inferiore ai 100 kW vengono suddivisi in due categorie. Gli impianti fotovoltaici di piccole dimensioni che vengono integrati nello stabile presentano anche oggi costi d'investimento più elevati rispetto agli impianti soltanto annessi a uno stabile o isolati. Con il versamento di tassi di remunerazione leggermente più elevati nella remunerazione unica s'intende tener conto di tale circostanza.

Art. 8 Impianti fotovoltaici di grandi e piccole dimensioni

La distinzione tra impianti di "grandi" e "piccole" dimensioni (art. 19 cpv. 6 LEn) viene effettuata in caso di una potenza equivalente a 100 kW. Gli impianti con una potenza a partire da 100 kW sono vincolati a investimenti di portata elevata. La redditività e la sicurezza d'investimento svolgono un



ruolo molto più importante rispetto agli impianti di piccole dimensioni. Per gli impianti di grandi dimensioni pertanto la procedura per la presentazione delle domande si articola in modo un po' differente rispetto agli impianti di piccole dimensioni (cfr. al riguardo i paragrafi 3 e 4 del capitolo 4).

Gli impianti con una potenza inferiore a 100 kW vengono considerati un elemento della tecnica dello stabile. Occorre supporre che i progettisti abbiano realizzato tali impianti già nella costruzione dello stabile o in relazione ad altre misure come un risanamento del tetto. Di conseguenza, il momento della realizzazione e la redditività dipendono da un grande numero di fattori differenti tra loro.

Anche gli impianti che presentano una potenza complessiva equivalente a 100 kW o superiore devono poter beneficiare dello svolgimento meno oneroso in termini amministrativi e probabilmente più rapido della RU per gli impianti di piccole dimensioni, quando l'importo da versare per tali impianti è limitato a un contributo legato alla potenza inferiore a 100 kW. Per la definizione dell'impianto di piccole dimensioni deve pertanto essere determinante il fatto che la RU non raggiunge il contributo legato alla potenza di 100 kW. Ciò significa che anche se un impianto viene aumentato fino a una potenza complessiva equivalente a 100 kW o più, è possibile inoltrare una domanda per un impianto di piccole dimensioni, fintantoché la potenza di ampliamento non raggiunge il limite di 100 kW (lettera b). Lo stesso trattamento viene riservato agli impianti, il cui gestore chiede soltanto una RU per la potenza inferiore a 100 kW (cpv. 3).

Art. 9 Diritto di opzione nel caso di impianti fotovoltaici

Tutti i gestori degli impianti fotovoltaici che presentano una potenza inferiore a 100 kW potranno beneficiare soltanto della RU. Per gli impianti con una potenza da 100 kW a 50 MW sussiste un diritto di opzione tra la remunerazione per l'immissione in rete di elettricità e la remunerazione unica.

In caso di una potenza dell'impianto superiore a 50 MW è possibile chiedere soltanto una remunerazione per l'immissione di elettricità. La decisione di fissare il limite superiore a un livello molto alto è stata presa affinché fosse possibile beneficiare di una RU per tutte le dimensioni immaginabili degli impianti in Svizzera. Il diritto di opzione viene esercitato definitivamente con l'inoltro della domanda tesa a ottenere l'una o l'altra promozione. L'unica eccezione di tale esercizio definitivo è data quando un gestore dell'impianto mette in esercizio il proprio impianto e inoltra in seguito una domanda tesa a ottenere una RU per impianti di piccole dimensioni. In siffatti casi deve essere possibile il passaggio dal SRIE o dalla RU per gli impianti di grandi dimensioni al sistema della RU per gli impianti di piccole dimensioni, meno oneroso in termini amministrativi. Tale opzione presuppone tuttavia che il gestore rinunci alla remunerazione del contributo legato alla potenza a partire da 100 kW (cfr. definizione degli impianti fotovoltaici di piccole dimensioni nell'art. 8).

Art. 10 Deroghe al limite inferiore nel caso degli impianti idroelettrici

Gli impianti idroelettrici menzionati nell'articolo 10 presuppongono ai sensi dell'articolo 19 capoverso 5 LEn che non vengano effettuati nuovi interventi in corsi d'acqua naturali o implicano un complessivo miglioramento dell'ecologia delle acque rispetto alla situazione attuale. Essi sono pertanto esclusi dal limite inferiore della potenza ai fini dell'ottenimento di una remunerazione per l'immissione di elettricità o di un contributo d'investimento. Essi possono partecipare al SRIE o domandare un contributo d'investimento.

Ciò vale per gli impianti con utilizzo di acqua di dotazione (lett. a) e per gli impianti situati presso canali costruiti artificialmente, nella misura in cui con il passare del tempo all'interno di quest'ultimi non si sia sviluppato un ecosistema prezioso e l'impianto non implichi un intervento nelle acque naturali (lett. b). Vale inoltre per gli impianti che utilizzano l'acqua già utilizzata per un altro uso principale ai sensi di un utilizzo secondario ai fini della produzione di elettricità; come si evince dalla definizione di "utilizzo secondario" la quantità di acqua utilizzata nel complesso non deve eccedere la quantità di acqua necessaria e autorizzata o concessa per l'uso principale (lett. c). Infine, sono esclusi dal limite inferiore anche gli impianti che sono per esempio costruiti nell'ambito delle misure di protezione contro le piene o



quando in relazione alla costruzione di un impianto le acque sono rinaturate presentando in seguito, insieme all'impianto, un plusvalore ecologico rispetto a prima dell'intervento (lett. d).

Art. 11 Consumo proprio

Per un eventuale consumo proprio nel SRIE sono applicabili le pertinenti disposizioni dell'ordinanza sull'energia.

Capitale 2: Sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità

Sezione 1: Disposizioni generali

Art. 12 Requisiti generali

Per gli impianti del SRIE valgono, in merito alle condizioni di raccordo e alle disposizioni relative all'energia da remunerare, le stesse norme applicabili agli impianti che immettono elettricità in rete ai sensi dell'articolo 15 della legge.

Art. 13 Garanzia di origine e plusvalore ecologico

Come nel diritto attuale il plusvalore ecologico dell'elettricità prodotta a partire da energie rinnovabili è considerato indennizzato con la partecipazione al SRIE o con il versamento del premio per l'immissione di elettricità. Le pertinenti garanzie di origine devono pertanto essere trasmesse all'Organo d'esecuzione e non possono essere commercializzate.

Art. 14 Partecipazione degli impianti fotovoltaici

Gli impianti con una potenza inferiore a 100 kW non sono più ammessi nel sistema di remunerazione per l'immissione in rete di elettricità. Per tali impianti sussiste la possibilità di chiedere una remunerazione unica.

Sezione 2: Commercializzazione diretta e immissione in rete al prezzo di mercato di riferimento

Art. 15 Commercializzazione diretta

In virtù dell'articolo 21 capoverso 2 della legge in questione, il capoverso 1 prevede che i gestori dei nuovi impianti di piccole dimensioni con una potenza inferiore a 30 kW siano durevolmente esclusi dall'obbligo di vendere essi stessi la propria elettricità sul mercato, dato che l'onere in termini di commercializzazione sarebbe sproporzionatamente alto rispetto alla quantità di elettricità prodotta. I gestori d'impianti con una grandezza a partire da 30 kW devono vendere essi stessi la propria elettricità sul mercato dopo un termine di transizione (2 anni in caso di impianti < 500 kW e 1 anno in caso di impianti a partire da 500 kW, cfr. art. 109 cpv. 1).

Dai gestori d'impianti a partire da 500 kW che ottengono già una remunerazione secondo il diritto anteriore, può essere preteso sulla scorta della loro dimensione, che essi stessi commercializzino la propria elettricità sul mercato. Essi, pertanto, sono tenuti a vendere personalmente la propria elettricità sul mercato in virtù dell'articolo 72 capoverso 5 della legge; anche per loro tuttavia vale un termine di transizione di un anno (cfr. art. 109 cpv. 2).

Di fatto ciascun gestore è libero di scegliere di passare in ogni momento alla commercializzazione diretta, indipendentemente dalle dimensioni del proprio impianto. Tale passaggio è definitivo.

Art. 16 Prezzo di mercato di riferimento

Il prezzo di mercato di riferimento per l'elettricità prodotta dagli impianti fotovoltaici corrisponde alla media dei prezzi determinati in un trimestre alla borsa elettrica di volta in volta per il giorno seguente, ponderati in base all'effettiva immissione in rete ogni quarto d'ora degli impianti fotovoltaici in questione. Dato che gli impianti fotovoltaici producono e immettono in rete l'elettricità soltanto di giorno, un prezzo di mercato non ponderato che include anche i prezzi notturni inferiori, non rappresenterebbe



un'immagine fedele degli introiti di mercato ottenibili e implicherebbe premi d'immissione eccessivamente elevati (cpv. 1).

Nelle altre tecnologie non sussistono modelli di produzione e di immissione in rete di tale natura. Il prezzo di mercato di riferimento corrisponde pertanto ai prezzi medi trimestrali negoziati in borsa (cpv. 2).

I prezzi di mercato di riferimento vengono calcolati e pubblicati dall'UFE (cpv. 3).

Art. 17 Tassi di remunerazione e loro adeguamento

I tassi di remunerazione vengono determinati per ciascuna tecnologia nel pertinente allegato (1.1 – 1.5) (cpv. 1).

Nel caso degli impianti ibridi (cpv. 2 lett. a) il tasso di remunerazione si calcola come nel diritto anteriore sulla scorta dei vettori energetici impiegati, ponderato proporzionalmente in base ai rispettivi contenuti energetici. Nelle tecnologie in cui la potenza equivalente è determinante nell'ottica del calcolo del tasso di remunerazione, per determinare la potenza equivalente si prende in considerazione l'intera quantità di produzione dell'impianto ibrido.

Art. 18 Durata della remunerazione e requisiti minimi

La durata della remunerazione e i requisiti minimi sono altresì determinati separatamente negli allegati per ciascuna tecnologia (cpv. 1).

Come nel diritto anteriore, la durata di remunerazione inizia a decorrere con la messa in esercizio dell'impianto, indipendentemente dal fatto che il gestore abbia già ottenuto una remunerazione per l'impianto. Inoltre, la durata di remunerazione non può essere interrotta (cpv. 2).

Sezione 3: Ordine di presa in considerazione e lista d'attesa

Art. 19 Ordine di presa in considerazione

Determinante ai fini della presa in considerazione di un progetto è dapprima la data di inoltro della domanda (cpv. 1). In caso di più domande inoltrate in uno stesso giorno, vengono dapprima presi in considerazione i progetti di maggiore potenza (cpv. 2).

Art. 20 Lista d'attesa

Se le risorse disponibili nel fondo per il supplemento rete (art. 37 LEne) non sono sufficienti per prendere in considerazione tutte le domande, vengono gestite, come nel diritto anteriore, liste d'attesa, una per gli impianti fotovoltaici e una per le altre tecnologie. Con l'assunzione in una lista d'attesa il gestore dell'impianto non può far valere alcuna pretesa di partecipazione al SRIE. Se un gestore realizza il proprio impianto inserito in una lista d'attesa, lo fa su proprio rischio.

È inoltre importante che vengano inseriti nella lista d'attesa soltanto gli impianti che soddisfano presumibilmente i requisiti per il diritto. Se sin dall'inoltro è già chiaro che l'impianto non soddisfa tali requisiti, la domanda deve essere respinta ancor prima dell'assunzione nella lista d'attesa.

Art. 21 Smantellamento delle liste d'attesa

Se vi sono nuovamente risorse disponibili nel fondo per il supplemento rete, l'UFE determina in virtù del capoverso 1 mediante contingentati quanti impianti possono essere presi in considerazione.

Nel caso degli impianti fotovoltaici, nonostante l'aumento del supplemento di rete a 2,3 cent. /kWh, l'attuale lista d'attesa non può essere completamente smantellata a causa del limitato numero di risorse e della scadenza per fine 2022 del SRIE. Per tale ragione in merito allo smantellamento della lista d'attesa per gli impianti fotovoltaici vengono proposte due varianti (cpv. 2):

Variante A: gli impianti già realizzati avanzano ("saltano") in cima alla lista ai sensi del capoverso 2 e vengono presi in considerazione per primi in caso di ulteriore smantellamento della lista. All'interno del



gruppo di questi "saltatori" vengono poi nuovamente presi in considerazione dapprima gli impianti la cui domanda è stata inoltrata per prima. In tale modo si fa sì che numerosi impianti fotovoltaici di grandi dimensioni, ossia con una potenza equivalente ad almeno 100kW, già realizzati, possano ancora partecipare al SRIE. Tale soluzione consente presumibilmente che gli impianti che sono stati realizzati entro il 31 dicembre 2014 e la cui notifica per la RIC è avvenuta entro il 31 dicembre 2013, possano partecipare al SRIE. Per gli impianti che sono stati notificati dopo la fine del 2013 e la cui messa in esercizio è avvenuta dopo il 2014, la partecipazione al SRIE è piuttosto improbabile. Per i progetti che non possono essere assunti nel SRIE è a disposizione una promozione mediante la RU.

Variante B: gli impianti fotovoltaici nella lista d'attesa in virtù del capoverso 2 vengono presi in considerazione secondo la data di inoltro della domanda, indipendentemente se essi siano già stati messi in esercizio o no. In tal modo si garantisce che i gestori che si sono notificati tempestivamente e sono nella lista già da molto tempo possano partecipare al SRIE. Si presuppone al contempo che numerosi gestori che hanno messo in esercizio il proprio impianto senza una decisione positiva ai sensi del diritto anteriore, non possano più prendere parte al SRIE. È difficile stimare in quale misura possa essere smantellata la lista d'attesa. Ciò dipende dalla potenza effettivamente realizzata la quale, come insegna l'esperienza, può divergere dalla potenza notificata.

Nel caso delle altre tecnologie, ai sensi del capoverso 3 avanzano ("saltano") in cima alla lista gli impianti per i quali la messa in esercizio o la disponibilità alla realizzazione sono state comprovate mediante la notifica della messa in esercizio o con la notifica dello stato di avanzamento del progetto, o nel caso degli impianti idroelettrici di piccole dimensioni e negli impianti a energia eolica, con la seconda notifica dello stato di avanzamento del progetto; all'interno del gruppo di tali "saltatori", saranno poi presi in considerazione dapprima gli impianti la cui notifica di messa in esercizio o dello stato di avanzamento del progetto è stata inoltrata per prima (lett. a). Se tutti i "saltatori" possono essere presi in considerazione, gli altri progetti verranno presi in considerazione conformemente alla data di inoltro della domanda (lett. b).

Sezione 4: Procedura di domanda

Art. 22 Domanda

Per il trattamento della domanda ai fini della partecipazione al SRIE è competente l'Organo d'esecuzione (cpv. 1). Nelle appendici si determina per ciascuna tecnologia quali indicazioni e quali documenti debba contenere la domanda (cpv. 2).

Art. 23 Garanzia di principio

La garanzia di principio corrisponde all'attuale decisione positiva (art. 3g cpv. 3 OEn). Essa deve offrire al gestore la sicurezza dell'investimento, accordandogli la partecipazione al SRIE nel caso in cui al momento della messa in esercizio siano soddisfatti tutti i requisiti (cpv. 1).

Come l'attuale decisione positiva, anche tale decisione non ha alcun effetto pregiudiziale per eventuali procedure di autorizzazione o di concessione (cpv. 2).

Art. 24 Stato di avanzamento del progetto, messa in esercizio e obbligo di notifica

I progetti, ai quali è stata accordata la remunerazione per l'immissione in rete di elettricità con garanzia di principio, devono essere realizzati rapidamente senza bloccare inutilmente i fondi per essi riservati (art. 22). L'articolo 24 prevede pertanto, come già il diritto anteriore, che i gestori raggiungano entro i termini determinati negli allegati stati di avanzamento del progetto e che debbano mettere in esercizio l'impianto, con obbligo di notifica all'Organo d'esecuzione (cpv. 1, 2 e 4).

Se un gestore non è in grado di rispettare il termine fissato per lo stato di avanzamento del progetto o per la messa in esercizio, per ragioni a lui non imputabili, l'Organo di esecuzione può prorogargli tale termine su richiesta. La domanda deve essere inoltrata prima della scadenza del termine (cpv. 3).



Se un gestore inoltra la notifica della messa in esercizio in ritardo e per tale ragione non ottiene una remunerazione, gli viene versato retroattivamente soltanto il prezzo di mercato di riferimento, ma non il premio per l'immissione in rete.

Art. 25 Partecipazione definitiva al sistema di remunerazione per l'immissione in rete di elettricità

Se anche a seguito della messa in esercizio, l'impianto soddisfa tutti i requisiti, esso prende definitivamente parte al SRIE (cpv. 1).

Come già previsto dal diritto attuale, la domanda per partecipare al SRIE viene respinta ai sensi del capoverso 2, quando un impianto non soddisfa i requisiti per il diritto, non rispetta i termini per il raggiungimento dello stato di avanzamento del progetto o della messa in esercizio o l'ubicazione dell'impianto diverge in misura considerevole da quanto indicato nella domanda.

Art. 26 Uscita dal sistema di remunerazione per l'immissione in rete di elettricità

Un gestore può uscire con il proprio impianto dal SRIE nel rispetto di un termine di disdetta. Un successivo rientro non è possibile.

Art. 27 Versamento della remunerazione

La remunerazione si compone ai sensi dell'articolo 21 capoverso 3 LEn del prezzo di mercato o del prezzo di mercato di riferimento e del premio per l'immissione di elettricità. L'Organo d'esecuzione versa trimestralmente ai gestori nella commercializzazione diretta il premio per l'immissione di elettricità. Tali gestori devono conseguire di persona il prezzo di mercato nel quadro della commercializzazione diretta. I gestori che immettono in rete l'elettricità al prezzo di mercato di riferimento, ottengono dall'Organo d'esecuzione il versamento del premio per l'immissione d'elettricità e del premio di mercato di riferimento (cpv. 1).

Come nel diritto anteriore, l'Organo d'esecuzione è tenuto a effettuare il versamento pro rata, se non vi sono sufficienti risorse a disposizione. Il saldo viene versato ai gestori nel corso dell'anno successivo (cpv. 2).

Il tasso di remunerazione di un determinato anno per gli impianti idroelettrici e a biomassa viene determinato provvisoriamente sulla scorta della produzione dell'anno precedente. Soltanto l'anno successivo il tasso di remunerazione viene adeguato retroattivamente sulla scorta della produzione effettiva (cfr. per esempio allegato 1.1 numero 2.6); il gestore è tenuto a restituire gli eventuali importi versati in eccesso (cpv. 3).

Se il premio di mercato di riferimento dovesse essere superiore al tasso di remunerazione (art. 21 cpv. 5 LEn), i gestori sono tenuti a versare trimestralmente la parte eccedente all'Organo d'esecuzione (cpv. 4).

D'ora in avanti, la durata della remunerazione termina ai sensi del capoverso 5 alla fine del mese nel quale essa scade e non nel mese di dicembre successivo. Ai gestori a cui nella decisione in virtù del diritto anteriore è stata assicurata una durata di remunerazione non per la fine del mese in cui la durata scade, bensì per il dicembre successivo, il capoverso 5 non viene applicato.

Art. 28 Rifiuto della remunerazione

Nell'ottica di un regolare funzionamento del SRIE, i gestori d'impianti sono tenuti a soddisfare diversi obblighi e direttive. In caso di mancato adempimento, l'Organo d'esecuzione può rifiutare o sospendere l'erogazione della remunerazione. Esso è tenuto a riprendere i versamenti, soltanto quando il gestore adempie i propri obblighi o soddisfa nuovamente le direttive. Per la durata della sospensione i gestori non hanno diritto alla remunerazione, neppure retroattivamente.



Art. 29 Indennizzo di sfruttamento per il ritiro dell'elettricità

Il GB-ER che secondo il diritto anteriore era competente per l'allestimento del bilancio e la commercializzazione della produzione proveniente dagli impianti RIC dotati di un dispositivo per la misurazione del profilo di carico, non esiste più sotto il diritto nuovo.

Per gli impianti i cui gestori vendono l'elettricità direttamente sul mercato, tali attività saranno d'ora in avanti effettuate dai gruppi di bilancio ritiranti. Per sostenere l'onere collegato a tali attività, tali gruppi di bilancio vengono remunerati con l'indennizzo di sfruttamento. In tale modo vengono indennizzati in particolare i costi dell'energia di bilanciamento e i costi di commercializzazione in senso stretto, per esempio per l'esercizio della divisione di commercio. A seconda dello sviluppo di queste due posizioni di costo, l'ammontare dell'indennizzo viene adeguato; esso deve fornire un incentivo per migliorare la previsione dell'immissione di elettricità e contribuire a medio termine a ridurre i costi dell'energia di bilanciamento. Dato che le diverse tecnologie causano oneri diversi e le relative previsioni sono differenti, anche la portata dell'indennizzo di sfruttamento varia (cpv. 1).

Nel capoverso 2 viene disciplinato l'indennizzo di sfruttamento per gli impianti che immettono l'elettricità al prezzo di mercato di riferimento e che sono dotati di una misurazione ogni quarto d'ora (dispositivo per la misurazione del profilo di carico o un sistema di misurazione intelligente). Dato che per tali impianti non occorre un onere in termini di gestione e non sono generati costi di commercializzazione, l'indennizzo di sfruttamento è inferiore del 30 per cento rispetto agli impianti nella commercializzazione diretta.

Gli impianti che non sono dotati né di un dispositivo per la misurazione del profilo di carico né di un sistema di misurazione intelligente, continuano a essere assunti dai pertinenti gestori della rete. In tal caso non vengono generati dispendi in termini di bilancio, ragione per la quale non viene versato neppure un indennizzo di sfruttamento.

Art. 30 Versamento del prezzo di mercato di riferimento

Analogamente alla prassi anteriore, l'articolo 29 prevede per i gestori che immettono l'elettricità in rete al prezzo di mercato di riferimento che in caso di impianti dotati di un dispositivo per la misurazione del profilo di carico o di un sistema di misurazione intelligente, il gruppo di bilancio competente e negli altri impianti il gestore di rete ritirante devono versare all'Organo di esecuzione il prezzo di mercato di riferimento. Il premio di mercato di riferimento viene computato nell'immissione di elettricità effettiva. Questo permette all'Organo d'esecuzione di versare ai gestori degli impianti la remunerazione costituita dal premio per l'immissione in rete e dal premio di mercato di riferimento in una volta sola.

Art. 31 Gruppo di bilancio e gestore di rete

Un impianto che immette l'elettricità in rete al prezzo di mercato di riferimento, viene assegnato ai sensi del capoverso 1 al gruppo di bilancio del gestore di rete presente presso l'ubicazione dell'impianto. Il gestore dell'impianto è tuttavia libero di adottare un'altra convenzione relativa al ritiro dell'elettricità.

Ai fini di una corretta assegnazione per gruppo di bilancio degli impianti sostenuti finanziariamente con una remunerazione al prezzo di mercato di riferimento, l'Organo d'esecuzione deve sapere quali impianti sono incorporati in quali gruppi di bilancio. Solo in questo modo è garantito il corretto conteggio degli indennizzi di sfruttamento e dei prezzi di mercato di riferimento. I gruppi di bilancio devono così notificare inizialmente all'Organo d'esecuzione quali gestori di rete sono loro assegnati. Ogni cambiamento deve altresì essere notificato all'Organo d'esecuzione (cpv. 2).

Affinché l'Organo d'esecuzione possa conteggiare l'indennizzo di sfruttamento, i gestori dell'impianto nella commercializzazione diretta devono notificare all'Organo d'esecuzione a quale gruppo di bilancio è stato assegnato il loro impianto e quando cambiano gruppo di bilancio (cpv. 3).



Art. 32 Ampliamenti o rinnovamenti successivi

In virtù del capoverso 1, i gestori degli impianti inseriti nel SRIE sono tenuti a notificare all'Organo d'esecuzione entro un mese prima della loro messa in esercizio eventuali ampliamenti o rinnovamenti. La durata di remunerazione rimane invariata in caso di un ampliamento o di un rinnovamento (cpv. 2). Per sfruttare ubicazioni nuove per gli impianti fotovoltaici, la produzione supplementare proveniente dagli ampliamenti o dai rinnovamenti di impianti esistenti che ottengono già una remunerazione non viene promossa o remunerata. Il tasso di remunerazione di impianti fotovoltaici ampliati o rinnovati viene pertanto ridotto conformemente all'ulteriore potenza installata (cpv. 3 e 4). Nel caso di un impianto la cui potenza viene ampliata per es. del 15 %, ciò si traduce in una riduzione pari al 15% del tasso di remunerazione per la produzione dell'intero impianto.

Nelle altre tecnologie la produzione supplementare proveniente dagli ampliamenti o dai rinnovamenti continua a essere remunerata. Le ubicazioni esistenti devono essere utilizzate nel miglior modo possibile, dato che la costruzione di nuovi impianti implica quasi sempre interventi nell'ambiente (per esempio un impianto esistente deve essere ampliato o rinnovato nel luogo stesso, anziché essere disattivato con conseguente costruzione di un nuovo impianto).

Art. 33 Conseguenze del mancato rispetto dei requisiti minimi

La regolamentazione in caso di mancato rispetto dei requisiti minimi corrisponde al diritto anteriore. Un impianto che non rispetta più i requisiti minimi, ottiene soltanto il versamento del prezzo di mercato di riferimento. Il gestore dell'impianto è tenuto a restituire l'eventuale remunerazione ottenuta in eccesso (cpv. 1).

Se le ragioni per le quali l'impianto non soddisfa più i requisiti minimi, non sono imputabili al gestore stesso, quest'ultimo ha la possibilità di illustrare all'Organo d'esecuzione quali misure intende adottare per rispettarli nuovamente. L'Organo d'esecuzione può assegnargli un termine per l'attuazione di tali misure ed emanare oneri. Se il gestore rispetta tali oneri, per la durata del termine l'Organo d'esecuzione continua a versargli il premio per l'immissione di elettricità (cpv. 3).

Se, decorso il termine, i requisiti minimi non sono stati soddisfatti per un intero periodo di valutazione, il gestore dell'impianto ottiene soltanto il versamento retroattivo del prezzo di mercato di riferimento ed è tenuto a restituire l'eventuale remunerazione ottenuta in eccesso (cpv. 4).

Art. 34 Uscita dal sistema di remunerazione per l'immissione in rete di elettricità

Un impianto che a causa del mancato rispetto dei requisiti minimi viene remunerato nel corso di tre anni per almeno un periodo di valutazione con il prezzo di mercato di riferimento, o che non rispetta i requisiti minimi un anno dopo la scadenza del termine ai sensi dell'articolo 32 cpv. 3, viene escluso dal SRIE. Un rientro nel sistema non è possibile.

Capitolo 3: Disposizioni generali sulla remunerazione unica e sui contributi d'investimento

Il presente capitolo contiene disposizioni che sono determinanti per alcuni dei capitoli seguenti.

Art. 35 Esclusione del contributo d'investimento

Se un impianto partecipa a un sistema di remunerazione come il finanziamento dei costi supplementari, la remunerazione a copertura dei costi per l'immissione di elettricità secondo il diritto anteriore o il SRIE secondo il diritto nuovo, esso non può beneficiare contemporaneamente di una RU o di un contributo d'investimento. Se prima della scadenza della durata della remunerazione un gestore esce definitivamente da uno di questi sistemi, è libero di domandare una RU o un contributo d'investimento per un successivo ampliamento o rinnovamento considerevole.



Art. 36 Autorizzazione dell'inizio anticipato dei lavori

Negli impianti idroelettrici e a biomassa, in linea di principio, in forza dell'articolo 28 LEn, è possibile iniziare con i lavori di costruzione, di ampliamento o di rinnovamento soltanto quando l'UFE ha accordato il contributo d'investimento con garanzia di principio. L'UFE può tuttavia autorizzare un inizio anticipato dei lavori. Esso opera tale scelta, quando attendere la garanzia di principio comporterebbe gravi inconvenienti. Tale disposizione poggia in ampia misura sull'articolo 26 della legge federale del 5 ottobre 1990 sugli aiuti finanziari e le indennità (legge sui sussidi, LSu [RS 616.1]).

Art. 37 Requisiti relativi all'esercizio e al funzionamento degli impianti

Con questa disposizione s'intende garantire che una RU o un contributo d'investimento vengano versati soltanto per gli impianti che nel corso della durata minima prevista producono effettivamente la quantità prevista di elettricità. Soprattutto nel caso degli impianti idroelettrici il plusvalore raggiunto grazie agli investimenti effettuati può essere conseguito anche in modo diverso da una produzione supplementare, per esempio mediante spostamento temporale della produzione nelle centrali di accumulazione. In siffatti casi la quantità di elettricità prodotta non è (da sola) determinante ai fini della valutazione dell'esercizio regolare di un impianto. È tuttavia importante che non vengano promossi impianti che già dopo poco tempo vengono spenti o sono oggetto di cattiva manutenzione.

Art. 38 Restituzione della remunerazione unica e dei contributi d'investimento

Con la possibilità della restituzione della RU o del contributo d'investimento s'intende garantire che le risorse disponibili vengano impiegate correttamente e utilizzate esclusivamente per progetti che soddisfano i requisiti e necessitano realmente di una promozione. Se le condizioni previste dall'articolo 37 non vengono rispettate, segnatamente se l'impianto non raggiunge la produzione (supplementare) prevista, può essere richiesta la restituzione dei contributi pertinenti. Il capoverso 3, inoltre, prevede la possibilità che in caso di deroghe considerevoli allo sviluppo effettivo da parte della redditività pronosticata, possa essere richiesta la restituzione degli aiuti all'investimento.

Art. 39 Termine di attesa

Questa disposizione è destinata, in prima linea, a garantire che non siano sempre gli stessi gestori a beneficiare della RU o del contributo d'investimento. Si intende inoltre incentivare i gestori degli impianti fotovoltaici a valutare l'effettiva portata del potenziale sul loro fondo e a investire in una volta sola, anziché ampliare il loro impianto a tappe. Per gli impianti idroelettrici si rinuncia all'introduzione di una durata minima, dato che i relativi progetti consistono spesso in elementi di ampliamento o di rinnovamento, che come insegna l'esperienza, presentano procedure di autorizzazione diverse in termini di tempo. Con la rinuncia a una durata minima si garantisce che non vengano bloccati singoli elementi del progetto. A ciò si aggiungono i periodi di utilizzazione molto differenti tra loro dei singoli elementi dell'impianto e quindi un fabbisogno d'investimento scaglionato. La durata minima cela il rischio che elementi d'impianto vengano sostituiti prima dello scadere del loro periodo di utilizzazione.

Per gli impianti fotovoltaici che hanno ottenuto il versamento di una RU già secondo il diritto anteriore, una domanda tesa a ottenere una RU secondo il diritto nuovo non è esclusa, a condizione che l'ampliamento o il rinnovamento non sia avvenuto prima dell'entrata in vigore della presente ordinanza.



Capitolo 4: Rimunerazione unica per impianti fotovoltaici

Sezione 1: Disposizioni generali

Art. 40 Dimensione minima e limite superiore di potenza per il versamento di una remunerazione unica

L'onere amministrativo per l'accordo di una RU per gli impianti di piccole dimensioni sarebbe sproporzionato. Pertanto la dimensione minima necessaria all'ottenimento di una RU viene fissata come sinora a 2 kW di potenza. Con il limite superiore di potenza elevato equivalente a 50 MW s'intende garantire che tutti gli impianti fotovoltaici di grandi dimensioni oggi presenti in Svizzera abbiano un diritto di opzione tra il SRIE e la RU. Gli impianti di grandi dimensioni sono il pilastro principale nell'ambito dello sviluppo dell'energia fotovoltaica in Svizzera. È piuttosto difficile che mediante la lista d'attesa i nuovi impianti di grandi dimensioni possano beneficiare del SRIE. Per garantire la redditività di tali impianti e di conseguenza la costruzione aggiuntiva, è inevitabile erogare un contributo sotto forma di una RU. Occorre inoltre tener conto che rispetto alla remunerazione per l'immissione in rete di elettricità, nella quale per tutta la durata di remunerazione occorrono conteggi periodici relativi all'elettricità prodotta, la RU in qualità di contributo d'investimento da versare una tantum presenta un onere molto inferiore in termini di esecuzione. Anche l'importo complessivo da versare dal fondo per il supplemento rete equivalente al massimo al 30 per cento dei costi d'investimento di un impianto di riferimento costituisce un onere notevolmente inferiore rispetto al caso in cui l'impianto prendesse parte al SRIE. Inoltre le risorse non sono vincolate per un periodo così lungo come nella remunerazione per l'immissione di elettricità. La RU, inoltre, ha l'effetto auspicato che il consumo di elettricità da parte dei produttori stessi avviene sempre più spesso nel luogo di produzione.

Art. 41 Misura considerevole dell'ampliamento o del rinnovamento di un impianto
La misura considerevole di un ampliamento o di un rinnovamento viene determinata in corrispondenza alla dimensione minima necessaria per ottenere una RU. La potenza deve essere aumentata almeno di 2 kW.

Art. 42 Calcolo della remunerazione unica e adeguamento degli importi
L'ammontare massimo della RU corrisponde al 30 per cento dei costi d'investimento degli impianti di riferimento al momento della messa in esercizio. Dato che in genere i costi di riferimento specifici per kW per gli impianti di grandi dimensioni diminuiscono, nella RU sono state introdotte classi di potenza. S'intende così garantire che il contributo massimo sancito nella legge equivalente al 30 per cento non venga superato in nessun momento.

Nel caso degli impianti di grandi dimensioni non si distingue tra impianti integrati e altri impianti. Gli impianti integrati ottengono, come anche nel SRIE, i tassi di remunerazione validi per gli altri impianti (cpv. 3).

Con il capoverso 4 s'intende da un lato garantire che soltanto un aumento nella produzione di elettricità venga finanziato con una RU e, dall'altro, tener conto del fatto che i costi di base generati durante la costruzione di un nuovo impianto non siano generati nuovamente in caso di un ampliamento o di un rinnovamento. Pertanto, nel caso dei progetti di rinnovamento e di ampliamento, non viene erogato nessun contributo di base.

Sezione 2: Ordine di presa in considerazione e lista d'attesa

Art. 43 Ordine di presa in considerazione

In genere le domande vengono prese in considerazione secondo la loro data di inoltro. Soltanto quando non tutte le domande inoltrate uno stesso giorno possono essere prese in considerazione, vengono dapprima presi in considerazione gli impianti con il maggior aumento di potenza.



Art. 44 Lista d'attesa

È importante che vengano inseriti nella lista d'attesa soltanto gli impianti che soddisfano presumibilmente i requisiti per il diritto. Se sin dall'inoltro è già chiaro che l'impianto non soddisfa tali requisiti, la domanda deve essere respinta ancor prima dell'assunzione nella lista d'attesa.

Tenendo conto del fatto che già oggi molti impianti sono stati costruiti, occorre chiarire la domanda volta a sapere come la futura lista della RU debba essere smantellata. Negli impianti di grandi dimensioni (≥ 100 kW), lo smantellamento effettuato a seguito della messa in esercizio comporterebbe che presumibilmente nell'arco di due anni soltanto gli impianti già realizzati otterrebbero una RU. In tal modo il mercato in questione subirebbe quasi un arresto per due anni quasi e solo raramente verrebbero costruiti nuovi impianti.

Pertanto in futuro verranno gestite due liste d'attesa per la RU. Una per gli impianti fotovoltaici di piccole dimensioni e una per quelli di grandi dimensioni. Per l'ordine di presa in considerazione di entrambe le liste d'attesa è determinante la data di inoltro della domanda, tenendo conto tuttavia che la domanda per gli impianti fotovoltaici di piccole dimensioni può essere inoltrata soltanto dopo la messa in esercizio (cfr. art. 44).

Per garantire che sia gli impianti di piccole dimensioni sia quelli di grandi dimensioni possano beneficiare della RU, l'UFE, allorquando saranno nuovamente disponibili sufficienti risorse, determinerà per ciascuno un contingente conformemente al quale potranno essere presi in considerazione i progetti iscritti in entrambe le liste d'attesa.

Tuttavia né per gli impianti di piccole dimensioni né per quelli di grandi dimensioni sussiste un diritto assoluto alla remunerazione unica. Peraltro già l'articolo 24 LEne prevede che si possa beneficiare di una RU soltanto se le risorse sono sufficienti.

Sezione 3: Procedura di domanda per gli impianti fotovoltaici di piccole dimensioni

Gli impianti di piccole dimensioni devono poter essere sostenuti finanziariamente mediante la RU con un onere amministrativo il più modesto possibile. Pertanto la domanda per tali impianti deve poter essere inoltrata soltanto dopo la messa in esercizio (art. 45). Ne consegue che la RU può essere determinata sin dall'inizio in modo definitivo una volta disponibili le risorse sufficienti.

Sezione 4: Procedura di domanda per gli impianti fotovoltaici di grandi dimensioni

Contrariamente alla domanda per gli impianti di piccole dimensioni, la domanda per gli impianti di grandi dimensioni può essere presentata prima che l'impianto venga costruito. Dapprima viene inoltrata la domanda (art. 47) e l'Organo d'esecuzione ne verifica la completezza. Se non sono disponibili risorse sufficienti per la presa in considerazione, la domanda viene inserita nella lista d'attesa ai sensi dell'articolo 44. Se sono disponibili risorse per la presa in considerazione e i requisiti per il diritto sono presumibilmente soddisfatti sulla scorta delle indicazioni effettuate nella domanda, la garanzia della RU per gli impianti di grandi dimensioni avviene nell'ambito di una procedura a due tappe. Dapprima al richiedente viene accordata la RU con garanzia di principio (art. 48). Con la garanzia di principio l'Organo d'esecuzione determina anche l'importo massimo che viene versato dopo la messa in esercizio dell'impianto. Se la potenza dopo la messa in esercizio eccede quella indicata nella domanda, viene versato al massimo l'importo superiore determinato nella garanzia di principio, per ragioni di pianificazione e sicurezza della liquidità del fondo per il supplemento di rete. La garanzia di principio offre al richiedente la sicurezza dell'investimento. Il contributo superiore viene riservato per il richiedente sino alla messa in esercizio dell'impianto. Se il richiedente rispetta i termini per la messa in esercizio e per la sua notifica (art. 49), l'Organo d'esecuzione fissa l'ammontare definitivo della RU sulla scorta dei dati autenticati dell'impianto (art. 50). Per l'ammontare della RU è determinante la potenza effettiva dell'impianto dopo la messa in esercizio. Dato che una domanda, a causa della lunga lista d'attesa,



può essere stata inoltrata anni prima della sua presa in considerazione, s'intende garantire la possibilità di correggere la potenza notificata prima della garanzia di principio. Il relativo obbligo di notifica è previsto nell'articolo 47 capoverso 3. Per i progetti che sono inseriti nella lista d'attesa già al momento dell'entrata in vigore della presente nuova disposizione, l'Organo d'esecuzione dovrebbe effettuare per tutti gli impianti una verifica della potenza, prima di accordare la RU con garanzia di principio. Se un richiedente costruisce il proprio impianto prima che gli venga accordata la RU con garanzia di principio, non può far valere alcuna pretesa sulla RU. Se sono tuttavia a disposizione le necessarie risorse e la sua richiesta può essere presa in considerazione sulla scorta della data di inoltro della domanda, la RU viene determinata direttamente in modo definitivo, nella misura in cui il richiedente abbia inoltrato all'Organo d'esecuzione la notifica completa della messa in esercizio.

Capitolo 5: Contributo d'investimento per gli impianti idroelettrici

Sezione 1: Disposizioni generali

Art. 51 Misura considerevole dell'ampliamento o del rinnovamento

Per ragioni di migliore controllabilità, la definizione della misura considerevole degli ampliamenti avviene in primo luogo sulla scorta di criteri tecnici. Per i criteri che comportano direttamente una maggiore produzione, obiettivo primario dei contributi d'investimento, vengono fissate soglie piuttosto basse. Parallelamente, anche la possibilità di controllare meglio la produzione rappresenta un valore. In tale contesto, tuttavia, vengono fissate soglie più elevate. Nella maggior parte dei casi i progetti, in cui le misure edili in caso di differenti criteri comportano miglioramenti, e i quali, tuttavia, non raggiungono in nessuno dei criteri determinati nelle lettere a fino a e la soglia della misura considerevole, possono raggiungere la misura considerevole necessaria grazie alla soglia dell'aumento della produzione netta annua (cpv. 1 lett. e), e accedere così ai contributi d'investimento. Nel calcolo della produzione supplementare le perdite di produzione vengono detratte dalla produzione supplementare necessaria in virtù degli oneri amministrativi (per es. imposte per il deflusso residuale o risanamento dell'impianto idroelettrico). Tali perdite di produzione non devono quindi essere compensate con un ulteriore aumento della produzione.

Un rinnovamento è considerevole, quando almeno una componente principale dell'impianto viene sostituita con componenti paragonabili secondo l'attuale stato della tecnica (cpv. 2 lett. a). Per impedire progetti di poco conto, la misura considerevole viene definita in termini di investimento minimo per kWh della produzione netta attuale.

Art. 52 Importi

I contributi massimi legali ammontano al 60 per cento dei costi d'investimento computabili per gli impianti idroelettrici con una potenza massima di 10 MW e al 40 per cento dei costi d'investimento computabili per gli impianti idroelettrici con una potenza superiore a 10 MW (art. 26 LEne). Per gli impianti nuovi e gli ampliamenti considerevoli, tali contributi massimi vengono sanciti anche in un'ordinanza. Dato che nell'ambito della strategia energetica ci si prefigge di incrementare il più possibile la produzione di energia idroelettrica grazie allo strumento dei contributi d'investimento e di regola i rinnovamenti contribuiscono soltanto in misura limitata all'incremento, i contributi massimi per i rinnovamenti considerevoli vengono fissati al 20 per cento in caso di impianti idroelettrici di grandi dimensioni e al 40 per cento in caso di impianti idroelettrici di piccole dimensioni.

I contributi d'investimento costituiscono uno strumento di promozione svizzero che viene finanziato con il supplemento rete, che i gestori di rete possono traslare sui consumatori finali in Svizzera. Ne risulta che i contributi d'investimento possono essere versati soltanto per impianti elvetici. Negli impianti idroelettrici sul confine il contributo d'investimento calcolato si riduce della parte non soggetta alla sovranità svizzera.



Sezione 2: Ordine di presa in considerazione degli impianti idroelettrici con una potenza massima di 10 MW e lista d'attesa

La presa in considerazione dei progetti per un ampliamento o un rinnovamento considerevole di impianti idroelettrici di piccole dimensioni, viene effettuata secondo la data di inoltro della domanda. Se non tutte le domande inoltrate in uno stesso giorno possono essere prese in considerazione, vengono dapprima presi in considerazione i progetti con la maggiore produzione supplementare (art. 53). Se le risorse non sono sufficienti per una presa in considerazione immediata, viene gestita una lista d'attesa (art. 54). Come negli impianti fotovoltaici anche negli impianti idroelettrici di piccole dimensioni vengono inseriti nella lista d'attesa soltanto i progetti che soddisfano presumibilmente i criteri per il diritto. Se in caso di un progetto già da un esame sommario risulta chiaramente che non sussistono i requisiti per il diritto, la domanda viene respinta ancor prima di essere inserita nella lista d'attesa.

Sezione 3: Ordine di presa in considerazione degli impianti idroelettrici con una potenza superiore ai 10 MW

L'utilizzo interdipendente delle risorse (art. 55 cpv. 1), l'introduzione di giorni di riferimento ogni quattro anni (art. 55 cpv. 2) e l'ordine di presa in considerazione (art. 56) consentono di dare la priorità a progetti secondo la produzione supplementare (gli impianti nuovi e gli ampliamenti vengono presi in considerazione prima dei rinnovamenti) e secondo l'efficacia del finanziamento.

Sezione 4: Procedura di domanda

Art. 57 Domanda

Una domanda può essere inoltrata soltanto quando sussiste una licenza di costruzione cresciuta in giudicato o, in caso di progetti non soggetti a licenza, quando è possibile avviare i lavori. S'intende in tale modo garantire che vengano sostenuti finanziariamente soltanto i progetti che vengono realizzati con ogni probabilità e in tempi brevi. Al contempo si evita che rimangano bloccati fondi per progetti non realizzabili. Un'altra ragione è da ricercare nel fatto che soltanto nel caso di progetti pronti per l'avvio dei lavori vi sono stime dei costi caratterizzate da una precisione sufficiente per determinare il contributo d'investimento.

Art. 58 Garanzia di principio

Se un progetto, per il quale sono disponibili risorse, soddisfa i requisiti per il diritto, il contributo d'investimento viene accordato con garanzia di principio sulla base della documentazione inoltrata insieme alla domanda. L'ammontare del contributo d'investimento viene determinato in percentuale dei costi d'investimento computabili e come importo superiore in termini assoluti in franchi. Come limite superiore valgono da un lato i contributi massimi ai sensi dell'articolo 52 e, dall'altro, i maggiori costi non ammortizzabili da calcolare per ciascun progetto nel caso singolo.

L'importo inferiore tra i due viene utilizzato come limite superiore per determinare il contributo d'investimento. Le modifiche nei costi d'investimento e nei redditi previsti vengono prese in considerazione nel corso della determinazione dell'ammontare definitivo del contributo d'investimento dopo la realizzazione dell'impianto, tenuto conto che l'importo massimo determinato nella garanzia di principio (lett. b) non deve tuttavia essere superato. La determinazione di un tale importo massimo è necessaria per la pianificazione della liquidità del fondo per il supplemento rete.

Art. 59–62

Le presenti quattro disposizioni disciplinano l'obbligo di notifica del richiedente (compresi i termini e i presupposti di una proroga dei termini) in seguito alla garanzia di principio.



Art. 63 Determinazione definitiva del contributo d'investimento

Il capoverso 2 della presente disposizione prevede che venga effettuato un nuovo calcolo dei maggiori costi non ammortizzabili al momento della determinazione definitiva del contributo d'investimento tenuto conto delle conoscenze, eventualmente mutate, acquisite nel frattempo. Tra la garanzia di principio e la determinazione definitiva del contributo d'investimento trascorrono comunque diversi anni. Con tale nuovo calcolo si tiene conto del principio previsto dall'articolo 29 capoverso 2 LEn secondo cui il contributo d'investimento non deve eccedere i maggiori costi non ammortizzabili.

Art. 64 Versamento scaglionato del contributo d'investimento

Con il versamento scaglionato del contributo d'investimento si tiene conto della circostanza che i progetti di costruzione, ampliamento e rinnovamento di impianti idroelettrici costituiscono progetti la cui attuazione si protrae per diversi anni e la cui produzione netta media dovrebbe essere determinata per un arco di cinque anni vista la disponibilità idrica soggetta eventualmente a cambiamenti di rilievo. Il versamento scaglionato tiene conto del caso singolo. Il piano di versamento viene determinato per ciascun progetto nella garanzia di principio. In caso di progetti di piccola portata il versamento sarà effettuato con ogni probabilità in un numero minore di tranches rispetto ai progetti di ampia portata. È importante che la prima tranche venga versata al più presto con l'inizio dei lavori e l'ultima al più presto dopo la determinazione definitiva del contributo d'investimento, tenendo conto del fatto che fino a tale momento può essere versato al massimo l'80 per cento dell'importo massimo determinato nella garanzia di principio. Con tale "ritenuta" s'intende evitare il più possibile che gli importi già versati debbano essere restituiti, qualora i costi d'investimento o i maggiori costi non ammortizzabili dovessero essere di minor portata rispetto a quanto indicato nella domanda.

Sezione 5: Criteri di calcolo

Art. 65 Costi d'investimento computabili

In genere i costi d'investimento non computabili comprendono tutti i provvedimenti che sono necessari all'esercizio e che vengono eseguiti in modo efficiente. Gli investimenti che presentano un utile supplementare (per esempio utilizzo di una funivia a fini turistici) vengono computati soltanto pro rata. Non sono computabili, in particolare, le indennità per la rinuncia alla riversione.

Sono computabili soltanto i costi d'investimento generati una tantum (nessun reinvestimento), per i quali può essere dimostrato che sono generati grazie alla costruzione o all'ampliamento o al rinnovamento considerevole di un impianto idroelettrico.

Art. 66 Costi non computabili

I costi per la costruzione di elementi d'impianto generati prima che il contributo d'investimento sia stato accordato con garanzia di principio, o prima che sia stato autorizzato l'avvio anticipato dei lavori, sono interamente a carico del richiedente. Essi non sono computabili per il calcolo del contributo d'investimento (lett. a). Questa regolamentazione è meno radicale rispetto a quanto previsto nell'articolo 26 capoverso 3 LSu secondo cui in tale caso non vengono accordate prestazioni.

La disposizione non contempla i costi di pianificazione; per natura tali costi sono generati prima che l'impianto sia pronto alla costruzione e dunque anche prima che sia inoltrata la domanda tesa a ottenere un contributo d'investimento. Anche i costi che non sono a carico del richiedente non sono computabili (lett. b). Gli impianti idroelettrici che sono tenuti ad adottare le misure di risanamento secondo le prescrizioni ai sensi dell'articolo 83a LPac o dell'articolo 10 LFSP, devono dapprima chiedere le remunerazioni secondo la legislazione sulla protezione delle acque e sulla pesca in ottemperanza all'articolo 34 LEn. I costi che devono essere sostenuti per tali misure non sono computabili come costi d'investimento per il calcolo del contributo d'investimento.



Art. 67 Costi di produzione capitalizzati

Per principio i costi previsti possono essere computati nel calcolo dei costi di produzione. Per i singoli tipi di costo sono state elaborate norme speciali tese a garantire un'esecuzione razionale.

I costi ricorrenti non sono computabili in qualità di costi computabili per determinare l'ammontare dell'investimento. Tali costi sono tuttavia rilevanti per determinare i costi di produzione, che a loro volta sono determinanti per il calcolo dei maggiori costi non ammortizzabili. Come costo d'esercizio² è computabile l'importo equivalente al due per cento dei costi d'investimento computabili.

I reinvestimenti comprendono elementi d'impianto che al momento della nuova costruzione, dell'ampliamento o del rinnovamento devono essere sostituiti, il cui periodo di utilizzazione è tuttavia inferiore al periodo di utilizzazione restante dell'intero impianto, ragione per cui prima della sua scadenza devono essere nuovamente sostituiti. I costi per i reinvestimenti di tale natura possono essere presi in considerazione per il calcolo dei costi di produzione, ma non nei costi d'investimento computabili.

Gli altri costi comprendono anche i tributi che sono effettivamente dovuti come per esempio le tasse di concessione o l'energia a titolo gratuito e a prezzo ridotto.

I costi di commercializzazione e di disposizione sono generati quando la vendita dell'energia deve avvenire in modo controllato, per esempio nei periodi in cui i prezzi sono più alti o grazie alla partecipazione al mercato delle prestazioni del sistema (mercato – PS). Il vantaggio consiste nel fatto che possono essere conseguiti prezzi per l'elettricità o ricavi PS più elevati. Per un calcolo consistente devono essere inclusi o esclusi sia i costi sia i ricavi. Le centrali idroelettriche devono ottenere con i contributi d'investimento una remunerazione di base che consente loro un esercizio redditizio. Grazie all'onere supplementare esse devono poter conseguire ulteriori ricavi. A ciò si aggiunge che in particolare i ricavi PS sono difficilmente pronosticabili. Pertanto né i costi di commercializzazione e di disposizione, né eventuali ricavi PS devono poter essere inclusi nel calcolo.

I costi del capitale e le imposte dirette sono calcolati in chiave calcolatoria. Per il calcolo dei costi del capitale, il capitale necessario per gli investimenti viene moltiplicato per il tasso di costo del capitale ai sensi dell'articolo 70. Il calcolo delle imposte calcolatorie avviene come prodotto di un'aliquota calcolatoria uniforme e rappresentativa per tutta la Svizzera, determinata dall'UFE e del futuro utile previsto. Per il calcolo dei maggiori costi non ammortizzabili, i costi di produzione non vengono utilizzati come costi per kWh, bensì ai sensi del calcolo d'investimento come importi assoluti dei costi che vengono generati ogni anno (cpv. 4). Essi vengono capitalizzati ciascuno con il costo medio ponderato del capitale valido per l'anno in questione (cpv. 5).

Art. 68 Prezzo di mercato capitalizzato e reddito di mercato conseguibili

Ai gestori d'impianti elettrici viene messo a disposizione come base per la determinazione dei prezzi di mercato capitalizzati conseguibili uno scenario temporale a cadenza oraria elaborato dall'UFE e aggiornato annualmente, che deve essere utilizzato per determinare i ricavi. In tale modo s'intende garantire che i singoli progetti di centrali elettriche siano equiparabili nell'ambito della valutazione. Tale scenario dei prezzi poggia su un modello di fondamento usuale nel settore e considera a breve scadenza gli attuali prezzi a termine. Per determinare gli introiti di mercato, il richiedente può utilizzare i propri modelli di ottimizzazione, se lo vuole.

I redditi dei clienti vincolati (servizio universale) non vengono considerati, dato che nell'ottica odierna non è possibile determinare la durata del servizio universale (nella forma odierna, ossia con "costi di produzione").

Per determinare gli effettivi flussi di denaro occorre calcolare a partire dai prezzi capitalizzati conseguibili l'effettivo reddito di mercato raggiungibile per ciascun anno del periodo di utilizzazione restante.

Dato che di regola la produzione degli impianti idroelettrici di grandi dimensioni è controllabile, in tali

² Per costi di produzione s'intendono le posizioni esercizio dell'impianto, manutenzione dell'impianto e i restanti costi d'esercizio, conformemente allo schema di calcolo dei costi di produzione dell'AES.



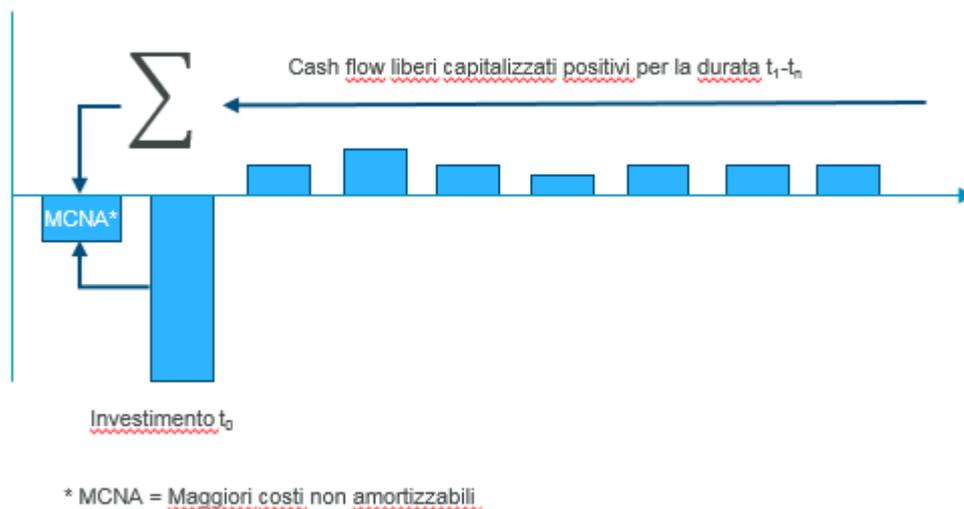
impianti occorre basare il calcolo del reddito di mercato conseguibile su un profilo di produzione ottimizzato in chiave economica.

Art. 69 Maggiori costi non ammortizzabili

Ai sensi dell'articolo 29 capoverso 2 LEne i maggiori costi non ammortizzabili risultano dalla differenza tra i costi di produzione capitalizzati per la produzione di elettricità e il prezzo di mercato capitalizzato conseguibile (cfr. grafico).

Dato che i costi di produzione capitalizzati vengono calcolati come importi assoluti dei costi effettivamente generati e non per kWh, per il calcolo dei costi supplementari non ammortizzabili non è possibile contrapporre loro semplicemente un prezzo di mercato per kWh. Occorre piuttosto calcolare il reddito di mercato conseguibile, tenendo conto della produzione netta annuale prevista e contrapporlo ai costi di produzione capitalizzati.

Per i costi di produzione vengono considerati soltanto i costi cash prima degli interessi, ossia gli accantonamenti o i costi di finanziamento devono essere calcolati a partire dai costi interi. Con la compensazione con i redditi risultano cash-flow annuali disponibili liberamente netti prima degli interessi e dopo le imposte. Questi vengono scontati con il WACC dopo le imposte da determinare annualmente e sommati fino al valore netto (cfr. grafico).



I maggiori costi non ammortizzabili corrispondono in linea di massima al valore netto di tale calcolo, nella misura in cui esso sia negativo.

Nel caso degli impianti nuovi, il calcolo viene effettuato secondo lo schema di cui sopra. In caso di un ampliamento, i maggiori costi non ammortizzabili si calcolano dalla differenza dei cashflow capitalizzati liberamente disponibili tra la centrale nello stato nuovo e nello stato originario (considerazione differenziata). Nel caso dei rinnovamenti si suppone che un ulteriore esercizio dell'impianto non sia possibile senza il rinnovamento. Pertanto, nel calcolo dei maggiori costi non ammortizzabili all'investimento di rinnovamento viene contrapposto il reddito di mercato risultante dall'intera produzione netta dell'impianto in questione conseguibile per il periodo di utilizzazione restante, raggiunto sulla scorta del rinnovamento.

Art. 70 Tasso d'interesse calcolatorio

Il calcolo annuale e la pubblicazione avvengono per principio come per il costo medio ponderato del capitale ai sensi dell'articolo 13 in combinato disposto con l'allegato 1 OAEI. Dato che i rischi degli investimenti nelle reti elettriche e negli impianti per la produzione di energie rinnovabili (forza idrica, biomassa) divergono, in determinati punti occorrono delle deroghe. Tali deroghe sono contemplate nell'allegato 3.



Art. 71 Periodo di utilizzazione restante

Lo scopo della presente disposizione è una definizione semplice e univoca del periodo di utilizzazione restante.

Capitolo 6: Contributo d'investimento per gli impianti a biomassa

Sezione 1: Requisiti per il diritto

Art. 72 Definizioni

Le centrali termoelettriche a legna d'importanza regionale sono centrali termoelettriche a legna che grazie alla loro dimensione corrispondono all'offerta di combustibile della regione. Gli impianti non devono poter beneficiare dell'offerta di legname a fini energetici proveniente da altre regioni, che esigerebbe un trasporto per lunghe distanze. Pertanto l'importanza regionale delle centrali elettriche a legna è definita sulla scorta del limite superiore di potenza.

Art. 73 Misura considerevole dell'ampliamento o del rinnovamento

Dato che i rinnovamenti spesso non implicano o implicano soltanto un lieve aumento della produzione, la misura considerevole di un rinnovamento negli impianti a biomassa non deve essere definita come in caso di un ampliamento sulla scorta dell'aumento della produzione di elettricità. Un rinnovamento è considerevole quando i costi d'investimento computabili raggiungono i contributi definiti nel capoverso 2.

Art. 74 Requisiti energetici minimi

Dato che la misura considerevole di un rinnovamento viene definita sulla base degli importi minimi dei costi d'investimento computabili e non sulla scorta di un aumento della produzione, il capoverso 2 garantisce che a seguito di un rinnovamento un impianto non possa produrre meno energia di prima.

Sezione 2: Importi

Art. 75 Importi per i contributi d'investimento

Il tasso di contributo massimo previsto nell'articolo 27 LEne equivalente al 20 per cento dei costi d'investimento computabili è sancito in un'ordinanza. Contrariamente alle centrali idroelettriche, negli impianti a biomassa per il tasso di contributo massimo in caso di rinnovamenti non viene fissata una percentuale meno elevata, dato che la legge prevede già un tasso di contributo massimo per gli impianti a biomassa molto inferiore e un'ulteriore riduzione del tasso pertinente non sarebbe giustificata.

Art. 76 Contributo massimo

Negli IIR e negli IDA i costi d'investimento computabili sono legati in modo relativamente stretto agli elementi che generano elettricità. Nel caso delle centrali termoelettriche a legna d'importanza regionale, viene determinata una dimensione massima. I limiti del sistema così definiti sono riportati nelle tabelle sul periodo di utilizzazione. Secondo gli studi e i dati provenienti dalla RIC gli investimenti massimi sono oggetto di facile stima. I massimi costi d'investimento computabili sono stati determinati con i tassi di contributo massimi. L'importo massimo consente una pianificazione del budget molto precisa.

Sezione 3: Ordine di presa in considerazione e lista d'attesa

La presa in considerazione dei progetti viene effettuata sulla base della data di inoltro della domanda. Se non tutte le domande inoltrate in uno stesso giorno possono essere prese in considerazione, vengono dapprima presi in considerazione i progetti con la produzione supplementare maggiore (art. 77). La produzione supplementare maggiore si basa su valori assoluti e non sulla produzione supplementare



tare percentuale di un impianto. Se le risorse non sono sufficienti per una presa in considerazione immediata, viene allestita una lista d'attesa (art. 78). Come nel caso degli impianti fotovoltaici anche in quello degli impianti a biomassa vengono inseriti nella lista d'attesa soltanto i progetti che soddisfano presumibilmente i requisiti per il diritto. Se, per un determinato progetto, già da un esame sommario della domanda si evince che non sussistono palesemente i requisiti per il diritto, la domanda viene respinta ancor prima di essere inserita nella lista d'attesa.

Sezione 4: Procedura di presentazione delle domande

La struttura della procedura di presentazione delle domande equivale grossomodo a quella per la concessione di contributi d'investimento per impianti idroelettrici. Pertanto in questa sede si rinvia in linea di principio ai commenti relativi a tali disposizioni, trattando nel dettaglio soltanto le eventuali deroghe. Gli IIR, gli IDA e le centrali termoelettriche a legna d'importanza regionale sono meno esposti all'influsso delle condizioni meteorologiche rispetto alle centrali idroelettriche e sono anche meno controllabili rispetto agli impianti idroelettrici di grandi dimensioni. Pertanto nel caso degli impianti a biomassa si fa riferimento esclusivamente alla produzione netta del primo anno d'esercizio pieno, anziché alla produzione netta media dei primi cinque anni d'esercizio pieni. Nonostante di regola la determinazione definitiva del contributo d'investimento per gli impianti a biomassa possa essere effettuata prima rispetto agli impianti idroelettrici, a causa della probabile lunga durata della fase di costruzione, può trascorrere un certo tempo tra la concessione del contributo d'investimento con garanzia di principio e la determinazione definitiva del contributo in questione. Pertanto anche nel caso degli impianti a biomassa il nuovo calcolo dei maggiori costi non ammortizzabili viene effettuato al momento della determinazione definitiva del contributo d'investimento sulla scorta delle conoscenze acquisite nel frattempo, che con ogni probabilità sono cambiate.

Sezione 5: Criteri di calcolo

Anche i criteri di calcolo sono in massima parte regolamentati come i contributi d'investimento per gli impianti idroelettrici. Si rinvia pertanto, in linea di principio, alle relative spiegazioni. L'articolo 86 determina che sono computabili soltanto i costi generati direttamente in rapporto agli elementi dell'impianto necessari alla produzione di elettricità. Un punto di riferimento per determinare quali elementi sono compresi è costituito dalle tabelle sul periodo di utilizzazione nell'allegato 2.3. Dato che la produzione di elettricità non è l'unico, e negli IIR e negli IDA neppure lo scopo primario, per effettuare una chiara distinzione dagli altri scopi degli impianti, l'articolo 87 menziona esplicitamente che i costi per gli elementi dell'impianto necessari per il trattamento termico dei rifiuti, per il trattamento delle acque reflue, per la preparazione di combustibili o per l'esercizio di una rete di teleriscaldamento non sono computabili.

Per il calcolo dei costi di produzione degli IIR e degli IDA non si prendono in considerazione le imposte dirette, dato che non sarebbe possibile attuare con un onere ragionevole la distinzione tra gli elementi dell'impianto necessari per la produzione di energia elettrica e le imposte generate in rapporto al calcolo complessivo dell'impresa. Gli ulteriori costi, come quelli contemplati dall'articolo 67 capoverso 1 lettera d ed e per gli impianti idroelettrici, non vengono parimenti presi in considerazione negli IIR e negli IDA. Nel caso delle centrali termoelettriche a legna d'importanza regionale, invece, vengono presi in considerazione sia le imposte dirette (calcolate in chiave calcolatoria) sia i costi dell'energia in qualità di costi ricorrenti. Devono tuttavia essere dedotti gli introiti derivanti dalla vendita di calore (art. 88).



Capitolo 7: Premio di mercato per l'elettricità proveniente dagli impianti idroelettrici di grandi dimensioni

Art. 93 Dettagli relativi al diritto

Il capoverso 1 spiega nel dettaglio il significato della nozione legale d'impianto 10 MW. Oltre agli impianti singoli sono ammessi anche gruppi d'impianti che presentano nel complesso (potenza lorda) la potenza minima. Per poter affermare l'esistenza di un tale raggruppamento o unione devono essere soddisfatti alcuni criteri. Quattro centrali idroelettriche con 3 MW di potenza ciascuna non costituiscono in sé un'unione di tale natura: se uno degli impianti idroelettrici non è legato sul piano idraulico ai restanti impianti, il gruppo a tre che in sé soddisferebbe i criteri è dotato soltanto di 9 MW, cosicché il numero di impianti rilevante per il premio di mercato è pari a due. Non costituisce invece in sé un ostacolo se uno degli impianti del raggruppamento è un impianto RIC/SRIE promosso già con altri mezzi. Per l'introito di mercato dell'impianto RIC è determinante (art. 94 cpv. 4) il tasso di remunerazione RIC, cosicché a causa del mancato adempimento del criterio dei costi di produzione non interamente coperti la domanda volta a ottenere un premio di mercato può essere destinata a fallire.

È inoltre scontato, e pertanto non degno di essere menzionato in una legge e in un'ordinanza, il fatto che il premio di mercato venga contemplato soltanto per gli impianti in Svizzera e dunque per l'energia idroelettrica derivante dagli impianti di grandi dimensioni svizzeri. Nelle centrali idroelettriche ubicate sul confine soltanto l'elemento dell'impianto presente sul territorio elvetico può beneficiare del premio di mercato.

Cpv. 2 e 3: il diritto è sancito con una cascata a tre livelli nella legge (art. 30 cpv. 2 LEnE). È un principio ricorrente per il diritto che il premio di mercato spetta a quell'attore che si assume il rischio dei costi di produzione non coperti. Di conseguenza il diritto spetta in prima linea ai gestori stessi, in seconda linea ai proprietari o azionisti, segnatamente in caso di centrali oggetto di un partenariato e in terza linea alle imprese di approvvigionamento elettrico (IAE) che sono tenute ad assumersi il rischio menzionato mediante la stipulazione di contratti per l'acquisizione di energia elettrica (proprietari che hanno diritto al premio di mercato al secondo livello possono naturalmente anche essere un'IAE). Nelle costellazioni delle IAE si tratta tuttavia di vanificare determinati casi. Gli attori in questione non devono modificare a breve termine le circostanze grazie a nuovi contratti al fine di poter beneficiare del premio di mercato; siffatti costrutti non corrispondono allo scopo e al senso del premio di mercato (Boll. Uff. 2016 CN 1248 Müller-Altermatt).

Il Consiglio federale spiega pertanto nel capoverso 2 che per determinati contratti a breve termine, ossia per contratti stipulati soltanto di recente, il requisito dell'assunzione o spostamento del rischio come contemplato nella LEnE non è dato. In siffatti casi, pertanto, per l'IAE non sussiste alcun diritto al premio in questione; l'IAE in questione non deve obbligatoriamente costituire un'IAE avente diritto al premio di mercato al terzo livello, bensì può trattarsi anche di un'impresa proprietaria, corrispondente al secondo livello nella cascata dei beneficiari. Se dovesse presentarsi il caso secondo cui anche per i proprietari che non costituiscono un'IAE l'assunzione dei costi di produzione non coperti si fonda su tali contratti, anche per costoro decade il premio di mercato (cpv. 3); la definizione di "contratto" non va intesa in senso stretto; sono per esempio contemplati piuttosto accordi che poggiano su un rapporto aziendale o di partecipazione. Le limitazioni contemplate nei capoversi 2 e 3 non escludono a priori il premio di mercato per la produzione di una centrale elettrica. Nel caso di un gestore o proprietario, ossia a un livello superiore, i requisiti per il premio possono sussistere senza limitazioni.

Nel capoverso 2 si intendono i contratti per l'acquisizione di energia elettrica e non altri contratti in relazione agli impianti idroelettrici di grandi dimensioni. Se dopo il 1° gennaio 2016 vengono vendute le centrali elettriche stesse, per citare un esempio, non si applica il capoverso 2. Per tali centrali elettriche è senz'altro possibile beneficiare del premio di mercato, a condizione che siano soddisfatti tutti i



requisiti previsti dalla legge. Pertanto è anche possibile che una centrale elettrica o una partecipazione a quest'ultima siano vendute all'estero, tanto che il premio di mercato deve essere versato ad aventi diritto all'estero.

Art. 94 Reddito di mercato

Per il reddito di mercato si fa riferimento per tutti gli aventi diritto al premio, in termini fissi, al prezzo di mercato (cpv. 3), indipendentemente dal luogo in cui l'energia elettrica è stata concretamente negoziata o venduta. Per tale energia elettrica vengono utilizzati i prezzi del mercato a scadenza oraria della Swissix, laddove si negozia in euro. La conversione viene effettuata applicando un tasso di cambio euro-franchi determinato dall'UFE che a tale scopo farà riferimento al pertinente tasso di cambio fissato dalla Banca nazionale.

Negli impianti inseriti nel SRIE e naturalmente anche negli impianti che beneficiano di una RIC secondo il diritto anteriore non si fa riferimento ai prezzi negoziati in borsa; tali impianti non possono beneficiare da soli di un premio di mercato, ma come parte di un'unione (art. 93 cpv. 2). A essi si applica pro rata il tasso di remunerazione pertinente (cpv. 4).

Per quanto riguarda la determinazione dei redditi e dei costi computabili il Consiglio federale si avvale di un ampio margine di manovra (cfr. Boll. Uff. 2016 CN 1248, Müller-Altermatt) che utilizza soltanto ai sensi di una soluzione tesa a semplificare in termini generali l'operazione in questione. Per determinare i redditi vengono prese in considerazione soltanto le forniture di elettricità in senso stretto (testo... "sul mercato"...); non sono ovviamente contemplati i ricavi interni nei confronti di un settore dell'impresa "commercio". Non vengono, invece, presi in considerazione per esempio i redditi per le prestazioni di servizio relative al sistema.

Art. 95 Costi di produzione e altri costi

In contropartita alla semplificazione nei ricavi, anche per quanto concerne i costi, numerosi costi effettivi non vengono contemplati; ne fanno parte, per citare un esempio, i costi overhead (prestazioni concernenti l'intera azienda). Le imposte sull'utile sono computabili soltanto nella misura in cui corrispondono agli utili effettivamente generati.

Non sono computabili le imposte nel seguente caso assai frequente: una centrale elettrica, i cui proprietari sono nell'Unterland, è tenuta in virtù di un accordo a versare l'imposta sull'utile nel luogo in cui è ubicata la centrale, anche quando nel luogo in questione non è stato generato alcun utile. Lo scopo consiste peraltro nel fatto che, grazie alle imposte, le autorità comunali in questione possano trarre un beneficio dalla centrale elettrica pertinente (con il termine "in chiave fissa" s'intende il versamento regolare e non un importo fisso, pur trattandosi anche qui di un caso assai frequente).

Per quanto concerne i costi di produzione occorre orientarsi ai costi contemplati dalla Commissione dell'energia elettrica (EiCom) sotto tale titolo nel quadro della LAEI. Per il premio di mercato può tuttavia essere data la necessità o essere legittimo prevedere deroghe precise, dato che il premio di mercato pone l'accento soprattutto sul finanziamento della forza idrica deficitaria venduta sul mercato, mentre la LAEI concerne gli importi verso i clienti finali. In tale contesto l'UFE può prevedere soluzioni concrete emanando direttive; vanno vanificate le ripercussioni sull'OAEI, che presenta un campo di applicazione molto più vasto rispetto al caso in questione. Nel capoverso 3 è previsto un margine di manovra che consente all'UFE di contemplare anche altri costi oltre ai costi di produzione, e quanto è usuale sotto questo titolo; il capoverso 1 secondo cui altri costi non sarebbero presi in considerazione, va inteso nell'ambito di tale riserva. L'UFE può, tuttavia, ammettere tali costi soltanto in casi motivati e particolari; potrebbe essere il caso, per citare un esempio, dell'onere con il quale devono essere acquistati all'asta le capacità per l'utilizzo di una rete di trasmissione transfrontaliera.

I costi di produzione seguono un importo calcolatorio, peraltro per mezzo di un WACC (art. 70 e allegato 3); in tal modo non sono neppure determinanti per esempio i dividendi (essendo coperti in qualità



di interessi sul capitale proprio dal WACC). Nel WACC sono determinati parametri che contemplano deroghe all'OAEI.

Il capoverso 4 si riferisce all'interfaccia con i contributi d'investimento per gli impianti idroelettrici di grandi dimensioni. C'è da aspettarsi che per la durata di validità prevista del premio di mercato (2018 fino a 2022) soltanto pochi impianti potranno beneficiare di una promozione a due livelli. Occorre tuttavia evitare le doppie promozioni. Chi ottiene un contributo d'investimento è pure esonerato durante un periodo di 10 anni dal canone per i diritti d'acqua, il quale, ovviamente, non è neppure computabile per il premio di mercato.

Art. 96 Deduzione per il servizio universale



Il modello del premio di mercato contempla due elementi di finanziamento. Unitamente al premio di mercato va menzionato anche il diritto di vendere l'energia elettrica dapprima a titolo di servizio universale secondo il principio "energia idroelettrica prima nel servizio universale" e questo ai costi di produzione (art. 31 cpv. 3 LEne). L'energia idroelettrica non redditizia, che viene così spostata in modo prioritario nel servizio universale, permette di sgravare proporzionalmente il fondo per il supplemento rete disponibile per il premio di mercato. La deduzione è soltanto ipotetica ossia aritmetica, il che consente alle IAE grande flessibilità nel proprio vantaggio di offerte.

Il diritto di immettere elettricità nell'ambito del servizio universale al costo di produzione (come parte del modello del premio di mercato) costituisce una regolamentazione speciale a durata determi-

nata rispetto a quanto statuito dal Tribunale federale in una recente sentenza relativa alla LAEI (cfr. Boll. Uff. 2016 CN 1248 Müller-Altmett: cfr. tuttavia anche il dibattito parlamentare relativo alla strategia "reti elettriche", nell'ambito della quale la regolamentazione contemplata nella LAEI, in merito alla quale si è pronunciato il Tribunale federale, subirà eventualmente un adeguamento). Il diritto pertinente non è autonomo, ma costituisce un diritto che risulta a livello accessorio dal premio di mercato. Neppure l'articolo 31 capoverso 3 LEne, che accorda a chi non ottiene il premio di mercato il diritto di vendere l'elettricità prodotta dagli impianti idroelettrici di grandi dimensioni a titolo di servizio universale, ha un influsso sul carattere accessorio, poiché tale diritto sussiste soltanto quando non si ottiene alcun premio di mercato a causa della deduzione per il servizio universale. Tale passo normativo si riferisce quindi a casi in cui il principio "energia idroelettrica prima nel servizio universale" è realizzato, con la conseguenza che non rimane alcuna energia elettrica prodotta da grandi impianti idroelettrici a cui destinare il premio di mercato.

Cpv. 1: la deduzione per il servizio universale si determina sulla scorta del potenziale del servizio universale, vale a dire di tutta la quantità di energia elettrica, indipendentemente dalla sua provenienza, che viene venduta a titolo di servizio universale. Alla luce delle forme d'organizzazione così diversificate delle imprese aventi diritto al premio di mercato, l'articolo 96 definisce di quale potenziale del servizio universale si tratta.

Il capoverso 2 applica quanto la legge prevede come correttivo a favore dell'energia elettrica proveniente da altre energie rinnovabili nel servizio universale (art. 31 cpv. 2 LEne). Il calcolo viene effettuato come segue: il volume di elettricità proveniente da centrali idroelettriche di grandi dimensioni avente in sé diritto al premio di mercato (120 GWh) si riduce, nell'ambito della deduzione per il servizio universale, del volume di elettricità totale che l'avente diritto vende a titolo di servizio universale (75 GWh). Dato che l'avente diritto dispone ancora di ulteriore elettricità proveniente da energie rinnovabili



nell'ambito del proprio servizio universale (quantità di energia rinnovabile = 10 GWh), viene effettuata una deduzione rettificata (75-10 = 65 GWh). In tal modo sussiste il diritto al premio di mercato per 55 GWh (120-65 = 55 GWh). Senza il correttivo, il premio di mercato verrebbe accordato soltanto per 45 GWh (120-75 GWh).

Di fatto, senza tale correttivo sarebbe costretto a rinunciare al premio di mercato (almeno parzialmente) chi vende energia elettrica di tale natura a titolo di servizio universale. Grazie al correttivo ("quantità di energia rinnovabile") la parte che può beneficiare del premio di mercato viene aumentata. Affinché, contrariamente allo scopo, non risulti un ingrandimento qualsiasi o creato in chiave artificiale, occorrono dei limiti ai sensi di una prevenzione degli abusi: in primo luogo s'intende evitare una doppia promozione (lett. a), vale a dire che chi si avvale di ener-

gia elettrica RIC nel servizio universale, non può computarla nel correttivo (l'ordinanza si riferisce al SRIE, ma ovviamente la normativa è applicabile anche alla RIC secondo il diritto anteriore e ad altre promozioni, per esempio anche alle RIC cantonali). Lo stesso dicasi per l'elettricità prodotta da energie rinnovabili sostenuta finanziariamente dall'estero, ossia, per citare un esempio, energia elettrica derivante dalla forza eolica tedesca, che beneficia dell'EEG tedesco, il che non vuol dire che l'energia elettrica proveniente dall'estero sia in tale contesto a priori esclusa da una computazione; essa lo è quando viene promossa. In secondo luogo sarebbe un atto di abuso (lett. b) se il volume di rettificazione potesse essere rimpolpato grazie all'acquisto a breve termine di garanzie di origine (GO), senza che alla base vi sia energia elettrica di propria produzione o derivante da un'acquisizione diretta. Pertanto, in linea di principio, per il correttivo viene ammessa soltanto l'elettricità generata a partire da energie rinnovabili prodotta dai propri impianti. Tale eccezione è fortemente relativizzata da una controeccezione: è ammessa l'elettricità derivante da contratti pluriennali e preesistenti, poiché in tale contesto non sussiste un'ottimizzazione a breve termine che deve essere vanificata.

Cpv. 3: occorre supporre che gli aventi diritto al premio di mercato che si avvalgono di numerosi impianti aventi diritto sfrutteranno il margine di manovra per ottimizzare i propri introiti. Essi potranno destinare l'energia elettrica derivante dagli impianti più costosi al servizio universale, poiché qui (a differenza del premio di mercato) non si effettua una riduzione. Si tratta, in tale contesto, di emanare a livello globale una normativa possibilmente equa.

La tabella illustra il caso di un avente diritto al premio di mercato con 4 impianti: in alto è illustrato il calcolo con la quota (cpv. 3, seconda parte) come deve essere applicata, fatto salvo il capoverso 4, in basso la media ponderata sulla quantità non consentita (cpv. 3 prima parte). La quota di 45,83% corrisponde, sulla scorta del grafico a colonne di cui sopra, al rapporto (55'000 GWh/120'000 GWh) tra la quantità di energia avente diritto al premio (lett. a) e l'intera quantità di energia derivante dalle centrali idroelettriche di grandi dimensioni con copertura insufficiente (lett. b).

Impianto	Costi di produzione (CP)			Reddito di mercato (RM)		RM-CP		Premio di mercato max. 10 Fr/MWh per impianto			
	MWh/a	Fr/MWh	Fr	Fr/MWh	Fr	Fr/MWh	Fr	Quote	MWh	Fr/MWh	Fr
1	40'000	36.95	1'477'980	33.68	1'347'071	-3.27	-130'909	45.83%	18'333	3.27	60'000
2	15'000	43.51	652'695	37.69	565'422	-5.82	-87'273	45.83%	6'875	5.82	40'000
3	30'000	46.32	1'389'455	39.80	1'194'000	6.52	-195'455	45.83%	13'750	6.52	89'583
4	35'000	62.50	2'187'500	36.80	1'288'000	-25.70	-899'500	45.83%	16'042	10.00	160'417
	120'000								55'000		350'000
Media ponderata sul volume	120'000	47.56	5'707'629	36.62	4'394'493	-10.94	-1'313'136	45.83%	55'000	10.00	550'000



Per il caso citato nell'esempio occorre supporre che, per motivi di ottimizzazione, l'avente diritto venda a titolo di servizio universale l'energia elettrica derivante dalle due centrali idroelettriche più costose (nr. 3 e 4). I costi di produzione in questione sono pertanto coperti (dato che non vi è alcuna riduzione). Con il metodo della media l'avente diritto otterrebbe un premio di mercato pari a 550'000 franchi, nonostante per la copertura dei costi di produzione per gli impianti n. 1 e 2 (soltanto i loro costi di produzione non sono ancora coperti) sarebbero necessari soltanto 218'182 franchi ($130'909+87'273$), egli otterrebbe dunque 331'818 in eccesso. Il metodo basato sulla media porterebbe regolarmente a un premio di mercato eccessivamente elevato ed è pertanto dichiarato inammissibile.

Il calcolo con una quota come la prevede il capoverso 3 si avvicina maggiormente al modo di procedere probabilmente scelto dagli aventi diritto e conduce a soluzioni più corrette evitando una remunerazione eccessiva. Tuttavia anche con tale metodo con quote, come illustra l'esempio, possono risultare premi di mercato eccessivamente elevati. Nel caso presente il premio di mercato ammonterebbe a 550'000 franchi, nonostante gli impianti (nr. 1 e 2), i cui costi non sono ancora coperti, necessiterebbero per la copertura dei costi soltanto di 218'182 franchi (cfr. sopra); verrebbero così comunque ancora remunerati 131'818 di troppo. In una tale costellazione si applica il capoverso 4 che mira a impedire che, nel complesso, grazie al servizio universale (a copertura dei costi) e al premio di mercato siano riscosse più remunerazioni di quanto sia necessario per coprire i costi di produzione di tutti gli impianti nell'insieme. In tale contesto il diritto al premio di mercato si riduce peraltro proporzionalmente (tale passaggio non va confuso con la riduzione, che si applica ai sensi dell'articolo 98 quando le risorse non sono sufficienti per soddisfare interamente tutti gli aventi diritto). Quindi, normalmente, si applica il metodo con quote previsto dal capoverso 3 e in via eccezionale il capoverso 4 ai sensi di un correttivo.

Art. 97 Considerazione in chiave imprenditoriale nei casi con servizio universale

In relazione al servizio universale occorrono alcune precisazioni a causa delle complesse forme d'organizzazione delle imprese coinvolte e della loro suddivisione in vari settori.

Il capoverso 1 concerne il potenziale del servizio universale ai sensi dell'articolo 96 e la questione volta a sapere quale potenziale sia determinante. Ai sensi della LEnE s'intende il servizio universale degli aventi diritto stessi ("...che essi immettono nel servizio universale"). Partendo da tale supposizione, l'ordinanza statuisce che per il premio di mercato è irrilevante se per i differenti settori di una normale impresa di approvvigionamento elettrico siano state create in seno all'azienda o al gruppo unità giuridiche autonome. Se un gruppo si avvale per esempio di più filiali e tra queste la filiale A (come portatrice del rischio dei costi di produzione non coperti) ha diritto di beneficiare del premio di mercato e la filiale B (in qualità di gestore della rete ai sensi dell'art. 6 OAEI) si occupa del servizio universale, la filiale A è tenuta a farsi computare il potenziale del servizio universale della filiale B. Dal capoverso 1 si evince e contrario anche che in altri casi non viene effettuata alcuna computazione: una holding che in qualità di produttrice o proprietaria ha diritto a un premio di mercato non è tenuta a farsi computare il servizio universale di una filiale che non è legata a lei da un rapporto aziendale, orientato ai settori usuali delle IAE, bensì da un rapporto sul piano della partecipazione.

Il capoverso 2 riprende il diritto legale di vendere nell'ambito del servizio universale l'energia elettrica proveniente dalle grandi centrali ai prezzi di produzione e definisce con precisione per le differenti unità aziendali chi vi è autorizzato e chi no. Se si considerano nuovamente gli esempi citati sopra, emerge che la filiale A ha diritto al premio di mercato, ma che un'altra unità o un'altra persona giuridica, vale a dire la filiale B, che immette elettricità nell'ambito del servizio universale, può beneficiare della deduzione privilegiata del servizio universale. Tale calcolo non è solo legittimo a causa dello stretto legame aziendale proprio dei settori delle IAE tradizionali, bensì anche evidente e peraltro la conseguenza logica dalla regolamentazione contemplata nel capoverso 1. Chi non ha un tale legame aziendale, non deve poter beneficiare di tale diritto, il che si tradurrebbe altrimenti in un'estensione illegittima e contraria al volere del legislatore del privilegio descritto.



Art. 98 Domanda

Cpv. 1: la procedura presso l'UFE si articola come procedura ex post. S'intende applicare il premio di mercato per la prima volta già nel 2018, sulla base di cifre del 2017, il che si evince dall'articolo 110. Gli aventi diritto sono tenuti a rispettare la data di riferimento, indipendentemente se essi effettuano il conteggio per una data centrale secondo l'anno civile o l'anno idraulico.

Il giorno di riferimento ha il carattere di una data di perenzione (con il medesimo effetto di un termine di perenzione).

L'UFE, pertanto, non prende in considerazione le domande inoltrate in ritardo, pronunciando una decisione di non entrata in materia.

Ovviamente è fatta salva la restituzione per inosservanza (art. 24 della legge federale sulla procedura amministrativa, PA).

Il capoverso 2 elenca i differenti elementi per poter determinare se qualcuno ha diritto ai premi di mercato e a quanto ammonta il diritto al premio. Per rendiconto annuale s'intende come conseguenza dell'importo ex-post il rendiconto dell'anno precedente, ossia un rendiconto testato. Oltre agli elementi menzionati nell'articolo 96 occorre inoltrare anche la conferma prevista già dall'articolo 30 capoverso 2 LEnE (assunzione del rischio). L'UFE allestirà un formulario contenente tutti gli elementi da indicare e inoltrare assieme alla domanda. Questo aiuta il richiedente e consente una normalizzazione.

Il formulario può anche creare differenti categorie e chiedere determinati dati in modo mirato soltanto per una categoria. L'ampio criterio del "diritto" (la cui prova è in sé scontata) consente per esempio, di pretendere elementi particolari relativi al diritto al premio, per esempio l'assenza di contratti a partire dal 1° gennaio 2016 (art. 93 cpv. 2) o il non aumento della quantità di energia rinnovabile con GO.

Cpv. 3: occorrono indicazioni specifiche, qualora entrasse in gioco anche il secondo elemento di sostegno, l'immissione nel servizio universale. Gli aventi diritto al premio di mercato, che immettono nel servizio universale, sono tenuti a fornire ulteriori informazioni; oltre agli aventi diritto al premio di mercato stessi, anche altri attori hanno un obbligo di partecipazione (qui si tratta in particolare delle altre unità aziendali delle IAE ai sensi dell'articolo 96). Per "vendita effettiva a titolo di servizio universale" (lett. d) s'intende la vendita d'impianti che entrano in considerazione per il premio di mercato e non la vendita di tutti gli impianti, ossia degli impianti idroelettrici o a biomassa che con il premio di mercato non hanno nulla a che vedere.

La suddivisione ai sensi del capoverso 3 è importante nell'esecuzione dell'UFE ai fini della rintracciabilità della provenienza di tutta l'elettricità immessa nel premio di mercato. È compito del cos. gestore dell'azienda, che può ma non deve necessariamente corrispondere al gestore dell'impianto; la responsabilità spetta infine sempre a quest'ultimo. Sono tenuti a inoltrare tale suddivisione gli aventi diritto al premio di mercato. Per tutte le altre indicazioni che potrebbero divenire necessarie è parimenti responsabile l'avente diritto (in un intento di semplificazione, egli è tenuto a raccogliere qualsiasi informazione e a inoltrarla all'UFE), pur essendo le altre parti coinvolte tenute a sostenerlo. Se l'inoltro delle informazioni raccolte non dà i suoi frutti, perché le altre parti coinvolte non collaborano, l'UFE può richiedere a titolo sussidiario le informazioni necessarie anche direttamente alle parti coinvolte (tale "potere" è soltanto una possibilità e non costituisce un obbligo da parte dell'UFE).

Art. 99 Procedura all'UFE

La procedura in seno all'UFE deve articolarsi nel modo più semplice possibile e fondarsi su dati e documenti esistenti. L'UFE può coinvolgere terzi per l'esecuzione (art. 67 cpv. 1 lett. a LEnE), anche se le singole fasi della procedura e in particolare le decisioni permangono nell'ambito della sua sfera di competenza. Nell'esecuzione esso sarà chiamato a riunire due esigenze: da un lato deve prendere rapidamente le decisioni affinché gli aventi diritto ottengano tempestivamente, possibilmente ancora



nell'anno della domanda, il premio di mercato e dall'altro le risorse, nella misura in cui le domande siano motivate, devono poter essere impiegate fino a esaurimento. L'UFE tratterà le domande chiaramente infondate con particolare celerità mediante una decisione negativa, il che si traduce di norma in un rigetto. Nel caso ideale, l'UFE decide contemporaneamente in merito alle altre domande, dato che l'ammontare del premio di mercato nel caso A dipende, a causa della limitazione delle risorse, dall'ammontare del premio in questione nei casi rimanenti; ciò può tradursi in riduzioni (cpv. 2). Decidere contemporaneamente su tutti i casi pertinenti è tuttavia poco realistico, dato che in taluni casi una decisione definitiva viene presa meno rapidamente che in altri e attendere fino a quando tutti i casi sono maturi non è appropriato. Un possibile procedimento giudiziario renderebbe la procedura ancora più complicata e interminabile. Anche se è poco probabile che l'UFE possa decidere contemporaneamente in merito a tutte le domande, il suo obiettivo dovrebbe comunque essere quello di indicare agli aventi diritto al premio di mercato nella decisione in questione in modo possibilmente affidabile, ossia considerando al massimo gli altri casi, l'ammontare del loro premio. Poiché l'importo non è definitivo, occorre apportare una riserva per una correzione successiva, la cui base legale è costituita esplicitamente dal capoverso 1. Sono già possibili anche versamenti immediati (cfr. al riguardo cpv. 3).

Cpv. 2: al premio di mercato vengono attribuiti ogni anno 0,2 cent./kWh del supplemento rete (cpv. 5). In tale modo ogni anno sono a disposizione 100 fino a 120 milioni di franchi. I trasferimenti di fondi sugli anni successivi sono possibili. Questo significa: i premi di mercato che per esempio nel 2018 non sono interamente utilizzati possono essere impiegati nel 2019 per il premio di mercato a complemento dei fondi ordinari previsti per il 2019.

Se il premio deve essere ridotto, ciò avviene come segue: in sé sussisterebbero, per citare un esempio, pretese per 200 milioni di franchi di premi, in realtà vi sono però a disposizione soltanto 100 milioni. L'avente diritto al premio di mercato A avrebbe diritto a un premio di mercato pari a 12 milioni di franchi e l'avente diritto B a un premio equivalente a 8 milioni di franchi. Con la riduzione l'avente diritto A ha diritto a un premio di 6 milioni di franchi e l'avente diritto B a un premio di 4 milioni. La correzione successiva del premio di mercato, il che nella maggior parte dei casi si traduce in una riduzione, deve essere effettuata mediante una decisione. Tuttavia, di norma, non ci dovrebbero essere ulteriori decisioni (per caso/anno).

Cpv. 3: dato che inizialmente il premio di mercato non è ancora determinato in modo definitivo, ma sussiste comunque l'esigenza di un versamento, l'UFE deve operare con ritenute di capitale, il che significa che il premio di mercato non viene versato interamente, bensì a rate. Un conteggio e un versamento definitivi possono essere operati, soltanto quando sussistono il calcolo completo e il quadro complessivo di tutti i premi di mercato per l'anno pertinente.

Cpv. 4: per l'immissione dell'elettricità proveniente da centrali idroelettriche nell'ambito del servizio universale e per il controllo teso a determinare se il tutto si svolge in modo regolare non è competente l'UFE. Il servizio universale rientra nella sfera di competenza dell'EiCom (ai sensi della LAEI). Fintantoché sussistono interfacce tra i due elementi a) premio di mercato e b) servizio universale l'UFE e l'EiCom operano assieme. L'obiettivo principale del controllo consiste nel fatto che la "medesima" elettricità non venga immessa in entrambi i contenitori, da un lato nel servizio universale ai costi di produzione e dall'altro nel premio di mercato.

Art. 100 Restituzioni

Nei casi già conclusi in cui è stata emanata una decisione cresciuta in giudicato e i versamenti sono stati effettuati, deve essere possibile svolgere anche successivamente le verifiche in questione. Siffatte verifiche possono comportare delle restituzioni. Se al destinatario è imputabile un comportamento



doloso, non occorre soltanto chiedere la restituzione del premio versato in eccesso, bensì anche un interesse equivalente al 5% come previsto dall'articolo 30 capoverso 3 della legge sui sussidi.

Capitolo 8: Valutazione, pubblicazione, informazioni, trasmissione di dati alla Direzione generale delle dogane, controlli e provvedimenti

Art. 101 Valutazione

L'UFE effettua, come sinora, una valutazione relativa a tutti i progetti e gli impianti per i quali è stata chiesta una promozione.

Nel caso degli impianti idroelettrici di grandi dimensioni, l'UFE può utilizzare i dati ottenuti ai fini di un ulteriore sviluppo del finanziamento o dell'ordinamento del mercato (cfr. art. 30 cpv. 5 LEne).

Art. 102 Pubblicazione

Come fatto sinora, l'UFE pubblica per motivi di trasparenza differenti dati concernenti gli impianti per i quali viene erogata una promozione o una remunerazione oppure, secondo il diritto nuovo, un premio di mercato. La pubblicazione concernente il premio di mercato si definisce unicamente sulla scorta del capoverso 3. Le indicazioni secondo i capoversi 1 e 2 non vanno pubblicate, dato che non sono pertinenti al premio di mercato.

Art. 103 Informazioni

Anche la comunicazione delle informazioni avviene nell'ottica del diritto anteriore. I richiedenti, i Cantoni e i Comuni hanno, ciascuno in modo diverso sulla base dei propri interessi, diritto all'informazione concernente i progetti o gli impianti di loro interesse.

Art. 104 Trasmissione di dati alla Direzione generale delle dogane

L'articolo 104 corrisponde sul piano dei contenuti al diritto attuale e garantisce il flusso d'informazioni dall'UFE alla Direzione generale delle dogane, affinché quest'ultima sia dotata d'informazioni concernenti gli impianti che producono l'elettricità a partire dalla biomassa e i loro gestori, necessarie per l'esecuzione dell'ordinanza del 20 novembre 1996 sull'imposizione degli oli minerali (RS 641.611).

Art. 105 Controlli e provvedimenti a posteriori

Le competenze conferite dall'articolo 103 all'UFE e all'Organo d'esecuzione di effettuare controlli e adottare misure corrispondono parimenti al diritto anteriore. Le norme previste nell'attuale articolo 22a OEn concernenti gli impianti, i veicoli e gli apparecchi saranno sancite nella nuova ordinanza relativa ai requisiti posti alla commercializzazione e alla vendita di impianti, veicoli e apparecchi prodotti in serie.

Capitolo 9: Disposizioni finali

Art. 106 Disposizione transitoria relativa alla fine della durata della remunerazione secondo il diritto anteriore

A differenza di quanto prevede oggi l'articolo 26 capoverso 5, nel diritto anteriore la remunerazione veniva erogata entro la fine di dicembre dell'anno in cui scadeva la durata della remunerazione. I gestori degli impianti che sono entrati a far parte del sistema di remunerazione per l'immissione in rete ancora sulla base del diritto anteriore, mantengono tale diritto.



Art. 107 Disposizione transitoria relativa allo smantellamento della lista d'attesa per le altre tecnologie di produzione

Questa disposizione transitoria è stata ripresa dal diritto anteriore.

Art. 108 Disposizioni transitorie relative agli impianti fotovoltaici

Sinora la RU poteva essere richiesta soltanto per gli impianti con una potenza massima di 30 kW. Chi, prima dell'entrata in vigore della presente ordinanza, ha già richiesto o ottenuto una RU secondo il diritto anteriore, e ha, altresì prima dell'entrata in vigore, ampliato l'impianto fino a una potenza di almeno 30 kW, neppure in futuro otterrà per tale potenza supplementare una RU. La presente disposizione transitoria mira a neutralizzare gli effetti di trascinamento.

Con il capoverso 2 anche per gli impianti che sono stati notificati ai fini dell'ottenimento di una RU già secondo il diritto anteriore viene applicato l'ordine di presa in considerazione del nuovo diritto (se viene scelta la variante A). Anche questi impianti non devono più essere presi in considerazione secondo la "data di notifica", bensì sulla scorta della data di inoltro della notifica della messa in esercizio. Tale regola corrisponde all'articolo 72 capoverso 3 LEn in virtù del quale per gli impianti inseriti nella lista d'attesa viene applicato il diritto nuovo. Se la scelta cade sulla variante B non occorrono disposizioni transitorie (come finora).

Per gli impianti di grandi dimensioni, per i quali la remunerazione per l'immissione di elettricità o la RU è stata richiesta soltanto a seguito dell'entrata in vigore della presente ordinanza, il diritto di opzione per l'una o l'altra remunerazione va esercitato già con l'inoltro della domanda. I gestori degli impianti di grandi dimensioni che al momento dell'entrata in vigore della presente ordinanza sono già iscritti nella lista d'attesa, al momento della notifica non hanno ancora alcun diritto di opzione, motivo per cui essi non hanno ancora avuto la possibilità di esercitare tale diritto. Pertanto ai gestori di tali impianti viene accordato un termine fino al 30 giugno 2018, entro il quale possono esercitare il loro diritto di opzione. Se non lo esercitano o non lo esercitano entro il termine previsto, la loro notifica è considerata una domanda tesa a ottenere una RU (cpv. 3).

Gli impianti secondo il capoverso 4 sono considerati ai sensi della presente ordinanza impianti di piccole dimensioni che ottengono soltanto una RU fino a una potenza massima pari a 99,9 kW. Anziché trattare tali impianti automaticamente come impianti di piccole dimensioni secondo il diritto nuovo, con tale disposizione transitoria i progettisti ottengono l'opportunità di correggere i loro dati relativi alla potenza del loro impianto indicati nella notifica, che può risalire ad alcuni anni prima. In tale modo essi hanno da un lato la possibilità di assicurarsi il loro diritto di opzione a favore del SRIE o della RU, e dall'altro di evitare di ottenere soltanto un contributo legato alla potenza per la potenza massima pari a 99,9 kW. Se non fanno alcun uso di tale opportunità, i loro impianti saranno trattati come impianti di piccole dimensioni conformemente alla loro domanda e otterranno in seguito all'inoltro della notifica della messa in esercizio un contributo legato alla potenza per una potenza massima di 99,9 kW.

L'unica possibilità di poter ancora prendere successivamente parte al SRIE o di ottenere il contributo legato alla potenza per l'intera potenza, è inoltrare una nuova domanda volta a ottenere l'uno o l'altro strumento finanziario, tenuto conto però che una tale domanda non godrà di alcun trattamento privilegiato.

Art. 109 Disposizioni transitorie relative alla commercializzazione diretta

Per i nuovi impianti di media grandezza con una potenza tra i 30 kW e i 500 kW è previsto un termine di transizione di due anni. Durante tale periodo essi possono immettere l'elettricità al prezzo di mercato di riferimento e non sono tenuti a commercializzare direttamente essi stessi l'elettricità. Il termine di due anni consente ai prestatori di servizi energetici e ai commercializzatori diretti di avere tempo sufficiente per poter sviluppare sul mercato i prodotti e le offerte pertinenti. Dai gestori degli impianti di grandi dimensioni con una potenza uguale o superiore ai 500 kW è possibile pretendere che essi



stessi vendano la propria elettricità già un anno dopo l'entrata in vigore, tenuto conto della dimensione degli impianti e del volume di produzione.

Ai sensi del capoverso 2 l'obbligo della commercializzazione diretta negli impianti con una potenza uguale o superiore ai 500 kW vale anche per i gestori che ottengono una remunerazione in virtù del diritto anteriore (RIC). Anche da loro può essere preteso che, in virtù della dimensione del loro impianto, dopo il termine di transizione di un anno essi stessi vendano la propria energia sul mercato (art. 72 cpv. 5 LEne).

Art. 110 Disposizione transitoria relativa al premio di mercato nel caso di impianti idroelettrici di grandi dimensioni

L'introduzione del modello del premio di mercato avviene per le due componenti (premio di mercato e immissione a titolo di servizio universale) in modo scaglionato nel senso che il premio di mercato verrà versato già per l'anno 2017 (cpv. 1). Per gli impianti per i quali il conteggio viene effettuato secondo l'anno idraulico, per le domande inoltrate nell'anno 2018 saranno determinanti le cifre da ottobre 2016 a settembre 2017.

Cpv. 2: sul piano legale il premio di mercato è limitato a un periodo di 5 anni (art. 38 cpv. 2 LEne). Secondo l'idea del legislatore il termine vale per l'intero modello di finanziamento del premio di mercato, ossia per il premio di mercato e per il diritto di immettere l'elettricità a titolo di servizio universale. Ai sensi dell'articolo 31 capoverso 3 LEne il diritto di immettere l'elettricità nell'ambito del servizio universale spetta soltanto agli "aventi diritto al premio di mercato". Una volta terminato il premio di mercato (dopo cinque anni), non vi saranno neanche più aventi diritto al premio di mercato cosicché anche il diritto di immettere elettricità a titolo di servizio universale perde la sua ragione d'essere. L'ordinanza mette in chiaro tale aspetto (cpv. 2) e disciplina l'esatta periodicità in tale questione ossia il versamento scaglionato del premio di mercato.

7. Commento agli allegati

Allegati 1.1 – 1.5 In generale

Per tutte gli allegati si può affermare che sul piano dei contenuti essi corrispondono in ampia misura al diritto anteriore.

Le deroghe al diritto anteriore consistono, per tutte le tecnologie, in particolare nell'ammontare della remunerazione e nella riduzione della durata di remunerazione (eccezione biomassa). Oltre a effettuare piccoli adeguamenti redazionali e strutturali si è provveduto a illustrare con più chiarezza rispetto a prima la procedura per la presentazione delle domande sulla scorta delle pertinenti disposizioni dell'ordinanza (art. 21 ss).

Nella revisione 17a dell'attuale ordinanza sull'energia, è stata introdotta per tutte le tecnologie, fatto salvo il fotovoltaico, la possibilità di avanzare sulla lista d'attesa sulla scorta di una notifica dello stato di avanzamento del progetto. Al riguardo era anche necessario inserire una disposizione transitoria. A causa dei lunghi periodi che intercorrono tra la notifica, la notifica dello stato di avanzamento del progetto e la messa in esercizio, tale disposizione transitoria è rilevante anche nel caso presente (cfr. per esempio allegato 1.3 numero 8 nell'avamprogetto e numero 6.2 nel presente disegno).

Di seguito saranno trattate soltanto le deroghe al diritto anteriore sul piano tecnologico.

Allegato 1.1 Impianti idroelettrici nel sistema di remunerazione per l'immissione in rete di elettricità

A causa del nuovo limite inferiore per gli impianti idroelettrici di piccole dimensioni e della pertinente eccezione (art. 19 cpv. 4 lett. a LEne) per le classi di potenza è stata introdotta al numero 2.2 una nuova regolamentazione.



La disposizione transitoria di cui al numero 5.1 prevede che per gli impianti che già prima del 1° gennaio 2018 hanno ottenuto una decisione positiva ai sensi del diritto anteriore e hanno inoltrato una notifica dello stato di avanzamento del progetto sulla scorta del diritto anteriore, per la durata di remunerazione e per il tasso di remunerazione si applica il diritto in vigore al momento dello stato di avanzamento del progetto. In tal modo i gestori che da un lato hanno già confidato in una decisione positiva e dall'altro, contando su tale previsione, hanno effettuato investimenti di considerevole entità, sono tutelati in tale investimento.

Allegato 1.2 Impianti fotovoltaici nel sistema di remunerazione per l'immissione in rete di elettricità

Rispetto a quanto previsto nel diritto anteriore, nel caso degli impianti fotovoltaici inseriti nel SRIE la distinzione in tre categorie - isolati, annessi, integrati - viene abrogata e d'ora in avanti vi saranno soltanto tre classi di potenza (numero 2.2). Questo risulta dai nuovi limiti per l'entrata nel sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità e dalla necessità di semplificare il sistema di promozione. Dato che a differenza delle altre tecnologie sulla lista sono iscritti ancora numerosi "vecchi" impianti fotovoltaici, vale a dire con una messa in esercizio risalente al periodo prima del 1° gennaio 2013, che sottostanno alla disposizione transitoria dell'articolo 72 capoverso 4 della legge sull'energia e che pertanto hanno ancora diritto a partecipare al SRIE, al numero 5 saranno definiti i pertinenti tassi di remunerazione e le altre modalità.

Allegato 1.3 Impianti a energia eolica nel sistema di remunerazione per l'immissione in rete di elettricità

Anche nell'allegato 1.3 gli impianti che sono stati messi in esercizio dopo il 1° gennaio 2018, ma che hanno ottenuto già in precedenza una decisione positiva e che hanno inoltrato una notifica dello stato di avanzamento del progetto, sono tutelati dalla riduzione della durata di remunerazione (numero 6) per le medesime ragioni citate nell'allegato 1.1.

Allegato 1.4 Impianti geotermici nel sistema di remunerazione per l'immissione in rete di elettricità

Oltre agli impianti idrotermali previsti già sinora, nel caso degli impianti geotermici sussiste la categoria degli impianti petrotermali, che si distingue per il fatto che in siffatti impianti il sottosuolo per l'acquisizione di calore e acqua calda deve essere stimolato oltre che con la perforazione anche sul piano idraulico (cfr. al riguardo numero 2.1.5 relativo alle particolarità geotermia). I tassi di remunerazione sono definiti sulla scorta degli impianti di riferimento, in cui sono stati calcolati in chiave economica una serie di differenti misure di stimolazione, la differenza dei costi di produzione tecnici rispetto a un impianto idrotermale ammontava a cent. 2,4 fino a cent. 13,4 per KWh con un valore medio pari a cent. 7,5 per KWh.

Inoltre anche in questo caso gli impianti che sono stati messi in esercizio dopo il 1° gennaio 2018, ma che già in precedenza hanno ottenuto una decisione positiva sulla scorta del diritto anteriore e che hanno inoltrato una notifica sullo stato di avanzamento del progetto sono tutelati dalla riduzione della durata di remunerazione (numero 7, cfr. le spiegazioni relative all' allegato 1.1).

Allegato 1.5 Impianti a biomassa nel sistema di remunerazione per l'immissione in rete di elettricità

Nell'ottica dell'articolo 10 capoverso 4 lettere c-e, negli impianti a biomassa, soltanto gli impianti che nell'attuale allegato 1.5 sono denominati "altri impianti a biomassa" possono partecipare al SRIE (cfr. al riguardo numero 2.2.3 relativo ai contributi d'investimento per gli impianti a biomassa).

Al numero 2.3 sono inseriti requisiti minimi che sinora erano regolamentati in una direttiva dell'UFE e che corrispondono ai requisiti per la sostenibilità ai sensi dell'articolo 12b della legge federale del 21 giugno 1996 sull'imposizione degli oli minerali (RS 641.61).



Il bonus per l'utilizzo esterno del calore (bonus di cogenerazione) previsto nel precedente allegato 1.5 non sarà più contemplato dalla nuova legge, dato che con le nuove basi legali s'intende ancora porre maggiormente l'accento sulla produzione di elettricità.

A differenza delle altre tecnologie, la durata di remunerazione negli impianti a biomassa (numero 6) non subirà alcuna riduzione.

Allegato 2.1 Rimunerazione unica per gli impianti fotovoltaici

In linea di principio le tabelle relative agli importi vengono riprese dal diritto anteriore. Tuttavia, dato che sinora soltanto gli impianti con una potenza inferiore a 30 kW potevano richiedere la RU, le tabelle vengono integrate con gli importi per le classi di potenza superiore ai 30 kW. Più grande è l'impianto minori saranno i costi d'investimento in rapporto alla potenza installata. Pertanto l'importo del contributo legato alla potenza per le classi di potenza superiori ai 30 kW viene fissato a un livello inferiore. Il contributo legato alla potenza viene calcolato pro rata (numero 2.5), vale a dire che per i primi 29,9 kW il gestore ottiene il contributo legato alla potenza superiore, per quelli al di sopra quello inferiore. Se un impianto è dotato addirittura di una potenza superiore ai 100 kW, il gestore ottiene per la potenza da 30 fino a 99,9 kW il contributo legato alla potenza per gli impianti <100 kW e per la potenza al di sopra il contributo legato alla potenza per le classi di potenza ≥ 100 kW.

Gli impianti nuovi, ossia gli impianti che sono stati messi in esercizio dopo il 1° gennaio 2013, con una potenza ≥ 100 kW ottengono sempre soltanto l'importo per gli altri impianti, anche se appartengono alla categoria degli impianti integrati. Tale norma viene emessa in conformità con la regolamentazione negli impianti fotovoltaici inseriti nel SRIE.

L'indicazione della categoria dei produttori (persona fisica, persona giuridica, pubblica amministrazione) è destinata alla valutazione del tipo di investitori e delle ripercussioni delle misure adottate e delle risorse impiegate sulle differenti categorie di produttori.

Allegato 2.2 Contributi d'investimento per gli impianti idroelettrici

La definizione degli impianti idroelettrici (numero 1) inseriti nel SRIE è identica a quella degli impianti che possono richiedere un contributo d'investimento. Per i contributi d'investimento è determinante in particolare la delimitazione nelle cascate delle centrali. Tale delimitazione serve alla differenziazione tesa a determinare se si tratta di un impianto idroelettrico di piccole o grandi dimensioni, è determinante per valutare la misura considerevole di un ampliamento e per la definizione della produzione netta e serve infine a calcolare i maggiori costi non ammortizzabili.

Con la domanda va peraltro inoltrato un elenco di tutti i costi d'investimento. Questi devono già essere suddivisi dal richiedente in costi computabili e non computabili. Inoltre il richiedente è tenuto a inoltrare un conteggio dei maggiori costi non ammortizzabili (numero 2).

La tabella sul periodo di utilizzazione (numero 3) è destinata alla determinazione del periodo di utilizzazione restante e dei reinvestimenti necessari in tale arco di tempo per il calcolo dei maggiori costi non ammortizzabili. Essa inoltre è un punto di riferimento per determinare quali investimenti in quali elementi dell'impianto possono di regola essere considerati costi di produzione computabili.

Allegato 2.3 Contributi d'investimento per gli impianti a biomassa

L'efficienza energetica netta (EEN) definisce il rendimento complessivo di un IIR (numero 1.1). Fondata sulla "normativa comunitaria sulla gestione dei rifiuti" (Direttiva 2008/98/CE del 19 novembre 2008 del Parlamento europeo e del Consiglio relativa ai rifiuti) essa viene rilevata ogni anno dalla Confederazione (UFE e UFAM) e dall'Associazione svizzera dei gestori degli impianti per l'incenerimento dei rifiuti in tutti gli IIR in Svizzera. Nella considerazione netta per l'efficienza dell'impianto vengono computati soltanto l'elettricità e il calore esportati senza l'uso proprio necessario in termini di



smaltimento. Cfr. al riguardo anche il rapporto "Einheitliche Heizwert- und Energiekennzahlenberechnung der Schweizer KVA nach europäischem Standardverfahren".³

I requisiti energetici minimi per gli impianti a gas di depurazione e le centrali elettriche a legna d'importanza regionale (numeri 2.1 e 3.1) corrispondono a quelle per i moduli di cogenerazione e per i cicli del vapore negli impianti inseriti nel SRIE. Negli impianti a gas di depurazione è inoltre prescritto che la torre di fermentazione venga riscaldata mediante calore residuo.

Con la domanda deve essere inoltrato un elenco di tutti i costi d'investimento. Questi devono essere già suddivisi dal richiedente in costi computabili e costi non computabili. Inoltre il richiedente è tenuto a fornire un calcolo dei maggiori costi non ammortizzabili (numeri 1.2, 2.2 e 3.2).

Le tabelle sul periodo di utilizzazione (numeri 1.3, 2.3 e 3.3) servono alla determinazione del periodo di utilizzazione restante e dei reinvestimenti necessari in tale periodo per il calcolo dei maggiori costi non ammortizzabili. Essa costituisce inoltre un indizio per determinare quali investimenti in quali elementi dell'impianto possono di regola essere considerati costi di produzione computabili, permettendo così una migliore comprensione della delimitazione del sistema.

Allegato 3 Determinazione del costo medio ponderato del capitale

Nell'allegato 3 vengono indicate le deroghe necessarie sul piano metodico rispetto alla disposizione della rete WACC contemplata nell'allegato 1 OAEI. Ne fanno parte:

1. La struttura del capitale: dato che gli investimenti negli impianti di produzione presentano un rischio maggiore rispetto agli investimenti nel settore di rete regolamentato, occorre supporre che essi debbano disporre di maggiore capitale proprio. Questo principio emerge anche prendendo in considerazione i gestori degli impianti idroelettrici svizzeri. Di conseguenza la struttura del capitale è composta al 50 per cento da capitale proprio e al 50 per cento da capitale di terzi.
2. Il periodo di determinazione del WACC: la regolamentazione relativa alla determinazione del WACC di rete rispecchia la regolamentazione dei costi di rete sancita nella LAEI. Per gli investimenti negli impianti di produzione ci si prefigge di impiegare i costi ponderati del capitale il più attuali possibili. Pertanto il costo ponderato del capitale valido in un anno viene determinato ogni anno entro la fine di marzo sulla scorta dei dati del capitale di mercato dell'anno precedente.
3. Il calcolo del beta: in linea di massima il calcolo del beta deve essere effettuato secondo lo stesso metodo applicato al WACC di rete. A causa della portata minore del "peer group" i risultati sarebbero poco significativi sul piano statistico, se come per il WACC di rete si facesse riferimento alle medie mensili. Pertanto il calcolo del beta avviene sulla base di medie settimanali, il che consente, invece, di ridurre il periodo di osservazione a due anni.
4. I valori limiti del beta e del supplemento di solvibilità e dei costi di emissione e di acquisizione inclusi: a causa dei differenti rischi è possibile che i valori del beta unlevered e del supplemento di solvibilità siano superiori rispetto al WACC di rete. Occorre pertanto un'estensione verso l'alto dei valori forfettari e dell'elenco dei valori limite da osservare. Il metodo rimane lo stesso.

³ http://www.bfe.admin.ch/themen/00490/00496/index.html?lang=de&dossier_id=00726