



Novembre 2017

Disposizioni esecutive relative alla nuova legge del 30 settembre 2016 sull'energia

Ordinanza sulla promozione della produzione di elettricità generata a partire da energie rinnovabili (ordinanza sulla promozione dell'energia OPEn)

Commenti



Indice

1.	Osservazioni introduttive.....	1
2.	Linee generali del progetto	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	4
2.2.3	Contributo d'investimento per gli impianti a biomassa	5
2.3	Promozione delle centrali idroelettriche di grandi dimensioni.....	5
3.	Ripercussioni finanziarie e sul personale nonché altre ripercussioni su Confederazione, Cantoni e Comuni	6
4.	Ripercussioni su economia, ambiente e società.....	6
5.	Rapporto con il diritto europeo.....	6
6.	Commento ai singoli articoli	7
7.	Commento agli allegati	39



1. Osservazioni introduttive

Il 30 settembre 2016 il Parlamento ha adottato la revisione totale della legge sull'energia (LEne) (FF 2016 6921) che implica l'adeguamento di altre undici leggi federali. Il Popolo ha approvato questo progetto il 21 maggio 2017. Le modifiche a livello di legge hanno ripercussioni su diverse ordinanze¹, tra cui 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 a livello di ordinanza resi necessari dalla nuova LEne.

2. Linee generali del progetto

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 (CI) e la promozione degli attuali impianti idroelettrici di grandi dimensioni mediante il premio di mercato (PM).

2.1 Sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità

Con la nuova LEne la remunerazione a copertura dei costi per l'immissione di elettricità viene trasformata in una remunerazione per l'immissione in rete orientata ai costi. Anche in futuro il sistema di promozione verrà abbreviato con RIC. 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 potranno più partecipare al sistema di remunerazione per l'immissione in rete di elettricità.

Il sistema di remunerazione per l'immissione in rete di energia elettrica è soggetto a scadenze: gli impianti possono parteciparvi entro cinque anni dall'entrata in vigore della LEne (art. 38 cpv. 1 lett. a LEne). Gli impianti che sono inseriti nel sistema, otterranno tuttavia la remunerazione fino alla fine della durata di remunerazione.

2.1.1 Rimunerazione e durata della remunerazione

La remunerazione si orienta ai costi di produzione (art. 22 cpv. 1 LEne). Essa corrisponde all'incirca all'80 - 90 per cento dell'attuale remunerazione a copertura dei costi e pertanto non copre più i costi. La 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. Gli impianti a biomassa non sono interessati dalla riduzione della durata di remunerazione. A causa degli elevati costi d'esercizio (costi per la biomassa e l'estrazione del digestato, costi per il personale) i gestori di siffatti impianti non sono incentivati a continuare l'esercizio dell'impianto in questione una volta terminato il periodo di remunerazione.

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

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



nella lista d'attesa. I tassi di remunerazione per gli impianti a energia eolica e idroelettrici vengono lievemente aumentati rispetto al diritto previgente in modo da compensare in parte la riduzione del periodo di compensazione. Senza la compensazione parziale, a determinate circostanze, numerosi progetti non verrebbero più portati avanti. I tassi di remunerazione per gli impianti geotermici rimangono invariati.

Nel caso di piccoli impianti idroelettrici e degli impianti a biomassa d'ora in avanti, in caso di ampliamento o rinnovamento successivi, il tasso di remunerazione verrà ridotto, nella misura in cui la potenza in questione venga aumentata. Tale provvedimento mira a ridurre il rischio di un indebitamento del fondo per il supplemento di rete, dato che gli ampliamenti e i rinnovamenti successivi possono comportare versamenti imprevedibili e notevolmente più elevati rispetto a quanto previsto sulla scorta delle notifiche.

2.1.2 Commercializzazione diretta

I gestori di impianti con una potenza uguale o superiore ai 500 kW che ottengono già una remunerazione per l'immissione in rete di elettricità secondo il diritto anteriore, nonché i gestori d'impianti con una potenza superiore ai 100 kW, che d'ora in avanti saranno inseriti nel sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità in rete, sono tenuti al più tardi entro due anni dall'entrata in vigore della legge a commercializzare autonomamente l'elettricità prodotta. In tale modo sia i nuovi sia gli attuali impianti RIC contribuiscono a una produzione fondata sul fabbisogno.

Un passaggio facoltativo alla commercializzazione diretta è possibile per la fine di un trimestre, ma non può essere revocato.

I produttori nell'ambito della commercializzazione diretta sono in genere liberi di effettuare autonomamente la commercializzazione della propria elettricità. Dato che in caso di commercializzazione di elettricità è necessario anche notificare i piani di guida e rispettare altre modalità, occorre tuttavia supporre che la maggior parte dei produttori incaricherà un terzo specializzato di procedere alla commercializzazione. Sulla base del numero d'impianti inseriti nella commercializzazione diretta e della quantità di elettricità da essi prodotta, si svilupperà un mercato con differenti offerte di prestazione.

La remunerazione degli impianti nella commercializzazione diretta sarà costituita da due componenti: dal ricavo per l'elettricità venduta dal produttore stesso, o da un terzo offerente specializzato che agisce su mandato del produttore 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 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 gruppo di bilancio per le energie rinnovabili (GB-ER) saranno in futuro remunerati direttamente al produttore con un'indennità di gestione fondata sulla tecnologia.

Il GB-ER viene portato avanti soltanto per gli impianti che immettono l'elettricità al prezzo di mercato di riferimento. In futuro, per ragioni tecniche d'esecuzione, il GB-ER remunererà all'Organo d'esecuzione il prezzo di mercato di riferimento per l'elettricità ritirata ai sensi del piano previsionale. Al contempo avrà anche l'incarico di vendere alle migliori condizioni possibili l'energia ritirata. Il GB-ER (e pertanto i restanti GB e i gestori di rete) proseguiranno le proprie attività attuali in relazione al ritiro d'elettricità ancora fino a un anno dopo l'entrata in vigore dell'ordinanza in questione; le nuove disposizioni varranno a partire dal 1° gennaio 2019.

2.1.3 Rimunerazione al prezzo di mercato di riferimento

I gestori degli impianti che non sono nella commercializzazione diretta, immettono l'elettricità al cosiddetto prezzo di mercato di riferimento (art. 21 cpv. 2 e 3 LEnE): l'Organo d'esecuzione versa loro



l'intero tasso di remunerazione suddiviso nel prezzo di mercato di riferimento e nel 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 continuano a essere inseriti nel GB-ER.

L'elettricità proveniente dagli impianti che non sono dotati né di un dispositivo per la misurazione del profilo di carico né di un sistema di misurazione intelligente continuerà ad essere ritirata dai pertinenti gestori di rete. In tal caso i gestori di rete restituiscono all'Organo d'esecuzione il prezzo di mercato di riferimento. Un'indennità di gestione non viene tuttavia erogata, dato che non 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 poter inserire nel sistema di remunerazione per l'immissione in rete di elettricità tutti i progetti fotovoltaici inseriti nella lista d'attesa.

Alla luce di tali considerazioni gli impianti di piccole dimensioni con una potenza inferiore ai 100 kW in futuro usufruiranno soltanto della RU. L'attuale modalità di smantellamento della lista d'attesa viene mantenuto; continua a essere determinante la data di inoltro della domanda.

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 dagli impianti idrotermali per il fatto che nel caso degli impianti petrotermali il sottosuolo viene 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. Nel caso di impianti petrotermali, 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./kWh con un valore medio pari a 7,5 cent./kWh.

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 regolamenta-



zione, 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 della nuova LEna 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 a 35 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.

Ai sensi della regola concernente l'inizio dei lavori contemplata nell'articolo 28 LEna, gli impianti non ottengono un contributo d'investimento, quando i lavori di edificazione, ampliamento o rinnovamento per l'impianto in questione vengono avviati senza la garanzia o senza l'autorizzazione all'inizio anticipato dei lavori. L'articolo 73 capoverso 1 LEna esclude da tale regola gli impianti che già prima del 1° gennaio 2018 hanno ottenuto una conferma d'inclusione nella lista d'attesa. Dato che gli impianti idroelettrici con una potenza superiore ai 10 MW non potevano essere notificati per la RIC in virtù del diritto anteriore, essi non possono essere provvisti di una decisione concernente l'inclusione nella lista d'attesa, ragione per cui sono esclusi dai contributi d'investimento, nella misura in cui i lavori in questione siano stati avviati già prima del 1° gennaio 2018. Gli impianti idroelettrici di piccole dimensioni con una potenza fino a 10 MW, invece, già sotto il diritto anteriore hanno potuto notificarsi in vista dell'ottenimento di una RIC, e, nel caso in cui l'abbiano fatto, con la decisione concernente l'inclusione



nella lista d'attesa è stata offerta loro la prospettiva di poter confidare in una promozione. Ciò li ha eventualmente indotti a effettuare i primi investimenti o addirittura a procedere con l'edificazione dell'impianto in questione. Pertanto il legislatore ha ritenuto legittimo consentire a tali impianti, nonostante secondo il diritto anteriore non avessero ancora ottenuto una conferma definitiva per la RIC, di poter beneficiare dei contributi d'investimento, derogando alla disposizione concernente l'inizio dei lavori (art. 73 cpv. 1 LEne). In caso contrario, senza tale eccezione, gli impianti che secondo il nuovo diritto non possono più partecipare al sistema di remunerazione per l'immissione in rete di elettricità, malgrado prima lo potessero, non potrebbero neppure chiedere un contributo d'investimento. Nel caso di impianti idroelettrici di grandi dimensioni che secondo il diritto anteriore non potevano notificarsi per la RIC e che pertanto non si avvalgono di una base di fiducia, non è possibile legittimare una simile deroga, dato che l'attribuzione di contributi d'investimento a impianti che hanno già iniziato con i lavori in questione, senza che fosse data loro la prospettiva di ottenere una promozione, si tradurrebbe in un mero effetto di trascinamento. Di conseguenza il legislatore non ha previsto alcuna deroga alla regola sull'avvio dei lavori per gli impianti idroelettrici di grandi dimensioni.

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 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 di inserire nella LEne 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 a prezzi inferiori 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.

Per determinare l'ammontare del premio di mercato verrebbero in termini ideali considerati i redditi di mercato e i costi di produzione effettivi per ciascun impianto. Tuttavia un'erogazione dei redditi strettamente connessa agli impianti ora non è quasi più possibile, a causa delle strutture dell'industria elettrica. Da un lato sussistono differenti mercati, in cui la produzione derivante dalla forza idrica può essere venduta, e dall'altro ha luogo un'ottimizzazione per l'intero portafoglio, il che non consente quasi più di fare riferimento ai singoli impianti. Per tale ragione e per mantenere l'onere d'esecuzione il più esiguo possibile, il Consiglio federale ha pertanto optato per una soluzione semplificata che si fonda sul reddito di mercato di riferimento e traslascia completamente numerose posizioni (sul piano del reddito e dei costi). Di regola tali omissioni si dovrebbero controbilanciare.



Oltre al premio di mercato, la LEne attribuisce all'avente diritto anche il diritto di vendere l'energia idroelettrica a titolo di servizio universale ai costi di produzione, fornendogli un secondo sostegno.

Il Consiglio federale emette altresì direttive ai sensi di una soluzione possibilmente equilibrata ed equa in merito alla questione intesa a sapere quanta energia idroelettrica è ammessa al premio di mercato nell'ottica di tale privilegio.

3. Ripercussioni finanziarie e sul personale nonché altre ripercussioni su Confederazione, Cantoni e Comuni

Le modifiche a livello di ordinanza 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 esecuzione, sviluppo e i lavori di base si prevede nei prossimi anni un onere finanziario complessivo equivalente a 1 milione di franchi all'anno. Questi possono essere finanziati in modo neutrale per il bilancio federale tramite il fondo per il supplemento di rete. Per l'esecuzione del sistema di promozione (rimunerazione per l'immissione in rete di elettricità, SRIE, RU contributi d'investimento, premio di mercato, disposizioni penali) si prevede un fabbisogno supplementare in termini di personale equivalente al 1100 per cento, di cui il 300 per cento può essere compensato internamente; il 300 per cento inoltre è richiesto soltanto fino al 2022. La quota non finanziabile in modo neutrale per il bilancio federale si limita a un posto a tempo pieno.

4. Ripercussioni su economia, ambiente e società

Grazie alle previste modifiche del sistema di promozione RIC fino al sistema di remunerazione per l'immissione in rete di elettricità 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.

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.

Del più 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 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 sta-



tali (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 e che in tale contesto non può essere modificata. Sotto il profilo del diritto degli aiuti statali potrebbe meritare un'attenzione particolare il premio di mercato delle centrali idroelettriche di grandi dimensioni, segnatamente per il fatto che esso ha un influsso sulle spese d'esercizio correnti e 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 sistema di remunerazione per l'immissione in rete di energia elettrica 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 5 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 13 OEn 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 sistema di remunerazione per l'immissione in rete e nella RU l'informazione tesa a chiarire 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 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. Un impianto è da considerarsi integrato soltanto quando è effettivamente incorporato in un edificio e adempie a una funzione doppia. L'edificazione costruttiva d'impianti come per es. in caso di carport o in caso della copertura di posteggi mediante pannelli PV, non adempie i requisiti posti dall'articolo 6 capoverso 2, per la mancante integrazione dei moduli fotovoltaici in un edificio. Il fatto che in tali circostanze non siamo di fronte a un impianto integrato, si evince anche dal fatto che non risultano i maggiori costi di un'integrazione.



Art. 7 Impianti fotovoltaici di grandi e piccole dimensioni

La distinzione tra impianti fotovoltaici di "grandi" e "piccole" dimensioni (art. 19 cpv. 6 LEn) viene effettuata nel 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 oggetto di domanda non raggiunge il contributo legato alla potenza di 100 kW. Ciò significa che anche se un impianto viene ampliato o rinnovato 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 (cpv. 2 lettera b). Lo stesso trattamento viene riservato agli impianti, il cui gestore per un impianto con una potenza superiore ai 100 kW chiede "soltanto" una RU per la potenza inferiore a 100 kW (cpv. 3).

Art. 8 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.

Nel 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 sistema di remunerazione per l'immissione in rete 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. 7).

Art. 9 Deroghe al limite inferiore nel caso degli impianti idroelettrici

Gli impianti idroelettrici menzionati nell'articolo 9 presuppongono ai sensi dell'articolo 19 capoverso 5 LEn che non vengano effettuati nuovi interventi in corsi d'acqua naturali. 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 sistema di remunerazione per l'immissione in rete o per essi può essere chiesto 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 (per es. innevamento) (lett. c).

Art. 10 Consumo proprio

Per un eventuale consumo proprio nel sistema di remunerazione per l’immissione in rete sono applicabili le pertinenti disposizioni dell’ordinanza sull’energia.

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

Sezione 1: Disposizioni generali

Art. 11 Requisiti generali

Per gli impianti del sistema di remunerazione per l’immissione in rete 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 sulla base dell’articolo 15 della legge.

Art. 12 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 sistema di remunerazione per l’immissione in rete 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. 13 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 (cfr. art. 19 cpv. 4 e 6 art. 24 LENE).

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

Art. 14 Commercializzazione diretta

In virtù dell’articolo 21 capoverso 2 della legge in questione, il capoverso 1 prevede che i gestori d’impianti di piccole dimensioni con una potenza inferiore a 100 kW siano 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 100 kW devono vendere essi stessi la propria elettricità sul mercato al più tardi dopo un termine transitorio di due anni (cfr. art. 105 cpv. 1).

Dai gestori d’impianti con una dimensione 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 in virtù dell’articolo 72 capoverso 5 della legge; anche per loro tuttavia vale un termine di transizione di due anni (cfr. art. 105 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. 15 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. 16 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. 17 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. 18 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. 19 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 sistema di remunerazione per l'immissione in rete. Se un gestore realizza il proprio impianto inserito in una lista d'attesa, lo fa a suo 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. 20 Smantellamento della lista d'attesa

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

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 sistema di remunerazione per l'immissione in rete.

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 sistema di remunerazione per l'immissione in rete. 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 sistema di remunerazione per l'immissione in rete. Essi possono tuttavia chiedere una remunerazione unica (art. 25 LEn). La lista d'attesa per gli impianti fotovoltaici può essere smantellata all'incirca fino agli impianti che sono stati notificati entro la metà del 2012. È difficile stimare la data precisa in quanto ciò dipende dalla potenza effettivamente realizzata degli impianti, 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. 21 Domanda

Per il trattamento della domanda ai fini della partecipazione al sistema di remunerazione per l'immissione in rete 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. 22 Garanzia di principio

La garanzia di principio corrisponde alla precedente decisione positiva (art. 3g cpv. 3 vOEn). Essa deve offrire al gestore la sicurezza dell'investimento, accordandogli la partecipazione al sistema di remunerazione per l'immissione in rete 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. 23 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 23 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 (cpv. 5).

Art. 24 Decisione

Se anche a seguito della messa in esercizio, l'impianto soddisfa tutti i requisiti, esso prende definitivamente parte al sistema di remunerazione per l'immissione in rete (cpv. 1). Una garanzia di principio



non costituisce un presupposto per partecipare al sistema di remunerazione per l'immissione in rete (cpv. 2).

Come già previsto dal diritto attuale, la domanda per partecipare al sistema di remunerazione per l'immissione in rete viene respinta ai sensi del capoverso 3, 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 non corrisponde più a quanto indicato nella domanda. Quando l'ubicazione effettiva di un impianto diverge da quanto indicato nella notifica, va definito in modo differente a seconda della tecnologia e valutato di caso in caso:

- Nel caso degli impianti fotovoltaici, per esempio, sussiste di regola un'altra ubicazione quando l'impianto in questione è installato su un altro fondo rispetto a quello notificato. Soltanto nel caso di edifici strettamente connessi sul piano aziendale ubicati su differenti fondi (per es. un'azienda agricola su più parcelle, differenti parti aziendali, casa d'abitazione, Stöckli), si può presupporre in sostanza che sia la medesima ubicazione anche nel caso di un passaggio a un altro fondo all'interno della superficie aziendale.
- Nel caso degli impianti idroelettrici, nella fase di progettazione, possono subentrare per loro natura spostamenti locali di maggiore entità. Nel caso di questi impianti, di regola, si può pertanto presupporre la medesima ubicazione, quando sono edificati in prossimità dello stesso tratto di un corso d'acqua.
- Nel caso degli impianti a energia eolica vale quanto detto sopra, ossia si può presupporre una medesima ubicazione quando sono stati edificati all'interno dello stesso perimetro di pianificazione.
- Gli impianti a biomassa sono spesso edificati in prossimità o in relazione a un'azienda agricola o industriale. Nel loro caso, in genere, si può presupporre pertanto la medesima ubicazione, quando sono stati edificati all'interno della stessa "superficie aziendale".
- Anche nel caso degli impianti geotermici, per loro natura, sono possibili deroghe di maggiore entità all'ubicazione notificata; in mancanza di esperienze pratiche maturate in quest'ambito, bisognerà verificare in sede di esecuzione quando sussiste una nuova ubicazione.

Sezione 5: Esercizio in corso, esclusione e uscita

Art. 25 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, è applicabile l'articolo 106.

Un gestore che non fornisce le indicazioni e le prove (tra cui le coordinate bancarie, ecc.) necessarie per i versamenti ai sensi del capoverso 1, perde il proprio diritto fino al momento in cui ha inoltrato tali informazioni (cpv. 6).

Art. 26 Indennità di gestione per il ritiro dell'elettricità

I produttori nella commercializzazione diretta ottengono per i costi di commercializzazione ivi connessi come segnatamente per l'allestimento del piano previsionale e per i costi dell'energia di bilanciamento un'indennità di gestione per kWh. Dato che la commercializzazione causa nelle differenti tecnologie un onere di diversa entità ed è oggetto di prognosi diverse, anche l'ammontare dell'indennità di gestione è differente. Ne sono interessati anche gli impianti secondo il diritto anteriore (art. 72 cpv. 1 e 5 LEne in combinato disposto con l'art. 14 cpv. 2 e 105 cpv. 2 OEn), ragione per cui l'articolo 26 contempla anche gli IIR. Per quest'ultimi viene determinato un indennizzo specifico, poiché a differenza degli altri impianti a biomassa causano costi dell'energia di bilanciamento notevolmente inferiori. Questo in particolare perché sono altamente automatizzati, esercitati in modo professionale e possono funzionare con energia di banda.

A seconda dello sviluppo del mercato per i commercializzatori diretti e dei costi di commercializzazione, l'ammontare dell'indennizzo in futuro subirà un adeguamento; 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.

Soltanto gli impianti che partecipano al sistema di remunerazione per l'immissione in rete e che vendono essi stessi la loro elettricità sul mercato, ottengono l'indennità di gestione. I costi di commercializzazione d'impianti inseriti nel sistema di remunerazione per l'immissione in rete che immettono l'energia elettrica al prezzo di riferimento vengono direttamente assunti dal fondo per il supplemento di rete (art. 24 OAEI). I contratti che prevedono il finanziamento dei costi supplementari poggiano su una legislazione precedente, la nuova legge sull'energia rimanda al riguardo alle pertinenti disposizioni (art. 73 cpv. 4 e 5 LEne), ragione per cui a livello di ordinanza non vengono adottate nuove regolamentazioni concernenti il FCS, segnatamente non in relazione all'indennità di gestione.

Art. 27 Obblighi del gruppo di bilancio per le energie rinnovabili e dei gestori di rete

Nel caso di impianti la cui produzione viene immessa in rete al prezzo di mercato di riferimento e che sono dotati di un dispositivo per la misurazione del profilo di carico con trasmissione dei dati automatica o di un sistema di misurazione intelligente, il gruppo di bilancio per le energie rinnovabili (GB-ER) è competente per il ritiro e la vendita dell'elettricità. In base al mandato di prestazione del GB-ER sarà tenuto a vendere l'elettricità ritirata alle migliori condizioni possibili (mercato spot Svizzera, Day-Ahead, Intraday, prestazioni di sistema, ecc.). Esso verserà all'Organo d'esecuzione il prezzo di mercato di riferimento per l'elettricità ritirata secondo il piano previsionale (cpv. 1).

Nel caso di impianti la cui produzione viene immessa in rete al prezzo di mercato di riferimento e che non sono dotati di un dispositivo per la misurazione del profilo di carico o di un sistema di misurazione intelligente, il gestore di rete è competente per il ritiro dell'elettricità al prezzo di mercato di riferimento. Come avviene già oggi, esso versa al fondo per il supplemento di rete il prezzo di mercato di riferimento per tale elettricità tramite l'Organo d'esecuzione (cpv. 2). Dato che per tali impianti non risultano oneri in termini di bilancio, ai gestori di rete non spetta alcuna remunerazione.



Art. 28 Ampliamenti o rinnovamenti successivi

In virtù del capoverso 1, i gestori degli impianti inseriti nel sistema di remunerazione per l'immissione in rete 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 nel 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). 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.

Le eccezioni di tale riduzione (cpv. 4) hanno lo scopo di garantire che chi gestisce un impianto inserito nel sistema di remunerazione in rete possa installare un ulteriore elemento dell'impianto e utilizzarlo a titolo d'esempio per il consumo proprio.

È vero che per un ampliamento il gestore non ottiene alcuna remunerazione, ma l'ampliamento in questione non implica tuttavia neppure una riduzione del tasso di remunerazione dell'elemento dell'impianto remunerato con la remunerazione per l'immissione in rete di elettricità.

Nel caso di impianti idroelettrici di piccole dimensioni e di impianti a biomassa la produzione supplementare sulla scorta di un ampliamento o di un rinnovamento viene remunerata con un tasso di remunerazione ridotto. Maggiore è la produzione supplementare raggiunta sulla scorta dell'aumento della potenza, maggiore è la riduzione del tasso di remunerazione. Nel caso di piccole centrali idroelettriche la potenza dell'impianto corrisponde alla potenza lorda meccanica media ai sensi dell'art. 4 OPE in combinato disposto con l'art. 13 OEn. In futuro, gli ampliamenti e i rinnovamenti saranno possibili senza restrizioni, ma si tradurranno in una lieve riduzione del tasso di remunerazione, allo scopo di garantire anche negli anni a venire, in ogni momento, la liquidità del fondo per il supplemento di rete.

Art. 29 Conseguenze del mancato rispetto dei requisiti per il diritto o dei requisiti minimi

La regolamentazione in caso di mancato rispetto dei requisiti per il diritto o dei requisiti minimi ai sensi del capoverso 1 corrisponde al diritto anteriore. Un impianto che non rispetta più i requisiti per il diritto o 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.

Per requisiti per il diritto s'intendono per esempio i presupposti per l'ampliamento o il rinnovamento considerevoli o il raggiungimento dei limiti minimi (art. 19 cpv. 4 LEne), i requisiti minimi possono essere disciplinati per ciascuna tecnologia negli allegati pertinenti. Se i requisiti per il diritto o i requisiti minimi sono nuovamente rispettati, il diritto in questione rinasce (cpv. 2). È determinante per l'estinzione o la rinascita del diritto il momento a partire dal quale i presupposti o i requisiti non sono o sono nuovamente rispettati. Se per il calcolo della remunerazione è previsto un periodo di valutazione, i capoversi 1 e 2 sono applicabili ciascuno per l'intero periodo di valutazione.

L'articolo 29 non è applicabile quando per una tecnologia è previsto un termine transitorio specifico ai fini del raggiungimento di un requisito minimo, come sancito, a titolo d'esempio, nell'allegato 1.4 numero 3.1, che prevede che gli impianti geotermici debbano raggiungere il coefficiente di sfruttamento globale minimo soltanto a partire dal 3° anno civile completo. Il mancato adempimento dei requisiti minimi nei primi 2 anni non si traduce in tal caso in un'applicazione dell'articolo 29.

Se le ragioni per le quali l'impianto non soddisfa più i requisiti per il diritto o 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).



Trascorso il termine si riapplica il capoverso 1, se i presupposti e i requisiti tuttora non sono rispettati (cpv. 4).

Art. 30 Esclusione e uscita dal sistema di remunerazione per l'immissione in rete di elettricità
Un impianto che a causa del mancato rispetto dei requisiti per il diritto o dei requisiti minimi viene remunerato nel corso di tre anni per ognuno almeno una volta con il prezzo di mercato di riferimento, o che non rispetta per un intero anno i requisiti per il diritto o i requisiti minimi un anno dopo la scadenza del termine ai sensi dell'articolo 29 cpv. 3, viene escluso dal sistema di remunerazione per l'immissione in rete di elettricità. Naturalmente un gestore può uscire anche volontariamente dal sistema di remunerazione per l'immissione in rete (cpv. 2). Una nuova partecipazione a seguito di un'esclusione o di un'uscita non è più possibile (cpv. 3).

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. 31 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 sistema di remunerazione per l'immissione in rete 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 chiedere una RU o un contributo d'investimento per un successivo ampliamento o rinnovamento considerevole.

Art. 32 Autorizzazione dell'inizio anticipato dei lavori

Negli impianti idroelettrici e a biomassa, in linea di principio, in forza dell'articolo 28 LENE, 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. 33 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. 34 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 33 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 che in caso di deroghe considerevoli allo sviluppo effettivo da parte della redditività pronosticata, possa essere richiesta la restituzione dei contributi d'investimento.

Art. 35 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. 36 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 sino 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 sistema di remunerazione per l'immissione in rete 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 sistema di remunerazione per l'immissione in rete. 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 sistema di remunerazione per l'immissione in rete. 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. 37 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. 38 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 sistema di remunerazione per l'immissione in rete, 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 nel 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. 39 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. 40 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. 41). 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. 43) 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 40. 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. 44). 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. 45), l'Organo d'esecuzione fissa l'ammontare definitivo della RU sulla scorta dei dati autenticati dell'impianto (art. 46). 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 43 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. L'articolo 46 capoverso 3 precisa le ragioni per cui una remunerazione unica è respinta. Va da sé che essa sia respinta quando i requisiti per il diritto non sono adempiuti. Tra i requisiti per il diritto rientrano a titolo di rigore anche la messa in esercizio entro i termini previsti e il mantenimento dell'ubicazione originaria, dato che nel caso di una modifica dell'ubicazione non si tratterebbe più dell'impianto oggetto della domanda. Sulla scorta delle esperienze scaturite dall'esecuzione attuata sinora e dal fatto che secondo il diritto anteriore, in misura ristretta, le modifiche dell'ubicazione erano consentite a date condizioni, si è deciso comunque di inserire esplicitamente nel pertinente articolo le lettere b e c.

Capitolo 5: Contributo d'investimento per gli impianti idroelettrici

Sezione 1: Disposizioni generali

Art. 47 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 media (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 inoltre definita nella lettera b in termini di investimento minimo per kWh della produzione netta attuale. Se uno dei criteri contemplati nel capoverso 1 viene adempiuto, si tratta automaticamente di un ampliamento considerevole, indipendentemente dal fatto se siano edificati ulteriori elementi o se siano solamente sostituiti pezzi esistenti.

Art. 48 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 ampliamenti considerevoli d'impianti con una potenza massima pari a 10 MW, tale contributo massimo viene fissato anche a livello di ordinanza. Per gli ampliamenti considerevoli e gli impianti nuovi con una potenza superiore a 10 MW viene remunerato al massimo il 35 per cento dei costi d'investimento computabili, in modo tale da poter promuovere un numero possibilmente elevato di progetti.

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 nel caso di impianti idroelettrici di grandi dimensioni e al 40 per cento nel 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 inoltramento 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 rapportata alle risorse da versare in qualità di contributo d'investimento (art. 49). Se le risorse non sono sufficienti per una presa in considerazione immediata, viene gestita una lista d'attesa (art. 50). 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 nel 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. 51 cpv. 1), l'introduzione di giorni di riferimento ogni due anni (art. 51 cpv. 2) e l'ordine di presa in considerazione (art. 52) 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. Decorso un giorno di riferimento, tutte le domande inoltrate sono sottoposte a un esame sommario e suddivise in impianti nuovi e ampliamenti da un lato e in rinnovamenti dall'altro. In seguito, le domande sono raggruppate all'interno degli impianti nuovi e degli ampliamenti in corrispondenza della loro efficacia di finanziamento. Tra queste vengono prese in considerazione tutte le domande che possono essere finanziate interamente con le risorse disponibili per il biennio, nonché il prossimo progetto in ordine di tempo concernente la realizzazione di un impianto nuovo o di un ampliamento, nella misura in cui almeno il 50 per cento del contributo d'investimento da attribuire al progetto in questione possa essere coperto attingendo alle risorse dell'attuale biennio. Per l'ultimo periodo vengono prese in considerazione soltanto le domande che possono essere finanziate interamente con le risorse disponibili per tale biennio.

Se tutte le domande tese a ottenere un contributo d'investimento per impianti nuovi e ampliamenti possono essere prese in considerazione, e in seguito rimangono a disposizione ancora risorse sufficienti, anche i progetti relativi alla realizzazione di un rinnovamento vengono considerati in corrispondenza della loro efficacia di finanziamento.

Sezione 4: Procedura di domanda

Art. 53 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. 54 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 48 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. 55-58

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. 59 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 sulla scorta dei definitivi costi d'investimento computabili, degli attuali costi per i canoni per i diritti d'acqua e della produzione netta annua media notificata. Sono decisivi al momento della determinazione definitiva lo scenario dei prezzi e il tasso d'interesse calcolatorio valido al momento della garanzia di principio.

Art. 60 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. 61 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. 62 Costi non computabili

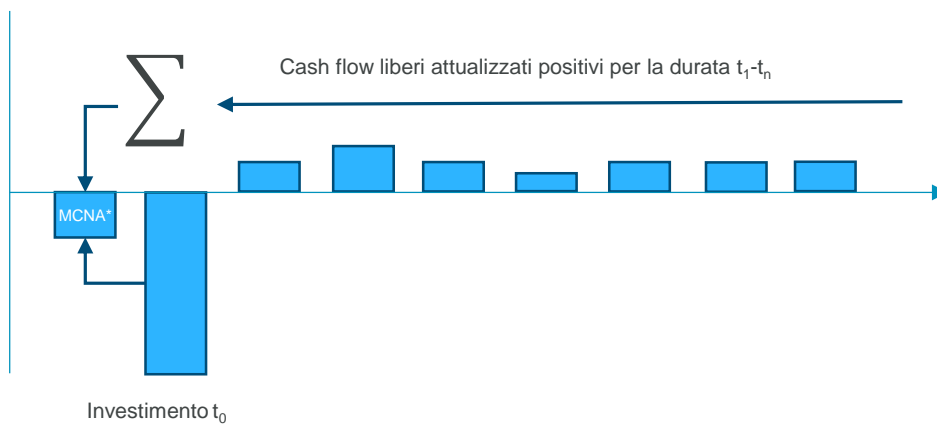
I costi per la costruzione di elementi d'impianto generati prima che il contributo d'investimento sia stato accordato con garanzia di principio, o prima che sia stato autorizzato l'avvio anticipato dei lavori, sono interamente a carico del richiedente. Essi non sono computabili per il calcolo del contributo 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 LEne. I costi che devono essere sostenuti per tali misure non sono computabili come costi d'investimento per il calcolo del contributo d'investimento.



Art. 63 Maggiori costi non ammortizzabili

Ai sensi dell'articolo 29 capoverso 2 LEn e i maggiori costi non ammortizzabili (MCNA) risultano dalla differenza tra i costi di produzione capitalizzati per la produzione di elettricità e il prezzo di mercato capitalizzato conseguibile. Il testo di legge è impreciso, dato che per calcolare i contributi d'investimento di norma occorre effettuare un calcolo degli investimenti e non dei costi. Per tale motivo in questa sede s'intende precisare che i MCNA corrispondono al valore netto di tutti i deflussi e gli afflussi di denaro computabili. S'intende chiarire che nell'ambito dell'esecuzione la valutazione dei progetti viene effettuata sulla scorta del metodo Discounted Cash Flow (metodo DCF). Dalla compensazione dei deflussi e degli afflussi annuali di denaro risultano cash flow annuali (CFL) disponibili liberamente 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).



* MCNA = Maggiori costi non ammortizzabili

Nella prassi, l'utilizzo del metodo DCF costituisce la norma. Di conseguenza con il tenore del presente articolo s'intende precisare in sede di esecuzione l'attuazione contemplata dal legislatore.

Nel caso degli impianti nuovi, il calcolo viene effettuato secondo lo schema di cui sopra. In caso di ampliamenti gli afflussi e i deflussi di denaro dell'impianto esistente non sono presi in considerazione. Vengono unicamente presi in esame gli afflussi e i deflussi di denaro che risultano dall'ampliamento del progetto. 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 vengono contrapposti il reddito di mercato e gli afflussi di denaro conseguibili risultanti dall'intera produzione netta dell'impianto in questione conseguibile per il periodo di utilizzazione restante, raggiunto sulla scorta del rinnovamento. Con tale regolamentazione, nella prassi, i progetti di rinnovamento non dovrebbero quasi presentare MCNA e non ottenere pertanto neppure contributi d'investimento. Si tratta tuttavia di una scelta consapevole. Da un lato con i contributi d'investimento s'intende raggiungere un accrescimento della forza idrica (nuovi GWh; nuove possibilità di accumulazione e pertanto più GWh nelle ore invernali ad elevato fabbisogno energetico), dall'altro la forza idrica esistente beneficia nel corso di cinque anni del premio di mercato e può pertanto coprire in gran parte il proprio fabbisogno di reinvestimento.

Art. 64 Deflussi di denaro computabili

Per principio tutti i costi prevedibili relativi all'edificazione e all'esercizio di una centrale idroelettrica nel corso del suo periodo di concessione possono essere computati. Per le singole tipologie di costo sono state elaborate norme specifiche tese a garantire un'esecuzione razionale. I costi ricorrenti non sono computabili in qualità di costi computabili per la determinazione dell'ammontare dell'investimento.



Tuttavia i costi ricorrenti sono decisivi per determinare i deflussi di denaro computabili. Quest'ultimi sono dal canto loro rilevanti per calcolare i maggiori costi non ammortizzabili. In qualità di costi d'esercizio è computabile a titolo forfettario il 2 per cento dei costi d'investimento computabili. Gli investimenti di sostituzione comprendono elementi dell'impianto il cui periodo di utilizzazione è inferiore rispetto al periodo di concessione restante dell'intero impianto, ragione per cui essi devono essere sostituiti prima della sua scadenza. I costi per tali investimenti di sostituzione possono essere computati in qualità di deflussi di denaro, ma non in qualità di costi d'investimento computabili. Gli ulteriori deflussi di denaro computabili includono anche imposte che sono effettivamente dovute (come le tasse di concessione o l'energia gratuita e privilegiata), nonché i canoni per i diritti d'acqua da pagare effettivamente in virtù del diritto cantonale.

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 elevati 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. Il versamento di un contributo d'investimento ha lo scopo di consentire alle centrali 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. Le imposte dirette sono calcolate in chiave calcolatoria. 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.

Art. 65 Afflussi di denaro da computare

Ai gestori d'impianti elettrici viene messo a disposizione come base per la determinazione degli afflussi di denaro da computare uno scenario temporale a cadenza oraria elaborato dall'UFE e aggiornato annualmente, che deve essere impiegato per determinare i ricavi. In tale modo s'intende garantire che i singoli progetti di centrali idroelettriche 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 desidera. 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"). Tuttavia emerge anche chiaramente che un gestore che ottiene i contributi d'investimento, è tenuto a trasmettere tramite i costi di produzione ridotti tale vantaggio finanziario ai consumatori finali nel servizio universale, se l'energia viene venduta in tale ambito. Per determinare gli effettivi flussi di denaro occorre calcolare gli afflussi di denaro da computare per ciascun anno del periodo di concessione restante. In relazione ai valori residui presenti alla fine del periodo di concessione, l'UFE parte dal presupposto che sussistano accordi di indennizzo dei valori residui con i Comuni e i Cantoni, ragione per cui i valori residui che sussistono ancora alla fine della concessione sono da considerare in qualità di afflussi di denaro. Dato che di regola la produzione degli impianti idroelettrici di grandi dimensioni è controllabile, in tali impianti occorre determinare gli afflussi di denaro da computare sulla base di un profilo di produzione ottimizzato in chiave economica.

Art. 66 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 disciplinate nell'allegato 3.



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

Sezione 1: Requisiti per il diritto

Art. 67 Definizioni

Le centrali elettriche a legna d'importanza regionale sono centrali elettriche a legna che non eccedono il fabbisogno energetico regionale di elettricità e calore.

Art. 68 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. Nel caso di IDA sono definiti a seconda della dimensione dell'impianto (inferiore o superiore a 50'000 abitanti-equivalenti) due differenti contributi.

Art. 69 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. 70 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. 71 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 elettriche a legna d'importanza regionale, i costi d'investimento computabili sono determinati per un ambito relativamente limitato concernente l'intero impianto. Gli stretti 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 rapportata alle risorse da versare in qualità di contributo d'investimento (art. 72). Se le risorse non sono sufficienti per una presa in considerazione immediata, viene allestita una lista d'attesa (art. 73). 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 determi-



nato 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 elettriche 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 81 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 82 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 deflussi di denaro computabili 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 64 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 elettriche 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. 84). Dato che nel caso degli impianti a biomassa, contrariamente alle centrali idroelettriche, non è possibile fare riferimento a un periodo di concessione per determinare la durata di calcolo, l'articolo 87 ha lo scopo di stabilire in chiave semplice e chiara il periodo di utilizzazione restante.



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

Sezione 1: Disposizioni generali

Art. 88 Dettagli relativi al diritto

I capoversi 1 e 2 spiegano 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 (in tale sede occorre un chiarimento a livello dell'OPEN, dato che la legge non contempla una risposta e presenta una lacuna). 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 restante gruppo a tre legato sul piano interno è dotato soltanto di 9 MW, cosicché il numero di impianti rilevante per il premio di mercato è pari a due 1) gruppo a tre e 2) impianto singolo). Non costituisce invece in sé un danno per l'unione se uno dei suoi impianti è un impianto inserito nel sistema di remunerazione per l'immissione in rete (cpv. 2). Se un'unione tuttavia raggiunge proprio grazie a un siffatto impianto RIC la soglia dei 10 MW, non deve poter ottenere da sola il diritto al premio (nessuna promozione doppia); naturalmente per "impianto singolo del sistema di remunerazione per l'immissione in rete" s'intendono numerosi impianti di tale natura nonché impianti RIC secondo il diritto anteriore. Se la soglia dei 10 MW è comunque superata, vale a dire anche senza l'impianto singolo inserito nel sistema di remunerazione per l'immissione in rete, non sarebbe equo se l'intera unione perdesse il proprio diritto al premio. I ricavi relativamente elevati e garantiti degli impianti inseriti nel sistema di remunerazione per l'immissione in rete devono naturalmente essere considerati nella determinazione dei redditi (art. 89 cpv. 5). A causa di tale calcolo, il diritto al premio può essere destinato a fallire per il mancato adempimento del criterio dei costi di produzione non coperti.

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.

Osservazioni concernenti i cpv. 3 e 4: il diritto è sancito con una cascata a tre livelli nella legge (art. 30 cpv. 2 LEn). 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. Il diritto al premio spetta (per una data quantità di energia elettrica) sempre soltanto a uno degli attori in questione e mai a più attori parallelamente. Di conseguenza, conformemente alla cascata 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 (un proprietario può naturalmente anche essere un'IAE). Per il proprietario (secondo livello) e per l'IAE (terzo livello), lungo la cascata, il diritto in questione pertanto va di pari passo con uno spostamento del rischio (art. 30 cpv. 2 LEn: "il rischio dei costi non deve essere assunto dal gestore, ma dal proprietario"). Tale spostamento del rischio non costituisce un automatismo, che rende obsoleto qualsiasi elemento soggetto a giudizio. Sussiste una certa indeterminatezza che spinge il Consiglio federale ai sensi della volontà del legislatore (aiuto laddove c'è bisogno; lotta agli abusi) a stabilire linee direttrici, che garantiscono che i richiedenti non possano definire di persona in modo totalmente libero ed estensivo cosa sia uno spostamento del rischio e non generino di persona siffatti spostamenti (perché la corrente prodotta dalla centrale idroelettrica genera un premio di mercato più elevato quando si trova nel portafoglio di A anziché di B). Il fatto che l'attore che si trova a un livello più avanti debba confermare lo spostamento del



rischio (cfr. art. 30 cpv. 2 LEn) non significa che egli definisce di persona lo spostamento del rischio in questione; la conferma ha unicamente lo scopo di chiarire chi all'interno della cascata ha diritto al premio e di impedire che dinanzi all'UFE tra gli attori nella cascata si verifichino delle controversie su chi abbia effettivamente diritto al premio (cfr. proposta e spiegazioni dell'amministrazione del 5 aprile 2016 (allegato)); sono tuttavia le direttive contemplate nella LEn e nell'OPEn a stabilire i parametri tesi a determinare cosa s'intenda per spostamento del rischio. Corrisponde al senso del premio di mercato soltanto quando vengono presi in considerazione *spostamenti del rischio esistenti e non spostamenti nuovi generati unicamente nell'ottica del premio di mercato*. 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 che determinati costrutti contrattuali non sono pertinenti, tenendo conto del fatto che "contratto" non è inteso in senso stretto; possono essere contemplati a titolo d'esempio anche accordi generati dal rapporto con il gruppo aziendale o da partecipazioni. A differenza dell'ordine adottato dalla LEn, il Consiglio federale si sofferma dapprima (cpv. 2 OPEn) sul passaggio dal secondo al terzo livello (proprietario/IAE) e soltanto in seguito sul passaggio dal primo al secondo livello (gestore/proprietario). Il capoverso 3 prevede per i contratti a breve termine, ossia per contratti stipulati soltanto di recente, che il requisito dell'assunzione o spostamento del rischio come contemplato nella LEn non è dato ("il rischio non deve essere assunto dal proprietario, ma dall'IAE"). Nel caso di costrutti di breve durata non è opportuno parlare di rischio. Il giorno di riferimento è il 1° gennaio 2016, poiché a partire da novembre 2015 in seno al Parlamento e alla CAPTE è stato possibile prevedere l'arrivo del modello del premio di mercato. A breve e a medio termine non costituiscono parametri rigidi, anche se di regola ciò che è inferiore ai tre anni può essere considerato a breve termine e ciò che equivale fino ai cinque anni (= durata del premio di mercato) a medio termine. In siffatti casi, pertanto, per l'IAE non sussiste alcun diritto al premio in questione; detto diritto rimane piuttosto a un livello superiore nella cascata dei beneficiari, ossia appannaggio del proprietario. Va da sé che a quest'ultimo non spetta automaticamente il diritto al premio, bensì soltanto in linea di principio, vale a dire quando soddisfa i requisiti per il diritto. I contratti che sono stati stipulati dopo il 1° gennaio 2016 e unicamente nell'ottica dell'ottenimento di un premio di mercato, possono essere risolti retroattivamente (poiché dal punto di vista della regolamentazione prevista nell'art. 88 OPEn sono inefficaci). Se l'obbligo di assunzione dei costi di produzione non coperti presso il proprietario (secondo livello) si fonda su tali contratti (contratto proprietario/gestore), il che può anche succedere, ai sensi del capoverso 4 vale quanto detto sopra ("il capoverso 3 si applica per analogia"). Di conseguenza il diritto al premio di mercato decade per tali proprietari e rimane in genere appannaggio dei gestori. Nel capoverso 3 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 3. 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. 89 Reddito di mercato

Per quanto concerne la determinazione dei redditi e dei costi computabili, al Consiglio federale spetta un ampio margine di manovra, che utilizza ora ai sensi di una soluzione semplicistica sia sul piano dei redditi (art. 89) sia sul piano dei costi (art. 90). Idealmente, si farebbe riferimento a valori effettivi, ma in pratica tale soluzione è di difficile realizzazione, dato che tra l'altro un'erogazione dei redditi strettamente legata alla centrale non è quasi più possibile, da un lato perché sono determinanti vari mercati (consumatore finale sul mercato libero, mercato spot Svizzera Day/Ahead/Intraday, mercato dei termi-



ni Svizzera, mercati europei, energia di regolazione) e dall'altro perché gli attori ottimizzano all'interno dell'intero portafoglio. In termini concreti 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 o le garanzie d'origine.

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. Anche per l'elettricità negoziata fuori borsa occorre un valore fisso. Per il legislatore questo punto era importante (art. 30 cpv. 4 lett. a LEne), dato che altrimenti gli attori coinvolti avrebbero potuto usare uno strategemma, con prezzi ridotti in chiave artificiale, e ottenere di conseguenza premi di mercato più elevati. Per tale commercio OTC, il Consiglio federale adotta per ragioni di semplicità lo stesso prezzo di mercato utilizzato per l'energia elettrica negoziata in borsa. Come "prezzo di mercato" vengono utilizzati i prezzi del mercato spot a scadenza oraria per la regione di mercato Svizzera (Swissix), il cui valore nominale è in euro. Ci si basa su una conversione effettuata applicando un tasso di cambio euro-franchi, per il quale l'UFE farà riferimento al pertinente tasso di cambio fissato dalla Banca nazionale. Il capoverso 2 sancisce dapprima la regola di base sempre applicabile: fare riferimento al profilo orario effettivamente percorso con un impianto. Per quanto concerne le centrali partner viene poi messo in chiaro che il profilo determinato (per un impianto singolo o per un'unione) viene ripartito tra i partner, in conformità alla loro quota di partecipazione alla centrale elettrica ("pro rata").

I capoversi 4 e 5 vanificano la promozione doppia. Se un gestore ottiene per l'impianto per il quale ha chiesto un premio di mercato anche un contributo d'investimento (art. 24 cpv. 1 lett. b LEne), il relativo contributo va computato pro rata. Il contributo che sarà versato in tre rate va ripartito (in modo lineare) in chiave calcolatoria sull'intero periodo di utilizzazione e in seguito occorre inserire nel calcolo del premio di mercato una quota annuale in qualità di reddito (il premio di mercato si determina infatti di volta in volta per un anno).

Negli impianti inseriti nel sistema di remunerazione per l'immissione in rete come elemento di un'unione (art. 93 cpv. 2 e contrario) non si fa riferimento ai prezzi negoziati in borsa (neppure nei RIC), bensì pro rata, vale a dire conformemente alla quota dell'impianto all'unione, alla remunerazione per l'immissione in rete in questione (art. 21 cpv. 3 LEne); nel caso della RIC si tratta del pertinente tasso di remunerazione.

Art. 90 Costi di produzione e altri costi

In contropartita alla semplificazione nei ricavi, anche per quanto concerne i costi, le posizioni dei costi effettivi non vengono contemplati; ne fanno parte, per citare un esempio, i costi overhead (prestazioni concernenti l'intera azienda (costi generali amministrativi e di vendita)). Le omissioni da entrambe le parti si controbilanciano. Il criterio principale per la computabilità consiste nel fatto che un elemento sia direttamente necessario per una produzione efficiente, anche se l'OPEN non menziona esempi espliciti; una direttiva provvederà a concretizzare tale punto (cpv. 4). Di per sé occorre orientarsi ai costi contemplati dalla Commissione dell'energia elettrica (EiCom) nel quadro della LAEI sotto il titolo "costi di produzione"; per il premio di mercato sono quindi determinanti, per citare un esempio, la produzione di energia elettrica effettiva o i costi salariali connessi. Sussistono tuttavia anche deroghe alla nozione di costi di produzione contemplata nella LAEI, le quali sono direttamente sancite nell'OPEN, per es. relative ai costi "overhead" o di capitale (cfr. qui di seguito). Tale definizione di costi di produzione specifica al premio di mercato non deve influire sulla definizione prevista nella LAEI, e pertanto non deve permettere di generare riferimenti pertinenti. L'art. 90 menziona (cpv. 1 lett. a-c) casi particolari che non sono attribuibili in modo inequivocabile ai costi di produzione. Oltre ai canoni per i diritti d'acqua è contemplata a titolo d'esempio la cosiddetta energia gratuita (lett. b), ossia l'obbligo di un concessionario di fornire all'ente pubblico interessato l'energia elettrica a titolo gratuito o a un canone



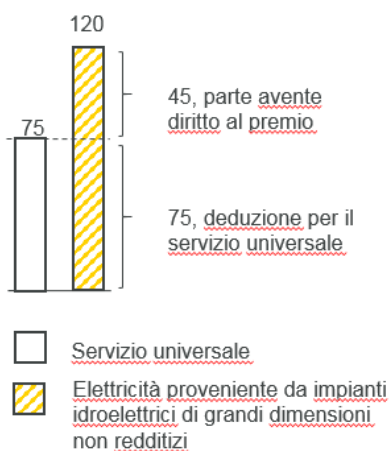
ridotto, per esempio per l'illuminazione pubblica. Le imposte sull'utile (e tutte le imposte dirette) devono essere computabili, ma soltanto nella misura in cui corrispondono agli utili effettivamente generati. Non sono computabili le imposte nel seguente caso assai frequente: una centrale elettrica, i cui proprietari sono nell'Unterland, è tenuta in virtù di un accordo a versare in chiave fissa 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.

Cpv. 2: I costi di produzione comprendono altresì i costi del capitale. Essi seguono un importo calcolatorio per mezzo di un WACC (art. 66 e allegato 3). I dividendi sono coperti in qualità di interessi sul capitale proprio dal WACC e non vanno pertanto considerati in chiave separata. Naturalmente non possono essere computabili anche in qualità di costi d'esercizio (sotto cpv. 1). Nel WACC ai sensi dell'OPEn sono fissati dei parametri che contemplano deroghe all'OAEI.

Per quanto concerne gli ammortamenti, il legislatore intende applicare anche in futuro per ciascun impianto l'attuale prassi d'ammortamento (e pertanto non tassativamente un ammortamento lineare), che deve essere indicata nella domanda (art. 94 cpv. 2 lett. e). S'intendono con ciò gli ammortamenti ordinari e la prassi degli attori interessati, dunque coloro nei cui libri contabili è registrato l'impianto, vale a dire in prima linea i gestori. Lo scopo è vanificare e ignorare ai fini del premio di mercato gli effetti e gli ammortamenti speciali. Naturalmente le modifiche nella prassi d'ammortamento (e la loro presa in considerazione) non sono escluse (si spiega così la relativizzazione mediante l'aggiunta dell'avverbio "in genere"). Per poter essere presi in considerazione, gli ammortamenti, tuttavia, non devono essere effettuati "nell'ottica di un premio di mercato", bensì per altre ragioni di ordine superiore. È richiesta anche una prassi uniforme per impianto, ossia l'UFE può pretenderla; nel testo dell'OPEn si parla peraltro anche di "attuale prassi per l'impianto pertinente". Se a titolo d'esempio numerosi richiedenti chiedono il premio di mercato per l'energia elettrica prodotta dallo stesso impianto, è decisivo il metodo d'ammortamento uniforme della società che gestisce la centrale del partner e tiene una contabilità.

Sezione 2: Premio di mercato e servizio universale

Art. 91 Deduzione per il servizio universale



Valori in GWh per anno

Il modello del premio di mercato contempla due elementi di sostegno. Oltre 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 interi (art. 31 cpv. 3 LEne). L'energia idroelettrica non redditizia, che giunge così 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 ventaglio di offerte.

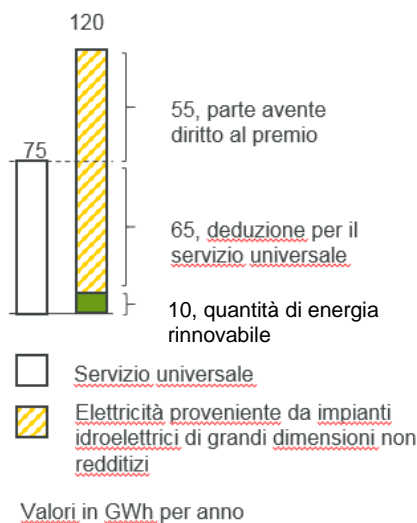
Il diritto di immettere elettricità nell'ambito del servizio universale al costo di produzione (come parte del modello del premio di mercato) costituisce una regolamentazione speciale a durata determinata

concernente il metodo dei prezzi medi, come statuito dal Tribunale federale in una sentenza pronunciata nell'estate del 2016 relativa alla LAEI (cfr. Boll. Uff. 2016 CN 1248 Müller-Altmett: cfr. tuttavia anche il dibattito parlamentare più recente relativo alla regolamentazione pertinente contemplata nella LAEI. Il diritto di immettere l'elettricità a titolo di servizio universale 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 94 definisce di quale potenziale del servizio universale si tratta.



Il capoverso 2 applica quanto la legge prevede come correttivo a favore di altra energia elettrica proveniente da energie rinnovabili (energia idroelettrica restante o per es. biomassa) nel servizio universale (art. 31 cpv. 2 LEne). La quantità di energia elettrica generata a partire da energie rinnovabili di tale correttivo può essere denominata "quantità di energia rinnovabile". 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. In primo luogo s'intende evitare una doppia promozione, vale a dire che chi si avvale di energia elettrica derivante da un impianto inserito nel sistema di remunerazione per l'immissione in rete nel servizio universale, non può computarla nel correttivo. Questo vale anche per la RIC secondo il diritto anteriore e per altre promozioni, per esempio anche per le RIC cantonali). Lo stesso dicasi per l'elettricità prodotta da impianti, per i quali è stato o verrà erogato un contributo d'investimento o una remunerazione unica PV nonché per l'elettricità prodotta da energie rinnovabili sostenuta finanziariamente dall'estero, ossia, per citare un esempio, energia elettrica derivante dalla forza eolica tedesca con promozione EEG. L'energia elettrica generata a partire da fonti rinnovabili proveniente dall'estero non è tuttavia in tale contesto a priori esclusa da una computazione; essa è ammessa quando non viene promossa. In secondo luogo in caso di energia elettrica prodotta da impianti esteri sussiste un certo potenziale di abuso che va vanificato, poiché altrimenti la quantità di energia rinnovabile verrebbe rimpolpata contrariamente allo scopo del premio di mercato e i premi di mercato oggetto di versamento risulterebbero di conseguenza (molto) più elevati. La "quantità di energia rinnovabile" pertanto può comprendere soltanto l'energia elettrica rinnovabile anche in virtù del contratto di acquisizione (lett. a). Sono importanti, da un lato, l'abbinamento e l'appartenenza della



garanzia di origine (GO) e, dall'altro, la corrente in questione proveniente da un determinato impianto, situato, per citare un esempio, nel sud Italia (testo "GO concernente tale acquisizione"). Soltanto tale unità tra GO ed energia rinnovabile consente infine di accertare che nella quantità di energia rinnovabile venga immesso soltanto quanto è consentito dalla LEn, ossia elettricità generata a partire da energie rinnovabili. Grazie a tale restrizione (lett. a), in altre parole, s'intende garantire che nella quantità di energia rinnovabile non venga immessa elettricità grigia che è soltanto fiancheggiata da garanzie d'origine (GO) di qualsivoglia natura, come, a titolo d'esempio, le garanzie relative all'elettricità norvegese generata a partire da energie rinnovabili, senza che l'avente diritto al premio di mercato possa far valere un diritto all'energia elettrica che si cela dietro alla GO norvegese. Un ulteriore criterio (lett. a) consiste nel fatto che il contratto di acquisizione sia stato stipulato a medio o a lungo termine. Il criterio non è paragonabile in scala 1:1 a quello contemplato nell'articolo 88 capoverso 3 (dove di regola una durata inferiore ai tre anni è considerata a breve termine (cfr. sopra), poiché qui nella quantità di energia rinnovabile la questione è un'altra e il potenziale di abuso è di minore entità. Tuttavia anche nella quantità di energia rinnovabile i contratti stipulati con una durata a partire da tre anni possono essere considerati conclusi a medio termine ed essere pertanto ammessi. Alla controdeduzione e dunque nella quantità di energia rinnovabile è d'altronde ammessa anche l'elettricità che è stata ritirata sulla scorta dell'obbligo di acquisizione sancito nell'art. 15 LEn.

Art. 92 Ripartizione nel portafoglio tra premio di mercato e servizio universale

L'articolo 92 disciplina come occorre ripartire l'elettricità deficitaria proveniente da centrali idroelettriche di grandi dimensioni sui due canali di sostegno, mercato/premio di mercato da un lato e servizio universale dall'altro. Non si tratta in tale contesto di una direttiva tesa a determinare che cosa gli interessati debbano effettivamente apportare nel premio di mercato e nel servizio universale, bensì soltanto di una direttiva (nella forma di un'ipotesi) per gli scopi dello svolgimento del premio di mercato. Naturalmente tale ipotesi può avere un influsso sull'agire degli interessati. Una direttiva in tal senso è un modello di quoziente, conformemente al quale per ciascun impianto inserito nel portafoglio è applicabile la medesima chiave di ripartizione. Nell'esempio illustrato nella tabella sottostante in combinato disposto con il grafico a colonne di cui sopra, tali quote ammontano per il mercato al 46% e per il servizio universale al 54% (quota mercato= 120-65 GWh (cfr. grafico sopra)/120 GWh=46%). Con tale direttiva del quoziente vengono indirettamente escluse altre tipologie di ripartizione nel portafoglio, così, a titolo d'esempio, un modo di procedere secondo la teoria di Merit Order (vendita della produzione meno redditizia nel servizio universale) o una media ponderata sulla quantità. La rappresentazione riportata qui di seguito illustra le differenze tra i possibili modelli.

Situazione iniziale (esempio fittizio)		Modello quozienti (Quota premio di mercato = 45.83%)			Modello Merit Order (Elettricità proveniente dagli impianti meno redditizi in regime di servizio universale)			Modello ponderazione sulla quantità			
impianto	produzione di elettricità non redditizia (MWh/a)	costi di produzione scoperti* (CHF/MWh)	quota di mercato (MWh/a)	premio di mercato max. 10 CHF/MWh (CHF/MWh)	premio di mercato totale (CHF/a)	quota di mercato (MWh/a)	premio di mercato max. 10 CHF/MWh (CHF/MWh)	premio di mercato totale (CHF/a)	costi di produzione scoperti, ponderati sulla quantità (CHF/MWh)	premio di mercato max. 10 CHF/MWh (CHF/MWh)	premio di mercato ponderato sulla quantità, totale (CHF/a)
1	40'000	-3.27	18'333	3.27	60'000	40'000	3.27	130'800			
2	15'000	-5.82	6'875	5.82	40'000	15'000	5.82	87'300	-10.94	10	550'000
3	30'000	-6.52	13'750	6.52	89'700	0	0	0			
4	35'000	-25.7	16'042	10	160'400	0	0	0			
Totale	120'000		55'000		350'100			218'100			550'000

*costi di produzione scoperti = costi di produzione - ricavi di mercato

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 potrebbero così destinare l'energia elettrica derivante dagli impianti più costosi al servizio universale, poiché qui non si effettua una riduzione. Si tratta pertanto, in tale contesto, di emanare a livello globale una normativa possibilmente equa e oggettiva. Senza direttive, per motivi di ottimizzazione, gli aventi diritto vendereanno a titolo di servizio universale l'energia elettrica derivante dalle due centrali idroelettriche più



costose (nr. 3 e 4) e tali costi di produzione sarebbero pertanto coperti (dato che non vi è alcuna riduzione). In tal modo i clienti vincolati nell'ambito del servizio universale sarebbero tenuti ad assumersi una grande parte dell'onere. Non di rado un avente diritto al premio di mercato potrebbe applicare anche una media (le coperture insufficienti dei singoli impianti sono ponderate in conformità alla loro quota al portafoglio). Nell'esempio illustrato sopra l'avente diritto otterrebbe così un premio di mercato pari a 550'000 franchi, nonostante per la copertura dei costi di produzione (soltanto quelli degli impianti 1 e 2 non sono ancora coperti) sarebbero necessari soltanto 218'182 franchi. Il metodo basato sulla media potrebbe portare regolarmente a un premio di mercato eccessivamente elevato.

La quota di cui sopra da un lato si avvicina di frequente al modo di procedere probabilmente scelto dagli aventi diritto e conduce dall'altro a soluzioni più corrette evitando così una remunerazione eccessiva e uno spostamento troppo unilaterale dei costi verso il servizio universale (con ripercussioni per i clienti ad esso vincolati). Tuttavia anche con tale metodo con quote e con quozienti possono risultare premi di mercato "eccessivamente elevati". In tal caso si applica il capoverso 3 che mira a impedire che, nel complesso, grazie alle vendite nel 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, vale a dire dell'intero portafoglio e non del singolo impianto. In tale contesto il diritto al premio di mercato si riduce peraltro fino all'importo che corrisponde esattamente alla copertura. Quindi, normalmente, si applica il metodo con quote previsto dal capoverso 3 e in via eccezionale il capoverso 3 ai sensi di un correttivo.

Art. 93 Considerazione in chiave imprenditoriale nelle imprese di approvvigionamento elettrico

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 91 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 soltanto da un rapporto sul piano della partecipazione.

Il capoverso 2 si riallaccia a quanto detto e si esprime sul diritto legale di vendere nell'ambito del servizio universale l'energia elettrica proveniente dalle grandi centrali ai prezzi di produzione e definisce 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/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. Con l'esclusione "soltanto in virtù dell'appartenenza al gruppo" non s'intende la costellazione delle centrali dei partner. Se i partner (in qualità di portatori del rischio dei costi di produzione non coperti) hanno diritto al premio di mercato in qualità di proprietari, a essi spetta anche il diritto di vendere l'energia elettrica a titolo



di servizio universale (e questo ai costi di produzione). La presente disposizione dell'OPEn (art. 93 cpv. 2 frase 2) non può e non intende modificare nulla a tale regola contemplata nella LEnE (art. 81 cpv. 3).

Sezione 3: Procedura di domanda e verifiche successive

Art. 94 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 esplicitamente dall'articolo 108. 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 idrologico (ottobre-settembre).

Il giorno di riferimento (31 maggio) 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 del 20 dicembre 1968 sulla procedura amministrativa (RS 172.021)).

Il capoverso 2 elenca i differenti elementi necessari per poter determinare se qualcuno ha diritto al premio di mercato e a quanto ammonta il premio. Per rendiconto annuale s'intende come conseguenza dell'importo ex-post il rendiconto dell'anno precedente (anno civile), ossia un rendiconto testato. Dal tenore del capoverso (lett. c) si evince anche che l'UFE chiede di inoltrare un rendiconto singolo per impianto. Inoltre la domanda deve far riferimento all'anno civile o idrologico, tenuto conto del fatto che per centrale idroelettrica occorre un coefficiente unico, qualora più richiedenti si rivolgersero all'UFE. Quest'ultimo non è tenuto ad ammettere le domande che si riferiscono a un altro periodo d'esame per es. aprile-marzo (la lettera c consente soltanto i due anni menzionati), da un lato per non rendere ulteriormente complessa l'esecuzione pertinente (riduzioni, trattenute di denaro (art. 95)), e dall'altro e soprattutto perché con tali domande il premio di mercato verrebbe contemplato in un'ottica orientata eccessivamente al passato, il che non sarebbe compatibile con le scadenze sancite nell'art. 108. Oltre agli elementi menzionati (lett. a-f) occorre inoltrare anche la conferma del passaggio del rischio prevista già dalla LEnE. L'UFE allestirà un formulario contenente tutti gli elementi da indicare e i documenti e i giustificativi da inoltrare assieme alla domanda. Ciò 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. È pacifico che i richiedenti devono sempre dimostrare l'adempimento di tutti i criteri per il diritto (art. 101 e art. 8 CC e art. 12 segg. LPA). L'UFE può pertanto chiedere aspetti non contemplati dall'art. 95, o mediante una rubrica nel formulario o mediante una richiesta individuale/riferita al caso pertinente, per esempio elementi particolari relativi al diritto al premio come l'assenza di contratti stipulati a breve e a medio termine a partire dal 1° gennaio 2016 (art. 89 cpv. 3 e 4). Con le indicazioni richieste ai fini del miglioramento della situazione dei costi (lett. f) s'intendono le misure già adottate e pianificate nell'ottica del futuro prossimo. La definizione "situazione dei costi" è di ampia portata e non contempla soltanto i costi di produzione che per il premio di mercato, nell'articolo 91, sono definiti in chiave relativamente restrittiva.

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, in particolare le altre unità aziendali delle IAE ai sensi dell'articolo 93 e gli attori menzionati nell'articolo 94 capoverso 4. È così richiesta tra



le altre cose la partecipazione del cosiddetto gestore d'azienda. Quest'ultimo è tenuto a fornire per gli impianti la ripartizione pertinente, dalla quale si evince come l'energia elettrica si distribuisce sugli acquirenti (quantità, quota alla produzione), il che è necessario ai fini della determinazione dell'origine e della quantità di energia elettrica immessa nel premio di mercato. 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 (impianti singoli o unioni d'impianti) 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. Ai sensi dell'articolo 92 le quantità di energia rinnovabile sottostanno a restrizioni (nessuna elettricità prodotta da impianti già promossi in altro modo; GO nell'elettricità derivante da impianti esteri). A tale riguardo l'UFE è parimenti autorizzato a chiedere l'inoltro dei giustificativi pertinenti (per es. mediante il formulario), dato che la domanda ha proprio lo scopo di *indicare* il diritto (cfr. testo OPEn). Ai sensi dell'articolo 92 capoverso 3 un avente diritto al premio di mercato non deve nell'insieme ricavare con il premio di mercato e le vendite di elettricità un importo maggiore rispetto a quanto sarebbe necessario alla copertura dei costi di produzione. Anche in merito a tale punto i richiedenti sono tenuti a fornire le informazioni in questione ai sensi di una dichiarazione personale (lett. e) affinché l'UFE possa procedere alle verifiche pertinenti.

Il capoverso 4 costituisce la base per l'obbligo di cooperare all'accertamento dei fatti per coloro che non hanno essi stessi diritto al premio di mercato, ma che sono legati all'avente diritto sulla scorta della cascata dei beneficiari (art. 30 cpv. 2 LEne) e dell'appartenenza all'IAE (art. 93). Essi sono tenuti a sostenere gli aventi diritto al premio che (intendono) inoltrare una domanda (base legale: art. 30 cpv. 4 lett. g LEne). Così, a titolo d'esempio, i gestori d'impianto sono tenuti, qualora non siano essi stessi beneficiari del premio, a fornire al richiedente la ripartizione intesa a indicare quanta energia elettrica è stata fornita dall'impianto a quali acquirenti (cpv. 2 lett. a). In genere gli aventi diritto sono obbligati a fornire i documenti pertinenti all'UFE (in un intento di semplificazione, essi sono tenuti a raccogliere qualsiasi informazione e a inoltrarla all'UFE), pur essendo le altre parti coinvolte tenute a sostenerli. Se l'inoltro delle informazioni raccolte non dà i suoi frutti o non li dà nella misura sperata, perché le altre parti coinvolte non collaborano, l'UFE può richiedere a titolo sussidiario le informazioni necessarie anche direttamente alle parti coinvolte (tale "potere" previsto nel cpv. 4 è soltanto una possibilità e non costituisce un obbligo da parte dell'UFE). La base legale che autorizza l'UFE a procurarsi (direttamente) documenti ecc. è peraltro costituita dalla disposizione generale contemplata nell'art. 101 nonché dal diritto di procedurale generale (art. 12 segg. della legge sulla procedura amministrativa (LPA)).

Art. 95 Procedura all'UFE e sostegno da parte della EICom

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 (= anno dell'inoltro 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 a tutte le altre domande, dato che l'ammontare del premio di mercato nell'avente diritto 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 l'attesa (fino a quando gli altri casi sono maturi) non è appropriata. Un possibile procedi-



mento 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 può essere 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 (cfr. art. 36 cpv. 2 OEn). 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 220 milioni di franchi di premi, in realtà vi sono però a disposizione soltanto 110 milioni. L'avente diritto al premio di mercato A avrebbe diritto a un premio di mercato pari a 20 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 10 milioni di franchi e l'avente diritto B a un premio di 4 milioni (gli ulteriori aventi diritto non sono menzionati in questa sede). 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. La possibilità di trattenere il denaro è pertanto uno strumento di garanzia. Il premio nell'entità definitiva può essere esigibile al più presto quando esso è stato deciso sul piano concreto (e le riserve iniziali sono pertanto state eliminate); di conseguenza i fondi trattenuti non sono soggetti a interessi.

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 nell'interfaccia tra premio di mercato e servizio universale, l'UFE deve poter ricorrere alla collaborazione dell'EICom, la quale è competente nell'ambito del servizio universale (ai sensi della LAEI). S'intende tuttavia mantenere l'onere a carico dell'EICom il più ridotto possibile. All'EICom spetta il compito, laddove l'UFE lo ritiene necessario, di effettuare un confronto tra le indicazioni fornite dall'UFE e i dati di cui l'EICom è già provvista sulla scorta dei propri compiti. In tale contesto occorre tutelare la richiesta centrale tesa a garantire che nessuno venda la "stessa" elettricità", per la quale ha ottenuto il premio di mercato, anche a titolo di servizio universale (ai costi di produzione). Con il cpv. 4 alla EICom viene conferito tramite una base legale un nuovo compito.

Art. 96 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 e la base legale pertinente è peraltro costituita dall'articolo 101 ("controllo"). 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 all'Amministrazione federale delle dogane, controllo e provvedimenti

Art. 97 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. 98 Pubblicazione

Come fatto sinora, l'UFE pubblica per motivi di trasparenza differenti dati concernenti gli impianti inseriti nel sistema di remunerazione per l'immissione in rete. Per gli impianti con una potenza inferiore ai 30 kW la pubblicazione viene effettuata come sinora in chiave anonima (cpv. 1 e 2). Per i nuovi strumenti di sostegno (contributi d'investimento e premio di mercato) viene creato un nuovo catalogo concernente i dati oggetto di pubblicazione.

Art. 99 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. 100 Trasmissione di dati all'Amministrazione federale delle dogane

L'articolo 100 corrisponde sul piano dei contenuti al diritto attuale e garantisce il flusso d'informazioni dall'UFE all'Amministrazione federale 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. 101 Controlli e provvedimenti a posteriori

In virtù del capoverso 1, in relazione all'esecuzione e nell'ottica della domanda tesa a sapere se le direttive legali vengono o sono state (ancora) rispettate, l'UFE può effettuare o far effettuare controlli, a titolo eventuale anche dopo la conclusione di una procedura. Affinché tale compito di controllo possa essere adempiuto, i gestori degli impianti sono tenuti a dare visione dei dati d'esercizio all'UFE e, nella misura in cui rientri nel suo ambito di competenza, all'Organo d'esecuzione (cpv. 2). Se i requisiti legali non sono o non sono più adempiuti, l'UFE o l'Organo d'esecuzione ordinano le misure adeguate (cpv. 3). Per determinare un'eventuale redditività eccessiva (cfr. art. 34 cpv. 3 OPEN), occorre, su richiesta, inoltrare all'UFE pertinenti documenti e informazioni. L'UFE può predisporre le relative verifiche.

Capitolo 9: Disposizioni finali

Art. 102 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. 103 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. 104 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 (cpv. 1).

Con il capoverso 2 anche per gli impianti fotovoltaici di piccole dimensioni che sono stati notificati ai fini dell'ottenimento di una RU già secondo il diritto anteriore e che in futuro avranno diritto soltanto a una remunerazione unica, viene applicato l'ordine di presa in considerazione del nuovo diritto. 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 fotovoltaici 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. Se tuttavia esercitano il diritto d'opzione a favore della remunerazione per l'immissione in rete di elettricità, possono ancora modificare la loro decisione anche in un secondo tempo e optare per la remunerazione unica. Tale correttivo risulta dal fatto che, in caso di smantellamento della lista d'attesa per gli impianti fotovoltaici, rispetto al diritto previgente non cambia nulla (smantellamento dopo la data di inoltro della domanda) e che pertanto sarà chiaro soltanto in un secondo momento, quanti impianti potranno realmente ancora essere inseriti nel sistema di remunerazione per l'immissione in rete di energia elettrica (cpv. 3).

Gli impianti secondo il capoverso 4 sono considerati ai sensi della presente ordinanza impianti fotovoltaici 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 sistema di remunerazione per l'immissione in rete 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 sistema di remunerazione per l'immissione in rete 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. Con il capoverso 5 s'intende evitare che gli impianti con una potenza inferiore ai 2 kW, che sono stati edificati prima dell'entrata in vigore della presente ordinanza e che sono stati notificati entro il 31 dicembre 2012 per la RIC, perdano qualsiasi diritto a una remunerazione in forza dell'articolo 36.



Art. 105 Disposizioni transitorie relative alla commercializzazione diretta e immissione in rete al prezzo di mercato di riferimento

Un termine transitorio di due anni per il passaggio alla commercializzazione diretta consente ai prestatori di servizi energetici di avere tempo sufficiente per adattarsi alla nuova situazione e per poter sviluppare sul mercato i prodotti e le offerte pertinenti. Ciascun gestore d'impianto è tuttavia libero di passare, a sua scelta, in ogni momento per la fine di un trimestre alla commercializzazione diretta, indipendentemente dalle dimensioni del proprio impianto. Un tale passaggio è definitivo (art. 14 cpv. 3).

Ai sensi del capoverso 2 le attuali disposizioni concernenti le modalità per il ritiro e la remunerazione di energia elettrica nel sistema di remunerazione per l'immissione in rete (impianti che immettono l'elettricità al prezzo di mercato di riferimento e che non sono inseriti nella commercializzazione diretta) valgono fino al 2018, al fine di poter effettuare gli adeguamenti necessari.

Art. 106 Disposizione transitoria relativa all'ampliamento o al rinnovamento successivi d'impianti idroelettrici di piccole dimensioni e d'impianti a biomassa

La riduzione del tasso di remunerazione ai sensi dell'articolo 28 capoverso 5 non deve concernere i gestori dell'impianto che hanno adottato la decisione di ampliare o rinnovare il proprio impianto già prima dell'entrata in vigore della presente ordinanza e che hanno già generato i relativi investimenti, ordinando per esempio i componenti o procedendo con i lavori. Dato che in genere gli ampliamenti o i rinnovamenti possono essere attuati entro sei mesi, la loro messa in esercizio deve avvenire entro il 30 giugno 2018, se il gestore in questione intende beneficiare della protezione della presente disposizione.

Art. 107 Disposizione transitoria relativa all'ordine di presa in considerazione e alla lista d'attesa in caso di contributi d'investimento

I progetti e gli impianti che sulla scorta dei progressi del progetto raggiunti sono avanzati sull'attuale lista RU in virtù del diritto anteriore, ma che in futuro potranno soltanto chiedere un contributo d'investimento, godranno di un trattamento privilegiato nell'ordine di presa in considerazione in caso di contributi d'investimento, nella misura in cui entro il 31 marzo 2018, per tali progetti, venga inoltrata all'UFE una domanda tesa a ottenere un contributo d'investimento.

Art. 108 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 scagionato 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. Non saranno più previste categorie d'impianti differenti con tassi di remunerazione distinti inferiori ai 300 kW, dato che gli impianti situati in prossimità delle acque naturali sono in genere completamente esclusi. Rispetto al diritto previgente, i tassi di remunerazione sono stati lievemente adeguati verso l'alto, così da prendere parzialmente in considerazione il periodo di remunerazione ridotto da 20 a 15 anni (cfr. al riguardo anche le spiegazioni concernenti i punti essenziali dell'avamprogetto al numero 2.1.1 relative alla remunerazione e alla durata della remunerazione). Il numero 3 disciplina le modalità della riduzione del tasso di remunerazione contemplata nell'articolo 28 per il caso in cui un impianto venga ampliato o rinnovato successivamente.

La disposizione transitoria di cui al numero 6.1 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. In virtù del numero 6.2 la medesima protezione spetta anche agli impianti che entro il 31 dicembre 2013 hanno ottenuto una decisione positiva e che, pur non avendo inoltrato la notifica dello stato di avanzamento del progetto secondo il diritto anteriore, hanno tuttavia effettivamente realizzato i passi necessari per raggiungere lo stato di avanzamento del progetto. Questo perché fino al 31 dicembre 2013 l'inoltro di una notifica dello stato di avanzamento del progetto non era previsto sul piano formale e gli impianti in questione non sono o non erano tenuti ad adempiere in



termini formali il numero 6.1, malgrado avessero effettuato i medesimi investimenti. Se per un impianto è stata effettuata e autorizzata una modifica dell'ubicazione (prima del 1.1.2018, cfr. art. 20 cpv. 3 OPEn), la tutela vale per il periodo nel quale per l'impianto sono stati attuati lo stato di avanzamento del progetto e i relativi passi necessari presso la prima ubicazione.

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

Per quanto concerne la definizione d'impianto, nella prassi, la nozione talvolta poco chiara di "punto d'immissione" è stata sostituita con "punto di allacciamento alla rete", che corrisponde alla terminologia dell'AES e definisce in termini generali il passaggio alla rete pubblica. Inoltre è stato introdotto il concetto secondo cui nel caso di un punto di allacciamento alla rete si può supporre in via eccezionale che sussistano due impianti, soltanto quando l'elettricità da essi prodotta viene misurata in chiave separata.

Rispetto a quanto previsto nel diritto anteriore, nel caso degli impianti fotovoltaici inseriti nel sistema di remunerazione per l'immissione in rete 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.

Per i "vecchi" impianti fotovoltaici, vale a dire con una messa in esercizio risalente al periodo prima del 1° gennaio 2013 e che sono stati inseriti nella lista d'attesa entro il 31 luglio 2013, è legittimo applicare le modalità di remunerazione contemplate dal diritto anteriore (numero 5).

I tassi di remunerazione previsti ai numeri 2.2 e 5 sono applicati soltanto agli impianti che in futuro dopo l'entrata in vigore della presente ordinanza saranno inseriti nel sistema di remunerazione per l'immissione in rete. Gli impianti che già prima hanno ottenuto una remunerazione per l'immissione in rete, continuano ad avervi diritto (art. 72 cpv. 1 LEne).

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

In futuro, in caso d'impianti a energia eolica a determinate condizioni sarà resa possibile la trasmissione della garanzia di principio o di decisioni relative alla RU positive da un'ubicazione all'altra. Tale disposizione ha lo scopo di risolvere la seguente problematica: se i piani direttori cantonali approvati vengono adeguati a titolo d'esempio sulla scorta di interessi federali notificati soltanto in un secondo momento e gli impianti a energia eolica che si avvalgono di una decisione relativa alla RU positiva o di una garanzia di principio perdono con ciò la loro base nella pianificazione cantonale, di fatto essi non potranno mai essere costruiti. Nell'ottica attuale (parola chiave lista d'attesa), gli impianti che sono situati nelle nuove zone d'energia eolica realisticamente non hanno quasi più la possibilità di poter partecipare al sistema di remunerazione per l'immissione in rete di elettricità. In siffatti casi, ai sensi del numero 5.2, deve pertanto essere possibile trasmettere una garanzia di principio o una decisione positiva all'interno di un Cantone da un'ubicazione all'altra o da un impianto all'altro inserito nella lista d'attesa, che soddisfa presumibilmente i requisiti per il diritto previsti per l'entrata nel sistema di remunerazione per l'immissione in rete. All'autore del trasferimento della decisione per esso senza valore non è consentito fatturare per la trasmissione in questione un importo che ecceda la metà dei costi effettivamente generati sino a quel momento.

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 anche le spiegazioni concernenti i punti essenziali dell'avamprogetto al 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 19 capoverso 4 lettere c-e LENE, negli impianti a biomassa, soltanto gli impianti che nell'attuale allegato 1.5 sono denominati "altri impianti a biomassa" possono partecipare al sistema di remunerazione per l'immissione in rete (cfr. al riguardo le spiegazioni concernenti i punti essenziali dell'avamprogetto al 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 numero 3.1.4 determina le modalità di calcolo del tasso di remunerazione, quando in una centrale elettrica a legna vengono termovalorizzati anche rifiuti di legname problematici, che costituiscono rifiuti speciali ai sensi dell'articolo 2 capoverso 2 lettera a dell'ordinanza sul traffico di rifiuti (OTRif; RS 814.610) in combinato disposto con l'ordinanza del DATEC sulle liste per il traffico di rifiuti (RS 814.610.1). Tra questi rifiuti problematici rientrano a titolo d'esempio il legname trattato con prodotti per la protezione del legno (per es. legnami impregnati con un procedimento a getto o trattati con pentaclorofenolo o prodotti simili, come le traversine ferroviarie e i pali del telefono) e i rifiuti di legname patinati con prodotti organici alogenati.

La valutazione tesa a determinare a quali condizioni tali rifiuti di legname possano essere termovalorizzati in una centrale elettrica a legna, non viene effettuata sulla scorta della legislazione sull'energia. Se la termovalorizzazione di tale biomassa è in genere ammessa, il tasso di remunerazione per la produzione di energia elettrica, conseguita sulla scorta del contenuto energetico di tali rifiuti di legname problematici, viene dimezzato. La presente disposizione garantisce che l'elettricità generata sulla scorta del contenuto energetico di tali rifiuti di legname problematici, non venga remunerata con lo stesso tasso di remunerazione applicato alla restante elettricità. Ai sensi dell'articolo 32 capoverso 1 della legge sulla protezione dell'ambiente (LPAMB; RS 814.01) il detentore dei rifiuti sostiene infatti le spese per il loro smaltimento. Le spese per la termovalorizzazione dei rifiuti di legname problematici sono pertanto perlomeno in parte coperte tramite le "tasse" per lo smaltimento dei rifiuti, ragione per cui l'elettricità generata va remunerata soltanto con la metà del tasso di remunerazione.

Il numero 5 disciplina le modalità della riduzione del tasso di remunerazione contemplata nell'articolo 28 per il caso in cui un impianto venga ampliato o rinnovato successivamente.

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



Il bonus per l'utilizzo esterno del calore (bonus di cogenerazione) previsto nel precedente allegato 1.5 non sarà più contemplato nella nuova legge, dato che con le nuove basi legali s'intende ancora porre maggiormente l'accento sulla produzione di elettricità. Sono esclusi da tale soppressione gli impianti che sono stati messi in esercizio dopo il 1° gennaio 2018, ma che già prima hanno ottenuto una decisione positiva sulla scorta del diritto anteriore e inoltrato una notifica dello stato d'avanzamento del progetto secondo il diritto anteriore (numero 8).

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 sistema di remunerazione per l'immissione in rete.

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 sistema di remunerazione per l'immissione in rete 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".²

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 sistema di remunerazione per l'immissione in rete. 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. Attualmente occorre supporre che in particolare nel caso della biomassa e della geotermia, per ora, non è possibile formare peer group sulla scorta dei dati del mercato di capitale. Se questo è il caso il beta viene determinato grazie a un'indagine concernente i rischi pertinenti degli investimenti attuati nell'ambito di tali tecnologie svolta presso numerosi esperti provenienti per esempio dal settore dell'energia, dalla ricerca nell'ambito dell'energia e dall'Amministrazione federale.
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.

Allegato:

Rapporto "Marktpremie für bestehende Grosswasserkraft-Anlagen: Vorschlag und Erläuterungen der Verwaltung vom 5. April 2016" (disponibile in tedesco)

² http://www.bfe.admin.ch/themen/00490/00496/index.html?lang=de&dossier_id=00726



13.074 n Energiestrategie 2050, erstes Massnahmenpaket

Marktprämie für bestehende Grosswasserkraft-Anlagen: Vorschlag und Erläuterungen der Verwaltung vom 5. April 2016

Hinweis: Wortlaut und Nummerierung der Bestimmungen in diesem Dokument beziehen sich auf den Stand der Beratung im April 2016. Der vom Parlament am 30. September 2016 verabschiedete Text weicht redaktionell davon ab (BBI 2016 7683).

5a. Kapitel

streichen

6. Kapitel: Besondere Unterstützungen

Art. 33a Marktprämie für Elektrizität aus Grosswasserkraft-Anlagen

¹ Die Betreiber von Grosswasserkraft-Anlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW, deren Elektrizität aus diesen Anlagen am Markt unter den Gestehungskosten verkauft werden musste, können für diese Elektrizität, soweit die Mittel reichen (Art. 37 und 38), eine Marktprämie in Anspruch nehmen. Die Marktprämie soll die nicht gedeckten Gestehungskosten ausgleichen, beträgt aber höchstens 1.0 Rappen/kWh.

² Müssen nicht die Betreiber selbst das Risiko nicht gedeckter Gestehungskosten tragen, sondern ihre Eigner, so steht diesen anstelle der Betreiber die Marktprämie zu, sofern die Betreiber diese Risikotragung bestätigen. Müssen nicht die Eigner ihrerseits das Risiko nicht gedeckter Gestehungskosten tragen, sondern Elektrizitätsversorgungsunternehmen, weil sie vertraglich zum Bezug der Elektrizität zu Gestehungskosten oder ähnlichen Konditionen verpflichtet sind, so steht diesen Unternehmen anstelle der Eigner die Marktprämie zu, sofern die Eigner diese Risikotragung bestätigen.

³ Die Berechtigten stellen im gleichen Gesuch Antrag für sämtliche zur Marktprämie berechtigende Elektrizität in ihrem Portfolio, auch wenn diese von verschiedenen Anlagen oder Betreibern stammt.

⁴ Sofern den Berechtigten die Besorgung der Grundversorgung nach Artikel 6 des Stromversorgungsgesetzes obliegt, müssen sie für die Bestimmung der zur Marktprämie berechtigenden Menge Elektrizität rechnerisch diejenige Menge abziehen, die sie in der Grundversorgung maximal verkaufen könnten; die abzuziehende Menge reduziert sich im Umfang anderer Elektrizität aus erneuerbaren Energien in der Grundversorgung. Die Berechtigten dürfen die Gestehungskosten der abgezogenen Menge bei ihren Verkäufen in der Grundversorgung in die dortigen Tarife einrechnen. Das darf auch tun, wer infolge des Abzugs keine Marktprämie erhält.



⁵ Der Bundesrat regelt die Einzelheiten, insbesondere:

- a. die Ermittlung von Referenzpreisen, die als Marktpreis heranzuziehen sind und die auch für ausserbörslich gehandelte Elektrizität gelten;
- b. eine allfällige Berücksichtigung weiterer relevanter Erlöse;
- c. die anrechenbaren Kosten und deren Ermittlung;
- d. eine allfällige Delegation an das BFE zur näheren Bestimmung der gesamten Erlöse und Kosten, einschliesslich der Kapitalkostenverzinsung;
- e. allfällige Vorgaben für die Grundversorgungstarife im Falle von Absatz 4;
- f. die Abgrenzung zum Investitionsbeitrag für Erweiterungen oder Erneuerungen (Art. 28 Abs. 1 Bst. b Ziff. 2);
- g. das Verfahren, einschliesslich der einzureichenden Unterlagen, die Auszahlungsmodalitäten und die Zusammenarbeit von BFE und Elektrizitätskommission (EiCom);
- h. Offenlegungspflichten von nicht selber anspruchsberechtigten Betreibern und Eignern;
- i. die spätere ganze oder teilweise Rückforderung der Marktprämie, insbesondere wegen unrichtiger oder unvollständiger Angaben.

Art. 37 Abs. 2 Bst. c^{bis}

² *Mit dem Netzzuschlag werden finanziert:*

- c^{bis}. die Marktprämien für Elektrizität aus Grosswasserkraft-Anlagen nach Artikel 33a;

Art. 38 Abs. 1 Bst. c

¹ *Für den Einsatz der Mittel für die einzelnen Verwendungen sind die folgenden Höchstanteile zu beachten:*

- c. ein Höchstanteil von 0,2 Rappen/kWh für die Marktprämien für Elektrizität aus Grosswasserkraft-Anlagen.

Art. 39a Abs. 3

¹ *Die Unterstützungen laufen wie folgt aus: ...*

²

³ Ab dem 1. Januar des sechsten Jahres nach Inkrafttreten des Gesetzes können keine Marktprämien nach Artikel 33a für Grosswasserkraft-Anlagen mehr ausgerichtet werden.

Art. 70a Abs. 1 Bst. a⁰

¹ *Die für die jeweiligen Aufgaben zuständigen Bundesstellen können Dritte zum Vollzug beziehen, insbesondere im Zusammenhang mit:*

- a⁰. der Marktprämie für Elektrizität aus Grosswasserkraft-Anlagen gemäss Artikel 33a;

Art. 72 Abs. 1 Bst. b^{bis}

¹ *Mit Busse bis zu 100 000 Franken wird bestraft, wer vorsätzlich:*

- b^{bis}. im Zusammenhang mit den Marktprämien für Elektrizität aus Grosswasserkraft-Anlagen (Art. 33a) unrichtige oder unvollständige Angaben macht;



Erläuterungen zum Modell „Marktprämie für bestehende Grosswasserkraft-Anlagen“

Einleitende Bemerkungen

Angesichts der schwierigen Situation der Schweizer Wasserkraft hat der Ständerat im September 2015 im Rahmen der Energiestrategie 2050 ein Nothilfe-Modell beschlossen. Derweil hat sich der Nationalrat im März 2016, nachdem sich die Situation auf dem Strommarkt weiter eingetrübt hat, für ein anderes, ein sog. Marktprämienmodell entschieden. Demnach kann für denjenigen Strom aus Schweizer Grosswasserkraft, der am Markt unter den Gestehungskosten verkauft werden muss, eine Marktprämie beansprucht werden. Diese ist gedeckelt (1,0 Rp./kWh) und die insgesamt verfügbaren Mittel sind begrenzt (maximal 0,2 Rp./kWh der Netzzuschlagselder). Die Massnahme ist auf fünf Jahre befristet. Das Modell soll einfach sein, u.a. im Vollzug (für Unternehmen und Behörden).

Am vom Nationalrat beschlossenen EnG-Text sind mehrere legistische Mängel festzustellen, so erscheinen z.B. die „Gestehungskosten“, die ein zentrales Element des Modells sind, nicht im Wortlaut.

Kommentierung

Systematik/Titel 6. Kapitel: Besondere Unterstützungen

Gibt es nur einen Artikel, ist die Bildung eines separaten Kapitels (vgl. bisheriges Kapitel 5a) nicht nötig. Bei dieser Gelegenheit kann sodann der Titel von Kapitel 6 allgemeiner gehalten werden.

Art. 33a Vorübergehende Marktprämie für Elektrizität aus Grosswasserkraft-Anlagen

Absatz 1: Die Marktprämie gibt es – im Unterschied zu KEV bzw. Einspeiseprämie, wo v.a. Neuanlagen im Fokus stehen – für *bestehende* Anlagen, und zwar nur für solche in der Schweiz und nur für solche der Grosswasserkraft (Leistung über 10 MW). Bei den Grenzkraftwerken kann die Marktprämie nicht für die ganze Produktion verlangt werden, sondern nur jenen Teil, der dem Schweizer Hoheitsanteil entspricht. Die Marktprämie soll die am Markt nicht gedeckten Gestehungskosten ausgleichen, ist aber bei 1,0 Rp./kWh (inkl. Mehrwertsteuer) gedeckelt. So kommt z.B. für Elektrizität, die 0,5 Rp./kWh unter den Gestehungskosten verkauft werden muss, lediglich eine Marktprämie von 0,5 Rp./kWh in Frage. Eine weitere Begrenzung bildet der Höchstbetrag von 0,2 Rp./kWh nach Art. 38 Abs. 1 Bst. c, was – falls es sehr viele Gesuche gibt – dazu führt, dass die Marktprämien, wie sie eigentlich zustünden, nicht voll entrichtet werden können. Für diese Fälle muss der Bundesrat die Mittelverteilung regeln (Art. 38 Abs. 5); als Lösung ist ein proportionales Kürzen am naheliegendsten.

Absatz 2 regelt die Anspruchsberechtigung und bildet die komplexe, historisch gewachsene Branchenstruktur ab. Durchgängiges Prinzip für die Anspruchsberechtigung ist: Die Marktprämie steht demjenigen Akteur zu, der die Last bzw. das Risiko nicht gedeckter Gestehungskosten trägt. In erster Linie ist der Betreiber berechtigt, womit der Konzessionär gemeint ist. Ist der Betreiber Teil eines integrierten Energie- bzw. Elektrizitätsversorgungsunternehmens (EVU), so ist unmittelbar dieses berechtigt. Gemäss der weiteren Berechtigungskaskade sind in zweiter Linie die Eigner anspruchsberechtigt; gleichzeitig entfällt in diesen Fällen die Anspruchsberechtigung der vorgelagerten Betreiber. Eigner sind schewergewichtig Aktionäre, die oft als EVUs tätig sind. Sehr verbreitet ist, dass EVUs – als Partner – zusammen ein sog. Partnerwerk halten, das (als reine Kraftwerks-Gesellschaft organisiert) die Wasserkraft-Anlage betreibt. Bei den Eignern bzw. Aktionären liegt das eingangs beschriebene Risiko nicht gedeckter Gestehungskosten z.B. oft dann nicht, wenn es sich beim Aktionär um einen Kanton oder eine Gemeinde handelt. Kantone und Gemeinden treten die Energiebezugsrechte in der Regel an Dritte ab, meistens an EVUs. Mit dem Bezugsrecht gehen Zahlungspflichten einher – dies zu Gestehungskosten oder zu Kosten, die den Gestehungskosten



nahekommen, was beim Absetzen am Markt ebenfalls zu einer Nicht-Deckung führt. Somit sind solche EVUs auch Träger des Kostenrisikos im beschriebenen Sinn und folglich – in dritter Linie – anspruchsberechtigt.

Anspruchsvoraussetzung ist nicht nur das Tragen des Kostenrisikos, sondern auch (als formeller Aspekt), dass der in der Kaskade vorgelagerte Berechtigte die entsprechende Risikotragung bescheinigt. Mit diesem zweiten Erfordernis wird vermieden, dass es im Vollzug der Marktprämie zu Streitigkeiten allein darüber kommt, wer anspruchsberechtigt ist. Wer in der Berechtigungskette hinten kommt, ist also auf das Einverständnis desjenigen, der weiter vorne ist, angewiesen. Uneinigkeit zwischen diesen Akteuren kann natürlich gleichwohl entstehen, sie beschäftigt dann aber nicht das BFE beim Vollzug der Marktprämie. Differenzen sind im Innenverhältnis zu bereinigen; allfällige verbleibende Streitigkeiten sind je nach Ausgestaltung des Innenverhältnisses zu klären, oft also wohl durch Zivilgerichte.

Absatz 3 bringt die Festlegung, dass die Marktprämie mit einem einzigen Gesuch für das gesamte Grosswasserkraft-Portfolio zu beantragen ist. Damit wird es zu einer insgesamt viel kleineren Zahl von Gesuchen kommen, als wenn pro Kraftwerk ein Gesuch zu stellen wäre. Trotz Portfolioansatz ist natürlich ein Aufarbeiten der Daten und Zahlen pro Kraftwerk nötig. Wer ein Gesuch stellt, wird die Daten und Zahlen für jedes einzelne Kraftwerk ausweisen müssen. Dazu werden die Kraftwerksbetreiber, auch wenn sie selber nicht anspruchsberechtigt sind, ihre Eigner bzw. Aktionäre unterstützen müssen. Der Bundesrat kann ihnen in diesem Zusammenhang Pflichten auferlegen (Art. 33a Abs. 5 Bst. h). Beim Vollzug wird auf jeden Fall sicherzustellen sein, dass ein zentrales Prinzip des Marktprämienmodells eingehalten wird: Für die Strommenge 100 Prozent eines Kraftwerks kann, ggf. durch verschiedene Berechtigte, maximal für diese 100 Prozent die Marktprämie beansprucht werden.

Absatz 4: In der Grundversorgung gemäss Stromversorgungsgesetz vom 23. März 2007 (StromVG) kann Strom derzeit zu Gestehungskosten abgesetzt werden (vgl. Art. 4 Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008 [StromVV]). Der Nationalrat hat in seinem Marktprämienmodell den Grundsatz verankert: „Strom aus Grosswasserkraft zuerst in der Grundversorgung“. Durch ein solches prioritäres Absetzen in der Grundversorgung geschieht zweierlei: Erstens wird für den Strom aus Grosswasserkraft ein Absatz zu Gestehungskosten gesichert, was derzeit sehr attraktiv ist – allein schon dies ist ein wesentlicher Unterstützungs-Faktor des Marktprämienmodells. Zweitens ist die Menge Strom, die ins Marktprämienmodell gelangt, kleiner als ohne prioritären Absatz in der Grundversorgung.

Mit dem vorliegenden EnG-Text wird der beschriebene Grundsatz leicht modifiziert, indem zu einem hypothetischen Ansatz gewechselt wird. Die Berechtigten müssen, sofern sie Grundversorger sind, bloss einen rechnerischen Abzug machen, wodurch sich die Strommenge, die zur Prämie berechtigt, ebenfalls verkleinert. Eine Pflicht, den Strom auch effektiv in der Grundversorgung abzusetzen, haben sie indes nicht. Dadurch behalten sie die nötige Flexibilität und unternehmerische Freiheit bei ihrer Angebotsgestaltung. Die Grundversorger haben zwar keine Pflicht, dafür aber explizit ein Recht, den Strom aus Grosswasserkraft, und zwar vorrangig, in der Grundversorgung abzusetzen. Das wird für die Endverbraucherinnen und Endverbraucher zu tendenziell höheren Grundversorgungstarifen führen, soweit die EVUs ihren vergleichsweise teureren Wasserkraftstrom nicht schon heute in der Grundversorgung verkaufen. Das Recht (zum Verkauf in der Grundversorgung bzw. zur entsprechenden Einrechnung in die Grundversorgungstarife) wird explizit festgehalten, weil dies aufgrund von StromVG/StromVV nicht ohne weiteres klar ist, gerade was das vorrangige vollständige Absetzen bzw. tarifliche Anrechnen von Strom aus Grosswasserkraft betrifft. Zu diesem letzten Aspekt gilt sodann eine wichtige Einschränkung: Strom aus anderen erneuerbaren Energien sollen in der Grundversorgung wegen des Marktprämienmodells nicht benachteiligt werden. Er soll weiterhin auch in der Grundversorgung angeboten werden können, ohne dass die betreffenden EVUs deswegen faktisch gezwungen wären, auf die Marktprämie zu verzichten. Dies wird sichergestellt, indem die Menge solchen Erneuerbaren-Stroms vom rechnerischen Grundversorgungs-Abzug ausgenommen wird; diese Ausnahme gilt allerdings nur für Strom, der nicht via KEV gefördert wird.

Absatz 5 enthält Delegationen an den Bundesrat. Dieser soll ganz generell einen grossen Spielraum für eine sachgerechte Regelung auf Stufe Verordnung haben. Der Vollzug soll einfach und schlank sein. Bei dessen Regelung soll der Bundesrat deshalb besonders darauf achten, dass auf bereits



bestehende Pflichten, z.B. Informations- und Berichterstattungspflichten gegenüber der Elektrizitätskommission (EiCom), aufgebaut bzw. Bestehendes und Vorhandenes, z.B. Dokumente und Berechnungen, nutzbar gemacht werden, so dass keine neuen Doppelspurigkeiten entstehen.

Was den Marktpreis angeht (Bst. a), soll nicht eine Monatsbetrachtung (wie gemäss Nationalrat) stattfinden, sondern es sollen mehrere Werte möglich sein. Indem diese gleichen Werte bzw. Preise auch für den ausserbörslichen Handel gelten, werden Manipulationen in diesem Bereich unterbunden.

Bst. b-c: Bei den Erlösen stehen die am Markt für den fraglichen Wasserkraftstrom gelösten Preise im Vordergrund. Eine Einnahmequelle (eines Betreibers/EVU) sind jedoch auch die Vermarktungserlöse für Systemdienstleistungen (SDL) und für Herkunftsnachweise (HKN). Bei den Gestehungskosten gilt es sich in erster Linie an dem zu orientieren, was gemäss Praxis der EiCom zu diesem Kostenblock gehört; darüber hinaus kann es aber sachgerecht sein, weitere Kostenfaktoren zu berücksichtigen. Es kann nötig sein, eine einheitliche Verzinsung, z.B. mittels eines WACC-Satzes (gewichtete Kapitalkosten), festzulegen. Für diesen ganzen Erlös-/Kosten-Komplex wird der Bundesrat aber v.a. eine Gesamtbetrachtung vornehmen müssen. Er darf daher auch eine grob vereinfachende Lösung schaffen und einzelne Faktoren – in gegenseitiger Aufrechnung – bewusst weglassen oder pauschale Werte, z.B. für Vermarktungs- und Dispositionskosten, vorsehen, die zwar nicht Abbild der Realität sind, dafür aber eine einfache Handhabung erlauben. Die nähere Bestimmung all dieser Faktoren kann der Bundesrat an das BFE übertragen. Mit dieser Stufung soll u.a. vermieden werden, dass sich aus den Vorgaben, namentlich zu den Gestehungskosten, Rückwirkungen auf StromVG/StromVV (auch ausserhalb des Marktprämienmodells) ergeben, was weder beabsichtigt noch erwünscht ist.

Mit der Möglichkeit für Vorgaben zu den Grundversorgungstarifen (Bst. e) ginge es darum (vgl. Anliegen gemäss Abs. 3 Nationalrat), eine Handhabe zu schaffen, damit jene, die eine Marktprämie erhalten, nicht gleichzeitig nur den teuersten Grosswasserkraftstrom in der Grundversorgung absetzen. Hier wird die Kontrolle (im Rahmen von StromVG/StromVV) der EiCom obliegen.

Das Verfahren (Bst. g) soll für alle Beteiligten möglichst einfach sein. Ob Vorjahreszahlen heranzuziehen sind oder ob es eine ex-post-Betrachtung gibt, wird noch zu klären sein. Ferner wird wegen eines allfälligen (proportionalen) Kürzens der Marktprämien ein Stichtag für die Gesuche nötig sein. Wichtig ist sodann, dass das BFE auf die EiCom zugehen kann und Daten und Erkenntnisse, über die die EiCom verfügt, von dieser mitgeteilt erhält, denn es sollen keine Doppelspurigkeiten entstehen.

Art. 37, 38 und 39a

Die Mittel stammen aus dem Netzzuschlag und sind bei 0,2 Rp./kWh gedeckelt. Es dürften jährlich zwischen 100 bis maximal 120 Millionen Franken zu Verfügung stehen (u.a. abhängig von den Rückerstattungen und den Vollzugskosten). Das Marktprämienmodell ist sodann befristet, und zwar auf fünf Jahre. Diese Befristung ist mithin die gleiche wie beim Auslaufen der Einspeisevergütung (KEV).

Zuständigkeit, Art. 70a

Zuständig für den Vollzug des Marktprämienmodells ist das BFE, was wegen der allgemeinen Grundzuständigkeit des BFE (Art. 69 Abs. 1) keiner speziellen Erwähnung im Gesetz bedarf. Weil der Arbeitsaufwand aber unregelmässig anfallen wird und beim Bundespersonal Spardruck herrscht, wird das BFE die Arbeitslast nicht alleine bewältigen können. Es wird deshalb stark auf den Beizug Dritter, wie z.B. bei der Rückerstattung des Netzzuschlags, angewiesen sein (vgl. Art. 70a Abs. 1 Bst. a⁰).