



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti,
dell'energia e delle comunicazioni DATEC

Ufficio federale dell'energia UFE

Maggio 2016

Verifica dei prezzi di costo e dei tassi di rimunerazione per gli impianti RIC



Indice

1	Introduzione.....	4
2	Basi di calcolo	5
2.1	Costo medio ponderato del capitale (WACC, al netto delle imposte).....	5
2.2	Prezzo di mercato	6
2.3	Corso dell'euro	6
3	Piccole centrali idroelettriche.....	7
3.1	Dati e basi	7
3.2	Impianto di riferimento e metodo di calcolo	8
3.3	Calcolo dei prezzi di costo	8
3.3.1	Rimunerazione di base	8
3.3.2	Bonus per le opere idrauliche	8
3.3.3	Bonus secondo i livelli di pressione	8
3.4	Tassi di remunerazione	9
3.4.1	Bonus secondo i livelli di pressione	10
4	Fotovoltaico.....	11
4.1	Dati e metodo di calcolo	11
4.2	Evoluzione dei principali fattori di costo	11
4.3	Prezzo di costo.....	13
4.4	Tassi di remunerazione	13
5	Impianti eolici	15
5.1	Dati e metodo di calcolo	15
5.2	Evoluzione dei principali fattori di costo	15
5.3	Prezzo di costo.....	16
5.4	Tassi di remunerazione	16
6	Biomassa (inceneritori)	17
6.1	Dati e metodo di calcolo	17
6.2	Evoluzione dei principali fattori di costo e di ricavo	17
6.3	Prezzo di costo.....	18
6.4	Tassi di remunerazione	18
7	Biomassa (impianti a biogas)	19
7.1	Dati e metodo di calcolo	19
7.2	Evoluzione dei principali fattori di costo e di ricavo	19
7.2.1	Impianti agricoli a biogas di medie dimensioni con non più del 20 % di cosubstrati	19
7.2.2	Impianti agricoli a biogas di grandi dimensioni con non più del 20 % di cosubstrati	20
7.2.3	Grandi impianti artigiano-industriali a biogas a processo continuo	20
7.3	Prezzo di costo.....	21
7.4	Tassi di remunerazione	21



Elenco delle tabelle

Tabella 1: Costo medio ponderato del capitale (WACC)	5
Tabella 2: Prezzi di costo e remunerazioni per le piccole centrali idroelettriche	9
Tabella 3: Tassi di remunerazione per le piccole centrali idroelettriche	10
Tabella 4: Fattori di costo e di ricavo per gli impianti fotovoltaici	11
Tabella 5: Tassi di remunerazione per gli impianti fotovoltaici	13
Tabella 6: Rimunerazione unica per gli impianti annessi e isolati	14
Tabella 7: Rimunerazione unica per gli impianti integrati	14
Tabella 8: Fattori di costo per gli impianti eolici	15
Tabella 9: Fattori di costo delle centrali a legna	17
Tabella 10: Fattori di costo e di ricavo per impianti agricoli a biogas di medie dimensioni con non più del 20 % di cosubstrati	19
Tabella 11: Fattori di costo e di ricavo per impianti agricoli a biogas di grandi dimensioni con non più del 20 % di cosubstrati	20
Tabella 12: Fattori di costo e di ricavo per i grandi impianti artigiano-industriali a biogas a processo continuo	20



1 Introduzione

Il Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni (DATEC) verifica periodicamente il calcolo del prezzo di costo (costi di produzione) e della remunerazione secondo le appendici 1.1-1.5 e lo adegua in caso di mutamento considerevole delle circostanze (art. 3e cpv. 1 dell'ordinanza sull'energia, OEn). Il DATEC prende in considerazione in particolare l'economicità a lungo termine nonché l'evoluzione delle tecnologie, dei prezzi delle fonti di energia primaria, dei canoni per i diritti d'acqua, del mercato dei capitali e, per gli impianti di cogenerazione, dei prezzi dell'energia per il riscaldamento. L'economicità a lungo termine, misurata in funzione delle opportunità di mercato a lungo termine, può essere presa in considerazione mediante correzioni dell'importo della remunerazione.

Dopo un periodo per la messa a punto operativa, il 1° gennaio 2009 è entrata in vigore la remunerazione a copertura dei costi per l'immissione in rete di energia elettrica (RIC). Siccome i fondi messi a disposizione erano stati impegnati già dopo due mesi, a fine febbraio 2009 è stato annunciato un blocco dei finanziamenti ed è stata creata una lista di attesa. Ad oggi figurano in questa lista oltre 36 500 impianti, di cui 35 500 impianti fotovoltaici.

Il calcolo dei tassi di remunerazione si basa sul prezzo di costo di impianti di riferimento. Nel 2011/12, nel quadro di una modifica della OEn, si è proceduto alla prima revisione dei prezzi di costo e al conseguente adeguamento dei tassi di remunerazione per il 1° marzo 2012. Si procede ora alla seconda revisione completa dei prezzi di costo per le piccole centrali idroelettriche, gli impianti fotovoltaici, eolici e a biomassa. Non è stata, invece, effettuata alcuna revisione del prezzo di costo degli impianti geotermici in quanto in Svizzera non vi sono ancora impianti di questo tipo in funzione e non si dispone pertanto di migliori basi per il calcolo.

L'adeguamento dei tassi di remunerazione calcolato nel presente rapporto vale per gli impianti che entreranno in esercizio dopo l'entrata in vigore, il 1° gennaio 2017, di questa revisione.

2 Basi di calcolo

I tassi di remunerazione vengono calcolati sulla base del prezzo di costo di impianti di riferimento, evitando così consapevolmente di calcolare tassi di remunerazione specifici per singoli impianti. Da una parte, questo sistema permette di rinunciare a dispendiose verifiche del prezzo di costo dei singoli impianti e di ridurre di conseguenza i costi di esecuzione per ciascuno di essi; dall'altra, il prezzo di costo di singoli impianti potrà essere inferiore o superiore a quello degli impianti di riferimento.

Il prezzo di costo dell'energia elettrica prodotta da un impianto si compone dei costi del capitale (inclusi i costi di finanziamento del capitale di terzi), dei costi di esercizio fissi e variabili, dell'eventuale costo dei combustibili, della remunerazione del capitale auspicata sull'arco del periodo di esercizio dell'impianto e dei ricavi secondari.

Attraverso un complesso calcolo dei tassi di remunerazione basato su determinati valori di riferimento (ad es. potenza o tipo di impianto) o sulla potenza equivalente si cerca di ridurre il più possibile la differenza tra i prezzi di costo effettivi e quelli degli impianti di riferimento. I tassi di remunerazione vengono stabiliti in modo tale da garantire all'impianto di riferimento una copertura dei costi (a un determinato costo medio ponderato del capitale, il WACC) per tutto il periodo della remunerazione, tenuto conto anche del suo valore residuo.

2.1 Costo medio ponderato del capitale (WACC, al netto delle imposte)

Nel 2015 l'Ufficio federale dell'energia (UFE) ha dato l'incarico di aggiornare il costo medio ponderato del capitale (WACC, al netto delle imposte¹) per il calcolo della RIC. Sono stati verificati i profili di rischio delle singole tecnologie e tutti i parametri determinanti del WACC. La precedente suddivisione nelle due classi di rischio «impianti eolici, fotovoltaici e piccole centrali idroelettriche»² e «impianti a biomassa» è stata mantenuta. Gli impianti a biomassa sono esposti, di norma, a un rischio più elevato a causa delle oscillazioni del prezzo della biomassa (combustibili o substrati).

La variazione del coefficiente beta³ e dei valori limite per il calcolo del costo dell'indebitamento privo di rischi hanno determinato un calo dei WACC. È stata inoltre corretta l'aliquota d'imposta, che è passata dal 21,17 % al 18 % (KPMG, 2014⁴).

Tabella 1: Costo medio ponderato del capitale (WACC)

WACC	Finora	A partire dall'1.1.2017
Impianti eolici, fotovoltaici e piccole centrali idroelettriche	4,75 %	3,97 %
Impianti a biomassa	5,18 %	4,33 %

¹ Dall'inglese «after-tax WACC». Nel presente rapporto il WACC è da intendersi al netto delle imposte.

² I rischi per gli impianti eolici, fotovoltaici e per le piccole centrali idroelettriche sono in linea di massima comparabili tra loro (rischi commerciali minimi, nessun rischio legato ai combustibili né alla vendita di prodotti derivati). Le tre tecnologie risentono tuttavia dei mutamenti meteorologici a breve termine.

³ Termine che indica l'entità del rischio di un investimento.

⁴ Il cambio del metodo Corporate and Indirect Tax Rate Survey di KPMG ha determinato un abbassamento delle aliquote d'imposta.



I nuovi WACC corrispondono a minori costi del capitale per gli impianti di riferimento, che a loro volta determinano un abbassamento del prezzo di costo per tutte le tecnologie (costi scontati in cent./kWh).

2.2 Prezzo di mercato

Sono stati calcolati, indipendentemente dal tipo di tecnologia, i ricavi commerciali degli impianti con una durata di vita superiore al periodo della RIC. Allo scadere del periodo della remunerazione questi impianti hanno diritto a *prezzi d'acquisto orientati al mercato* (art. 7 della legge sull'energia; LEne), i quali si basano sul portafoglio di acquisizione del fornitore di energia. Attualmente i prezzi orientati al mercato per i piccoli produttori si aggirano intorno ai 6–10 cent./kWh, mentre in borsa il prezzo di mercato dell'elettricità ammonta a circa 3-4 cent./kWh.

A causa della forte incertezza riguardo ai prezzi di mercato in vigore tra 20-30 anni e le enormi differenze di dimensioni tra i vari impianti, si considera un prezzo compreso tra **5 e 10 cent./kWh** (il prezzo di borsa atteso sul lungo periodo è di 8 cent./kWh⁵).

2.3 Corso dell'euro

Il 15 gennaio 2015 la Banca nazionale svizzera ha abolito il tasso di cambio minimo dell'euro di 1,2 franchi, causando un rafforzamento del franco svizzero. Attualmente (inizio gennaio 2016) il tasso di cambio oscilla tra 1,05 e 1,1 CHF/EUR e per i prossimi anni è atteso un tasso di cambio pari a circa **1,1 CHF/EUR**⁶. Il prezzo di costo degli impianti di riferimento viene calcolato sulla base di quest'ultimo valore.

Non tutte le componenti degli impianti provengono dalla zona euro: determinate parti vengono infatti acquistate sul mercato internazionale in USD oppure nel nostro Paese in CHF. I costi di installazione, inoltre, sono per lo più in franchi svizzeri. L'indebolimento dell'euro influisce quindi in misura differente sul prezzo di costo delle diverse tecnologie.

⁵ Prezzi di mercato dell'elettricità secondo lo studio «Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz im Rahmen der Energiestrategie 2050» (Frontier Economics 2013, italiano non disponibile), convertiti a un tasso di cambio di 1,1 fr./kWh.

⁶ Media dei prezzi forward e delle previsioni di istituti finanziari per il periodo 2016 – 2020.

3 Piccole centrali idroelettriche

L'attuale calcolo della remunerazione si basa su tre componenti: remunerazione di base, bonus secondo i livelli di pressione e bonus per le opere idrauliche (cfr. appendice 1.1 n. 3 OEn):

$$V = G + D + W \quad [cent./kWh]$$

V: tasso di remunerazione

G: remunerazione di base

D: bonus secondo i livelli di pressione

W: bonus per le opere idrauliche

Nell'ambito della revisione delle tariffe sono stati verificati i tassi delle singole componenti tariffarie. Qui di seguito sono presentate le basi e i risultati dei diversi calcoli.

3.1 Dati e basi

Il prezzo di costo delle piccole centrali idroelettriche è determinato in massima parte dai costi di investimento e del capitale e in misura minore dai costi di esercizio e di manutenzione.

I costi di investimento si compongono in primo luogo dei costi per gli impianti tecnici (turbina, generatore, impianti elettrici, stazioni di comando, ecc.) e per le opere idrauliche (prese d'acqua, condotte forzate, centrali situate lungo il canale di restituzione, ecc.). Le misure di protezione delle acque vengono fatte rientrare, se computabili, nei costi per le opere idrauliche. Questi ultimi possono variare sensibilmente a seconda del sito, fattore che viene parzialmente tenuto in considerazione dal bonus per le opere idrauliche.

I costi di esercizio e di manutenzione comprendono, tra l'altro, le spese amministrative annue e le spese medie per le riparazioni; per gli impianti che superano i 1000 kW essi includono anche i canoni per i diritti d'acqua.

Il calcolo dei costi medi di investimento, esercizio e manutenzione si è basato sui dati di un'analisi sommaria condotta nel corso degli ultimi cinque anni su circa 250 progetti (rapporto finale «Kostenstruktur von Kleinwasserkraftwerken auf Basis der vorhandenen Grobanalysen» del 2 dicembre 2014, Skat Consulting - non disponibile in italiano); per i costi di esercizio e di manutenzione sono stati considerati anche altri dati relativi a circa 100 impianti (rapporto «Umfrage Betriebs- und Unterhaltskosten Kleinwasserkraft» del 25 gennaio 2016, ISKB - non disponibile in italiano).



3.2 Impianto di riferimento e metodo di calcolo

La struttura dei costi delle piccole centrali idroelettriche è molto eterogenea e i prezzi di costo degli impianti di una stessa classe di potenza possono variare considerevolmente. Sulla base dei rilevamenti succitati è stata definita una funzione dei costi medi per l'impianto di riferimento. L'adeguamento dei tassi di remunerazione per questa categoria di impianti deriva quindi principalmente dalla nuova base di dati a disposizione e dalle mutate condizioni quadro del WACC. Vista l'eterogeneità della struttura dei costi e delle caratteristiche dei siti degli impianti esaminati, i dati sull'evoluzione dei costi di singole componenti sono poco rappresentativi e pertanto non sono stati esaminati nel dettaglio.

3.3 Calcolo dei prezzi di costo

I costi annui di ammortamento e del capitale degli impianti di riferimento sono stati calcolati con il metodo delle annualità sulla base dei costi medi di investimento di impianti in progettazione. L'investimento è stato suddiviso in componenti ammortizzabili in 25 anni (tecnica, elettromeccanica, stazioni di comando, ecc.) o in 50 anni (opera idraulica, pianificazione, ecc.)⁷. Insieme ai costi annui di esercizio e di manutenzione sono stati calcolati il totale dei costi annui ricorrenti e il prezzo di costo per kWh che ne risulta.

3.3.1 Rimunerazione di base

Per il calcolo della remunerazione di base sono stati considerati i costi dell'opera idraulica fino a un massimo del 20 % dei costi totali. A partire da una percentuale superiore al 20 % è possibile usufruire di un bonus per le opere idrauliche.

3.3.2 Bonus per le opere idrauliche

Il bonus per le opere idrauliche è stato calcolato considerando unicamente gli impianti per i quali i costi dell'opera idraulica superano il 20% dei costi di investimento totali. In tal caso sono stati computati tutti i costi dell'opera idraulica. La differenza tra il prezzo di costo di questi impianti e il prezzo di costo per la remunerazione di base costituisce la base per il calcolo del bonus per le opere idrauliche.

3.3.3 Bonus secondo i livelli di pressione

La remunerazione di base e il bonus per le opere idrauliche dipendono unicamente dalla potenza equivalente dell'impianto. Il bonus secondo i livelli di pressione viene ricavato mettendo a confronto le remunerazioni basate sulla potenza equivalente con il prezzo di costo effettivo degli impianti in fase di progettazione. La differenza, variabile a seconda del dislivello dell'impianto, rappresenta la base per la determinazione del bonus secondo i livelli di pressione.

⁷ La durata dell'ammortamento considerata si basa sul manuale «*Handbuch Kleinwasserkraftwerke – Informationen für Planung, Bau und Betrieb*», UFE 2012 - non disponibile in italiano.



3.4 Tassi di remunerazione

Occorre considerare che il tasso di remunerazione viene corrisposto per 20 anni, mentre la durata media di esercizio degli impianti è di 40 anni. Il tasso di remunerazione, pertanto, deve essere calcolato in modo tale da poter coprire con esso i costi dei primi 20 anni di esercizio e con la remunerazione del mercato (si prevedono max. 8 cent./kWh) i costi dei 20 anni successivi.

Per determinare i tassi di remunerazione per i primi 20 anni di esercizio dell'impianto sono stati dapprima capitalizzati, tramite il metodo del valore attuale, i costi totali di 40 anni di esercizio, dopodiché questi ultimi sono stati confrontati con i ricavi capitalizzati della vendita sul mercato nei 20 anni successivi: la differenza che ne risulta corrisponde al valore attuale della remunerazione necessaria nei primi 20 anni di esercizio. Da qui sono stati ricalcolati i tassi di remunerazione attraverso il metodo delle annualità.

Nella tabella qui sotto sono illustrati i costi di investimento e di esercizio utilizzati per il calcolo nonché i prezzi di costo e le remunerazioni risultanti:

Tabella 2: Prezzi di costo e remunerazioni per le piccole centrali idroelettriche

Potenza equivalente ⁸	Costi di investimento medi (senza bonus per le opere idrauliche)	Costi di investimento medi (con bonus per le opere idrauliche)	Costi di esercizio e di manu- tenzione	Prezzo di costo (senza bo- nus per le opere idrauliche)	Prezzo di costo (con bonus per le opere idrauliche)	Ricavi commerciali dopo 20 anni	Rimunerazione di base (IVA esclusa)	Bonus per le opere idrauli- che (IVA esclusa)	Rimunerazione di base (IVA inclusa)	Bonus per le opere idrauli- che (IVA inclusa)
kW	CHF/kW	CHF/kW	CHF/kW annui	cent./kWh	cent./kWh	cent./kWh	cent./kWh	cent./kWh	cent./kWh	cent./kWh
10	23620	31 490	675	25,6	30,4	8	32,50	6,67	35,10	7,20
50	15795	21 060	451	17,1	20,4	8	20,70	4,46	22,36	4,82
300	10090	13 455	288	11,0	13,0	8	12,11	2,85	13,07	3,08
1000	7470	9960	213	8,1	9,6	8	8,15	2,11	8,80	2,28
3000	5675	7565	272 ⁹	7,4	8,6	7,4	7,42	1,38	8,01	1,49

⁸ Corrisponde al quoziente tra la produzione netta annua e il numero di ore annue

⁹ Incluso il canone per i diritti d'acqua (110 CHF/kW)



I tassi di remunerazione effettivi vengono calcolati pro rata rispetto alla classe di potenza dell'impianto. A ciascuna classe di potenza corrispondono approssimativamente i seguenti tassi di remunerazione:

Tabella 3: Tassi di remunerazione per le piccole centrali idroelettriche

Classe di potenza	Nuova remunerazione di base (pro rata)	Attuale remunerazione di base (pro rata)	Nuovo bonus per le opere idrauliche (pro rata)	Attuale bonus per le opere idrauliche (pro rata)
kW	cent./kWh	cent./kWh	cent./kWh	cent./kWh
< 10	(35,1)	27,9	(7,2)	6,2
< 50	(19,2)	21,1	(4,3)	4,5
< 300	12,2	14,9	2,8	3,4
< 1000	8,9	10,9	1,4	2,8
< 10'000	6,6	6,9	1,4	2,8

Per i piccoli impianti fino a 50 kW risulterebbero quindi dei tassi di remunerazione effettivi maggiori rispetto a quelli attuali e per gli impianti al di sotto dei 10 kW i tassi dovrebbero essere aumentati fino ad arrivare a oltre 30 cent./kWh. Tuttavia, considerato lo sviluppo generale dei prezzi delle energie rinnovabili e l'ampio ventaglio dei prezzi di costo per le piccole centrali idroelettriche un simile aumento sarebbe poco giustificato, motivo per cui i tassi di remunerazione per queste due classi di potenza più basse non verranno modificati.

I tassi di remunerazione così calcolati valgono per gli impianti della categoria 2 (impianti accessori e impianti ubicati lungo sezioni di corsi d'acqua già sfruttate). Per gli impianti della categoria 1 (impianti costruiti lungo corsi d'acqua naturali) i tassi di remunerazione validi per gli impianti di 300 kW sono stati applicati finora anche per gli impianti più piccoli. I nuovi tassi di remunerazione per gli impianti della categoria 1 con una potenza fino a 300 kW ammontano pertanto a **13,9 cent./kWh** (finora 16,1 cent./kWh) per la remunerazione di base e a **3,1 cent./kWh** (finora 3,6 cent./kWh) per il bonus per le opere idrauliche.

3.4.1 Bonus secondo i livelli di pressione

Dall'esame dei prezzi di costo in relazione al dislivello dell'impianto è emersa una correlazione negativa. I risultati, tuttavia, sono poco rappresentativi e la differenza rispetto ai tassi attuali è minima, pertanto il bonus secondo i livelli di pressione non verrà modificato.



4 Fotovoltaico

Qui di seguito vengono illustrati i fattori di costo del fotovoltaico che servono da base per il calcolo dei tassi RIC e dell'importo della remunerazione unica (RU). Rappresentazioni e analisi del mercato attuale e degli attesi sviluppi futuri sono contenuti in un rapporto separato¹⁰.

4.1 Dati e metodo di calcolo

Il mercato del fotovoltaico è molto dinamico per cui il prezzo di costo degli impianti viene verificato ogni anno e i tassi di remunerazione vengono abbassati due volte all'anno. Con tali riduzioni l'UFE cerca di anticipare il mercato dal momento che esse entrano in vigore solo un anno dopo la verifica e valgono per l'anno successivo.

Gli sviluppi del mercato (tra cui i prezzi dei moduli fotovoltaici, l'avanzamento tecnologico, l'iter amministrativo e il tasso di cambio) sono tenuti sotto continua osservazione e vengono accertati attraverso colloqui di tipo qualitativo con gli operatori del settore. Da tale analisi si ottiene la tendenza dei costi a breve termine. Per i piccoli impianti si prendono come riferimento i prezzi calcolati da SvizzeraEnergia attraverso il confronto delle offerte.

4.2 Evoluzione dei principali fattori di costo

Tabella 4: Fattori di costo e di ricavo per gli impianti fotovoltaici

	Fattori di costo e di ricavo	Ottobre 2016	Ottobre 2017	Tendenza
(1)	Ore a pieno regime	H/945	H/945	→
(2)	<u>Costi di investimento specifici (fr./kW):</u>			
(3)	impianto 30 kW	1815	1700	↘
	impianto 100 kW	1420	1350	↘
	impianto > 1000 kW	1350	1300	↘
(4)	<u>Costi di esercizio e di manutenzione specifici (cent./kWh):</u>			
	impianto 30 kW	5	3,5	↘
	impianto 100 kW	4,5	3,5	↘
	impianto > 1000 kW	4	3,5	↘
(5)	Percentuale consumo proprio	40 – 0 %	40 %	↗
(6)	<u>Prezzo dell'elettricità (cent./kWh) [prezzo al consumatore finale / tariffa di reimmissione]:</u>			
	impianto 30 kW	21,5 / 10,1	21,5 / 6	→
	impianto 100 kW	21,5 / 10,1	14 / 5	↘
	impianto > 1000 kW	16 / 9	14 / 5	↘

¹⁰ Rapporto «Der Photovoltaik-Markt: Marktbeobachtung 2016» (italiano non disponibile) alla pagina Internet www.bfe.admin.ch/ric > Rapporti



Le ore a pieno regime dipendono fondamentalmente dal luogo, dall'orientamento e dall'inclinazione dell'impianto. In Svizzera si produce energia elettrica in media 945 ore l'anno sull'arco dell'intero periodo di esercizio degli impianti.

- (1) Per stabilire l'impianto di riferimento l'UFE considera, come già in passato, gli impianti più economici, che quindi presentano le condizioni ideali: tetto nuovo, nessun costo di raccordo, nessuna modifica ai trasformatori, facile raggiungibilità, installazione efficiente, ecc. Dal momento, però, che un impianto di questo tipo praticamente non esiste, vengono aggiunti ai costi 150 fr./kW. L'onere amministrativo nonché i costi di altre componenti (tra cui i contatori con la misurazione del profilo di carico) incidono fortemente sulla redditività degli impianti, dal momento che oggi i costi dei moduli e di installazione sono molto bassi. Per l'impianto di riferimento si parte dal presupposto che l'installazione sia stata eseguita in modo efficiente e che il gestore di rete sia *un sostenitore del fotovoltaico*.
I moduli fotovoltaici vengono commercializzati sempre più in USD perché il mercato europeo è in calo, mentre Cina e USA si sono affermati come mercati leader. Con la ripresa della congiuntura americana si prevede un aumento del valore del dollaro e, di conseguenza, dei costi di distribuzione.
Nonostante l'incertezza sul mercato, i prezzi di installazione possono essere ancora diminuiti leggermente.
- (2) SvizzeraEnergia offre un servizio di comparazione delle offerte per gli impianti con una potenza inferiore a 30 kW. I dati così ricavati costituiscono una buona base per l'UFE per il calcolo dei costi di investimento dei piccoli impianti. Con un costo pari a circa 3000 fr./kW, gli impianti con una potenza inferiore a 10 kW rimangono di gran lunga più cari rispetto agli impianti con una potenza intorno ai 30 kW, che costano circa 1800 fr./kW. Ciò dipende dal fatto che determinati costi fissi non dipendono dalle dimensioni dell'impianto. Relativamente a questa classe di potenza, per il 2017 si attende un calo dei costi di circa il 6 % (da 1815 a 1700 fr./kW).
- (3) I costi di esercizio e di manutenzione sono stati esaminati in uno studio (Basler&Hofmann, 2015), dal quale emerge che in Svizzera questi costi continuano a mantenersi su livelli elevati ma possono tuttavia essere ridotti a 3,5 cent./kWh. Vengono pertanto diminuiti da 4 o 5 cent./kWh a 3,5 cent./kWh.
- (4) Un'analisi rivela che la maggior parte degli impianti fotovoltaici di grandi dimensioni viene realizzata sui tetti di costruzioni industriali. In una simile ubicazione il consumo proprio può essere molto elevato, a condizione che il prezzo al consumatore finale sia maggiore rispetto alla RIC. In tal caso, quindi, non dovrà essere remunerata l'intera produzione di elettricità bensì unicamente quella in eccedenza.
Sino ad aprile 2017 si attende un consumo proprio del 40 % per i piccoli impianti (< 30 kW) e dello 0 % per gli impianti di potenza superiore a 100 kW. Per gli impianti con una potenza intermedia il coefficiente di consumo proprio diminuisce in modo lineare rispetto alla potenza. Per le ragioni sopra illustrate, da aprile 2017 il consumo proprio verrà aumentato al 40% per tutte le categorie di impianti. La realizzazione di impianti situati in un luogo diverso da quello del consumo dell'elettricità prodotta non sarà pertanto quasi più redditizia. Il potenziale su altri tetti rimane tuttavia molto elevato.
- (5) Finora i prezzi al consumatore finale e le tariffe di reimmissione sono stati utilizzati per il calcolo dei ricavi negli anni 21-25 (secondo la durata della RIC). Con l'aumento della percentuale del consumo proprio, i prezzi dell'elettricità ricoprono un ruolo importante per la redditività di un impianto



durante l'intero periodo di esercizio. Nel caso dei piccoli impianti essi vengono mantenuti a 21,5 cent/kWh; per gli impianti di potenza pari a 100 kW il prezzo al consumatore finale viene invece ridotto sensibilmente, da 21,5 a 14 cent./kWh, perché si parte dal presupposto che simili impianti si trovino su edifici industriali o commerciali di grandi dimensioni e beneficino pertanto di tariffe ridotte per l'elettricità. La stessa modifica vale per gli impianti di potenza superiore a 1000 kW. Le attuali tariffe di reimmissione per gli impianti che non beneficiano di incentivi rientrano di norma tra i 4 e i 10 cent./kWh a seconda delle dimensioni dell'impianto e della regione. Una stima di come saranno questi prezzi tra oltre 20 anni è soggetta a grande incertezza. Per gli impianti di riferimento si considerano tariffe di reimmissione da 5 a 6 cent./kWh.

4.3 Prezzo di costo

Il prezzo di costo degli impianti fotovoltaici di ogni dimensione continua, complessivamente, a diminuire. I costi di investimento, tuttavia, non diminuiscono più tanto come in passato. Pertanto il calo per il 2017 dipende principalmente dai costi di esercizio e di manutenzione e dal consumo proprio. La riduzione è considerevole soprattutto per gli impianti di piccole dimensioni, il che è da ricondurre in buona parte ai costi di esercizio e di manutenzione.

4.4 Tassi di remunerazione

La correzione dei parametri succitati determina una riduzione significativa dei tassi di remunerazione (paragrafo 4.2). Gli impianti meno costosi con un elevato consumo proprio, continueranno tuttavia ad avere una redditività del 3,97 % (costi del capitale ridotti, WACC da 4,75 a 3,97 %). Gli altri impianti avranno una redditività inferiore oppure per il momento non verranno realizzati.

Nel quadro della presente revisione dell'OEn vengono proposte le remunerazioni riportate nella tabella qui sotto. La riduzione avverrà in due tappe, ossia entro il 1° aprile 2017 e il 1° ottobre 2017:

Tabella 5: Tassi di remunerazione per gli impianti fotovoltaici

RIC (cent./kWh)	Dall'1.10.2016	Dall'1.4.2017	Dall'1.10.2017	Riduzione
Impianto 30 kW	19,0	16,3	13,7	- 28 %
Impianto 100 kW	16,6	15,1	13,7	- 17 %
Impianto 1000 kW	15,3	14,5	13,7	- 10 %
Impianto 3000 kW	15,3	14,5	13,7	- 10 %

Nota bene: la tabella qui sopra presenta i tassi di remunerazione per impianti con una potenza esatta di 30, 100, 1000 e 3000 kW. Nell'appendice 1. 2 n. 3.1. 2 OEn, invece, i tassi di remunerazione sono distinti secondo la classe di potenza dell'impianto e vengono calcolati pro rata rispetto alla classe di riferimento. Tali valori divergono pertanto da quelli della tabella riportata qui sopra.

I tassi di remunerazione per gli impianti integrati di potenza fino a 100 kW sono tuttora maggiori del 15 % rispetto a quelli per gli impianti annessi.



Per il calcolo del contributo di base e del contributo legato alla potenza della RU vengono considerati unicamente i costi di investimento. In virtù dell'articolo 7a^{bis} LEne, essi non possono superare il 30 % dei costi di investimento degli impianti di riferimento. La nuova RU coprirà in media soltanto dal **15 al 25 %** dei costi dell'impianto.

Tabella 6: Rimunerazione unica per gli impianti annessi e isolati

Rimunerazione unica	Dall'1.10.2015	Dall'1.4.2017	Dall'1.10.2017	Riduzione
Contributo di base (fr.)	1400	1400	1400	-
Contributo legato alla potenza (fr./kW)	500	450	400	-20 %

Da aprile 2017 la remunerazione unica per gli impianti integrati avrà il seguente importo:

Tabella 7: Rimunerazione unica per gli impianti integrati

Rimunerazione unica	Dall'1.10.2015	Dall'1.4.2017	Dall'1.10.2017	Riduzione
Contributo di base (fr.)	1800	1700	1600	-11 %
Contributo legato alla potenza (fr./kW)	610	540	460	-25 %

5 Impianti eolici

5.1 Dati e metodo di calcolo

Ai fini della verifica sono stati rilevati i costi di progetti di impianti già in esercizio o in fase di pianificazione. Un'indagine simile è stata condotta anche per l'ultima revisione del 2011. I risultati dei due rilevamenti possono pertanto essere facilmente messi a confronto. Ci si è inoltre riferiti allo studio «The economics of wind power» pubblicato nel 2009 dall'EWEA.

Sono stati considerati i prezzi di costo dei grandi impianti (> 2 MW), perché sono questi gli impianti rilevanti per la RIC e per il raggiungimento degli obiettivi di potenziamento della Strategia energetica 2050.

5.2 Evoluzione dei principali fattori di costo

Tabella 8: Fattori di costo per gli impianti eolici

	Fattori di costo impianti eolici	2011	2016	Tendenza
(1)	Media ore a pieno regime	1738 h	1784 h	➡
(2)	Media costi di investimento specifici	2487 CHF/kW	2606 CHF/kW	↗
(3)	Media costi di esercizio e manutenzione specifici	54,4 CHF/MWh	53,7 CHF/MWh	➡
(4)	Limitazioni all'esercizio	0 %	0 – 10 %	↗

- (1) A seconda dell'ubicazione dell'impianto si osservano dalle 1000 alle 2600 ore a pieno regime l'anno, da intendersi al netto delle limitazioni all'esercizio. Il lieve aumento della media registrato rispetto all'ultima verifica è comunque incerto visti i pochi dati a disposizione. Si può pertanto affermare che tendenzialmente il numero delle ore a pieno regime è rimasto invariato dal 2011.
- (2) I costi di investimento specifici dei progetti presi in esame si collocano tra i 1900 e i 3000 CHF/kW e sono in media superiori di 119 CHF/kW rispetto all'ultima verifica. Ciò dipende principalmente dalle maggiori spese di pianificazione, legate alle lunghe procedure, e dai maggiori costi per le perizie ambientali e per le misure di compensazione. I tempi di realizzazione dei progetti vanno dai 7 ai 12 anni e non si sono accorciati rispetto al passato. Vista, inoltre, la mancanza di norme specifiche in materia di perizie ambientali, i requisiti cambiano continuamente, rendendo necessarie la ripetizione di studi già realizzati in passato e l'effettuazione di nuove perizie per nuove problematiche.
- (3) In Svizzera i costi di esercizio e manutenzione sono in generale più elevati rispetto a quelli dei Paesi confinanti. I motivi sono essenzialmente tre: i produttori delle turbine non hanno centri di manutenzione in Svizzera e pertanto il lungo tragitto da percorrere fino ai nostri impianti fa crescere sia i costi (spese di viaggio, tempo di lavoro) sia i tempi di intervento (minore disponibilità); il costo del personale svizzero impiegato in loco è maggiore; a causa della sua topografia il nostro Paese presenta condizioni di vento più turbolente, che accrescono l'usura degli impianti.



Rispetto al 2011 la media dei costi di esercizio e manutenzione specifici è leggermente diminuita. Tuttavia occorre considerare che non si conoscono ancora esattamente i costi effettivi di esercizio e manutenzione per l'intero ciclo di vita degli impianti già in funzione oggi o in progettazione. Per il periodo compreso tra l'undicesimo e il ventesimo anno di produzione si dispone unicamente di un valore ed è difficile fare previsioni. In linea generale, per la seconda metà di vita di un impianto si attendono costi più elevati, ma è molto difficile formulare ipotesi corrette a questo riguardo. Vista l'incertezza dei dati riteniamo che i costi di esercizio e di manutenzione subiranno solo modifiche irrilevanti e non ravvisiamo pertanto la necessità di un adeguamento.

- (4) Per l'analisi del 2011 non erano ancora state considerate le limitazioni all'esercizio degli impianti volte a tutelare l'avifauna e i pipistrelli, a ridurre le emissioni foniche e l'ombra o a permettere il controllo aereo. Nel frattempo ogni progetto eolico è soggetto a determinate limitazioni dell'esercizio. La riduzione delle ore di funzionamento comporta automaticamente una diminuzione delle entrate e quindi un aumento del prezzo di costo. Per il calcolo sono stati considerati tre differenti livelli di perdita: 0 %, 3 % (standard) e 10 % (elevato).

5.3 Prezzo di costo

In Svizzera sono pochi gli impianti eolici in funzione e i progetti di nuovi impianti avanzano lentamente. Da due anni non entrano in esercizio nuovi impianti e sul nostro mercato sono attivi solo due costruttori. Il mercato dell'eolico in Svizzera è quindi statico. La mancanza di concorrenza determina costi di investimento e di esercizio tendenzialmente più elevati rispetto a quelli dei nostri Paesi confinanti. Fino a quando le procedure di pianificazione e di autorizzazione nel settore non diventeranno nettamente più semplici e più rapide non si potranno ridurre i costi.

Dal 2011 i costi di investimento sono aumentati. Oggi, infatti, i gestori degli impianti devono fare i conti con le limitazioni all'esercizio, che fanno aumentare complessivamente il prezzo di costo. Questo effetto viene tuttavia attutito dalla riduzione dei costi del capitale (WACC), quindi nell'insieme i fattori di aumento e di riduzione dei costi si compensano.

5.4 Tassi di remunerazione

Gli attuali prezzi di costo sono paragonabili a quelli del 2011. Non si ritiene pertanto necessario adeguare i tassi di remunerazione per i nuovi impianti eolici.

6 Biomassa (inceneritori)

6.1 Dati e metodo di calcolo

Il prezzo di costo e i tassi di remunerazione per gli impianti di incenerimento dei rifiuti urbani (IIRU) non sono stati oggetto di verifica in quanto dal 1° gennaio 2014, per effetto della revisione della OEn, la durata della loro remunerazione è stata ridotta da 20 a 10 anni senza correzione dell'importo. Ciò ha portato di per sé a una forte riduzione della remunerazione totale. Inoltre, con l'entrata in vigore della nuova LEne, nell'ambito della Strategia energetica 2050, questi impianti potranno beneficiare unicamente di contributi di investimento e non più di remunerazioni per l'immissione di elettricità.

I maggiori fattori di costo sono stati individuati nel segmento delle centrali a legna ed è stata pertanto esaminata la loro evoluzione dall'ultima verifica del 2011. I calcoli illustrati qui di seguito si riferiscono quindi unicamente a questo tipo di impianti.

6.2 Evoluzione dei principali fattori di costo e di ricavo

Tabella 9: Fattori di costo delle centrali a legna

	Fattori di costo e di ricavo	Tendenza 2011 - 2015
(1)	Ore a pieno regime	➡
(2)	Costi di investimento	➡
(3)	Prezzo dell'acciaio	Molto instabile
(4)	Costi dell'energia da legno (combustibile)	➡
(5)	Ricavi secondari dalla vendita di calore	↘

- (1) Le ore a pieno regime, un'unità di misura del coefficiente di sfruttamento di un impianto, sono state verificate nel 2011 e fino ad oggi sono rimaste invariate.
- (2) Per effetto, tra l'altro, del rafforzamento del franco e del calo del prezzo delle materie prime (si pensi ad es. al prezzo molto instabile dell'acciaio), dall'ultima verifica del 2011 i costi di investimento sono tendenzialmente diminuiti. Non è possibile calcolare in termini generali con quanto ritardo e con quanta intensità ciò si ripercuoterà sulle centrali a legna o potrà essere computato all'investitore. Si può comunque dire che, nel corso degli anni, i costi di investimento sono rimasti tendenzialmente invariati.
- (4) Il prezzo del legno da energia dipende dal tipo di legno. La gamma del legno impiegato a questo scopo è molto ampia e si distinguono di norma le seguenti tre categorie: legno di bosco, di scarto e usato. Il prezzo viene fissato sulla base di un indice medio che si avvicina all'indice di Energia legno Svizzera¹¹. Da tale indice si evince che dall'ultima verifica il prezzo del combustibile è rimasto relativamente stabile e non deve quindi essere corretto.

¹¹ L'indice di Energia legno Svizzera si basa, tra l'altro, sull'evoluzione dei prezzi del legno da energia rilevata dall'Ufficio federale di statistica.



- (5) Il prezzo del petrolio, preso di norma come riferimento per stabilire il prezzo del calore, negli ultimi tempi è stato molto instabile e imprevedibile. Nei contratti per la fornitura di calore, tuttavia, i ricavi della vendita del calore dipendono spesso solo in minima misura dal prezzo del petrolio del momento. È pertanto sensato prendere come riferimento un prezzo medio calcolato a lungo termine. Sulla base degli ultimi dati ci si attende un calo dei ricavi di circa il 10% per gli impianti di ogni dimensione.

6.3 Prezzo di costo

Gli impianti a biomassa richiedono minori investimenti rispetto ad altre tecnologie che possono beneficiare della RIC. I costi di esercizio, in particolare le spese per il combustibile, rappresentano a seconda dell'impianto oltre la metà del prezzo di costo. Gli effetti della riduzione del WACC come pure del cambio dell'euro sono quindi più deboli che non per altre tecnologie.

Rispetto all'ultima verifica dei prezzi di costo, i costi di esercizio sono rimasti relativamente stabili. Si rileva un leggero calo dei ricavi risultanti dal calore ceduto, che ha comportato un aumento del prezzo di costo. Diminuiscono i costi del capitale (minore WACC) e la media dei costi di investimento. Nel complesso si osserva una compensazione tra effetti opposti e quindi nessuna variazione importante dei prezzi costo.

6.4 Tassi di remunerazione

Dai risultati della verifica non emerge alcuna necessità di correggere i tassi di remunerazione per le nuove centrali a legna dal momento che quelli attuali permettono ancora di coprire il prezzo di costo degli impianti di riferimento.

7 Biomassa (impianti a biogas)

7.1 Dati e metodo di calcolo

L'analisi riguarda impianti a biogas agricoli e artigiano-industriali. Si tratta, in particolare, di impianti modello rappresentativi già selezionati dall'associazione Biomasse Suisse per una prima revisione nel 2012, il che rende possibile un confronto tra i dati ottenuti.

Gli impianti agricoli a biogas a cofermentazione che utilizzano non più del 20 % di cosubstrati non agricoli e i grandi impianti artigiano-industriali a biogas a processo continuo sono gli impianti più diffusi in Svizzera. Si dispone pertanto di una buona base di dati per la verifica dei prezzi di costo e dei tassi di remunerazione.

Sono stati esclusi dalla verifica gli impianti di depurazione delle acque (IDA) perché dal 1° gennaio 2014, per effetto della revisione dell'OEn, la durata della remunerazione per questo tipo di impianti è stata ridotta da 20 a 10 anni, senza correzione dell'importo: ciò ha portato di per sé a una forte riduzione della remunerazione totale. Inoltre, con l'entrata in vigore della nuova LEn, nell'ambito della Strategia energetica 2050, questi impianti potranno beneficiare unicamente di contributi di investimento e non più della RIC.

7.2 Evoluzione dei principali fattori di costo e di ricavo

7.2.1 Impianti agricoli a biogas di medie dimensioni con non più del 20 % di cosubstrati

Questo tipo di impianti è attualmente molto diffuso sul mercato, pertanto si dispone di una buona base di dati per la verifica.

Tabella 10: Fattori di costo e di ricavo per impianti agricoli a biogas di medie dimensioni con non più del 20 % di cosubstrati

	Fattori di costo e di ricavo	Evoluzione 2012 - 2015
(1)	Ore a pieno regime	→
(2)	Costi di investimento specifici	→
(3)	Costi specifici di esercizio e di manutenzione	↗
(4)	Ricavi secondari	↗

- (1) Le ore a pieno regime sono rimaste costanti nel corso degli anni, anche se il ventaglio dei valori è molto ampio.
- (2) Tra il 2012 e il 2015 i costi di investimento specifici non sono cambiati.
- (3) Rispetto all'ultima verifica del 2012 i costi di esercizio sono stati corretti per eccesso per via del maggior lavoro richiesto e dei costi più elevati per l'approvvigionamento di cosubstrati ricchi di energia. Occorre considerare che il prezzo della biomassa è soggetto a forti oscillazioni a breve



termine dovute, tra l'altro, alla concorrenza di altri impianti a cofermentazione e al rapporto instabile tra la domanda e l'offerta dell'industria chimica.

- (4) Dall'ultima verifica i ricavi secondari sono aumentati. Ciò è da ricondurre principalmente ai ricavi supplementari derivati dalla vendita di concime, dalla diminuzione del consumo proprio e dall'aumento della vendita del calore a terzi.

7.2.2 Impianti agricoli a biogas di grandi dimensioni con non più del 20 % di cosubstrati

Anche questo tipo di impianti è attualmente molto diffuso sul mercato, pertanto si dispone di una buona base di dati per la verifica.

Tabella 11: Fattori di costo e di ricavo per impianti agricoli a biogas di grandi dimensioni con non più del 20 % di cosubstrati

	Fattori di costo e di ricavo	Evoluzione 2012 - 2015
(1)	Ore a pieno regime	→
(2)	Costi di investimento specifici	→
(3)	Costi specifici di esercizio e di manutenzione	→
(4)	Ricavi secondari	→

- (1) Le ore a pieno regime sono rimaste costanti nel corso degli anni, anche se il ventaglio dei valori è molto ampio.
- (2) Rispetto al 2012 i costi di investimento sono stati leggermente corretti per eccesso.
- (3) Oggi l'esercizio degli impianti a biogas di grandi dimensioni è tendenzialmente più efficiente e quindi meno costoso. I grandi impianti possono investire in nuove procedure per la preparazione dei substrati che permettono di sfruttarne meglio il potenziale energetico. Si riduce di conseguenza anche l'acquisto di costosi substrati ricchi di energia.
- (4) Dall'ultima verifica si osserva un aumento considerevole dei ricavi secondari, da ricondurre principalmente ai ricavi supplementari derivanti dalla vendita di concime e dalla diminuzione del consumo proprio.

7.2.3 Grandi impianti artigiano-industriali a biogas a processo continuo

Questo tipo di impianti è diffuso sul mercato attuale pertanto si dispone di una buona base di dati.

Tabella 12: Fattori di costo e di ricavo per i grandi impianti artigiano-industriali a biogas a processo continuo

	Fattori di costo e di ricavo	Evoluzione 2012 - 2015
(1)	Ore a pieno regime	→
(2)	Costi di investimento specifici	→
(3)	Costi specifici di esercizio e di manutenzione	→
(4)	Ricavi secondari	→



- (1) Le ore a pieno regime sono rimaste costanti nel corso degli anni, anche se il ventaglio dei valori è molto ampio.
- (2) L'inasprimento delle disposizioni di legge, soprattutto nel settore ambientale (ad es. in materia di protezione dell'aria e delle acque), ha contribuito al considerevole aumento dei costi di investimento.
- (3) L'esercizio di questi impianti è divenuto molto più efficiente e ciò ha permesso di correggere per difetto i costi di esercizio e manutenzione.
- (4) Sono stati corretti per difetto i ricavi derivanti dalle tasse per lo smaltimento. In generale sono calati i ricavi provenienti dalla valorizzazione dei rifiuti vegetali. La vendita di calore, che costituisce un'entrata alternativa, aumenta ma non è ancora in grado di coprire la differenza.

7.3 Prezzo di costo

I costi di investimento per gli impianti agricoli a biogas sono rimasti tendenzialmente invariati, mentre si osserva un netto aumento di quelli per gli impianti a biogas artigiano-industriali. In quest'ultimo caso la causa è da ricercare nelle nuove e più severe disposizioni di legge in materia ambientale che rendono necessari investimenti supplementari.

Grazie a una maggiore efficienza, i costi di esercizio per gli impianti di grandi dimensioni hanno registrato un leggero calo tendenziale. In aumento, invece, i costi degli impianti di medie e piccole dimensioni a causa del maggiore volume di lavoro richiesto rispetto al 2012. Nel caso degli impianti agricoli a biogas occorre citare anche l'aumento dei costi dovuto all'acquisto di cosubstrati ricchi di energia.

I ricavi secondari, in particolare nel settore agricolo (vendita di concime o di calore), hanno subito una forte correzione al rialzo. Sono stati ridotti, invece, in ambito industriale per effetto del calo dei ricavi provenienti dalle tasse sullo smaltimento.

Sono diminuiti anche i costi del capitale (WACC).

Dalla concomitanza di tutti questi fattori risulta che nel tempo i prezzi di costo non hanno subito modifiche sostanziali.

7.4 Tassi di remunerazione

Sulla base dei prezzi di costo calcolati non è necessaria alcuna modifica delle remunerazioni di base e del bonus agricolo.