



Giugno 2014

Effetti dei regimi di promozione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

Rapporto in adempimento del postulato Guy Parmelin 09.3085 del 12 marzo 2009

Approvato dal Consiglio federale nella riunione del 20.06.2014.



Indice

Compendio	5
1. Introduzione	7
1.1. Situazione iniziale.....	7
1.2. Fasi di adempimento del postulato	7
1.3. Oggetto	7
1.4. Sintesi dei contenuti	8
2. Regimi di promozione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	9
2.1. Classificazione dei regimi di promozione	9
2.2. Strumenti di promozione: struttura ed efficacia	11
2.2.1. Rimunerazione per l'immissione in rete di energia elettrica (sistema <i>feed-in</i>).....	11
2.2.2. Modello dei contingentati con scambio di certificati	17
2.2.3. Sistema del consumo proprio	19
2.2.4. Bassi costi del capitale	21
2.2.5. Agevolazioni fiscali.....	21
2.2.6. Strumenti di <i>soft policy</i>	22
2.3. Panoramica dei regimi di promozione utilizzati in Europa	22
3. Promozione della produzione di elettricità da fonti rinnovabili in Europa	26
3.1. Danimarca.....	26
3.2. Germania	26
3.3. Regno Unito	28
3.4. Francia	29
3.5. Italia	30
3.6. Paesi Bassi	31
3.7. Austria.....	32
3.8. Svezia	33
3.9. Svizzera	34
3.10. Spagna.....	35
3.11. Tendenze e sviluppi futuri.....	37
4. Ripercussioni dei sistemi di promozione sul settore dell'energia	40
4.1. Sviluppo delle energie rinnovabili	40
4.2. Economicità della produzione di energia sostenuta con la promozione	43



4.3. Efficacia e redditività dei sistemi di promozione	47
5. Ripercussioni delle energie rinnovabili sulle reti elettriche	50
5.1. Principi di base delle reti elettriche e integrazione delle energie rinnovabili	50
5.2. Sfide tecniche e possibili soluzioni.....	52
5.3. Necessità di trasformazione e di potenziamento della rete elettrica e costi d'investimento	54
5.3.1. Scenari relativi all'andamento della produzione e del consumo.....	54
5.3.2. Rete di trasporto	57
5.3.3. Rete di distribuzione	59
5.4. Ostacoli generali all'integrazione delle energie rinnovabili nella rete.....	65
6. Ripercussioni delle energie rinnovabili sull'ambiente e sulla pianificazione del territorio...	67
6.1. Ripercussioni delle tecnologie rinnovabili sull'ambiente in Svizzera	68
6.1.1. Analisi ambientale	68
6.1.2. Ripercussioni sull'ambiente di un aumento del numero degli impianti	73
6.1.3. Pianificazione del territorio ed energie rinnovabili.....	77
6.2. Esperienze e analisi nei Paesi scelti per il confronto.....	78
6.3. Classifica della sostenibilità	81
7. Ripercussioni economiche delle energie rinnovabili	83
7.1. Importanza economica delle energie rinnovabili in Svizzera	83
7.1.1. Occupazione	83
7.1.2. Valore aggiunto lordo	84
7.1.3. Sviluppi futuri	85
7.1.4. Costi della promozione.....	86
7.2. Effetti socioeconomici delle energie rinnovabili nei Paesi europei.....	86
7.2.1. Occupazione e fatturato nell'UE	87
7.3. Prezzo dell'elettricità in relazione alla promozione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili.....	91
7.4. Prospettive	94
8. Sviluppi successivi del regime di promozione in Svizzera	96
9. Bibliografia.....	99



Elenco delle figure

<i>Figura 1: Evoluzione dei prezzi di costo e dei tassi di remunerazione</i>	<i>15</i>
<i>Figura 2: Consumatori con impianti di produzione</i>	<i>19</i>
<i>Figura 3: Principali sistemi di promozione nell'UE</i>	<i>22</i>
<i>Figura 4: Andamento della remunerazione EEG</i>	<i>27</i>
<i>Figura 5: Rimunerazioni in Spagna (2004 – 2008)</i>	<i>36</i>
<i>Figura 6: Adeguatezza degli strumenti di promozione a seconda del grado di maturità rispetto al mercato delle diverse tecnologie</i>	<i>38</i>
<i>Figura 7: Quota di energia rinnovabile rispetto al consumo di elettricità (2010).....</i>	<i>40</i>
<i>Figura 8: Produzione di elettricità da fonti rinnovabili nei Paesi membri dell'Unione europea (UE-27) (2009).....</i>	<i>41</i>
<i>Figura 9: Produzione di elettricità da fonti rinnovabili negli Stati membri dell'UE (UE-27) (2009)</i>	<i>46</i>
<i>Figura 10: Efficacia media dei sistemi di promozione nell'UE 27.....</i>	<i>47</i>
<i>Figura 11: Modello dei contingenti vs. remunerazione per l'immissione in rete – effetto incentivante statico</i>	<i>48</i>
<i>Figura 12: Modello dei contingenti vs. remunerazione – effetto incentivante dinamico</i>	<i>49</i>
<i>Figura 13: La rete elettrica</i>	<i>51</i>
<i>Figura 14: Evoluzione del mix energetico e del consumo di elettricità in Svizzera (scenario POM, variante relativa all'offerta C&E).....</i>	<i>56</i>
<i>Figura 15: Investimenti necessari a seconda della potenza installata degli impianti decentralizzati Fonte: dena (2012, S. 160).....</i>	<i>61</i>
<i>Figura 16: Transizione a una rete intelligente Fonte: Danish Ministry of Climate, Energy and Building (2011, S. 8)</i>	<i>62</i>
<i>Figura 17: 2000-2020 Evoluzione del valore aggiunto lordo (mio. CHF) e degli occupati (FTE)</i>	<i>86</i>
<i>Figura 18: Componenti del prezzo dell'energia elettrica nel 2012 (economie domestiche)...</i>	<i>91</i>
<i>Figura 19: Composizione dei prezzi dell'energia elettrica nel 2012 (industria).....</i>	<i>93</i>
<i>Figura 20: Curva di apprendimento dei prezzi di costo in Germania Fonte: Fraunhofer ISE(2013)</i>	<i>98</i>



Elenco delle tabelle

<i>Tabella 1: Classificazione dei regimi di promozione</i>	<i>10</i>
<i>Tabella 2: Panoramica dei regimi di promozione dell'energia ottenuta da fonti rinnovabili in Europa (2012/2013)</i>	<i>23</i>
<i>Tabella 3: Percentuale di energia rinnovabile rispetto al consumo di elettricità</i>	<i>41</i>
<i>Tabelle 4: Obiettivi 2020 e grado di raggiungimento nei Paesi scelti per il confronto.....</i>	<i>43</i>
<i>Tabella 5: Ammontare della promozione per tecnologia in EUR/MWh (media ponderata) – dati del 2011</i>	<i>45</i>
<i>Tabella 6: Costi d'investimento nelle reti di trasporto</i>	<i>58</i>
<i>Tabella 7: Investimenti nella rete di distribuzione in Germania.....</i>	<i>61</i>
<i>Tabelle 8: Investimenti nella rete di distribuzione svizzera</i>	<i>64</i>
<i>Tabella 9: Conflitti e possibili soluzioni.....</i>	<i>69</i>
<i>Tabella 10: Energia eolica – conflitti e possibili soluzioni</i>	<i>70</i>
<i>Tabella 11: Fotovoltaico – conflitti e possibili soluzioni.....</i>	<i>71</i>
<i>Tabella 12: Biomassa - conflitti e possibili soluzioni</i>	<i>72</i>
<i>Tabella 13: Valutazione delle ripercussioni del potenziamento delle tecnologie rinnovabili ..</i>	<i>74</i>
<i>Tabella 14: Classifica della sostenibilità.....</i>	<i>82</i>
<i>Tabella 15: Occupazione nel settore delle energie rinnovabili 2000-2010.....</i>	<i>84</i>
<i>Tabella 16: Valore aggiunto lordo del settore delle energie rinnovabili 2000-2010.....</i>	<i>85</i>
<i>Tabella 17: Occupazione complessiva nel settore delle energie rinnovabili (2010)</i>	<i>87</i>
<i>Tabella 18: Occupazione e fatturato a seconda della tecnologia – parte 1 (2011).....</i>	<i>88</i>
<i>Tabella 19: Occupazione e fatturato a seconda della tecnologia – parte 2 (2011).....</i>	<i>89</i>



Compendio

Il presente rapporto è stato redatto in adempimento del postulato 09.3085, “Effetti dei regimi di promozione delle energie rinnovabili”, del consigliere nazionale Guy Parmelin e offre una **panoramica degli effetti** di diversi regimi di promozione dell’energia elettrica ottenuta da fonti rinnovabili nei seguenti Paesi: Danimarca, Germania, Regno Unito, Francia, Italia, Paesi Bassi, Austria, Svezia, Svizzera e Spagna. Mostra inoltre quali sono le ripercussioni di questi regimi sul settore dell’energia, sulle reti elettriche e sulla sostenibilità esaminandone infine le ricadute di carattere politico-economico e finanziario.

Per promuovere la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili la maggior parte dei Paesi europei utilizza come **principale regime di promozione la remunerazione per l'immissione in rete dell'elettricità** (p. es. Austria, Germania, Spagna, Francia, Italia, Regno Unito, Svizzera) e/o un modello fondato su bonus (p. es. Germania, Danimarca, Spagna, Italia, Paesi Bassi). Solo alcuni applicano un modello basato su contingentati (p. es. Svezia, Regno Unito). Questi strumenti principali sono accompagnati da strumenti secondari che mirano a supportare ulteriormente specifiche tecnologie e tra cui rientrano soprattutto la regola del consumo proprio, aiuti agli investimenti, agevolazioni fiscali, ridotti costi del capitale e bandi di gara. Di solito, oggi, gli strumenti di promozione cercano di tenere sempre più conto della realtà del mercato. Si tratta di una diretta conseguenza della diffusione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Con il tempo, aumenta la capacità di stare sul mercato di queste nuove tecnologie, la necessità di sostenerle diminuisce e l’efficienza della promozione a livello di costi ne risulta incrementata. Gli approcci orientati al mercato stimolano inoltre a immettere l’energia prodotta in rete tenendo conto delle esigenze concrete.

In genere l’**adeguatezza della promozione** (in termini di efficacia o di efficienza) dipende in maniera determinante dalla struttura specifica del sistema: se è caratterizzato da continui adeguamenti e mutamenti radicali, la sicurezza degli investimenti non è garantita. In Francia, per esempio, le temporanee sospensioni della promozione hanno portato alla formazione di una lista d’attesa mentre in Italia il passaggio da un modello dei contingentati alla remunerazione per l’immissione in rete sta provocando grandi incertezze tra gli investitori. In Spagna, le difficoltà economiche del Paese hanno fatto sì che nel 2012 la promozione fosse completamente soppressa. In Austria e in Svizzera, il regime di promozione è stabile, ma l’esistenza di un tetto di spesa massimo ha provocato il formarsi di una lista d’attesa e un effetto *stop and go* nelle fasi di approvazione dei progetti.

Il presente **confronto dei regimi di promozione** permette di trarre le seguenti conclusioni:

- l’efficacia dei sistemi di promozione e il conseguente aumento del numero di impianti di produzione di energia elettrica varia a seconda delle condizioni naturali e delle differenti condizioni quadro nel Paese preso in esame;
- tecnologie che sono già da tempo sul mercato e producono a prezzi quasi concorrenziali (p. es. centrali idroelettriche o impianti eolici) ricevono una sovvenzione minore;
- i modelli basati su bonus o che prevedono la commercializzazione diretta prevedono remunerazioni più vicine alla realtà del mercato e garantiscono una sicurezza minore per gli investimenti; sono dunque meno adatti a tecnologie completamente nuove che hanno bisogno della copertura completa dei prezzi di costo non competitivi.



Gli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili che la immettono in maniera decentralizzata provocano, a causa del diverso utilizzo della **rete elettrica**, nuove sfide. In passato l'energia prodotta dalle centrali confluiva nella rete in maniera unidirezionale per essere distribuita ai consumatori finali. In futuro dovrà ricevere sempre più spesso anche l'elettricità prodotta da piccoli impianti. Per questa ragione si rendono necessari una ristrutturazione e un potenziamento delle reti elettriche, soprattutto delle reti di distribuzione, che inevitabilmente comportano ulteriori dei costi. Gli investimenti nella rete dipendono ampiamente dalla quota di immissioni decentralizzate rispetto alla produzione complessiva, dalla distribuzione dei punti di immissione decentralizzati e dall'andamento della domanda. Per quanto riguarda le reti di distribuzione, a seconda dello scenario la Svizzera dovrà probabilmente investire tra 2,3 e 7,5 miliardi di franchi entro il 2035 e la Germania da 27,5 a 42,5 miliardi di euro entro il 2030, benché questi costi possano essere notevolmente ridotti dall'impiego per la regolazione della tensione di stazioni di trasformazione locali «intelligenti» e di altre tecnologie smart grid. Oltre alle sfide tecniche, anche ostacoli di tipo finanziario, amministrativo e giuridico rendono difficile l'integrazione delle energie rinnovabili nella rete elettrica nei Paesi scelti per il confronto.

La fornitura di energia ha **ripercussioni** negative **sull'ambiente**, più o meno gravi a seconda della fonte di energia e della tecnologia utilizzata per la produzione. L'energia ottenuta da fonti rinnovabili di solito provoca meno danni all'ambiente dell'energia prodotta con combustibili fossili o centrali nucleari. Al contrario dei vettori energetici tradizionali si tratta tuttavia di danni che riguardano, nella maggior parte dei casi, il territorio nazionale. Le ripercussioni ambientali (impatto sul paesaggio, sugli habitat e sulla biodiversità, rumore) sono in parte legate alla tecnologia impiegata, ma dipendono principalmente dalle caratteristiche dell'ubicazione e dal tipo di impianto.

Lo sviluppo e l'accresciuto utilizzo di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili hanno **ripercussioni di carattere politico-economico** dirette e indirette. Si creano nuovi posti di lavoro, emergono nuovi rami industriali e nuove possibilità di esportazione. Contemporaneamente, la sostituzione delle energie convenzionali provoca la sparizione di posti di lavoro in altri settori. Il settore dell'energia prodotta da fonti rinnovabili è in crescita, della sua espansione potrà avvantaggiarsi soprattutto l'economia regionale. Stando al presente confronto, nel 2011 solo la Danimarca presentava un tasso di occupazione nel settore delle energie rinnovabili superiore alla Svizzera. Nell'Unione europea sempre nello stesso anno il maggior numero di posti di lavoro è stato creato, in ordine discendente, negli ambiti del fotovoltaico, della biomassa e dell'energia eolica, a cui fanno seguito, a una certa distanza i settori del biogas e delle piccole centrali idroelettriche. Il maggior fatturato dopo quello generato dagli impianti fotovoltaici lo hanno registrato, nell'UE, gli impianti eolici.



1. Introduzione

1.1. Situazione iniziale

Il postulato 09.3085, Effetto dei regimi di promozione delle energie rinnovabili, presentato dal consigliere nazionale Guy Parmelin incarica il Consiglio federale di redigere un rapporto che offra una panoramica degli effetti di diversi regimi di promozione nei Paesi confinanti con la Svizzera. In particolare, il rapporto deve illustrare le conseguenze di questi regimi sull'economia energetica, sulle reti e sulla sostenibilità ed esaminare gli effetti economici e finanziari delle misure di promozione.

Il postulato è stato depositato il 12 marzo 2009. All'origine delle sue richieste c'era un comunicato stampa dell'Ufficio federale dell'energia (UFE) del 2 febbraio 2009 che, già poco tempo dopo l'introduzione della remunerazione a copertura dei costi per l'immissione in rete di energia elettrica (RIC) ne annunciava la sospensione e la creazione di una lista d'attesa¹.

1.2. Fasi di adempimento del postulato

Al fine di adempiere il postulato in un primo momento sono stati individuati i Paesi europei più interessanti dal punto di vista del regime di promozione. Le ripercussioni dei vari sistemi di promozione sono messe a confronto nel rapporto. A questo scopo per ogni punto specifico sono stati analizzati molti rapporti specialistici e articoli scientifici. Le conoscenze acquisite in questo modo sono presentate nelle pagine che seguono che costituiscono quindi una sorta di meta-studio.

1.3. Oggetto

Il rapporto analizza gli effetti dei regimi di promozione sulla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Non vengono considerati i regimi di promozione nell'ambito della produzione di calore e della mobilità. Per l'esame dei regimi di promozione svolgono un ruolo importante i concetti di efficacia e di efficienza:

- l'*efficacia* di un regime di promozione si definisce come il rapporto tra la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e il potenziale di sviluppo ulteriore;
- l'*efficienza* di un regime di produzione si misura al contrario in base al rapporto tra i mezzi impiegati e i risultati ottenuti. In un sistema di promozione efficiente il rapporto costi-benefici è ottimale.

Oltre alla Svizzera e agli Stati confinanti (Germania, Francia, Italia, Austria) sono stati inclusi nell'analisi anche altri Paesi ritenuti particolarmente significativi:

- la Danimarca, per l'introduzione di soluzioni smart grid;
- il Regno Unito, per il suo sistema dei contingenti e l'interessante sviluppo del suo regime di promozione;
- i Paesi Bassi, per l'utilizzo di una forma di remunerazione che tiene conto realtà del mercato;

¹ Comunicato stampa del 2 settembre 2009: <http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=it&msg-id=25142>



- la Svezia, per il suo sistema dei contingenti;
- la Spagna, per l'interessante sviluppo del suo regime di promozione.

Il rapporto ha via via incluso vari aspetti, fino all'introduzione delle modifiche di legge chieste dall'iniziativa parlamentare 12.400 ed entrate in vigore il 1° gennaio 2014. I dati necessari per il confronto internazionale delle ripercussioni sull'economia energetica sono disponibili solo fino al 2011.

1.4. Sintesi dei contenuti

Il capitolo 2 illustra e mette a confronto diversi regimi di promozione, mentre i sistemi utilizzati nei Paesi europei presi in esame (Danimarca, Germania, Regno Unito, Francia, Italia, Paesi Bassi, Austria, Svezia, Svizzera e Spagna) sono descritti nel capitolo 3. Il capitolo 4 è dedicato agli effetti dei regimi di promozione sul settore dell'energia. Sono stati soprattutto comparati lo sviluppo della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e il livello di promozione in ogni singolo Paese. Il capitolo in questione contiene anche un'analisi dell'efficacia e della redditività dei regimi di promozione. Il capitolo 5 prende in considerazione le ripercussioni della produzione di elettricità da fonti rinnovabili sulle reti. Per prima cosa vengono descritti i necessari adeguamenti della rete in presenza di una crescente immissione di energia prodotta a livello decentrato. Poiché il potenziamento della rete è strettamente connesso all'evoluzione della domanda, in una seconda fase viene effettuata un'analisi del consumo di elettricità. Infine, il capitolo 5 include una stima degli investimenti necessari nel campo delle reti di trasporto e di distribuzione. Il capitolo 6 esamina le ripercussioni sull'ambiente e dal punto di vista della pianificazione del territorio di una maggiore diffusione della produzione di elettricità da fonti rinnovabili in Svizzera e nei Paesi selezionati. Il peso economico del settore è analizzato nel capitolo 7. Essendo difficile distinguere tra vettori energetici rinnovabili ed energia ottenuta da fonti rinnovabili, è stato considerato il settore delle energie rinnovabili nel suo complesso. In particolare sono messi in evidenza gli effetti del settore sull'occupazione e la creazione di valore aggiunto lordo. In conclusione, il capitolo 8 presenta l'abbozzo di un possibile sviluppo futuro del regime di promozione svizzero così come è stato delineato dal Consiglio federale nel quadro della Strategia energetica 2050.



2. Regimi di promozione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

La produzione di energia elettrica da nuove fonti rinnovabili è oggi in massima parte non competitiva, ossia non è ancora matura per il mercato. Fino a quando i prezzi di costo saranno superiori al prezzo di mercato, le nuove tecnologie avranno bisogno di un sostegno. È pertanto molto importante elaborare una regolamentazione volta a superare gli ostacoli che impediscono un'effettiva diffusione delle energie rinnovabili. Mendonça et al. (2010) individuano quattro tipi di possibili barriere:

- ostacoli finanziari e dettati dal mercato;
- ostacoli politici e normativi;
- barriere di tipo culturale e legate ai comportamenti acquisiti;
- sfide di tipo estetico ed ecologico importanti ai fini dell'accettazione sociale.

Solo quando è possibile superare questi ostacoli, una politica di promozione può davvero rivelarsi efficace e raggiungere lo scopo che si prefigge: l'espansione della produzione di energia da fonti rinnovabili. Sono essenziali condizioni quadro stabili e solide e strumenti idonei. Il legislatore deve elaborare una politica di promozione adeguata, gettare le basi per creare condizioni di mercato affidabili, ridurre al minimo le barriere agli investimenti e infine incentivare questi ultimi.

Nel presente capitolo saranno descritti in maniera dettagliata i possibili regimi di promozione. In base a una prima classificazione dei diversi sistemi utilizzati (paragrafo 2.1.) ne saranno analizzati le differenti strutture e gli effetti (paragrafo 2.2.). In conclusione, i regimi di promozione adottati in Europa verranno confrontati tra loro (paragrafo 2.3.).

2.1. Classificazione dei regimi di promozione

La politica dispone di vari mezzi per promuovere la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Gli strumenti di promozione volti al miglioramento della competitività dell'elettricità ottenuta da tali fonti possono essere distinti in base alla variabile scelta (prezzo o quantità) e al punto di partenza (lato dell'offerta o lato della domanda) (Tabella 1).



Tabella 1: Classificazione dei regimi di promozione

	Variabile: prezzo	Variabile: quantità
Domanda	Borsa dell'energia pulita Ecotasse	Modello dei contingenti (obbligo per il consumatore finale ²)
Offerta	Rimunerazione per l'immissione in rete	Bandi di gara Modello dei contingenti (obbligo per il produttore)

Fonte: elaborazione propria

A seconda della variabile scelta può essere fissato il prezzo dell'elettricità ottenuta da fonti rinnovabili, mentre la quantità è lasciata indeterminata, oppure può essere specificata a priori la quantità, ossia può essere indicata una certa quota di mercato, mentre la determinazione del prezzo è lasciata alla libera concorrenza.

Per quanto riguarda invece il punto di partenza si deve distinguere tra strumenti orientati alla domanda e strumenti orientati all'offerta. I classici **modelli di promozione orientati all'offerta** sono costituiti dalla copertura dei costi per l'immissione in rete e dai bandi di gara. Tra gli **strumenti orientati alla domanda** rientrano le borse dell'energia pulita o le ecotasse, che sono approcci basati sul prezzo, e il modello dei contingenti, basato invece sulla quantità. Nella prassi solitamente i modelli dei contingenti sono orientati all'offerta (all'obbligo sono assoggettati il produttore o il fornitore) e non alla domanda (in questo caso all'obbligo sarebbero assoggettati i consumatori di elettricità) a causa della relativa complessità della regolamentazione dei contingenti e degli elevati costi di transazione per gli attori che sono tenuti a raggiungere le quote stabilite. I contingenti dovrebbero pertanto essere imposti solo a produttori o fornitori professionali (Infras, 2011).

In linea di massima, un regime di promozione può essere destinato indifferentemente a tutte le tecnologie oppure sostenere queste ultime in modo differenziato. I regimi del primo tipo non prevedono alcuna promozione mirata in base al tipo di tecnologia utilizzata per la produzione. Ecco perché in questi casi a essere sostenuti sono gli impianti (di tutti i tipi) che producono in modo più economico. I regimi del secondo tipo comprendono invece strumenti di promozione diversi a seconda della tecnologia utilizzata e del mix finale che si vuole ottenere in base a motivazioni che riguardano soprattutto la sicurezza dell'approvvigionamento. A seconda del modello generale di promozione e della situazione di partenza, la scelta tra un regime neutrale rispetto alle diverse tecnologie e un regime specifico per ognuna di esse può aumentare l'efficienza complessiva del sostegno offerto.

Un determinato regime di promozione può combinare tra loro diversi strumenti.

² Non è noto alcun esempio di applicazione nella prassi.



2.2. Strumenti di promozione: struttura ed efficacia

2.2.1. Rimunerazione per l'immissione in rete di energia elettrica (sistema *feed-in*)

La remunerazione per l'immissione in rete di energia elettrica è un modello di promozione orientato ai prezzi. La produzione di energia elettrica da fonti di energia rinnovabili è promossa tramite il versamento di una remunerazione per l'elettricità immessa in rete. In genere questo sistema è finanziato attraverso il prelievo di una tassa presso i consumatori finali; la distribuzione dei mezzi così ottenuti tra i gestori degli impianti dipende il più delle volte dalla tecnologia utilizzata ed è proporzionale alla quantità di energia immessa. Anche la RIC svizzera è un cosiddetto sistema *feed-in* (*Feed-in Tariff system*, FiT).

Per un'impostazione ottimale di questo sistema di remunerazione si dovrebbero prendere in considerazione quattro criteri (Fraunhofer ISI, Energy Economics Group, 2006):

- i tassi di remunerazione dovrebbero essere garantiti per un periodo di tempo determinato e sufficientemente lungo al fine di limitare il rischio d'investimento;
- per ridurre il surplus dei produttori e di conseguenza i costi per la società, le remunerazioni dovrebbero essere fissate in relazione alle singole tecnologie utilizzate;
- le tariffe per i nuovi impianti dovrebbero essere man mano ridotte e adeguate ai progressi della tecnologia utilizzata;
- andrebbero introdotti corridoi di crescita³ o un tetto di spesa massimo nel caso in cui un Paese dovesse temere un aumento incontrollabile dei costi per la promozione (Fraunhofer ISI, EEG, Ecofys, 2012).

Le sfide maggiori che devono affrontare i sistemi di questo tipo sono le seguenti:

- poiché la decisione sui mezzi da investire e le tecnologie da promuovere dipende dalla politica, il rischio che si creino lobby legate alle singole tecnologie è elevato;
- le remunerazioni statali calcolate in base ai costi degli impianti riducono gli incentivi a introdurre innovazioni e a immettere elettricità in rete quando è effettivamente necessaria;
- il mancato riferimento alla realtà del mercato può provocare distorsioni. Le tecnologie non promosse rischiano di scomparire e questo porta a un'erosione dei prezzi sul mercato dell'energia elettrica che finisce per colpire anche le energie rinnovabili (si tratta del cosiddetto effetto *merit order*).

Nei prossimi paragrafi saranno descritte diverse possibilità di impostazione e determinazione dei tassi di remunerazione. L'impostazione del tasso di remunerazione dipende dal modo in cui viene considerato il prezzo di mercato dell'elettricità e se una parte del rischio di prezzo è trasferita ai gestori degli impianti.

³ Un «corridoio di crescita» corrisponde alla quantità di elettricità prodotta da fonti rinnovabili che un Paese fissa come obiettivo da raggiungere in un determinato periodo (p. es. 1000 MW). Se l'aumento della capacità è maggiore (o minore) di quanto fissato, le remunerazioni vengono adeguatamente ridotte (o aumentate).



2.2.1.1. Tasso di remunerazione costante (*Feed-in Tariff*)

Nel caso di una tariffa *feed-in* il gestore dell'impianto riceve una somma fissa per ogni kWh immesso nella rete. La tariffa dipende di solito dalla tecnologia utilizzata per produrlo e dal momento in cui è stato notificato o messo in esercizio l'impianto. La remunerazione viene normalmente versata per un periodo di tempo variabile tra i 10 e i 25 anni. Il legislatore può fissare un tetto massimo per evitare che le spese superino un determinato limite. Ciò ha un effetto positivo in quanto i mezzi a disposizione per la promozione sono noti e limitati. D'altro canto però la presenza di un tetto può portare a una limitazione della promozione di cui è un esempio l'attuale lista di attesa che si è formata in Svizzera. L'incertezza provocata dall'effetto *stop and go* è problematica per i potenziali nuovi investitori.

La promozione può essere finanziata da tutti i contribuenti tramite le imposte oppure i mezzi necessari possono essere ottenuti attraverso una tassa specifica prelevata in base al consumo di elettricità (principio di causalità).

La remunerazione per l'immissione in rete, se le condizioni quadro rimangono sostanzialmente stabili, offre agli investitori un'elevata sicurezza perché la remunerazione per l'elettricità prodotta è nota in anticipo e i produttori non devono assumersi alcun rischio legato alle variazioni del prezzo di mercato. Ciò contribuisce a rendere questo strumento molto efficace. Non è tuttavia garantito il raggiungimento degli obiettivi di espansione fissati dalla legge; solo a posteriori è infatti possibile determinare la quantità di energia elettrica prodotta effettivamente da fonti rinnovabili ed è pertanto difficile stabilire in anticipo l'ammontare dei necessari mezzi di promozione. Il fabbisogno in questo campo dipende infine fortemente dai progressi tecnici fatti nei singoli settori promossi e dal prezzo di mercato dell'energia elettrica. L'efficienza della remunerazione per l'immissione in rete dipende dai presupposti fondamentali che sono stati fissati. Se i tassi di remunerazione non sono stati determinati in maniera ottimale può accadere che si sostenga per un lungo periodo una tecnologia inefficiente. È molto dispendioso valutare nel dettaglio le singole domande, si deve quindi trovare un compromesso tra la precisione dello strumento e i costi amministrativi. L'incentivo al progresso tecnico è comunque garantito con questo tipo di remunerazione perché, in presenza di determinati tassi, ogni riduzione dei costi comporta un aumento dei profitti.

Nel caso della remunerazione per l'immissione in rete i produttori hanno poco a che fare con il mercato perché per ogni kWh immesso ricevono la stessa remunerazione. L'incentivo a effettuare investimenti orientati al mercato sono bassi. Un sistema di questo genere è dunque particolarmente idoneo a promuovere una tecnologia ancora troppo nuova e imperfetta e che ha bisogno di specifiche condizioni quadro per potersi sviluppare adeguatamente (SATW, 2012).

La remunerazione di immissione in rete rappresenta il più diffuso sistema di promozione in Europa ed è utilizzato tra l'altro nei seguenti Paesi: Austria, Bulgaria, Repubblica Ceca, Germania, Estonia, Spagna, Francia, Grecia, Ungheria, Irlanda, Italia, Lituania, Lettonia, Portogallo, Slovenia, Slovacchia, Svizzera e Regno Unito. Nella maggior parte di questi Paesi le tariffe si differenziano in base alle tecnologie.



2.2.1.2. Tasso di remunerazione oscillante in base al prezzo di mercato (modello basato su bonus, *Feed-in Premium*)

Con un sistema *Feed-in Premium* (FiP) il gestore dell'impianto incassa il prezzo di mercato più un premio fisso (bonus) che dipende nella maggior parte dei casi dalla tecnologia utilizzata e dal momento della notifica. La remunerazione varia dunque in base al prezzo di mercato (di solito su base oraria).

Questo sistema ha il vantaggio di offrire agli impianti di produzione che possono regolare la quantità di energia prodotta, come gli impianti a biogas, un incentivo a produrre quando i prezzi sono più alti (ovvero nei momenti in cui il fabbisogno di elettricità in rapporto alla quantità disponibile è più elevato). Lo svantaggio è costituito dalla sicurezza d'investimento ridotta, in quanto il gestore dell'impianto è esposto alle oscillazioni del prezzo di mercato. I fornitori di elettricità, inoltre, in un sistema come questo non sono di norma obbligati ad acquistare l'energia elettrica immessa. Il produttore deve dunque occuparsi personalmente della sua commercializzazione. Come nel caso della remunerazione per l'immissione in rete, i costi di promozione sono a carico dei consumatori finali o dei contribuenti.

L'efficacia del modello basato su bonus è simile alla remunerazione per l'immissione in rete. Ma l'effettivo contributo al raggiungimento dell'obiettivo di produzione di energia da fonti rinnovabili non può essere determinato con precisione in anticipo.

Il modello basato su bonus è uno strumento efficiente in quanto spinge i gestori dell'impianto a investire solo se i ricavi presunti, ottenuti immettendo elettricità nella rete, sono in grado di coprire almeno i previsti costi di produzione. Al pari della normale forma di remunerazione di immissione questo modello offre incentivi all'innovazione. Poiché il sistema è legato all'andamento del mercato di sbocco, la produzione è più orientata al mercato rispetto al caso della remunerazione a tassi costanti (SATW, 2012).

A Cipro, in Germania, Estonia, Danimarca, Finlandia, Paesi Bassi, Italia, Spagna, Slovenia e Repubblica Ceca esistono modelli di promozione basati su bonus paralleli a quelli fondati su una remunerazione fissa. Il bonus può essere strutturato in maniera diversa: il premio può essere a sua volta fisso o determinato in relazione al prezzo dell'elettricità (prezzo di borsa).

2.2.1.3. Tassi di remunerazione costanti con possibilità di commercializzazione supplementare (tariffa *feed-in* con *Contract for Differences*)

Una combinazione di entrambi i sistemi è costituita da una tariffa di immissione con compensazione della differenza rispetto al prezzo di mercato. In questo modo i gestori degli impianti vendono l'energia elettrica prodotta sul mercato ma, grazie a un contratto a lungo termine, ottengono in più una compensazione della differenza tra il prezzo medio del mercato spot⁴ e il tasso di remunerazione fisso. Il produttore di elettricità ottiene un utile supplementare immettendo l'elettricità in rete quando il prezzo di vendita sul mercato si colloca al di sopra del prezzo medio di mercato.

Rispetto al modello basato su bonus questo sistema presenta il vantaggio di garantire al gestore una sicurezza d'investimento sul lungo periodo. Rispetto a una semplice

⁴ Il prezzo di mercato di riferimento è costituito solitamente da un prezzo di mercato medio riconosciuto relativo a un determinato periodo di tempo (p. es. un giorno, un mese ecc.).



rimunerazione per l'immissione in rete i gestori degli impianti mantengono un contatto con il mercato dell'elettricità e sono spinti a sfruttare i loro impianti in modo ottimale dal punto di vista del prezzo (p. es. tramite la partecipazione al mercato dell'energia di regolazione). Se il *Contract for Differences* si basa su un prezzo medio giornaliero e non su un prezzo orario, spinge inoltre a utilizzare nei momenti migliori (ossia quando il prezzo è relativamente elevato) gli impianti nei quali è possibile regolare la produzione.

2.2.1.4. Determinazione del tasso di remunerazione

a) Determinazione dei tassi in base ai prezzi di costo di impianti di riferimento

I tassi di remunerazione possono essere fissati sulla base dei relativi costi d'investimento e di gestione di impianti di riferimento. Questo è il modello utilizzato in Svizzera nell'attuale sistema RIC. La remunerazione è calcolata tenendo conto dei prezzi di costo degli impianti di riferimento nell'anno di costruzione, varia a seconda della tecnologia utilizzata, della categoria e della classe di potenza e si applica in linea di massima per un determinato periodo di tempo. Deve garantire l'economicità a lungo termine. Tenendo conto dei progressi tecnologici attesi è possibile prevedere sia una riduzione periodica ed automatica della remunerazione sia adeguamenti generali dei prezzi di costo.

Il principio della copertura dei costi garantisce che l'impianto, per tutta la sua durata di vita, possa essere sfruttato in maniera redditizia. Il regime di promozione contribuisce all'affermazione sul mercato di nuove tecnologie. Attraverso la remunerazione di ogni kWh immesso in rete per l'intero periodo di utilizzo si incentiva il produttore a massimizzare la produzione di elettricità e a mantenere l'impianto perfettamente funzionante a lungo termine.

Un altro fattore decisivo è costituito dal momento in cui la remunerazione viene adeguata. La Figura 1 mostra che a costi di produzione decrescenti, la frequenza degli adeguamenti può comportare maggiori (grafico A) o minori (grafico B) utili per il gestore. Soprattutto nel campo del fotovoltaico questo fatto assume un ruolo significativo, dati i prezzi di costo rapidamente decrescenti. L'ammontare della remunerazione corrisponde solo al momento dell'adeguamento dei tassi di remunerazione ai prezzi di costo degli impianti di riferimento. In poco tempo le remunerazioni medie risultano più alte di tali costi. Per contrastare questo effetto si potrebbero fissare i tassi di remunerazione basandosi sui prezzi di costo medi previsti per i mesi successivi (grafico C) e non su quelli attuali.

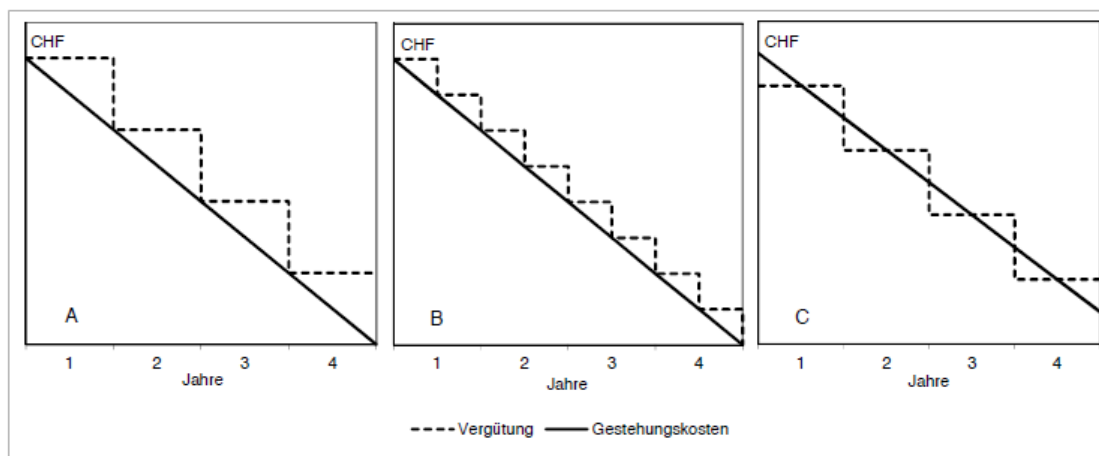


Figura 1: Evoluzione dei prezzi di costo e dei tassi di remunerazione

Fonte: Interface Politikstudien Forschung Beratung, Ernst Basler+Partner AG, Université de Genève (2012, S. 126)

Jahre	Anni
Vergütung	Rimunerazione
Gestehungskosten	Prezzi di costo

b) Determinazione dei tassi in base alla quantità aggiuntiva

Le autorità competenti possono adeguare in maniera flessibile i tassi di remunerazione alla domanda o, in altri termini, alla quantità aggiuntiva. Qualora fossero realizzati troppo pochi progetti per raggiungere gli obiettivi prefissati, i tassi di remunerazione dovrebbero essere aumentati. Nel caso in cui, invece, la domanda fosse elevata dovrebbero essere abbassati. In Germania i tassi per il fotovoltaico vengono adeguati, per l'anno successivo, sulla base della quantità aggiuntiva prodotta nell'anno in corso.

Una simile regolazione è possibile per gli impianti fotovoltaici: dati i tempi ridotti di costruzione, infatti, il risultato di un adeguamento è determinabile già entro un anno. Nel caso di tutte le altre tecnologie il risultato è visibile solo dopo sei anni circa e di conseguenza l'adeguamento dei tassi non risulta più attuale.

c) Determinazione dei tassi mediante una gara con il concorso degli stessi produttori (Feed-in Tariff Auction)

Con questo modello, come nel caso della remunerazione per l'immissione in rete (2.2.1), viene versata una remunerazione per ogni unità immessa, ma il calcolo non si basa su impianti di riferimento; sono i produttori stessi a determinare i tassi mediante la partecipazione a una gara. Un approccio di questo genere dovrebbe permettere di raggiungere gli stessi effetti di promozione con un minore dispendio di mezzi.

Nel modello basato su una gara le autorità di norma prescrivono una quantità da produrre o una capacità installata. Il produttore che presente l'offerta più bassa vince la gara e ottiene un'adeguata remunerazione per l'immissione in rete. Le offerte troppo elevate non vengono



prese in considerazione. La gara ha luogo periodicamente, ad esempio una volta all'anno, e deve garantire una certa continuità. La remunerazione può essere determinata in due modi: o il prezzo che figura nel contratto è fissato sulla base dell'offerta individuale (*pay as bid*) oppure il prezzo limite della gara è determinato dall'ultima offerta presa in considerazione, necessaria per raggiungere la quantità prescritta, e quindi anche la più cara (*cut-off price*). La procedura *pay as bid* ha il vantaggio di eliminare la parte più importante del surplus dei produttori e rappresenta perciò la procedura più economica.

La promozione tramite bandi di gara può tenere conto o non tenere conto delle differenze tra le varie tecnologie. Una gara specifica per una determinata tecnologia permette di favorire in maniera mirata lo sviluppo di quest'ultima. Il rischio di portare avanti una politica industriale inefficiente è però più elevato. Una gara che comprenda tutte le tecnologie risulta dunque più efficiente dal punto di vista dei costi.

Con un modello basato su bandi di gara che comprende tutte le tecnologie si promuove soprattutto il diffondersi di tecnologie relativamente efficienti, per le quali gli investitori e i promotori del progetto sono in grado di stimare i costi in maniera abbastanza precisa. Il regime risulta inadeguato per promuovere tecnologie che presentano elevati costi di produzione.

Un vantaggio di questo sistema consiste nel fatto che la stima dell'andamento dei costi non deve essere effettuata dalle autorità bensì dai produttori stessi. In questo modo si può evitare, in molti casi, che il sistema di promozione generi un surplus eccessivo per i produttori a causa di tariffe troppo alte o al contrario ostacoli gli investimenti a causa di tariffe troppo basse. Il sistema funziona in modo efficiente solo in presenza di una concorrenza sufficiente tra i fornitori e se è prevista una pena pecuniaria adeguata in caso di mancata realizzazione del progetto.

I bandi di gara sono adeguati quando si tratta di effettuare grossi investimenti. La stima dei costi e la formulazione di un'offerta comportano costi fissi di accesso al mercato che possono penalizzare gli impianti più piccoli (minori economie di scala). Se non si prevede una procedura agevolata per questo tipo di impianti, a subire le conseguenze negative possono essere soprattutto i piccoli produttori indipendenti di elettricità (come le economie domestiche). Il modello per bandi di gara è quindi adatto a impianti di media grandezza (da 10 kW a 10 MW), gestiti in maniera professionale e al cui finanziamento possono partecipare anche terzi; punta all'efficienza e ricompensa i promotori di progetti che sono in grado di realizzare questi ultimi ai costi più bassi.

Riassumendo, i seguenti criteri principali devono essere presi in considerazione quando si bandisce una gara di questo tipo (Fraunhofer ISI, Energy Economics Group, 2006):

- deve essere garantita la continuità;
- le gare devono essere indette solo se la capacità è sufficiente e permette di minimizzare i costi di transazione e i comportamenti strategici;
- deve essere garantita l'armonizzazione con altri ambiti politici (p. es. le modalità della gara e la pianificazione del territorio non devono essere in contrasto);
- occorre prevedere una pena pecuniaria in caso di mancata realizzazione del progetto.

Oggi il modello basato sui bandi di gara non è il sistema di promozione privilegiato. In alcuni Paesi è impiegato per specifici progetti o tecnologie (impianti eolici offshore in Danimarca,



biomassa e grandi impianti fotovoltaici in Francia, impianti fotovoltaici a Cipro e impianti eolici onshore in Portogallo). In Italia è utilizzato dal 2013 in maniera complementare alla remunerazione per l'immissione in rete nel caso di grandi impianti di nuova costruzione.

2.2.2. Modello dei contingenti con scambio di certificati

Nel caso di un modello basato su contingenti i fornitori di energia elettrica sono tenuti a fornire una quota minima di elettricità ottenuta da fonti rinnovabili. Questa quota minima aumenta regolarmente, per esempio ogni anno, fino al raggiungimento dell'obiettivo prefissato (p. es. 100 % di energie rinnovabili entro il 2050). Se un fornitore ha nel suo portafoglio una quantità troppo limitata di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, può acquistare dei certificati da un altro fornitore che invece ne ha in eccesso rispetto al suo obiettivo. Chi alla fine del periodo considerato non raggiunge il contingente minimo è tenuto a pagare una multa. Un sistema basato sui contingenti può essere adeguato alle singole tecnologie fissando contingenti specifici (come accadeva in precedenza in Italia) oppure no (come accade in Svezia e in Norvegia).

Le esperienze internazionali hanno mostrato che devono essere garantite alcune condizioni quadro affinché il sistema possa funzionare. È importante che l'evoluzione nel tempo dei contingenti sia nota almeno fino a una data sufficientemente lontana e che l'adeguamento sia effettuato solo in maniera episodica (tra l'altro per evitare variazioni brusche dei prezzi). È inoltre essenziale che la multa sia più alta del prezzo medio di un certificato per incentivare i fornitori che non raggiungono il contingente previsto a rivolgersi al mercato dell'energia verde (Schwarz et al., 2008).

Una regolamentazione tramite contingenti è uno strumento basato sulla quantità efficace soltanto a medio e lungo termine. La sua efficacia dipende inoltre ampiamente da come sono fissate le sanzioni. Nel caso in cui l'obiettivo del legislatore sia la produzione di una certa quantità di energia, il modello dei contingenti può permettergli di raggiungerlo se la stima di tale quantità è precisa. L'efficienza del sistema è assicurata dalla possibilità di scambio dei certificati. Sta a ogni singolo produttore verificare se la sua produzione è più economica (o più costosa) del prezzo del certificato e a seconda dei risultati di tale valutazione decidere se vendere (o acquistare) certificati sul mercato. Questo meccanismo permette di minimizzare i costi di produzione. Naturalmente devono essere assicurate le condizioni per un mercato efficiente e liquido da cui scaturisca una sana concorrenza. Le dimensioni del mercato svizzero ad esempio sono troppo limitate per permettere il buon funzionamento di un sistema di questo genere.

Rispetto ad altri strumenti di promozione, una regolamentazione basata su contingenti e la possibilità di acquistare o vendere certificati incentiva fortemente l'innovazione in quanto i produttori si trovano in una situazione di concorrenza sia sul mercato dell'energia che su quello dei certificati. Poiché ciò spinge a fare investimenti e a prendere decisioni che rispondano alle esigenze del mercato, è minore il rischio di una sua distorsione. I produttori sentono la pressione dei costi e lo stimolo a ridurli il più possibile (SATW, 2012). Un sistema basato su contingenti non mirato alle singole tecnologie le mette inoltre tutte sullo stesso piano e in concorrenza tra loro.



Riassumendo, i due criteri seguenti devono essere presi in considerazione se si vuole garantire l'impiego ottimale di un modello basato su contingenti (Fraunhofer ISI, Energy Economics Group, 2006):

- il mercato deve essere sufficientemente concorrenziale e liquido;
- la pena pecuniaria in caso di mancato raggiungimento dell'obiettivo prefissato deve essere sufficientemente elevata.

Contingenti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili sono stati introdotti in Belgio, Svezia (dal gennaio 2012, insieme alla Norvegia), Regno Unito, Polonia e Romania. Assoggettati all'obbligo possono essere i distributori, i consumatori o i produttori (Italia).

2.2.2.1. Rimunerazione per l'immissione in rete e modello dei contingenti

Il modello dei contingenti è stato utilizzato in diversi Paesi, ma non si è mai dimostrato più efficace del sistema di remunerazione per l'immissione in rete di energia elettrica. Al contrario di quest'ultimo, l'introduzione di una quota minima ha come conseguenza il sostegno, in primo luogo, delle ubicazioni relativamente più favorevoli e delle tecnologie più convenienti⁵. Nel modello dei contingenti il rischio d'investimento che sulla base del principio di causalità è a carico dell'investitore è più elevato perché l'investitore è esposto alle oscillazioni del prezzo dell'energia elettrica e dei certificati. Inoltre, nel modello dei contingenti eventuali opposizioni al progetto rendono molto difficile pianificare la produzione di quantità aggiuntive. Anche il sistema di remunerazione per l'immissione in rete sottostà ai rischi di mercato per quanto riguarda i prezzi, ma il costo di questi rischi viene trasferito ai consumatori attraverso la riscossione di una tassa e ciò permette di distribuirlo ampiamente e di ridurlo.

Considerato dal punto di vista economico il modello dei contingenti, che si basa sulla commercializzazione all'interno di un mercato, rappresenta la migliore allocazione delle risorse, anche tenendo conto delle oscillazioni dei prezzi dell'elettricità e dei certificati. In questo caso si deve però considerare l'incertezza che riguarda la stima sull'andamento dei prezzi di costo.

Un modello dei contingenti può essere combinato, almeno in linea di principio, con un sistema basato sulla remunerazione per l'immissione in rete. L'obiettivo rappresentato dal contingente garantisce, in quanto strumento secondario, che l'obiettivo generale di potenziamento sia effettivamente raggiunto. L'evoluzione nel tempo dei contingenti corrisponde agli obiettivi intermedi stabiliti per ottenere un aumento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. La quota di produzione coperta dalla remunerazione è inclusa nel calcolo, di conseguenza se essa supera l'obiettivo di crescita, il contingente è automaticamente raggiunto e il fornitore non è tenuto ad adempiere alcun ulteriore obbligo; se al contrario è troppo bassa i fornitori devono coprire la differenza o con la produzione propria (non coperta dalla remunerazione) o acquistando i relativi certificati sul mercato.

In un simile sistema ibrido il gestore dell'impianto può scegliere se fare domanda per la remunerazione d'immissione o se ricorrere autonomamente al mercato dei certificati. Nel caso di tecnologie per le quali il tasso di remunerazione è basso può essere vantaggioso

⁵ Contingenti specifici a seconda della tecnologia utilizzata (il cosidd. *banding*) sono possibili ma rendono meno liquido il mercato dei certificati. In alternativa possono essere introdotti fattori di ponderazione specifici per le diverse tecnologie che permettano, senza ridurre la liquidità, di promuovere in maniera maggiore o minore singole tecnologie. È difficile però influire in maniera precisa sulle quantità aggiuntive (perché 1 kWh di produzione, a seconda del fattore di ponderazione, non genera più necessariamente un 1 kWh sotto forma di certificati).



uscire dal sistema di remunerazione e acquistare o vendere direttamente i certificati. L'uscita dal sistema di remunerazione è tuttavia connessa con un rischio di prezzo. Impianti che utilizzano tecnologie costose (e gestori di impianti avversi al rischio) continueranno a essere promossi con il sistema della remunerazione d'immissione.

Il grosso svantaggio di un sistema ibrido è il maggior dispendio a livello amministrativo che porta con sé la gestione di due diversi regimi di promozione.

2.2.3. Sistema del consumo proprio

Esistono tre diverse regolamentazioni del consumo proprio: il consumo proprio in senso stretto, il *net metering* e il bonus per il consumo proprio. Tutti e tre questi sistemi sono particolarmente indicati per gli impianti fotovoltaici.

I sistemi che prendono in considerazione il consumo proprio prevedono che il gestore utilizzi l'energia prodotta dall'impianto a fini propri. La produzione eccedente è remunerata a prezzi di mercato ed eventualmente con un bonus supplementare. Se la produzione propria non copre il fabbisogno di energia elettrica il gestore può acquistare l'elettricità dalla rete.

Il consumo proprio in senso stretto non deve essere confuso con il *net metering* e la compensazione effettuata con questo sistema. Nel caso del **consumo proprio** la compensazione dei flussi di energia è effettuata simultaneamente, nel caso del ***net metering*** la perequazione dei flussi di energia avviene alla fine di un determinato periodo di tempo (il contatore va dunque avanti o indietro). Con il modello che prevede un bonus, l'elettricità prodotta e consumata viene ulteriormente remunerata (EPIA, 2012).

Un sistema che prevede il consumo proprio spinge a coprire il proprio fabbisogno con la produzione dell'impianto. Questa micro ottimizzazione può alleggerire il peso sulla rete nelle ore di punta.

Con l'entrata in vigore, il 1° gennaio 2014, dell'articolo 7 capoverso 2bis e 7a capoverso 4bis della legge sull'energia, in Svizzera i produttori hanno ora il diritto di utilizzare l'energia prodotta per fini propri.

Tra i Paesi che utilizzano il *net metering* o prevedono il consumo proprio come strumento secondario si possono citare alcune regioni del Belgio, la Danimarca, l'Italia, i Paesi Bassi e la Svizzera.

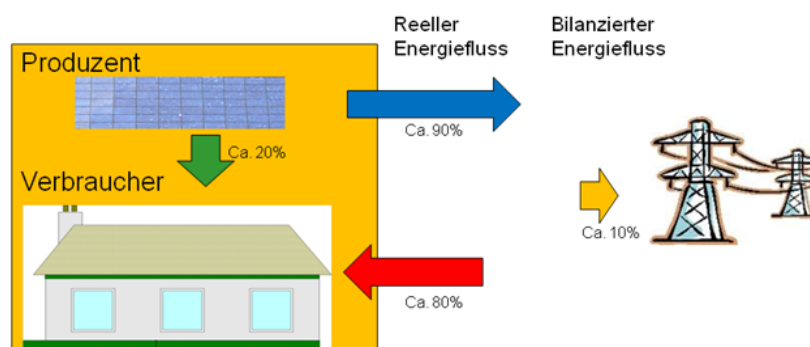


Figura 2: Consumatori con impianti di produzione

Fonte: UFE



Produzent	Produttore
Verbraucher	Consumatore
Reeller Energiefluss	Flusso di energia reale
Bilanzierter Energiefluss	Flusso di energia compensato

Per poter coprire i prezzi di costo di questi produttori di norma è necessario, oltre al consumo proprio, anche un ulteriore sostegno: aiuti agli investimenti oppure tariffe di reimmissione maggiorate.

2.2.3.1. Consumo proprio integrato da aiuti agli investimenti

Gli aiuti agli investimenti rappresentano un'ulteriore forma di promozione che può essere combinata con altri strumenti. Il consumo proprio ad esempio può essere integrato da contributi agli investimenti versati in due forme diverse: come importo fisso in base alla potenza installata per la produzione di elettricità da fonti rinnovabili o come percentuale sul totale dei costi di investimento. Di norma l'ammontare dell'aiuto dipende dal tipo di tecnologia utilizzata. Resta incerta tuttavia la quantità di energia che concretamente potrà essere prodotta e per le autorità politiche è di conseguenza pressoché impossibile prevedere a quanto potranno ammontare i costi di una promozione effettuata attraverso aiuti agli investimenti se nel sistema stesso non vengono fissati limiti (Infras, 2011).

Questo strumento può essere utilizzato in maniera complementare al consumo proprio. Per compensare una remunerazione insufficiente rispetto al prezzo dell'energia sono previsti aiuti agli investimenti a tantum. L'aiuto agli investimenti non è legato alla produzione di energia elettrica a lungo termine. Se dopo un certo periodo di tempo l'impianto ha bisogno di riparazioni è possibile che i presunti ricavi futuri non siano sufficienti ad ammortizzarne i costi. In tal caso è più economico chiuderlo. Nel caso di impianti di nuova costruzione, deve inoltre essere garantito che non siano presentati come nuovi moduli usati, provenienti da un impianto dismesso. Se i prezzi dell'energia tendono a crescere, vi è infine anche il rischio che gli aiuti agli investimenti iniziali risultino eccessivamente elevati.

Gli aiuti agli investimenti possono essere considerati uno strumento orientato al mercato che incentiva una produzione di energia elettrica capace di tenere conto dei segnali che giungono da quest'ultimo sotto forma di evoluzione dei prezzi.

Gli aiuti agli investimenti sono utilizzati in diversi Paesi, come il Belgio o molti Stati dell'Europa dell'est. Di solito sono introdotti come sistema di promozione secondario nel caso di tecnologie non ancora mature per il mercato, come quella fotovoltaica. In Finlandia fino al 2012 gli aiuti di questo tipo costituivano l'unico meccanismo di promozione a livello nazionale, oggi sostituito dalla remunerazione per l'immissione in rete.

2.2.3.2. Consumo proprio integrato da tariffe di reimmissione maggiorate

Al posto di un aiuto agli investimenti possono essere previste remunerazioni più elevate per la reimmissione in rete. In questo modo si evitano automaticamente gli svantaggi degli aiuti agli investimenti, come la mancanza di incentivi a mantenere in esercizio l'impianto a lungo



termine. Si deve considerare che il modello del consumo proprio è tanto più interessante per i clienti quanto più sono elevati i costi dell'energia nella zona (inclusa l'utilizzazione della rete). Tendenzialmente saranno dunque costruiti impianti soprattutto laddove le condizioni economiche non sono favorevoli per il gestore della rete di distribuzione. Bisognerebbe quindi, per quanto possibile, evitare un carico ulteriore per quest'ultimo.

2.2.4. Bassi costi del capitale

Crediti agevolati a tassi d'interesse inferiori al livello di mercato, scadenze più lunghe per il rimborso e garanzie sui prestiti sono tutti meccanismi utilizzati per ridurre i costi del capitale. Al pari delle agevolazioni di tipo fiscale, questo genere di sostegno aiuta a superare gli ostacoli iniziali costituiti dagli elevati costi del capitale. In effetti costi di produzione unitari più bassi dell'energia ottenuta da fonti rinnovabili riducono automaticamente il rischio d'investimento iniziale e promuovono pertanto la diffusione di queste tecnologie. Gli incentivi fiscali vengono concessi sulla base dell'ammontare del credito richiesto e non sono proporzionali alla capacità installata. Di conseguenza, investimenti più cari ottengono un contributo maggiore rispetto a investimenti più economici anche se la capacità è la stessa. D'altra parte un accesso agevolato al credito rappresenta una condizione quadro favorevole per gli investimenti nelle tecnologie rinnovabili (Infras, 2011). Attualmente Belgio, Bulgaria, Germania, Malta, Paesi Bassi, Spagna, Slovenia e Polonia concedono incentivi fiscali.

2.2.5. Agevolazioni fiscali

Le agevolazioni fiscali non costituiscono lo strumento principale di promozione della produzione di elettricità da fonti rinnovabili, ma sono utilizzate come strumento integrativo e possono presentarsi in diverse forme: si può decidere di applicare una tassa sull'energia o un'aliquota IVA più basse oppure prevedere una migliore possibilità di effettuare detrazioni nel calcolo delle imposte sul reddito o ammortamenti. Nella prima fase di diffusione di una tecnologia le agevolazioni fiscali sono particolarmente utili perché riducono i costi d'investimento. A seconda del tipo di agevolazione tuttavia la promozione per unità di energia prodotta non è uguale per ogni produttore. La mancanza di proporzionalità significa che non è possibile controllare in maniera precisa l'entità dei mezzi utilizzati per promuovere le fonti rinnovabili.

Agevolazioni fiscali e modelli basati su bonus sono concepiti in maniera analoga: con entrambi questi strumenti la quantità di energia elettrica offerta cresce fino a quando il costo marginale dell'ultima unità prodotta è pari alla somma del prezzo dell'energia elettrica e della riduzione fiscale (Infras, 2011).

Paesi come la Spagna, i Paesi Bassi, la Finlandia e la Grecia concedono agevolazioni fiscali legate agli investimenti (p. es. attraverso detrazioni dalle imposte sul reddito o ammortamenti). Altri Paesi, come l'Italia, la Polonia, la Svezia o il Regno Unito garantiscono agevolazioni fiscali in relazione alla produzione (p. es. attraverso una detrazione nel calcolo dell'imposta sulle attività produttive)⁶.

⁶ Lo stato svedese per esempio riscuote una tassa sul consumo di energia elettrica che i produttori professionali o i fornitori sono tenuti a versare. L'energia ottenuta con impianti eolici non è tassata se non è prodotta a livello professionale.



2.2.6. Strumenti di *soft policy*

Di questo tipo di strumenti fanno parte, ad esempio, le campagne tese a colmare deficit informativi o misure nel campo della formazione. Non si tratta di incentivi diretti che mirano a modificare il comportamento degli attori bensì di strumenti il cui compito è trasformare le preferenze che sono alla base del loro comportamento. In questa categoria rientrano pertanto strumenti pedagogici e informativi. Il possesso di informazioni accresce il livello di conoscenze e può di conseguenza contribuire a rendere più efficienti le decisioni di investimento e di consumo, oltre a modificare le prospettive o la motivazione degli attori coinvolti (Romstad, 2012).

Investimenti nella formazione e diffusione di informazioni sono considerate spesso misure di accompagnamento dei regimi di promozione volte ad accrescere l'accettazione delle nuove tecnologie da parte della popolazione. L'efficacia di questi strumenti non è però facilmente quantificabile.

2.3. Panoramica dei regimi di promozione utilizzati in Europa

La Figura 3 mostra i principali sistemi attualmente applicati nell'Unione europea per promuovere la produzione di energia da fonti rinnovabili (stato: 2012). La maggior parte dei Paesi fa ricorso alla remunerazione per l'immissione in rete; il secondo sistema più diffuso è quello basato sui contingenti.

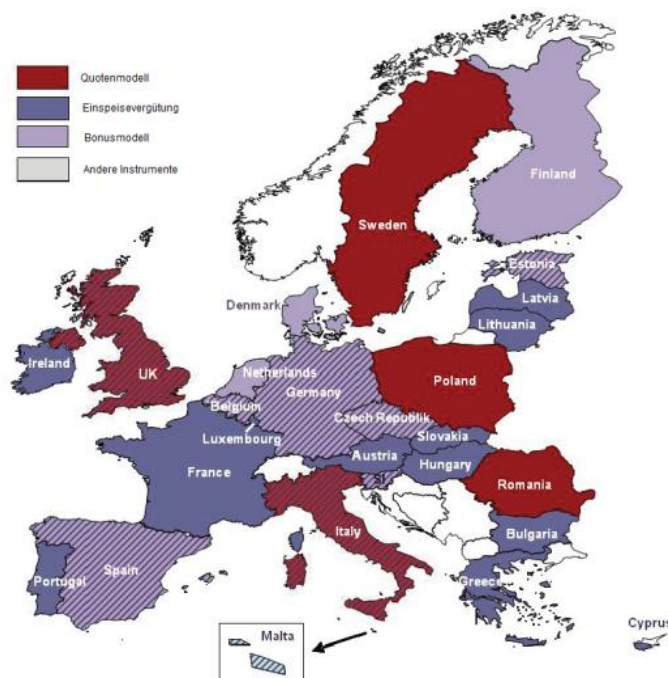


Figura 3: Principali sistemi di promozione nell'UE

Fonte: Intelligent Energy Europe (2012)



Quotenmodell	Modello dei contingenti
Einspeisevergütung	Rimunerazione per l'immissione in rete
Bonusmodell	Modello basato su bonus
Andere Instrumente	Altri strumenti

La Tabella 2 offre una panoramica dettagliata degli attuali regimi di promozione applicati in Europa (stato: 2012/2013) e mostra sia quali sono i modelli principali (tariffa per l'immissione in rete, sistema basato su bonus e sistema dei contingenti) sia quali sono gli strumenti secondari utilizzati per offrire un sostegno ulteriore.

Tabella 2: Panoramica dei regimi di promozione dell'energia ottenuta da fonti rinnovabili in Europa (2012/2013)

Sistema di promozione	AT	BE ⁷	BG	CY	CZ	DE	DK	EE	ES ⁸	FI	FR	GR	HU	IE
Rimunerazione per l'immissione in rete	X		X		X	X		X	X		X	X	X	X
Modello basato su bonus				X	X	X	X	X	X	X				
Modello dei contingenti		X												
Aiuti agli investimenti	X	X		X	X		X	X		X		X	X	
Agevolazioni fiscali	X								X		X	X		X
Incentivi fiscali		X	X			X								
Bandi di gara				X					X ⁹		X			
Consumo proprio/net metering		X					X							

⁷ La politica di promozione presenta in Belgio differenze regionali.

⁸ La remunerazione a copertura dei costi per l'immissione in rete e il modello basato su bonus sono stati aboliti dal gennaio 2012 (Real Decreto-ley 1/2012).

⁹ I bandi di gara sono utilizzati per la promozione dell'energia eolica offshore.



Sistema di promozione	IT	LT	LU	LV	MT	NL	PL	PT	RO	SE	SI	SK	UK	CH
Rimunerazione per l'immissione in rete	X	X	X	X	X			X			X	X	X	X
Modello basato su bonus	X					X					X			
Modello dei contingenti							X		X	X			X	
Aiuti agli investimenti		X	X		X				X	X	X	X		(X) ¹⁰
Agevolazioni fiscali	X	X	X			X	X			X		X	X	
Incentivi fiscali					X	X	X				X			
Bandi di gara	X					X								
Consumo proprio/ <i>net metering</i>	X				X	X								(X) ¹⁰

Fonte: Intelligent Energy Europe (2012), RES Legal (2012)

Per quanto riguarda gli strumenti principali si riscontra una tendenza chiara e unitaria in tutti i Paesi considerati, mentre è presente una certa varietà a livello di strumenti secondari.

Venti dei ventisette Stati dell'UE hanno optato, come strumento principale, per la remunerazione per l'immissione in rete e/o per un modello basato su bonus. Sono sempre più numerosi gli Stati che passano a un regime (opzionale) che prevede un bonus. Il numero di Paesi che utilizza il sistema dei contingenti, invece, è in calo; attualmente restano solo Belgio, Svezia, Polonia, Romania e Regno Unito. Il 1° gennaio 2012 la Norvegia è entrata nel sistema svedese.

Va osservato che spesso le diverse tecnologie utilizzate vengono promosse con strumenti diversi. La differenziazione è maggiore quando si tratta di strumenti secondari, come aiuti agli investimenti, agevolazioni fiscali e incentivi fiscali.

Il ricorso ai bandi di gara è limitato e utilizzato solo a livello di strumento complementare. I bandi sono adatti soprattutto per allocare le risorse nel caso di grandi progetti.

Una tendenza più recente è quella all'introduzione del consumo proprio, tramite un calcolo forfettario (*net metering*¹¹) o un conteggio contemporaneo all'utilizzo. Queste misure riguardano soprattutto gli impianti di piccole dimensioni, nella maggior parte dei casi impianti fotovoltaici.

L'impostazione ottimale di un regime di promozione è uno dei fattori principali del suo successo ed è persino più importante della scelta dello strumento di promozione. Carenze nella concezione possono infatti pregiudicare fortemente l'efficacia di uno strumento. Per valutare se un mezzo di promozione presenta le caratteristiche migliori si deve tenere conto dei seguenti aspetti: efficacia e pertinenza, efficienza, capacità di incentivare l'innovazione e prossimità alla realtà del mercato. L'efficacia è comprovata dalla capacità dello strumento scelto di aumentare la quantità di energia elettrica prodotta attraverso lo sfruttamento di fonti rinnovabili. La pertinenza si misura in base alla precisione con la quale l'obiettivo prefissato

¹⁰ Consumo proprio e remunerazione unica per i piccoli impianti fotovoltaici sono stati introdotti, a partire dal gennaio 2014, dall'iniziativa parlamentare 12.400.

¹¹ I flussi di energia registrati complessivamente in un certo periodo di tempo vengono compensati.



viene raggiunto. L'efficienza è la possibilità di raggiungere gli obiettivi energetici con i minori costi per l'economia nel suo complesso e per la società. L'incentivo all'innovazione punta al continuo miglioramento delle tecnologie presenti sul mercato. La prossimità alla realtà del mercato indica che uno strumento può essere gestito con criteri concorrenziali, ad esempio che la remunerazione può dipendere, interamente o parzialmente, dal prezzo di mercato dell'energia elettrica (SATW, 2012).



3. Promozione della produzione di elettricità da fonti rinnovabili in Europa

Il presente capitolo è incentrato sugli strumenti di promozione utilizzati in diversi Paesi europei. Verranno descritti i modelli di Danimarca (paragrafo 3.1.), Germania (paragrafo 3.2.), Regno Unito (paragrafo 3.3.), Francia (paragrafo 3.4.), Italia (paragrafo 3.5.), Paesi Bassi (paragrafo 3.6.), Austria (paragrafo 3.7.), Svezia (paragrafo 3.8.), Svizzera (paragrafo 3.9.) e Spagna (paragrafo 3.10.). Nella parte conclusiva del capitolo saranno analizzate le tendenze attuali e i possibili sviluppi futuri nell'ambito dei regimi di promozione.

3.1. Danimarca

In Danimarca per la promozione della produzione di elettricità da fonti rinnovabili viene utilizzato un tipo di remunerazione per l'immissione in rete (*premium tariff*) sotto forma di bonus variabile che si aggiunge al prezzo di mercato. Insieme, il bonus e il prezzo di mercato non possono superare una cifra massima per kWh stabilita per legge in base al vettore energetico e alla data di allacciamento. Esiste inoltre un sistema *net metering* con il quale i produttori che utilizzano interamente o in parte l'energia prodotta a fini propri sono esentati dal pagamento del contributo supplementare per la promozione delle energie rinnovabili o del cosiddetto *public service obligation* per la parte di energia destinata effettivamente al consumo proprio. Dal 2013 la compensazione dei flussi di energia non è più effettuata annualmente bensì contestualmente (ogni ora) al fine di incentivare un adeguamento del consumo proprio all'offerta di energia (Danish Ministry of Climate, Energy and Building, 2012). È infine possibile ottenere una garanzia per crediti destinati alla costruzione di impianti eolici locali. Associazioni di proprietari di impianti e altri gruppi locali interessati possono richiedere tale garanzia per al fine di ottenere i prestiti necessari per effettuare gli studi di fattibilità preliminari alla costruzione di un nuovo impianto eolico.

3.2. Germania

La produzione di elettricità da fonti rinnovabili è promossa in Germania attraverso il versamento di una remunerazione per l'immissione in rete. I presupposti per l'ottenimento della remunerazione e il suo ammontare sono disciplinati per legge (Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, EEG).

Il principale strumento di promozione è il versamento di una remunerazione da parte dei gestori della rete ai gestori degli impianti: l'importo, come già detto, è fissato per legge e il periodo di remunerazione è pari di norma a 20 anni. In alternativa i gestori degli impianti possono vendere direttamente l'energia elettrica prodotta (a terzi, tramite contratti di fornitura, o in borsa) e chiedere un «premio di mercato». L'ammontare di questo bonus è fissato mensilmente¹². In genere i gestori degli impianti possono scegliere liberamente tra l'abituale remunerazione per l'immissione in rete dell'energia prodotta e la vendita diretta più

¹² Il cosiddetto premio di mercato è calcolato in base alla differenza tra la remunerazione prevista nella EEG, in funzione delle singole tecnologie, e il prezzo di borsa medio mensile calcolato ex-post, corretto sulla base di un fattore («technologiespezifischer Wertigkeitsfaktor») che riflette il valore di mercato della singola energia rinnovabile in borsa. Al premio di mercato può essere aggiunto un cosiddetto premio di gestione con il quale vengono compensati i costi risultanti dalle attività commerciali e da eventuali divergenze tra produzione prevista e produzione effettiva nel caso di impianti a produzione non costante.



bonus. Oltre al bonus in questione, inoltre, i gestori di impianti a biogas che vendono direttamente l'elettricità prodotta possono chiedere un bonus ulteriore per la flessibilità che viene concesso a chi mette a disposizione una maggiore potenza installata senza tuttavia utilizzarla continuamente, ma solo quando si registrano picchi di domanda.

La EEG si è contraddistinta in passato soprattutto per la sua grande efficacia che ha permesso un notevole incremento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili per un lungo periodo di tempo. Le ragioni principali di questo successo sono la sicurezza degli investimenti per i gestori degli impianti e i tassi di remunerazione specifici per le diverse tecnologie e decrescenti. Tramite l'ammontare della remunerazione fissato i proventi di un progetto sono facilmente calcolabili e questo ha permesso l'emergere di diversi attori nel settore dello sviluppo delle energie rinnovabili. La principale critica rivolta al sistema tedesco riguarda i suoi alti costi. Per i consumatori finali gli oneri supplementari legati all'EEG (EEG-Umlage) negli ultimi anni sono cresciute in maniera significativa (da 3,53 EUR ct./kWh nel 2011¹³ a 3,592 EUR ct./kWh nel 2012¹³ e 5,277 EUR cent./kWh nel 2013¹⁴). L'importo è attualmente molto più elevato di quello della tassa riscossa in Svizzera per il finanziamento della RIC.

La Figura 4 mostra l'andamento della remunerazione fissata nella EEG con un incremento di circa 16,8 miliardi di euro nel 2011 (linea rossa).



Figura 4: Andamento della remunerazione EEG

Fonte: BMU (2012, S. 45)

¹³ Fonte: Bundesagentur (2011)
¹⁴ Fonte: Bundesagentur (2012)



Einspeisung und Vergütung nach dem Stromeinspeisungsgesetz (StromEinspG) ab 1991 und dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ab 1. April 2000	Immissione di elettricità e remunerazione secondo la legge sull'immissione di elettricità (StromEinspG) dal 1991 e la legge sulle energie rinnovabili (EEG) dal 1° aprile 2000
gesamter Strom aus EE	quantità totale di elettricità da energie rinnovabili
Einspeisung StromEinspG-vergüteter Strom	immissione di elettricità remunerata ai sensi della StromEinspG
Einspeisung EEG-vergüteter Strom	immissione di elettricità remunerata ai sensi della EEG
Gesamtvergütung	rimunerazione totale
EEG 2009 ab 1. Januar 2009	dal 1° gennaio 2009
EEG 2004 ab 1. August 2004	dal 1° agosto 2004
StromEinspG ab 1. Januar 1991	dal 1° gennaio 1991
1) private und öffentliche Einspeisung	1) immissioni private e pubbliche

3.3. Regno Unito

Dal 1988 al 2002 nel Regno Unito è stato utilizzato un metodo di promozione per bandi di gara (Tender). Nel 2003 questo sistema è stato sostituito da un modello basato su contingent. Entro quell'anno in Gran Bretagna e in Irlanda del Nord la quota di elettricità ottenuta da fonti rinnovabili avrebbe dovuto raggiungere il 5 per cento del totale ed entro il 2010, il 10 per cento. Gli obiettivi fissati avrebbero dovuto essere raggiunti soprattutto attraverso gare, ma finora il sistema non ha dato i risultati sperati.

Anche da un più ampio confronto a livello Europeo emerge che nel Regno Unito nel complesso lo sviluppo delle energie rinnovabili è andato avanti in maniera relativamente lenta. Il Paese è tuttavia riuscito a posizionarsi come leader nello sviluppo dei parchi eolici offshore (Euroobserver, 2012). Quali siano le ragioni del ritardo, se debba essere attribuito al modello di promozione, alla sua impostazione o alla volontà politica di fondo, è difficile dirlo. La principale critica rivolta al modello dei contingent introdotto nel 2003 sembra essere la bassa pena pecuniaria prevista in caso di mancato raggiungimento degli obiettivi prefissati. Nel 2010 la multa era pari a 43 euro per MWh, un valore più basso del prezzo dei certificati, che ammontava a 61 euro per MWh (Intelligent Energy Europe, 2011, S. 328).

Esperienze con il modello basato su bandi di gara fino al 2002

A causa di problemi legati al finanziamento, alla pianificazione, alla procedura di autorizzazione e all'accettazione a livello locale, solo una minima parte dei progetti per i quali esisteva un accordo contrattuale sono stati realizzati. La quota di progetti realizzati passa dal 93 per cento al momento del primo bando di gara al 12 per cento dell'ultimo. Questa evoluzione ha portato il sistema a registrare crescenti costi di transazione. Per ottenere una



determinata capacità il numero di progetti presentati, verificati e giunti alla fase contrattuale doveva crescere costantemente.

Il ridotto numero di progetti realizzati può essere spiegato in vari modi, da una parte la prospettiva di costi decrescenti degli impianti e dall'altra il problema della loro accettazione. Un modello basato su bandi di gara è efficace solo se in caso di mancata realizzazione è applicata un'elevata pena pecuniaria.

Modello dei contingenti

Il Regno Unito ha fissato un obiettivo quantitativo per il 2015 che dovrebbe rimanere stabile a quel livello fino al 2027 (pianificazione sicura a lungo termine). I fornitori di elettricità che non raggiungono il contingente previsto sono tenuti a versare una cosiddetta *buy-out penalty* che viene poi eventualmente rimborsata, a seconda del numero di certificati posseduti, a ogni impresa che dimostri di aver raggiunto il suo contingente. Benché i prezzi di costo medi per l'energia eolica siano pari a circa 60 euro per MWh questa tecnologia è stata promossa fissando un importo medio di 110 euro per MWh (OPTRES, 2007).

Rimunerazione per l'immissione in rete nel caso di piccoli impianti eolici e fotovoltaici

Nel luglio 2009 il Regno Unito ha deciso di promuovere gli impianti di piccole dimensioni che producono elettricità da fonti rinnovabili (eolici e fotovoltaici) attraverso una remunerazione per l'immissione in rete. Questa remunerazione è stata armonizzata con l'esistente sistema dei certificati (*Renewable Obligation Certificates*).

Prospettive

Nel 2011 il Governo inglese ha pubblicato un *White Paper* per una produzione di energia elettrica sicura, economicamente sostenibile e a basse emissioni di CO₂ (DECC 2011) in cui si propone di utilizzare, come sistema di promozione, una tariffa di immissione basata su un *Contract for Differences* (cfr. punto 2.2.1.3). Conformemente a questa tariffa i produttori ricevono (o sono tenuti a versare) la differenza tra un prezzo d'acquisto definito a livello statale e il prezzo di mercato se il prezzo d'acquisto in questione è superiore (o viceversa inferiore) al prezzo di mercato. I produttori devono poter vendere direttamente l'elettricità prodotta ed essere incentivati a reagire ai prezzi di mercato. Il sistema sarà introdotto nel 2014. Il Governo prevede inoltre di definire un prezzo soglia minimo per le emissioni di CO₂ con cui punta a ottenere il passaggio a una produzione di elettricità con minori emissioni di CO₂¹⁵.

3.4. Francia

La Francia aveva, soprattutto per il fotovoltaico, una politica di promozione abbastanza interessante che prevedeva tariffe elevate. In anni recenti il Paese ha reso più severi i presupposti per l'ottenimento di una sovvenzione e le condizioni per accedere al sostegno statale al fine di tenere sotto controllo la crescita del settore (Intelligent Energy Europe, 2011).

¹⁵ Nella produzione di elettricità a basse emissioni di CO₂ rientra anche la produzione delle centrali nucleari (UK Department of Energy & Climate Change, 2013).



I due strumenti principali scelti dalla Francia sono la remunerazione per l'immissione in rete di energia elettrica e i bandi di gara. Di norma la remunerazione serve per promuovere la produzione di impianti di piccole dimensioni mentre impianti di capacità maggiore sono sostenuti tramite il sistema dei bandi di gara. La remunerazione per l'immissione in rete è assicurata, a seconda della tecnologia, per un periodo di tempo di 15-20 anni. I tassi di remunerazione per gli impianti nuovi vengono adeguati trimestralmente sulla base del numero di impianti installati nei mesi precedenti. Dal dicembre 2010 la promozione del fotovoltaico è stata fortemente limitata. Gli impianti la cui produzione è inferiore a 100 kWh continuano a ricevere una remunerazione, quelli più grandi invece devono partecipare a gare alla fine delle quali i «vincitori» ottengono un contratto a lungo termine per l'elettricità immessa in rete. Un sistema simile viene applicato anche agli impianti a biomassa dal 2009. La Francia prevede inoltre un programma di agevolazioni fiscali sotto forma di crediti sulle imposte sui redditi e di un'aliquota IVA ridotta.

La Francia è il secondo Paese d'Europa per potenziale di energia eolica (Euroobserver, 2012). Come la Spagna e l'Italia non dispone tuttavia di una stabile e coerente politica di promozione in questo ambito. Una promozione troppo generosa nelle fasi iniziali, volta a dare una spinta troppo decisa allo sviluppo di questa tecnologia, può portare in seguito a un frequente effetto *stop and go*. In Francia ad esempio la sospensione di tre mesi della remunerazione per l'immissione decisa tra il 2010 e il 2011 e la conseguente creazione di una lista d'attesa ha accresciuto le incertezze sul mercato e pregiudicato l'efficacia della politica di promozione.

3.5. Italia

L'Italia può contare su una lunga tradizione nel campo della promozione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili che nel caso del settore fotovoltaico ha permesso di ottenere risultati degni di nota. Dopo la Germania, l'Italia è il secondo produttore europeo di energia solare. Nel Paese la produzione di elettricità da fonti rinnovabili è stata a lungo promossa tramite un sistema dei contingenti. Dall'inizio del 2013 il regime di promozione italiano è stato tuttavia caratterizzato da frequenti mutamenti che hanno disorientato gli investitori. Nonostante il panorama instabile tuttavia le condizioni hanno continuato a essere abbastanza interessanti per i gestori.

Dal 2001 l'Italia promuove la produzione di elettricità da fonti rinnovabili con un sistema basato su contingentati che include lo scambio di certificati. I contingentati sono stati continuamente aumentati fino a quando il Paese, nel 2012, ha raggiunto una quota del 7,55 per cento. Nel 2005 sono stati introdotti strumenti supplementari di promozione per tutte le tecnologie. Il programma prevede una remunerazione per l'immissione in rete ed è indirizzato a tutti gli impianti che hanno un potenziale di produzione inferiore o pari a 1 MW. Per gli impianti fotovoltaici è stato introdotto anche un bonus (*Conto Energia*). Le remunerazioni sono garantite per un periodo di 20 anni e si differenziano a seconda della grandezza e del tipo di impianto (annesso o integrato). Il meccanismo di promozione si è dimostrato molto efficace, anche grazie alle sue condizioni particolarmente generose. Ciò ha significato una crescita enorme in pochi anni. Contemporaneamente sono però cresciuti i costi. Per questa ragione dal 2005 a oggi il modello basato su bonus è stato rivisto cinque volte.



Uno svantaggio dei frequenti adeguamenti è costituito dall'insicurezza e dall'instabilità. Misure correttive sono state prese dunque per quanto riguarda il tetto massimo di spesa, la potenza massima annua installata, la regolamentazione del consumo proprio e il sistema di remunerazione. Il tetto di spesa per gli impianti fotovoltaici è stato fissato a 6 miliardi di euro ma nel 2012 era già stato superato (Intelligent Energy Europe, 2011). Il modello dei contingenti è stato sostituito nel 2013 da un sistema basato su bandi di gara. I nuovi impianti che superano una determinata dimensione ricevono un sostegno tramite la partecipazione a gare mentre quelli più piccoli ottengono una remunerazione per l'immissione dell'energia in rete. L'Italia inoltre dispone di un sistema *net metering* opzionale per impianti di capacità inferiore o pari a 20 kW. I gestori di questi impianti possono scalare dalla produzione la quantità di energia utilizzata a fini propri. Gli impianti fotovoltaici ed eolici hanno inoltre diritto a una riduzione dell'IVA sui costi d'investimento (dal 20 al 10 %). Oltre al programma nazionale esistono diverse misure di sostegno a carattere regionale (RES Legal, 2012).

In Italia, la politica di promozione è caratterizzata da una grande incertezza. Ulteriori barriere alla diffusione delle nuove tecnologie si incontrano poi sul piano amministrativo o finanziario. In passato la quota di elettricità da fonti rinnovabili ha registrato anche delle diminuzioni: dal 16 per cento del 1997 al 15,4 per cento del 2004. Nel 2010 questo valore si assestava al 20,1 per cento.

3.6. Paesi Bassi

Dal 2008 i Paesi Bassi fanno ricorso, per la promozione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, alla cosiddetta normativa SDE che permette di compensare la differenza tra i costi di produzione e il prezzo di mercato (modello basato su bonus con bandi di gara).

Il regime di promozione olandese si applica in generale a tutte le tecnologie di sfruttamento delle fonti rinnovabili. Con la riforma del 2012, e il passaggio a *SDE+*, i fondi distinti per le diverse tecnologie sono confluiti in un budget di promozione unico che per il primo anno ammontava a 1,7 miliardi di euro e nel 2013 è stato portato a 3 miliardi. Il sistema prevede cinque gare all'anno. L'ammontare della promozione per kWh aumenta ogni volta ed è distribuita in base al principio *first come, first served*. Agli impianti che ottengono il sostegno nella fase 1 è versato un supplemento (*Premium Tariff*) come integrazione del prezzo di mercato (fino a 7 EUR ct./kWh) inferiore rispetto a impianti a cui la promozione viene concessa in una delle fasi successive (max. 15 EUR ct./kWh nella fase 5). Rispetto agli impianti che ottengono un supplemento di base più alto, quelli che vengono selezionati per la promozione nella fase 1 hanno però maggiori probabilità di accedere effettivamente a quest'ultima perché sono maggiori le probabilità che il budget a disposizione sia sufficiente a coprire tutte le richieste. Il programma *SDE+* privilegia dunque gli impianti che riescono a produrre con una promozione minore e fanno richiesta tempestivamente. Ad ogni tornata vengono fissati i supplementi di base, suddivisi per categoria. Le categorie sono costituite da: impianti eolici onshore, impianti a biomassa e biogas, centrali idroelettriche, più una categoria che include tutti gli altri tipi di tecnologie (fotovoltaico, eolico offshore, geotermia ecc.). I supplementi di base possono differire per una singola categoria o sottocategoria anche entro una determinata fase di promozione e sono stabiliti ogni anno dal Ministry of Economic Affairs. Il loro ammontare è determinato in modo tale da permettere la prevedibile copertura dei prezzi di costo di impianti di riferimento mediante la somma tra il prezzo di



mercato e il supplemento. La promozione è concessa per un periodo massimo di 15 anni e l'importo non varia.

Il sistema ha il vantaggio di essere più efficiente dal punto di vista dei costi di un classico sistema di remunerazione per l'immissione in rete dell'energia prodotta. La struttura dinamica delle tariffe di remunerazione può ridurre l'effetto inerziale, in quanto impianti più economici ottengono una remunerazione più bassa rispetto a impianti più costosi. Gli incentivi all'innovazione e alla riduzione dei costi sono elevati a causa della pressione dei costi dovuta alla competizione per l'ottenimento della promozione. Un ostacolo agli investimenti è tuttavia costituito dal fatto che viene definito un livello minimo per il prezzo di mercato. Nel caso in cui quest'ultimo scenda sotto il livello minimo, il supplemento di base non viene aumentato, in modo da garantire la sicurezza del bilancio pubblico. In questo caso però i prezzi di costo dei produttori non risultano più coperti e non è garantita la sicurezza dell'investimento.

Strumenti di promozione secondari

I produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili che utilizzano l'elettricità prodotta dall'impianto a fini propri possono beneficiare di un'esenzione fiscale, ossia non essere tenuti a versare la tassa sul consumo di energia (*Energy Tax*). Gli impianti di piccole dimensioni possono inoltre usufruire di un sistema *net metering*. Le imprese hanno diritto a crediti sulle imposte (EIA - *Energy Investment Allowance*) se effettuano investimenti in impianti per energie rinnovabili. Chi investe in progetti relativi alle energie rinnovabili (esclusi i settori della biomassa e del biogas) può ottenere prestiti agevolati. I privati hanno poi diritto ad aiuti agli investimenti per gli impianti fotovoltaici.

3.7. Austria

Nel 2002 in Austria è stato introdotto un modello basato su contingenti e sullo scambio di certificati che mirava a promuovere la produzione di elettricità tramite piccole centrali idroelettriche. Solo un anno dopo, tuttavia, a causa di carenze nell'impostazione ma anche di sviluppi imprevisti, questo regime è stato ritenuto inadeguato dai responsabili della politica energetica e sostituito con un sistema di remunerazione per l'immissione in rete specifico per le diverse tecnologie. Fin dall'inizio il sistema dei certificati ha mostrato che la quota (anche se fissata a partire dalla produzione media di una centrale idroelettrica) era probabilmente troppo bassa e quindi non incentivava la costruzione di nuove centrali di piccole dimensioni. Il fatto inoltre che il contingente si mantenesse inalterato nel tempo (con la conseguenza che la domanda di certificati cresceva solo in proporzione alla vendita di corrente) non lasciava prevedere che le possibilità di ricavo legate allo scambio di certificati consentissero di mantenere a lungo termine l'impianto né offrissero un significativo stimolo all'ampliamento e alla ristrutturazione. In Austria oggi la promozione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili avviene essenzialmente tramite una forma di remunerazione d'immissione. Le remunerazioni sono versate per un periodo di 13 anni. Nel 2011 il tetto di spesa è stato portato da 2,1 milioni di euro a 8 milioni. Le centrali idroelettriche di piccole e medie dimensioni vengono inoltre sostenute con sovvenzioni. La base per gli aiuti agli investimenti è costituita dalla legge sull'energia elettrica ottenuta da fonti rinnovabili e dai relativi regolamenti che riguardano specificamente la promozione. Gli aiuti promuovono la costruzione di piccole e medie centrali idroelettriche che dovranno essere messe in esercizio



entro il 31 dicembre 2014. In questo modo entro la fine del 2014 la potenza installata nel settore delle centrali idroelettriche dovrebbe aumentare di 150 MW. L'ammontare degli aiuti agli investimenti dipende dalla grandezza dell'impianto, copre non più del 30 per cento dei costi d'investimento ed è pari al massimo a 1500 euro per kW. Come è accaduto in Svizzera, la presenza di un tetto e la forte domanda nel settore del fotovoltaico hanno provocato il formarsi di una lista d'attesa. Per ridurla, l'Austria ha preso due provvedimenti. Da una parte ha aumentato il tetto, dall'altra ha dato la possibilità ai richiedenti collocati in questa lista di ottenere una remunerazione immediata anche se più bassa rispetto alle tariffe normali. Secondo Fraunhofer ISI et. al. (2012) il metodo utilizzato in Austria rappresenta una soluzione innovativa che altri Paesi in situazioni simili potrebbero utilmente introdurre.

3.8. Svezia

La legge svedese sui certificati dell'energia impone ai fornitori di energia elettrica nonché a determinati consumatori e aziende ad alto consumo di elettricità di possedere a una certa data dell'anno certificati per le energie rinnovabili in proporzione alla loro vendita o ai loro consumi. In linea di principio tutte le tecnologie utilizzabili per produrre energia da fonti rinnovabili possono ottenere una promozione.

Il sistema dei contingenti svedese per diverso tempo non ha prodotto risultati significativi: il prezzo dei certificati infatti era troppo basso. È stato dunque possibile continuare a produrre sulla base delle vecchie capacità rimanendo all'interno del sistema dei contingenti e per un certo periodo il numero dei certificati acquistati è stato maggiore di quello dei certificati venduti (Haas R. , Resch, Panzer, Busch, Ragwitz, & Held, 2010). A ciò si aggiunge il fatto che al momento dell'introduzione del sistema dei certificati l'ammontare della pena pecuniaria in caso di mancato raggiungimento del contingente è stato fissato dal governo. Il prezzo dei certificati negoziati sul mercato era tuttavia in certi periodi più alto della multa. Le imprese non erano dunque particolarmente incentivate a investire nelle energie rinnovabili e preferivano pagare la multa. Il governo svedese si è nel frattempo reso conto del problema e ha reagito aumentando la pena pecuniaria al 150 per cento del prezzo medio di un certificato (negli anni scorsi era pari a circa 30 EUR/MWh).

Il 1° gennaio 2012 la Norvegia ha aderito al sistema svedese basato sui certificati. L'obiettivo era di incrementare il volume di scambi (l'obiettivo per il 2020 è stato portato a 26,4 TWh), di aumentare così l'efficienza del sistema e di indurre una riduzione del 10 per cento circa del prezzo dei certificati (Nena, 2010).

Le transazioni sul mercato dei certificati sono soggette a forti fluttuazioni, ma i contingenti vengono raggiunti. L'agenzia svedese per l'energia stima che i costi di transazione ammontino al 6 per cento circa. Poiché la biomassa è disponibile a un prezzo relativamente basso, rappresenta circa i tre quarti della produzione sostenuta attraverso il modello dei contingenti, il resto proviene da centrali idroelettriche e impianti eolici (numero dei certificati o quantità di energia).

Energia eolica e solare

L'energia prodotta dagli impianti eolici gode di agevolazioni fiscali (riduzione dell'imposta fondiaria e dell'imposta sull'energia conformemente alle relative leggi). Lo Stato svedese



concede aiuti per la ricerca e lo sviluppo nel settore dell'energia eolica e sostiene i comuni nella pianificazione che punta a incrementare la produzione di energia eolica. In Svezia esistono inoltre contributi per l'installazione di impianti fotovoltaici (RES Legal, 2012).

3.9. Svizzera

Nel 2007 con la revisione della legge sull'energia (LEne) il Parlamento si è proposto di incentivare l'aumento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili fissando come obiettivo minimo un incremento di 5400 GWh entro il 2030 (l'aumento è calcolato in base ai dati del 2000). Come strumento principale di promozione, dal 1° gennaio 2009 è stata introdotta la remunerazione a copertura dei costi per l'immissione in rete di energia elettrica (RIC). Fino alla fine del 2012 la quota di supplemento rete massima prevista per legge e utilizzata anche per il finanziamento della RIC ammontava a 0,6 centesimi di franco per kWh; dal gennaio 2013 è stata portata a 1,0 centesimi per kWh e dal gennaio 2014 a 1,5 centesimi per kWh. Le caratteristiche principali della RIC sono le seguenti:

- la remunerazione varia a seconda delle diverse tecnologie (centrali idroelettriche <10 MW, fotovoltaico, energia eolica, geotermia, biomassa nonché scorie di biomassa). Le tariffe sono fissate in base ai prezzi di costo di impianti di riferimento e in funzione della tecnologia utilizzata e del tipo di impianto;
- la durata della remunerazione è di 20-25 anni;
- i gestori della rete sono tenuti ad accettare e remunerare l'energia elettrica prodotta;
- i tassi di remunerazione vengono continuamente adeguati e i prezzi di costo sono sottoposti a una regolare verifica;
- il «plusvalore ecologico» non può essere commercializzato;
- esiste la possibilità di passare dal sistema RIC al mercato e viceversa;
- è possibile la restituzione totale o parziale del supplemento rete (legata ad alcune condizioni) ai consumatori finali il cui consumo di energia elettrica è pari a una determinata percentuale del valore aggiunto lordo.

La forte domanda e il numero consistente di notifiche hanno fatto sì che il tetto di spesa sia stato raggiunto già il 1° febbraio 2009. Ciò ha provocato il formarsi di una lista d'attesa che cresce oggi di circa 800 nuove notifiche al mese. Il 1° settembre 2013 i richiedenti erano 27 367 (Swissgrid, 2013). La maggior parte dei progetti in lista d'attesa riguarda impianti fotovoltaici. I costi di questa tecnologia (prezzi dei moduli) sono molto calati negli ultimi anni. I tassi di remunerazione sono stati perciò adeguati sulla base dei prezzi di costo più bassi per evitare surplus eccessivi per i gestori. In questo modo è stato possibile finanziare un numero maggiore di impianti.

Prospettive

La Strategia energetica 2050 e l'iniziativa parlamentare 12.400 prevedono modifiche dell'attuale sistema di promozione. In concreto, dal 1° gennaio 2014 i cambiamenti sono i seguenti:



- innalzamento del tetto massimo di spesa (supplemento rete da 1,0 ct./kWh a 1,5 ct./kWh);
- rimborsi più elevati per i grandi consumatori;
- introduzione del diritto al consumo proprio;
- introduzione di aiuti agli investimenti (rimunerazione unica) per gli impianti fotovoltaici di piccole dimensioni al posto della RIC.

Tramite la Strategia energetica 2050 vengono inoltre messe in cantiere ulteriori misure¹⁶:

- innalzamento del tetto massimo di spesa (supplemento rete da 1,5 ct./kWh a 2,3 ct./kWh);
- eliminazione del tetto di spesa parziale per le singole tecnologie (costruzione contingentata di nuovi impianti nel settore fotovoltaico);
- trasformazione dell'attuale RIC in un sistema di remunerazione per l'immissione in rete di elettricità con possibilità di commercializzazione diretta (modello basato su bonus);
- tassi di remunerazione basati sui prezzi di costo di impianti di riferimento (senza che sia più necessariamente garantita la copertura dei costi);
- riduzione della durata della remunerazione;
- possibilità di definire i tassi di remunerazione anche mediante aste (introduzione di bandi di gara);
- riduzione del numero di persone coinvolte a livello di esecuzione;
- introduzione di misure di pianificazione del territorio.

3.10. Spagna

La politica di promozione della produzione di energia da fonti rinnovabili in Spagna è stata caratterizzata da molti adeguamenti e cambiamenti radicali. Questa mancanza di stabilità ha reso il settore poco interessante per gli investitori, tuttavia è stato possibile raggiungere gli ambiziosi obiettivi che il Paese si era prefisso. Una delle ragioni di questo successo è l'ammontare relativamente elevato delle remunerazioni per l'energia elettrica immessa in rete.

La remunerazione per l'immissione in rete è stata introdotta nel 1998 come sistema di remunerazione unitario. Fin dall'inizio i produttori hanno avuto la possibilità di scegliere tra una tariffa fissa o un modello basato su bonus nel quale il tasso di remunerazione rappresenta un supplemento rispetto al prezzo di mercato. Nel 2004 questo modello è stato integrato con un sistema *bidding*¹⁷, maggiormente orientato al mercato e ciò ha reso le energie rinnovabili un campo così interessante che la quantità di energia prodotta è cresciuta notevolmente. Sono di conseguenza anche aumentati i costi dell'energia. Il prezzo dell'elettricità sul mercato all'ingrosso all'inizio del 2004 (con remunerazioni fisse) era di 3,3 centesimi di euro per kWh. Con l'aumento della partecipazione al sistema di promozione basato su bonus il prezzo è più che raddoppiato raggiungendo i 7,6 centesimi di euro per kWh nel 2006. L'aumento ha colpito soprattutto i consumatori. Un elevato costo dell'energia elettrica ha significato anche profitti più alti per i produttori perché questi ultimi oltre al prezzo di mercato incassavano una somma fissa. Per porre rimedio a questa situazione il Governo

¹⁶ Misure elaborate dall'UFE (2012), Messaggio concernente il primo pacchetto di misure della strategia energetica 2050 (2013)
¹⁷ I gestori degli impianti potevano partecipare a una borsa dell'energia verde.



ha emanato, sempre nel 2006, un decreto reale (*Real Decreto-ley*) che sopprime il collegamento tra remunerazione per l'immissione in rete e prezzo di mercato. Il cambiamento ha suscitato incertezze tra gli investitori dovute al fatto che i nuovi tassi di remunerazione sono stati resi pubblici solo alla fine di quell'anno, è stata pertanto prodotta meno elettricità e i prezzi sono crollati.

Il decreto legislativo reale entrato in vigore nel 2007 ha definito prezzi minimi e massimi volti a ridurre il surplus dei produttori e i costi legati alla promozione. Nonostante queste misure il numero di produttori che ha scelto il modello basato su bonus è leggermente aumentato. Dalla Figura 5 emerge chiaramente che il modello basato su bonus (linea blu) risulta più redditizio per i gestori rispetto alla remunerazione fissa (linea verde).

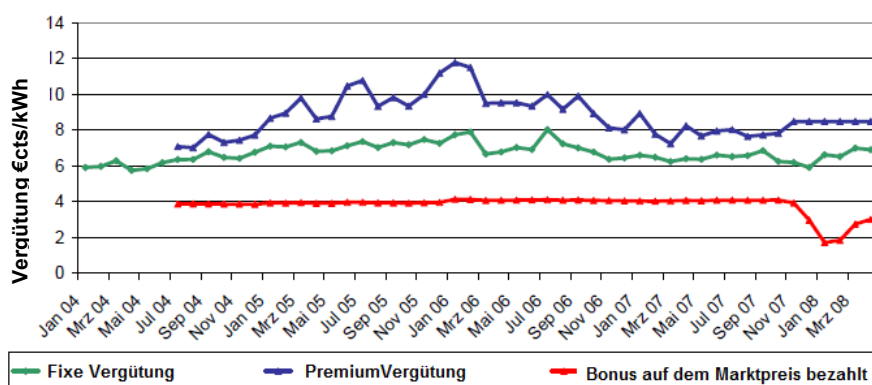


Figura 5: Rimunerazioni in Spagna (2004 – 2008)

Fonte: Fraunhofer ISI, Energy Economics Group (2010, S. 47)

Vergütung EUR ct./kWh	Rimunerazione EUR ct./kWh
Jan Mrz Mai Jul Sep Nov	Gen Mar Mag Lug Set Nov
Fixe Vergütung	Rimunerazione fissa
Premium Vergütung	Rimunerazione premium
Bonus auf dem Marktpreis bezahlt	Bonus orientato al prezzo di mercato

Nel corso degli anni il sistema spagnolo ha accumulato un deficit dovuto alla differenza tra il gettito della tassa versata dai consumatori e i costi effettivi della promozione. Secondo le stime il saldo negativo ha toccato nel 2010 i 3 miliardi di euro, nel 2011 i 2 miliardi e nel 2012 1 miliardo di euro. Nel 2010 questa situazione ha indotto il governo a emanare un altro decreto. Le rigorose misure contemplate in questo testo hanno riguardato soprattutto impianti fotovoltaici ed eolici. Il numero di ore di esercizio remunerate è stato ridotto a posteriori cosa che ha prevedibilmente comportato una riduzione dell'impiego di simili impianti (Fraunhofer, Energy Economics Group, 2010).

A causa della crisi economica e delle difficoltà finanziarie del settore dell'energia elettrica spagnolo nel gennaio del 2012 il regime di promozione è stato soppresso. L'andamento del mercato mostrerà se le nuove tecnologie di sfruttamento delle fonti rinnovabili hanno raggiunto la maturità necessaria e se la produzione continuerà a crescere.



3.11. Tendenze e sviluppi futuri

I regimi di promozione europei sono dinamici e vengono continuamente sviluppati. Lo sviluppo è parte di un processo di apprendimento. Maggiori sono le esperienze raccolte con un determinato strumento o una determinata impostazione, più efficiente ed efficace può essere il sistema. L'aspetto fondamentale è che il Paese disponga di una politica stabile e coerente in grado di garantire agli investitori la sicurezza di cui hanno bisogno. I costi di produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili non sono infatti solo legati alla disponibilità delle risorse, come vento, acqua, sole o biomassa, ma dipendono anche dai costi amministrativi e del capitale (Europäische Kommission, 2012). Per quanto riguarda il superamento degli ostacoli amministrativi, secondo la Commissione europea sono stati fatti alcuni passi avanti, benché ancora limitati e lenti. Procedure amministrative non ottimali provocano un aumento dei costi di promozione (Europäische Kommission, 2013).

Nonostante la varietà e molteplicità delle misure di promozione è possibile delineare delle tendenze precise:

- la remunerazione per l'immissione in rete di energia elettrica e il modello dei contingentati con scambio di certificati si sono imposti come strumenti principali. A causa di errori nella strutturazione del regime di promozione, in alcuni Paesi il sistema dei contingentati è stato trasformato in una remunerazione di immissione. Attualmente sono pochi i Paesi che utilizzano ancora un modello basato su contingentati (Belgio, Svezia, Norvegia, Regno Unito, Polonia e Romania);
- per la promozione mirata di grandi progetti si ricorre a volte alle procedure d'asta (modello dei bandi di gara);
- a integrazione di questi sistemi è diffusa la concessione di prestiti agevolati, di agevolazioni fiscali o di contributi agli investimenti;
- cresce la diffusione del diritto al consumo proprio, in particolare nel caso di piccoli impianti fotovoltaici;
- vari Paesi utilizzano una combinazione di diversi strumenti per la promozione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili;
- i due strumenti principali mostrano inoltre una certa tendenza a convergere. I sistemi di promozione sono sempre più spesso strutturati in modo da tenere conto delle differenze tra le tecnologie utilizzate e del tipo di impianti. Esistono ad esempio forme di promozione diverse per impianti di piccole o di grandi dimensioni (come in Francia) e si assiste spesso all'introduzione di norme specifiche per le varie tecnologie nel caso di modelli basati su contingentati (*banding*);
- sono sempre più numerosi i gestori di impianti a cui viene offerta la scelta tra una remunerazione di immissione e un modello basato su bonus (p. es. Spagna e più recentemente Repubblica Ceca e Slovenia);
- con l'introduzione di modelli basati su bonus inoltre anche i sistemi di remunerazione per l'immissione in rete vengono più fortemente collegati alla realtà del mercato. Si tratta di una conseguenza diretta della diffusione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Le nuove tecnologie sono sempre più economiche, e più la produzione



diventa concorrenziale meno incentivi sono necessari in aggiunta al prezzo di mercato (Infras, 2011). Questo concetto è illustrato nella Figura 6. Con il passare del tempo cresce la capacità di queste tecnologie di stare sul mercato e diminuisce la necessità di sostenerle mentre cresce l'efficienza a livello di costi della promozione.

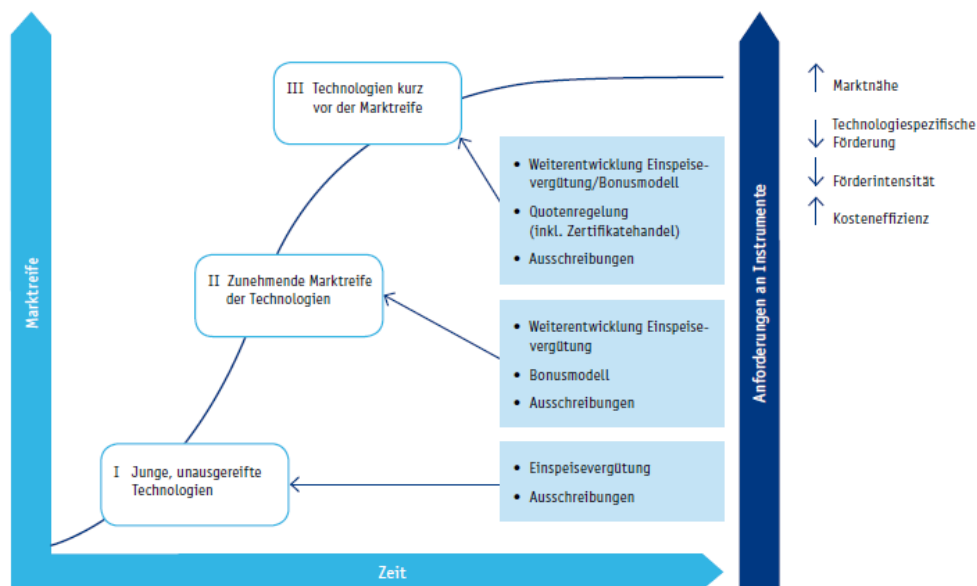


Figura 6: Adeguatezza degli strumenti di promozione a seconda del grado di maturità rispetto al mercato delle diverse tecnologie

Fonte: Accademie svizzere delle scienze (2012, S. 17)

Marktreife	Maturità per il mercato
Anforderungen an Instrumenten	Strumenti: requisiti
Zeit	Tempo
I Junge, unausgereifte Technologien	I Tecnologie nuove e non mature per il mercato
II Zunehmende Marktreife der Technologien	II Tecnologie sempre più mature per il mercato
III Technologien kurz vor der Marktreife	III Tecnologie ormai quasi mature per il mercato
Ausschreibungen	Bandi di gara
Einspeisvergütung	Rimunerazione
Quotenregelung (inkl. Zertifikatehandel)	Sistema dei contingenti (compreso scambio di certificati)
Weiterentwicklung Einspeisevergütung/Bonusmodell	Rimunerazione/sistema dei contingenti (ulteriori sviluppi)
Kosteneffizienz	Efficienza dei costi
Förderintensität	Livello di promozione



Technologiespezifische Förderung	Promozione in funzione della tecnologia utilizzata
Marktnähe	Prossimità alla realtà del mercato

Un supporto all'ulteriore sviluppo delle misure di promozione può inoltre venire da un rafforzamento della cooperazione tra vari Paesi. L'*International Feed-in Cooperation* tra Spagna, Germania e Slovenia ne è un esempio e persegue un'ottimizzazione della struttura del sistema di remunerazione per l'immissione in rete di energia elettrica attraverso uno scambio di informazioni e di esperienze. La cooperazione tra la Svezia e la Norvegia costituisce un altro caso simile.

Sempre nella direzione di una maggiore armonizzazione e cooperazione si muove anche la strategia dell'UE per il periodo successivo al 2020 che propone una riduzione degli ostacoli al commercio attraverso una combinazione di diversi strumenti e la definizione di linee guida e strumenti unitari di promozione (Europäische Kommission, 2013).

Fraunhofer ISI und EEG (2006) sono stati in grado di identificare alcuni criteri che permettono di strutturare in maniera ottimale gli strumenti di promozione. Se seguite, queste raccomandazioni dovrebbero permettere di evitare le insicurezze del mercato e i cambiamenti radicali e inattesi della politica di promozione (come è accaduto ad esempio in Spagna, Italia e Francia). Si tratta di promuovere contemporaneamente diverse tecnologie. I presupposti per creare una situazione in cui è garantita una certa sicurezza degli investimenti sono costituiti da obiettivi di sviluppo a lungo termine e sufficientemente ambiziosi. Dovrebbe inoltre essere assicurato un accesso trasparente ed equo al mercato dell'elettricità. Il sostegno finanziario è efficace se è più alto dei costi di produzione marginali. Nel caso di un modello basato sui contingenti è infine importante l'ammontare della pena pecuniaria.

La promozione dovrebbe essere limitata nel tempo, ma garantita abbastanza a lungo da costituire uno stabile orizzonte di pianificazione per gli investitori. In questo modo si evita l'effetto *stop and go*. I nuovi impianti dovrebbero essere integrati nel sistema di promozione e lo strumento di promozione scelto dovrebbe minimizzare la possibilità di abusare di posizioni di forza sul mercato.



4. Ripercussioni dei sistemi di promozione sul settore dell'energia

Nei paragrafi 4.1 e 4.2 saranno analizzati l'entità dell'aumento della produzione di elettricità da fonti rinnovabili e l'ammontare dei mezzi finanziari impiegati per la promozione. Il paragrafo 4.3 valuterà l'efficacia e la redditività dei modelli di promozione in base a un approccio teorico.

4.1. Sviluppo delle energie rinnovabili

Ogni Paese europeo ha elaborato una politica di promozione per la produzione di elettricità da fonti rinnovabili. L'efficacia degli strumenti utilizzati è tuttavia molto disomogenea. Le differenze sono dovute non solo all'impostazione delle misure, ma anche alla situazione di partenza, alle condizioni naturali e alle condizioni quadro. Poiché l'ampliamento delle capacità dipende solo in parte dal regime di promozione scelto è difficile dire quale sistema e quale strumento è più efficace degli altri. La situazione della concorrenza e la possibilità di sfruttare vantaggi di costo ha permesso per esempio già in passato, in alcuni Paesi, una forte espansione dello sfruttamento della forza idrica.

La Figura 7 offre una panoramica della situazione attuale in Europa e indica la quota di energia rinnovabile¹⁸ per il 2010.

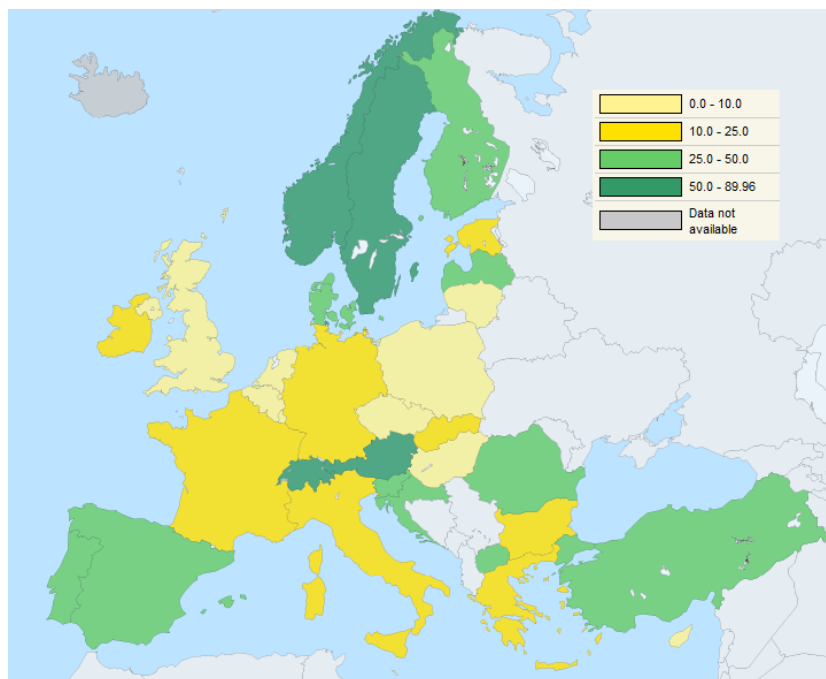


Figura 7: Quota di energia rinnovabile rispetto al consumo di elettricità (2010)

Fonte: Eurostat (2013)

¹⁸

UE-27 più Svizzera, Norvegia, Croazia e Turchia.



Tabella 3: Percentuale di energia rinnovabile rispetto al consumo di elettricità

	2010	2011		2010	2011
Regno Unito	< 10 %		Spagna	30 %	33 %
Paesi Bassi			Danimarca	33 %	39 %
Italia	22 %	24 %	Svizzera	55 %	56 %
Germania	17 %	20 %	Austria	61 %	55 %
Francia	14 %	13 %	Norvegia	90 %	97 %

Fonte: Elaborazione propria. Dati Eurostat (2013)

Questa prima valutazione mostra che i Paesi in cui si è avuto il maggiore aumento della produzione in termini assoluti (come la Germania o la Spagna) non sono quelli nei quali si registra la quota maggiore di elettricità ottenuta da fonti rinnovabili. Il fatto che i Paesi scandinavi e la Svizzera producano più elettricità da vettori rinnovabili di altri dipende dal tipo di risorse naturali disponibili. La Norvegia, la Svezia e la Svizzera hanno grandi centrali idroelettriche che contribuiscono per un'ampia parte alla produzione complessiva di elettricità.

Il confronto tra i valori assoluti dà risultati diversi. Germania, Spagna, Italia, Francia e Svezia sono ai primi posti per quanto riguarda l'elettricità immessa in rete (TWh/anno). La ragione di questa crescita è l'aspettativa di utili elevati (Figura 8).

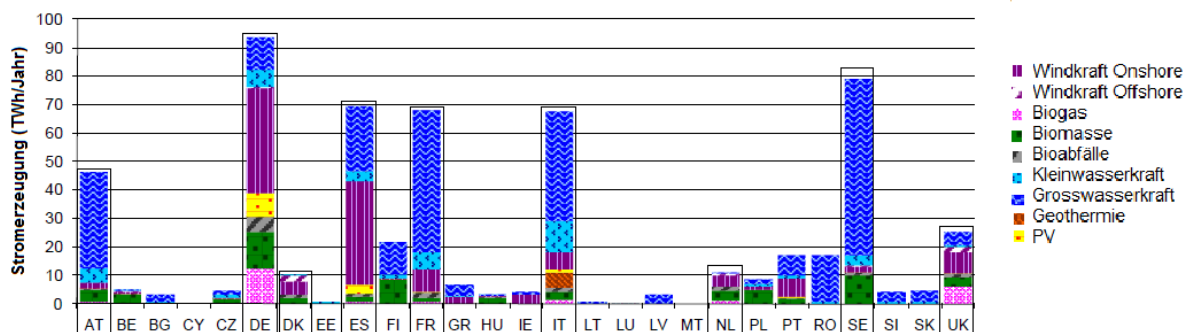


Figura 8: Produzione di elettricità da fonti rinnovabili nei Paesi membri dell'Unione europea (UE-27) (2009)

Fonte: Fraunhofer ISI, Energy Economics Group (2010, pag. 4)

Stromerzeugung (TWh/Jahr)	Produzione di elettricità (TWh/anno)
Windkraft Onshore	Eolico onshore
Windkraft Offshore	Eolico offshore
Biogas	Biogas
Biomasse	Biomassa
Bioabfälle	Rifiuti biogeni
Kleinwasserkraft	Piccole centrali idroelettriche
Grosswasserkraft	Grandi centrali idroelettriche
Geothermie	Geotermia
PV	Fotovoltaico



Nel 2009 in Svizzera sono stati prodotti 36 TWh¹⁹ di elettricità da fonti rinnovabili. Ciò posiziona il Paese tra l'Austria e il Regno Unito. La produzione di energia idroelettrica è stata pari a 35 TWh e solo il 2 per cento della produzione totale è stata ottenuta sfruttando nuove fonti energetiche rinnovabili. Nel 2011 la produzione di elettricità da fonti rinnovabili è stata di 33 TWh. La percentuale rispetto alla produzione complessiva è cresciuta attestandosi al 2,7 per cento (BFE, 2010) (BFE, 2012).

Interessante è il dato riguardante la percentuale di energia idroelettrica: nella maggior parte dei Paesi è la fonte principale. In Germania e in Spagna si registra tuttavia una produzione superiore alla media di energia eolica. Nel caso del settore fotovoltaico i maggiori produttori sono Spagna, Germania e Italia. L'elettricità prodotta attraverso il biogas è significativa soprattutto in Germania e nel Regno Unito. Ai primi posti per lo sfruttamento della biomassa ci sono innanzitutto i Paesi nordici che dispongono di una grande quantità di legno (Finlandia e Svezia) seguiti da Austria, Germania, Paesi Bassi e Polonia.

Paesi in cui viene fatta un'efficace e a volte generosa politica di promozione recuperano quindi terreno rispetto ad altri che tradizionalmente possono contare su una maggiore quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili come la Svizzera. Le nuove tecnologie di sfruttamento di vettori energetici rinnovabili non sono ancora molto diffuse nella maggior parte degli Stati presi in esame. Solo Germania, Spagna e Italia possono vantare risultati significativi in questo campo.

Al fine di misurare i progressi fatti nei singoli Paesi è utile un confronto con gli obiettivi che si erano prefissati. La UE ha definito obiettivi energetici per i propri Stati membri che mirano a raggiungere i cosiddetti Obiettivi 20/20/20²⁰. Un quadro normativo comune è costituito dalla direttiva 2009/28/CE sulla *Promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili*. La Direttiva prevede la definizione di piani nazionali, determinate modalità di promozione e l'utilizzo della biomassa²¹.

Il grado di raggiungimento degli obiettivi nei vari Paesi è messo a confronto nella Tabella 4. È importante tenere conto del fatto che i dati riportati nella tabella si riferiscono a tutti i tipi di sfruttamento delle energie rinnovabili e non solo alla produzione di energia elettrica. Danimarca, Germania, Italia, Austria, Svezia e Spagna hanno superato il loro obiettivo intermedio di più del 2 per cento. La Francia è restata leggermente al di sotto. Il Regno Unito non lo ha raggiunto. Con una percentuale del 12,7 per cento, nel 2010 l'UE nel suo complesso può dire di aver raggiunto l'obiettivo intermedio prefissato (10,7 %).

¹⁹ Fonti: UFE (2010), UFE (2012)

²⁰ 20 % fonti rinnovabili, 20 % meno emissioni 20 % più efficienza.

²¹ Entro il dicembre 2010 la Direttiva 2009/28/CE doveva essere recepita dagli Stati membri. Essa fissa per tutti i Paesi dell'UE una percentuale del 20 % di energia da fonti rinnovabili nonché una percentuale del 10 % di fonti rinnovabili nel settore della circolazione da raggiungere entro il 2020.



Tabelle 4: Obiettivi 2020 e grado di raggiungimento nei Paesi scelti per il confronto

	Quota di energie rinnovabili (ER) nel 2010	Obiettivo intermedio (Quota di ER)	Obiettivo 2020 (Quota di ER)
Danimarca	22 %	20 %	30 %
Germania	11 %	8 %	18 %
Francia	14 %	13 %	23 %
Regno Unito	3 %	4 %	15 %
Italia	10 %	8 %	17 %
Paesi Bassi	4 %	5 %	14 %
Austria	30 %	25 %	34 %
Svezia	49 %	42 %	49 %
Spagna	14 %	11 %	20 %
UE	13 %	11 %	20 %

Fonte: Commissione europea (2013), (Ecofys, Fraunhofer, BBH, EEG, Winrock, 2012)

4.2. Economicità della produzione di energia sostenuta con la promozione

Un confronto tra l'ammontare effettivo della promozione per unità di elettricità prodotta e la durata della promozione è utile per valutare le strategie messe in atto dai vari Paesi. Nella tabella 5 sono raccolti i dati sulla promozione²², in euro per MWh, relativi all'anno 2011. Per poter confrontare i dati è stata utilizzata una media ponderata per tecnologia e per Paese al posto dei tassi di remunerazione effettivi. Le differenze all'interno delle singole tecnologie e tra i Paesi sono notevoli. In generale è lo sfruttamento della forza idrica a essere meno sostenuto. Seguono gli impianti eolici, a biogas e in terzo luogo la biomassa. I mezzi di promozione più consistenti sono stati utilizzati nel 2011 per il settore fotovoltaico. Qui si deve tenere conto del fatto che dal 2011 ad oggi i prezzi di costo degli impianti fotovoltaici sono molto diminuiti e ciò significa che il livello di promozione per ogni MWh generato si è nel frattempo molto ridotto.

Il livello di promozione più basso per la forza idrica viene toccato in Austria. Sotto la media si collocano Germania, Francia e Spagna, al contrario di Italia, Regno Unito e Svizzera. Francia, Spagna e Germania, che dispongono di un grande potenziale a livello di energia eolica, sono i Paesi che spendono meno per MWh di energia prodotta dal vento. In Svizzera la diffusione degli impianti di questo tipo si trova ancora a uno stadio iniziale; la produzione di energia eolica resta, a confronto di altri Stati, relativamente cara ed è perciò remunerata con tassi più alti. A seconda del tipo di biomassa o di biogas la remunerazione è calcolata in modo diverso, e questo spiega in parte il differente livello di promozione tra i Paesi considerati. Francia e Regno Unito si collocano sotto la media in questo ambito, mentre Germania, Italia e Svizzera offrono un sostegno nettamente maggiore alla produzione di elettricità da biomassa. Il biogas è promosso con mezzi relativamente poco elevati in Francia, Italia e Germania, l'Austria invece offre remunerazioni molto sopra la media. Il fotovoltaico ha richiesto nel 2011 mezzi quattro volte superiori alle altre tecnologie (importi

²² Nel caso della remunerazione a copertura dei costi per l'immissione in rete il livello di promozione è stato calcolato come segue: tasso di remunerazione meno il prezzo medio di mercato dell'elettricità.



per MWh). Nonostante questo, Austria e Regno Unito vi hanno investito somme molto inferiori alla media. A un livello mediano si collocano Spagna e Germania, mentre la Francia e la Svizzera sono molto al di sopra della media.

Se si considerano tutte le tecnologie è evidente che la Svezia, con il suo sistema basato su contingentati è il Paese che investe meno per MWh (21 EUR/MWh). Segue l'Austria, con una cifra doppia. Il dato medio tenendo conto di tutti i Paesi è di circa 87 euro per MWh. Poco al di sotto si trovano Regno Unito, Paesi Bassi e Spagna. La Svizzera investe circa un 20 per cento in più, la Germania il 50 per cento in più e Italia, dove il livello di promozione è massimo, tocca l'80 per cento in più rispetto alla media.

In generale si può affermare che le tecnologie presenti da più tempo sul mercato e quasi in grado di produrre a prezzi competitivi (come le centrali idroelettriche e in parte gli impianti eolici) ricevono un sostegno minore. La Svizzera, che si trova ancora in una fase iniziale della diffusione delle energie rinnovabili, ha complessivamente un livello di prezzi abbastanza elevato e presenta alcuni svantaggi comparativi, di conseguenza promuove questo settore con tassi più alti rispetto ad altri Paesi.

La durata della remunerazione deve essere intesa come la misura del grado di sicurezza per gli investitori; non tutti i Paesi infatti puntano a fissare un tasso che copra interamente i costi, alcuni scelgono piuttosto un tasso orientato ai costi. La durata più breve si riscontra in Austria (13-15 anni). I Paesi Bassi sostengono i progetti per 15 anni, dopo di che i gestori degli impianti possono vendere l'energia prodotta sul mercato o stipulare accordi speciali con imprese che forniscono elettricità. In Francia la remunerazione è concessa, a seconda delle tecnologie, per periodi di 15-20 anni. Nei restanti Paesi, per 20-25 anni (tra cui Svizzera e Spagna).



Tabella 5: Ammontare della promozione per tecnologia in EUR/MWh (media ponderata) – dati del 2011

Ammontare della promozione in EUR/MWh (media ponderata) – 2011							
Paese	Forza idrica	Eolico	Biomassa	Biogas	Fotovoltaico	Geotermia	Totale
Austria	1	22	81	98	263	-	46
	13-15 anni						
Germania	49	45	144	26	354	158	131
	20 anni						
Regno Unito	65	73	58	63	290	-	60
	20 anni						
Paesi Bassi	131	68	75	41	386	-	71
	15 anni						
Italia	70	69	120		367	80	154
	20 anni						
Svezia (sistema dei contingenti)	-	-	-	-	-	-	21
Danimarca	nessun dato						
	20 anni						
Spagna	39	41	75	31	357	-	85
	20-25 anni						
Francia	13	33	55	41	477	-	116
	15-20 anni						
Svizzera	66 ²³	86	108		463	-	102
	20-25 anni						

Fonte: CEER (2013), Fondazione RIC (2013)

Nella Figura 9 sono messi a confronto l'evoluzione nel tempo delle remunerazioni e della produzione di elettricità a seconda della tecnologia utilizzata (impianti eolici, biomassa, fotovoltaico). Emerge chiaramente che l'energia eolica viene soprattutto promossa tramite un modello basato su contingent, ma anche, sempre più spesso, attraverso una remunerazione d'immissione. Un ulteriore MWh, sostenuto tramite contingent, in Europa, costava in media, nel 2005, 140 euro, 160 nel 2007 e 110 due anni più tardi. La remunerazione sembra in questo caso diventata più economica (70-80 EUR/MWh). Si deve inoltre osservare che la remunerazione per l'immissione può indurre un aumento ulteriore comparativamente più alto della produzione di elettricità²⁴.

La promozione dello sfruttamento della biomassa mediante remunerazione per l'immissione in rete costava in media, nel 2005, 160 euro per MWh, nel 2009, 130 euro. La promozione basata su contingent della biomassa costava invece tra i 120 e i 100 euro per MWh dimostrandosi in questo caso più efficiente. I risultati raggiunti nel 2009 hanno mostrato al

²³ Solo piccole centrali idroelettriche (<10MW).

²⁴ La drastica diminuzione della produzione di elettricità tra il 2007 e il 2009 è soprattutto dovuta alle svantaggiose condizioni del vento in Germania.



contrario che la remunerazione era uno strumento efficace in questo ambito e generava circa il doppio di elettricità di quella ottenibile con il sistema dei contingenti.

Il settore fotovoltaico viene sostenuto con tassi di remunerazione più elevati rispetto alle altre due tecnologie. Nella figura sono riportati soltanto i risultati ottenuti con la remunerazione per l'immissione in rete. La tendenza è a una diminuzione delle tariffe (460 EUR/MWh nel 2005, 420 EUR/MWh nel 2009) e a un aumento esponenziale della produzione.

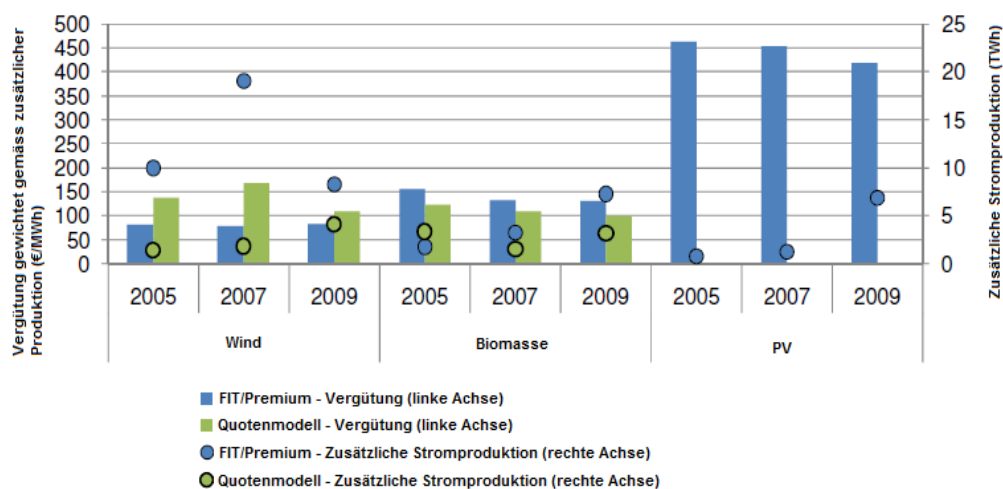


Figura 9: Produzione di elettricità da fonti rinnovabili negli Stati membri dell'UE (UE-27) (2009)

Fonte: Ecofys, Fraunhofer ISI, TU Vienna EEG, Ernst&Young (2011, S. 49)

Vergütung gewichtet gemäss zusätzlicher Produktion (€/MWh)	Rimunerazione ponderata secondo la produzione supplementare (EUR/MWh)
Wind	Eolico
Biomasse	Biomassa
PV	Biomassa
Zusätzliche Stromproduktion (TWh)	Produzione supplementare di elettricità (TWh)
FIT/Premium – Vergütung (linke Achse)	Rimunerazione – FIT/Premium (asse a sinistra)
Quotenmodell – Vergütung (linke Achse)	Rimunerazione – modello dei contingenti (asse a sinistra)
FIT/Premium – Zusätzliche Stromproduktion (rechte Achse)	Produzione supplementare di elettricità – FIT/Premium (asse a destra)
Quotenmodell – Zusätzliche Stromproduktion (rechte Achse)	Produzione supplementare di elettricità – modello dei contingenti (asse a destra)

La Figura 9 mostra che la remunerazione per l'immissione in rete ha prodotto un aumento della produzione più consistente del sistema basato su contingenti. Un risultato che dipende anche dal fatto che la maggior parte dei Paesi utilizza un sistema di questo tipo. Rispetto a un sistema dei contingenti, la remunerazione di immissione si è mostrata più efficiente nel settore eolico e meno efficiente in quello della biomassa.



4.3. Efficacia e redditività dei sistemi di promozione

L'efficacia si misura sulla base del rapporto tra «la produzione di elettricità da fonti rinnovabili e il potenziale di sviluppo restante» (Fraunhofer ISI, Ecofys, 2010). La Figura 10 mostra l'efficacia media dei Paesi dell'Unione europea (UE-27) secondo le tecnologie e i periodi.

Tra il 2002 e il 2009 il settore eolico onshore si è rivelato il più efficace (5,6 % nel 2009), seguito dalla biomassa, dal biogas e dal fotovoltaico. Il settore eolico offshore ha mostrato invece un grado di efficacia molto basso dovuto alla sua diffusione ancora scarsa. Ad eccezione del settore del biogas, l'efficacia dei meccanismi di promozione è migliorata nel tempo. Il progresso maggiore è stato fatto dal fotovoltaico con un +2,5 per cento.

Importante, tuttavia, non è solo l'efficacia di un modello di promozione bensì anche la maggiore o minore redditività per gli investitori.

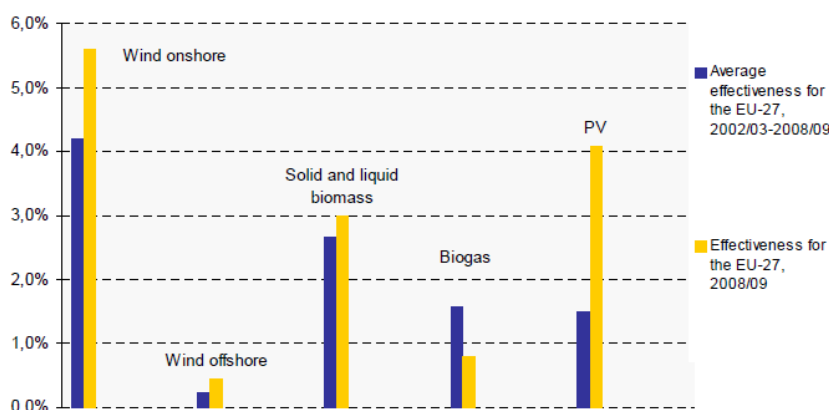


Figura 10: Efficacia media dei sistemi di promozione nell'UE 27

Fonte: Klessmann (2012, S. 28)

La redditività di un investimento svolge un ruolo importante a livello di efficacia. Non è possibile fare un confronto diretto della redditività tra i Paesi considerati tenendo conto di tutte le tecnologie. Nelle prossime pagine saranno quindi confrontati, in linea teorica, i diversi incentivi offerti da un sistema dei contingenti e da un sistema basato sulla remunerazione dell'elettricità immessa in rete.

Effetto incentivante statico

Tra i due regimi di promozione esistono delle differenze dal punto di vista degli incentivi a causa della diversa ripartizione delle rendite (dei consumatori e dei produttori). Se la curva dei costi aggregati è piatta²⁵, un sistema basato sui contingenti è più adeguato perché con questo sistema la rendita dei produttori²⁶ si mantiene più bassa. Se, al contrario – come nella pratica è spesso il caso –, l'andamento della curva dei costi è crescente (Figura 11) la rendita dei produttori risulta molto più elevata con un modello basato su contingenti che non

²⁵ I costi unitari (importo/kWh) crescono al crescere della quantità di elettricità prodotta (kWh/anno).

²⁶ Rendita del produttore: in questo caso si intende la differenza tra i prezzi di costo e i ricavi ottenuti con l'energia elettrica immessa in rete.



con la remunerazione per l'immissione in rete (area verde) (Haas R. , Resch, Panzer, Busch, Ragwitz, & Held, 2010)

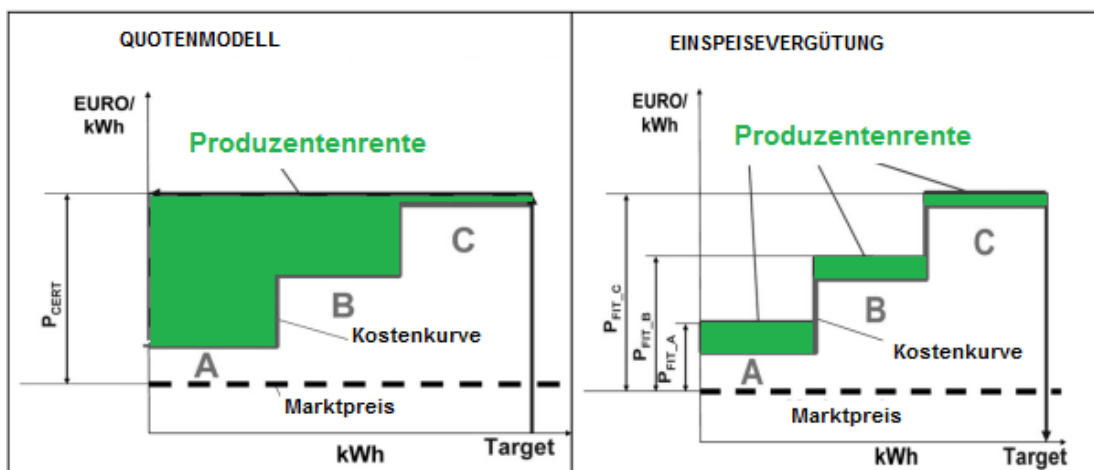


Figura 11: Modello dei contingenti vs. remunerazione per l'immissione in rete – effetto incentivante statico

Fonte: Adattamento di Haas et.al. (2011)

QUOTENMODELL	MODELLO DEI CONTINGENTI
EINSPSEVERGÜTUNG	RIMUNERAZIONE A COPERTURA DEI COSTI DI IMMISSIONE
Produzentenrente	Rendita del produttore
Kostenkurve	Curva dei costi
Marktpreis	Prezzo di mercato

L'andamento più o meno crescente della curva dei costi aggregati dipende essenzialmente da quali tecnologie vengono sviluppate per prime. Ecco due esempi. Se si vogliono introdurre e potenziare tutte le energie rinnovabili si devono utilizzare anche le tecnologie (e le ubicazioni) più costose. Questo fa sì che la curva dei costi mostri un netto andamento crescente all'estremità destra e che la rendita dei produttori sia elevata. Se invece si intende sviluppare solo tecnologie efficienti a livello di costi, la curva presenta un andamento relativamente piatto. Dal punto di vista della rendita dei produttori il sistema dei contingenti si rivela adeguato soprattutto per tecnologie già concorrenziali.

Un modello dei contingenti specifico per ogni tecnologia provoca una riduzione della rendita dei produttori. Resta tuttavia da verificare se i mercati parziali che si vengono così a creare sono abbastanza concorrenziali, in particolare se il sistema di promozione sostiene solo la produzione nazionale. Va inoltre tenuto conto che per garantire un approvvigionamento sufficientemente sicuro è necessario un mix energetico equilibrato.

Non è possibile dire con certezza in quale sistema di promozione (sistema dei contingenti vs. remunerazione di immissione) le rendite dei produttori risultano sistematicamente troppo elevate. Ma alcune ricerche mostrano che di solito sono più basse in un modello basato sui prezzi (2.2.1) (Haas R. , Resch, Panzer, Busch, Ragwitz, & Held, 2011).



Effetto incentivante dinamico

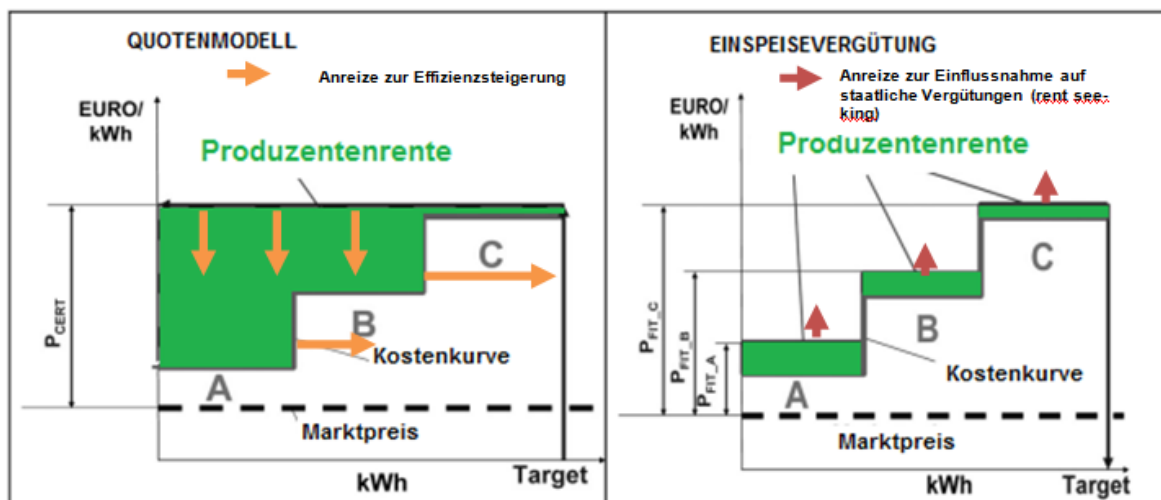


Figura 12: Modello dei contingenti vs. remunerazione – effetto incentivante dinamico

Fonte: elaborazione propria sulla base dei dati di Haas et.al. (2011)

QUOTENMODELL	MODELLO DEI CONTINGENTI
Anreize zur Effizienzsteigerung	Incentivi ad aumentare l'efficienza
EINSPESIERVERGÜTUNG	RIMUNERAZIONE A COPERTURA DEI COSTI DI IMMISSIONE
Anreize zur Einflussnahme auf staatliche Vergütungen	Incentivo a influire sulle remunerazioni statali (<i>rent seeking</i>)
Produzentenrente	Rendita del produttore
Kostenkurve	Curva dei costi
Marktpreis	Prezzo di mercato

Nel tempo, gli incentivi offerti dai due sistemi di promozione agiscono in modo diverso. Più sono elevate le rendite dei produttori, più sono alti gli incentivi economici all'innovazione, al progresso tecnico e all'espansione della produzione tramite l'utilizzo delle tecnologie più economiche. Lo sviluppo quantitativo di queste tecnologie provoca uno spostamento verso destra della curva dell'offerta e fa di conseguenza scendere il prezzo dei certificati. Al contrario, nel caso del sistema di remunerazione per l'immissione in rete non esistono simili incentivi, ma solo una spinta a ottenere una rendita (*rent seeking*). Le rendite dei produttori che si riscontrano nel caso del modello dei contingenti non sono nulla di straordinario ed esistono in tutti i mercati funzionanti.



5. Ripercussioni delle energie rinnovabili sulle reti elettriche

Nei prossimi paragrafi saranno analizzate in primo luogo le sfide tecniche rappresentate da una produzione di energia elettrica sempre più decentralizzata (5.2). In seguito saranno affrontati i temi della trasformazione e del potenziamento della rete nonché dei relativi costi d'investimento (5.3). Saranno infine esaminati alcuni ostacoli generali all'integrazione nella rete delle energie rinnovabili (5.4).

5.1. Principi di base delle reti elettriche e integrazione delle energie rinnovabili

La rete di distribuzione dell'energia elettrica (rete elettrica), costituisce l'anello di congiunzione tra la produzione e il consumo ed è pertanto un elemento chiave per garantire l'approvvigionamento elettrico. Oltre a connettere tra loro consumatori e produttori, la rete è la piattaforma fisica per il commercio e la distribuzione di elettricità (Akademien der Wissenschaft Schweiz, 2012). Il punto fondamentale è che le leggi fisiche di questa forma di energia trasportata in condotta sono determinanti per il mercato dell'elettricità. Non è possibile, o lo è solo in minima parte, immagazzinare l'energia elettrica; la quantità prodotta e immessa in rete deve pertanto corrispondere in ogni momento al fabbisogno di energia, ovvero all'energia consumata. In caso contrario, un crescente disequilibrio può provocare un crollo di tutto il sistema di approvvigionamento (blackout).

La rete elettrica comprende la rete di trasporto, che trasporta l'energia elettrica su grandi distanze, e le reti di distribuzione, che porta l'elettricità direttamente al consumatore finale. La rete di trasporto è alimentata con energia a una tensione molto alta che permette di ridurre le perdite in caso di trasporto su percorsi lunghi. La rete di distribuzione è suddivisa in rete ad alta, media e bassa tensione. Qui di seguito sono raffigurati i diversi livelli di rete in Svizzera (Figura 13). In totale i livelli sono sette. Questa struttura rientra, nella maggior parte dei Paesi, nel quadro della ENTSO-E²⁷ (2011).

²⁷ L'European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), la rete europea dei gestori di sistemi di trasmissione dell'energia, è un'organizzazione di gestori istituita in base all'articolo 5 del regolamento (CE) n. 714/2009 relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica. Possono essere membri della rete, a certe condizioni, anche gestori di Stati terzi. La Svizzera fa parte dell'ENTSO-E.

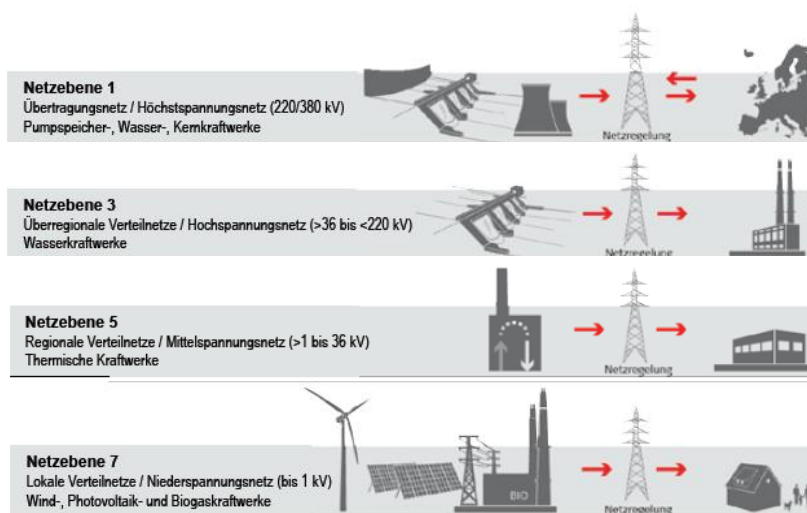


Figura 13: La rete elettrica

Fonte: Accademie svizzere delle scienze (2012, S. 92)

Netzebene 1 Übertragungsnetz/Höchstspannungsnetz (220/380 kV) Pumpspeicher-, Wasser-, Kernkraftwerke	Livello di rete 1 Rete di trasporto/Rete ad altissima tensione (220/380 kV) Centrali ad accumulazione, centrali idroelettriche e nucleari
Netzebene 3 Überregionale Verteilnetze/Hochspannungsnetz (>36 bis <220 kV) Wasserkraftwerke	Livello di rete 3 Reti di distribuzione interregionali/Rete ad alta tensione (>36 - <220 kV) Centrali idroelettriche
Netzebene 5 Regionale Verteilnetze/Mittelspannungsnetz (>1 bis 36 kV) Thermische Kraftwerke	Livello di rete 5 Reti di distribuzione regionali/Rete a media tensione (>1 - 36 kV) Centrali termiche
Livello di rete 5 Reti di distribuzione regionali/Rete a media tensione (>1 - 36 kV) Centrali termiche	Livello di rete 7 Reti di distribuzione locali/Rete a bassa tensione (fino a 1 kV) Impianti eolici, fotovoltaici e a biogas

I livelli di rete 1, 3, 5 e 7 sono quelli che comprendono le condotte. Ai livelli 2, 4 e 6 ha luogo invece la trasformazione da una tensione all'altra. Il livello di rete 7 (rete a bassa tensione o rete locale) permette soprattutto l'approvvigionamento di economie domestiche, piccole industrie e aziende agricole. Nella rete regionale di distribuzione (livello di rete 5, media tensione) viene immessa energia elettrica prodotta da impianti eolici e da piccole e medie centrali termiche. Le reti di distribuzione interregionali (reti ad alta tensione, livello di rete 3)



raccolgono l'elettricità prodotta da centrali di medie dimensioni; in Svizzera si tratta in primo luogo di centrali idroelettriche. Il livello di rete 1 è quello della rete di trasporto, storicamente legato alla necessità di trasportare l'energia elettrica dagli impianti di produzione, le centrali collocate nella zona alpina, fino all'altopiano. Oggi la rete di trasporto garantisce una gestione stabile dell'intero sistema svizzero connesso con quello europeo e svolge una funzione di stabilizzazione e compensazione a livello internazionale. Si tratta di un fattore importante per la sicurezza dell'approvvigionamento e decisivo per il commercio transfrontaliero di energia elettrica, che contribuisce in maniera essenziale alla crescita economica della Svizzera (Akademien der Wissenschaft Schweiz, 2012). Finora la struttura della rete elettrica è stata concepita in modo tale da permettere il trasporto dell'elettricità e il passaggio dall'altissima tensione alle reti ad alta, media e bassa tensione. In altre parole, il compito della rete di distribuzione, in passato, era quello di distribuire in maniera unidirezionale l'energia elettrica prodotta dalle centrali ai consumatori finali.

5.2. Sfide tecniche e possibili soluzioni

L'integrazione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili pone questo sistema, che per decenni ha continuato a espandersi ed è stato progettato per una produzione di energia attraverso grandi centrali, di fronte a nuove sfide. Il paradigma del trasporto unidirezionale subisce sempre più i contraccolpi dei crescenti cambiamenti in atto: alle reti di distribuzione oltre ai consumatori finali è connesso un numero sempre maggiore di piccoli produttori. Le reti di distribuzione devono dunque raccogliere l'elettricità prodotta da questi ultimi e trasportarla. L'immissione di elettricità dagli impianti decentralizzati che utilizzano fonti rinnovabili fa crescere la tensione in alcuni tratti delle reti di distribuzione e in determinate circostanze questa tensione può raggiungere valori eccessivi. Simili problemi, detti di mantenimento della tensione, si presentano principalmente al livello di rete 7, quello più basso. Quando l'energia prodotta da impianti che sfruttano fonti rinnovabili, immessa in uno o più tratti di approvvigionamento di una rete di distribuzione, risulta in eccesso rispetto alla domanda locale di energia, cambia la direzione dei flussi di elettricità. Il flusso può anche diventare bidirezionale. In un caso simile l'elettricità non utilizzata in loco deve infatti essere trasportata ai livelli di rete superiori, o in altri termini deve essere «reimmessa». Questa energia deve essere raccolta dalle reti a media e alta tensione (in certi casi anche ad altissima tensione) e trasportata, insieme a quella prodotta dalle centrali, in centri di consumo anche molto distanti. Si possono dunque presentare oltre che problemi di mantenimento della tensione anche problemi di capacità ai livelli più alti delle reti di distribuzione. A queste sfide se ne aggiungono altre: sorgono ad esempio problemi per quanto riguarda la qualità della tensione, la potenza di cortocircuito, la localizzazione dei guasti nonché la protezione dei mezzi d'esercizio e delle persone. Spesso i piani di protezione devono essere adeguati a causa dei mutati flussi di energia o delle particolarità tecniche delle fonti rinnovabili.

Un'ulteriore difficoltà che le fonti rinnovabili portano con sé è legata alla garanzia dell'equilibrio, in ogni momento, tra produzione e consumo, che si può riassumere nel concetto di bilanciamento del sistema. Il rispetto di questo bilanciamento è essenziale per assicurare una gestione stabile della rete elettrica. A causa della dipendenza delle energie rinnovabili dalle condizioni meteorologiche (disponibilità della fonte) e alla scarsa possibilità di aumentare o ridurre la produzione a seconda delle esigenze, il rispetto del bilanciamento a



diversi livelli temporali (dalle ore ai secondi) è problematico. Nel caso della produzione di energia con sistemi fotovoltaici o eolici, l'aumento o il calo imprevisto della disponibilità della fonte di energia può far sì che non si riesca a compensare i bruschi cambiamenti tramite riduzioni della potenza delle centrali termiche o uno stoccaggio (p. es. mediante centrali ad accumulazione o centrali ad accumulazione con impianto di pompaggio). Il perdurare di una simile situazione per alcune ore può anche provocare prezzi negativi. In questo caso, infatti, è stata prodotta e immessa nella rete più elettricità di quanta non fosse necessaria. I prezzi negativi incentivano un maggiore consumo o una minore produzione. A scale temporali brevi, ad esempio in presenza di una produzione improvvisamente ridotta degli impianti fotovoltaici dovuta a un'imprevedibile copertura nuvolosa, le oscillazioni devono essere rapidamente compensate da centrali o accumulatori di energia flessibili e rapidamente regolabili (p. es. centrali ad accumulazione con impianti di pompaggio, centrali a gas a ciclo combinato o *Demand Side Management*). Simili impianti svolgono un ruolo molto importante anche in un contesto internazionale perché aiutano a garantire la stabilità dell'intero sistema (Akademien der Wissenschaft Schweiz, 2012). Se ben ripartiti a livello geografico, tuttavia, gli impianti che producono elettricità da fonti rinnovabili, come impianti fotovoltaici o eolici, possono anche avere un effetto positivo e contribuire a mantenere il bilanciamento del sistema, perché la ripartizione geografica compensa gli effetti negativi di un'offerta soggetta a forti fluttuazioni.

Queste sfide possono essere affrontate con adeguate misure tecniche (dena, 2012) (Consentec, 2012). Da questo punto di vista bisogna però distinguere tra la necessità di conservare il bilanciamento del sistema e quella di garantire una gestione sicura della rete. L'attuazione di misure per affrontare uno di questi aspetti deve essere coordinata in modo da non provocare un peggioramento della situazione in altri campi. Nell'ambito della rete si può ottenere molto attraverso classiche misure di rafforzamento, tra cui la più tipica è l'aumento della capacità (a livello di potenza installata e di capacità dei trasformatori). Esistono però anche misure più «innovative» che permettono di incrementare la capacità delle reti elettriche di raccogliere l'energia prodotta in maniera decentralizzata. Si tratta di misure attuabili nel campo degli elementi di regolazione della tensione (regolazione della tensione in stazioni di trasformazione da media a bassa tensione o da alta a media tensione) o in quello degli elementi di trasformazione del carico elettrico (accumulatori, *Power 2 Gas*²⁸, accumulatori di calore, gestione delle immissioni e un'attiva regolamentazione del consumo²⁹) (Consentec, 2013). Questi concetti e le loro interazioni possono essere riassunti nel concetto smart grid.

Un ulteriore tipo di misure volte a ottimizzare la curva di carico è costituito dal cosiddetto *Demand Side Management* (DSM). Si tratta principalmente di influenzare attivamente, tramite corrispondenti meccanismi di controllo, il comportamento dei consumatori. Il DSM è l'evoluzione di un sistema diffuso impiegato per esempio per ridurre il carico nelle ore di punta. Questo sistema, se ulteriormente sviluppato, ha ancora diverse potenzialità: per esempio potrebbe spingere ad aumentare la domanda durante i picchi di immissione dagli impianti fotovoltaici riducendo le ripercussioni negative a livello del mantenimento della tensione e la necessità di reimmissione di energia. Il DSM può inoltre essere utilizzato per

²⁸ In questo modo l'eccesso di energia prodotta da fonti rinnovabili è trasformata e immessa nel sistema di approvvigionamento di gas per poter essere in seguito riutilizzata per produrre elettricità quando necessario.

²⁹ Active Demand: si ipotizza un aumento della domanda nel caso di una forte produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici per ridurre le necessità di reimmissione.



garantire il bilanciamento del sistema. È evidente che gli esempi citati mostrano come i vari campi di applicazione si sovrappongano. Di conseguenza, un utilizzo del DSM a scopo di mantenimento del bilanciamento del sistema dovrebbe essere conforme alle capacità della rete.

La gestione delle immissioni è utilizzata nei momenti di punta dell'immissione da parte di fonti decentralizzate per regolare l'immissione di energie rinnovabili ed evitare un sovraccarico della rete oltre i suoi limiti tecnici. In questo modo tuttavia va irrimediabilmente persa una parte dell'energia rinnovabile prodotta. Anche il *Demand Side Management* e la gestione delle immissioni vengono intesi come misure che rientrano nell'ambito smart grid.

Oltre all'utilizzazione delle diverse tecnologie citate, per garantire il rispetto del bilanciamento del sistema è importante anche la precisione nella previsione della quantità di energia prodotta da fonti rinnovabili e immessa in rete. Più è precisa la previsione, più sono limitati gli scostamenti dall'equilibrio pianificato tra produzione e consumo. Una buona previsione garantisce anche la riduzione al minimo delle capacità che devono essere impiegate per compensare gli squilibri. Queste capacità vengono rese disponibili sotto forma di cosiddette prestazioni di servizio relative al sistema e di energia di regolazione nei casi in cui si verifichi effettivamente uno squilibrio. Il ricorso all'energia di regolazione è dispendioso e tecnicamente complesso. Un minor impiego dell'energia di riserva grazie a migliori previsioni comporta dunque una diminuzione dei costi e garantisce una migliore sicurezza dell'approvvigionamento, dato che è possibile agire sempre entro i limiti della riserva disponibile.

5.3. Necessità di trasformazione e di potenziamento della rete elettrica e costi d'investimento

La Svizzera (Strategia energetica 2050) e l'UE (Obiettivi climatici 20/20/20²⁰, Tabella di marcia per l'energia 2050³⁰; (Europäische Kommission, 2011)) hanno fissato obiettivi chiari per garantire un approvvigionamento energetico sostenibile e un aumento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. La trasformazione e il potenziamento della rete di trasporto e delle reti di distribuzione costituiscono i presupposti fondamentali per il raggiungimento di questi obiettivi e il mantenimento della sicurezza dell'approvvigionamento in Svizzera, che finora è stata elevata. Studi dettagliati sull'ordine di grandezza e l'ammontare di questi necessari investimenti sono disponibili soltanto per pochi Paesi di conseguenza le pagine seguenti prenderanno in considerazione solo la Germania, la Danimarca e la Svizzera.

5.3.1. Scenari relativi all'andamento della produzione e del consumo

L'entità dell'adeguamento della rete dipende, tra l'altro, dall'andamento della domanda e dalle ipotesi su come far fronte a questa domanda. Nei prossimi paragrafi saranno presentati diversi scenari possibili.

³⁰ «Nella Tabella di marcia per l'energia 2050 viene mostrato in che modo può essere raggiunto l'obiettivo costituito da una "riduzione delle emissioni di più dell'80 % entro il 2050" senza mettere a rischio l'approvvigionamento di energia e la competitività.» (Europäische Kommission, 2011)



5.3.1.1. Germania

In Germania, il piano di sviluppo della rete (Netzentwicklungsplan, NEP) si basa su tre distinti scenari: il NEP A è quello che prevede meno mutamenti, il NEP B è quello principale e il NEP C presenta il maggior aumento della produzione da fonti rinnovabili ed è anche noto come «Bundesländerszenario» (scenario dei Länder). Tutti e tre fanno riferimento al cosiddetto Principio NOVA in base al quale è necessaria un'ottimizzazione della rete (Netz-Optimierung, NO) prima che sia possibile passare al suo rafforzamento (Verstärkung, V) o potenziamento (Ausbau, A) (BMU, 2012). Gli studi menzionati nei paragrafi dedicati alla rete di trasporto (5.3.2) e alla rete di distribuzione (5.3.3) si basano sullo scenario NEP B 2012 e sul «Bundesländerszenario» 2012.

Il NEP B 2012 riflette gli obiettivi energetici e climatici del governo federale tedesco che punta a un incremento della produzione da fonti rinnovabili di 166 GW entro il 2030³¹. Per mantenere in qualsiasi momento la necessaria flessibilità e quindi uno stabile equilibrio tra produzione e consumo nel sistema di approvvigionamento elettrico in una situazione in cui la produzione dipende in maniera così determinante dalle condizioni meteorologiche sono utilizzate centrali a gas (Netzentwicklungsplan Strom, 2013). Il «Bundesländerszenario» si basa sugli obiettivi fissati dai singoli Länder in questo ambito, è caratterizzato da una quota generale particolarmente elevata di energia elettrica ottenuta da fonti rinnovabili entro il 2030 (222 GW³¹) e non prevede nessuna costruzione di centrali convenzionali fino al 2022 (Netzentwicklungsplan Strom, 2013).

5.3.1.2. Danimarca

Il progetto danese di trasformazione e potenziamento della rete si basa su due scenari. Lo scenario UE 2020 è incentrato sugli obiettivi climatici 20/20/20 dell'Unione europea dove si ipotizza una riduzione della domanda di elettricità in tutti i Paesi membri come effetto di una serie di misure volte ad aumentare l'efficienza. L'incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili in Danimarca si allinea dunque agli obiettivi energetici degli Stati membri fissati dall'Unione europea (ved. Tabella 4).

Lo scenario B corrisponde alle attese dei gestori della rete di trasporto e non dipende dal raggiungimento degli obiettivi UE. Rispetto allo scenario UE 2020 si prevede una domanda di elettricità più elevata e un minor grado di raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle energie rinnovabili.

5.3.1.3. Svizzera

Nelle Prospettive energetiche per la Svizzera sono stati elaborati, sulla base di modelli relativi alla domanda in campo energetico, tre scenari che ipotizzano un diverso andamento della domanda di energia. Lo scenario di riferimento o scenario «Status quo» (WWB) parte dal presupposto che la domanda di elettricità in Svizzera continuerà ad aumentare ed è basato su una serie di misure. Le Prospettive mostrano qual è l'efficacia degli strumenti già elaborati e in vigore. In Svizzera, a partire da un consumo di 59,5 TWh (2010) si presuppone un aumento a 64 TWh nel 2035 e a 69 TWh nel 2050 (domanda di elettricità escluse le

³¹ Fonte: dena Es ist eine ungültige Quelle angegeben.



dispersioni dovute alla rete e ricorso a centrali di accumulazione con impianti di pompaggio)) (BFE, 2013).

La Strategia energetica 2050 poggia, per fissare gli obiettivi a medio termine (2035), sullo scenario «Nuova politica energetica» (NEP) elaborato nelle Prospettive energetiche. Questa variante politica mirata esamina in che modo sia possibile diminuire le emissioni svizzere di CO₂ portandole a circa 1,5 tonnellate pro capite entro il 2050. Nello scenario NEP si prevede che la domanda di elettricità cali entro il 2035 a 55 TWh ed entro il 2050 a 53 TWh (BFE, 2013).

Gli obiettivi a breve termine (2020) si basano sullo scenario «Misure politiche del Consiglio federale (POM) della Strategia energetica 2050. Lo scenario POM mostra gli effetti di alcune misure previste dal primo pacchetto di attuazione della Strategia energetica 2050 sulla domanda di energia e sull'offerta di elettricità. Negli scenari POM e NEP i valori della produzione di energia elettrica da vettori rinnovabili nel 2035 sono, per le varianti relative all'offerta C&E ed E, identici (BFE, 2013). La Figura 14 mostra gli sviluppi della domanda e dell'offerta di elettricità per i prossimi 40 anni secondo lo scenario POM. Si nota chiaramente la crescita a lungo termine delle energie rinnovabili: 14,53 TWh nel 2035 e 24,22 TWh nel 2050 (in verde) (BFE, 2013).

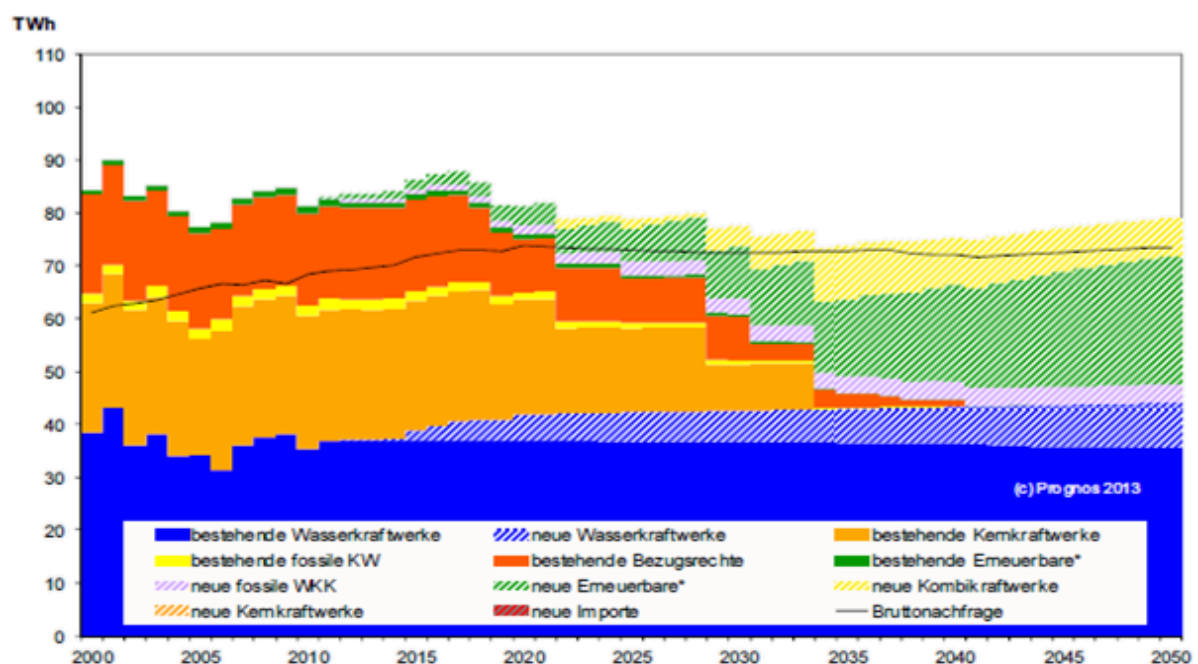


Figura 14: Evoluzione del mix energetico e del consumo di elettricità in Svizzera (scenario POM, variante relativa all'offerta C&E)

Fonte: Prognos (2012)



bestehende Wasserkraftwerke	centrali idroelettriche esistenti
bestehende fossile KW	centrali a combustibili fossili esistenti
neue fossile WKK	nuovi impianti di cogenerazione a combustibili fossili
neue Kernkraftwerke	nuove centrali nucleari
neue Wasserkraftwerke	nuove centrali idroelettriche
bestehende Bezugsrechte	diritti di opzione esistenti
neue Erneuerbare	nuove fonti rinnovabili
neue Importe	nuove importazioni
bestehende Kernkraftwerke	centrali nucleari esistenti
bestehende Erneuerbare	fonti rinnovabili esistenti
neue Kombikraftwerke	nuove centrali a ciclo combinato
Bruttonachfrage	domanda lorda

Poiché le attuali possibilità produttive non saranno in grado in futuro di rispondere alla domanda interna, sono state esaminate diverse varianti finalizzate alla copertura del fabbisogno di energia elettrica. Nelle varianti relative all'offerta C&E ed E il potenziale produttivo legato alle energie rinnovabili è sfruttato in maniera più intensa. Nella misura in cui la produzione nazionale degli esistenti siti produttivi e la potenziata produzione di energie rinnovabili non fosse sufficiente, le lacune nella produzione potrebbero essere coperte con un numero maggiore di centrali a gas a ciclo combinato (variante C&E) o tramite l'importazione (variante E). La produzione di elettricità da fonti rinnovabili e da impianti a basse emissioni di CO₂ viene rafforzata e l'efficienza degli apparecchi utilizzati dai consumatori finali aumentata.

5.3.2. Rete di trasporto

5.3.2.1. Europa

Il potenziamento delle reti di trasporto transfrontaliere richiede soprattutto un coordinamento a livello europeo. Per questa ragione, la Rete europea dei gestori delle reti di trasporto (ENTSO-E³²) ha fissato le condizioni generali per una struttura efficiente e in grado di rispondere alla domanda in un piano decennale di sviluppo (TYNDP³³).

In un rapporto dell'ENTSO-E (2012) si stima che nei prossimi 10 anni a livello europeo saranno necessari il potenziamento o la trasformazione di 52 300 km di rete (oggi la lunghezza complessiva è di 305 000 km). I costi ammonterebbero, sempre secondo l'ENTSO-E, a 104 miliardi di euro. L'infrastruttura dovrebbe così continuare a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento, lo sviluppo di un mercato europeo integrato dell'elettricità nonché favorire la crescente integrazione nel sistema di energia elettrica ottenuta da fonti rinnovabili.

³²
³³

European Network of Transmission System Operators for Electricity, la rete europea dei gestori di sistemi di trasmissione dell'energia.
TYNDP: Ten-Year Network Development Plan.



In media, per i consumatori europei, questi investimenti comportano costi supplementari sotto forma di corrispettivi per l'utilizzazione della rete. Basandosi sul consumo europeo totale di elettricità questi costi supplementari potrebbero essere stimati in circa 1,5-2 euro per MWh. Ammonterebbero così a meno dell'1 per cento dell'attuale bolletta dell'elettricità (ENTSO-E, 2012). Poiché i costi per il potenziamento della rete di trasporto variano molto da Paese a Paese, sono tuttavia diverse anche le ripercussioni sul piano dei costi per i consumatori.

L'ammontare degli investimenti necessari nei singoli Paesi dipende dalla superficie e dalla popolazione. La cifra più alta stimata è quella per la Germania (più di 30 mia. EUR) a cui fa seguito il Regno Unito (19 mia. EUR). Per il potenziamento della rete di trasporto svizzera i costi d'investimento necessari ammontano a circa 2 miliardi di euro. A una certa distanza si collocano Danimarca e Austria rispettivamente con 1,4 e 1,1 miliardi di euro di investimenti previsti (ENTSO-E, 2012) (BFE, 2012) La Tabella 6 riassume queste cifre.

Tabella 6: Costi d'investimento nelle reti di trasporto

Paese	Mio. €
Germania	30 100
Regno Unito	19 000
Francia	8000
Italia	7100
Spagna	4800
Paesi Bassi	3300
Svezia	2000
Svizzera ³⁴	2000
Danimarca	1400
Austria	1100

Fonte: ENTSO-E (2012), per la Svizzera UFE (2012)

5.3.2.2. Germania

L'entità degli interventi necessari e i costi per il potenziamento della rete di trasporto tedesca variano notevolmente a seconda del tratto, del tipo e della diffusione delle tecnologie di stoccaggio nonché dell'evoluzione del parco di centrali (dena, 2010).

Lo studio dena (dena, 2010) ha identificato tre diverse possibili modalità di integrazione della produzione da fonti rinnovabili nella rete di trasporto: (1) attraverso il potenziamento della rete e (2) attraverso lo stoccaggio del 50 per cento o (3) del 100 per cento nelle regioni che presentano problemi di capacità. L'impiego di tutte le forme di stoccaggio come opzione per garantire la flessibilità è perciò centrale. Sono state inoltre esaminate le ripercussioni dell'introduzione di un sistema di monitoraggio delle linee aeree e dei conduttori ad alta temperatura per le linee aeree. Entrambe le tecnologie mirano a incrementare la capacità di conduzione. La prima lo fa utilizzando i vantaggi legati alle condizioni meteorologiche per

³⁴ Costi d'investimento fino al 2020. Fonte: UFE (2012)



uno sfruttamento massimo della rete, ma è tuttavia limitata temporalmente. A seconda della variante considerata gli investimenti possono andare da 20 (integrazione tramite potenziamento della rete) a 55 miliardi di euro (posa di cavi isolati in gas).

5.3.2.3. Danimarca

La Danimarca ha elaborato, insieme alla Norvegia, la Svezia e la Finlandia, un piano comune per il potenziamento e la trasformazione della rete. Il *Nordic Grid Development Plan 2012* riguarda principalmente le reti ad alta tensione e integra piani di sviluppo internazionali (Stattnet, Energinet.dk, Svenska kraftnät, Fingrid, 2012). Il piano di sviluppo nordico non prevede solo l'incremento della produzione da fonti rinnovabili, mette anche l'accento sull'integrazione dei mercati nazionali e sull'aumento della sicurezza dell'approvvigionamento. Nel nord Europa sono già presenti molti impianti flessibili che utilizzano fonti rinnovabili (ad esempio centrali idroelettriche) perciò il piano si concentra soprattutto sull'ottimizzazione della rete e un suo potenziamento coordinato (ENSTO-E, 2010). La Danimarca intende inoltre minimizzare le ripercussioni delle reti di trasporto sul paesaggio. Nel 2008 è stato approvato un piano d'azione a lungo termine (*Cable Action Plan*) per la costruzione di reti di trasporto per l'energia elettrica in cui è stato stabilito che la rete ad alta tensione (linee di potenza inferiore a 220kV) dovrà in massima parte³⁵ essere interrata. L'impatto negativo delle linee aeree restanti sul paesaggio dovrà inoltre essere limitato il più possibile (Energinet.dk, 2009) (Energinet.dk, 2013).

Si prevede di sostituire 3200 km di linee aeree con 2900 km di cavi interrati (da 132 a 150 kV). Il numero di chilometri di cavi interrati è inferiore perché il piano d'azione prevede anche una ristrutturazione e un'ottimizzazione della rete. I costi di questa trasformazione strategica ammontano a 14,5 miliardi di corone danesi (ca. 2,4 mia. CHF) e saranno ripartiti sull'arco di 30 anni (Energinet.dk, 2009).

5.3.2.4. Svizzera

Nella Strategia energetica 2050 (BFE, 2013) sono calcolati i costi per la rete di trasporto a seconda della variante relativa all'offerta di energia elettrica e allo scenario di evoluzione della domanda (WWB, NEP). I costi per il necessario potenziamento richiesto dalla maggiore produzione decentralizzata sono stimati tra 0,2 e 0,55 miliardi di franchi entro il 2035 e tra 0,4 e 0,7 miliardi entro il 2050. A parte vanno considerati gli investimenti di 2 miliardi di franchi nella rete strategica 2020. Queste misure risultano già oggi indispensabili e di conseguenza entro il 2050 il potenziamento della rete di trasporto richiederà l'investimento di un massimo di 2,7 miliardi di franchi. Manutenzione e rinnovo vanno a loro volta calcolati a parte. Il potenziamento della rete di trasporto svizzera è in gran parte indipendente dalla Strategia energetica 2050 e dall'incremento della produzione da fonti rinnovabili.

5.3.3. Rete di distribuzione

Sono pochi gli studi internazionali dedicati all'influenza dello sfruttamento di energie rinnovabili sulle reti di distribuzione e alla conseguente necessità di trasformazione e

³⁵ Posa di cavi interrati per le reti da 132 kV, 150 kV e in parte 400 kV. (Energinet.dk, 2013)



potenziamento di queste ultime. La crescita della quantità di energia elettrica immessa a livello decentralizzato, in particolare quando la quota di tale produzione aumenta rapidamente e notevolmente, rende tuttavia necessari investimenti nelle reti. Non è possibile però calcolare da quale percentuale di elettricità da fonti rinnovabili in poi questi ultimi diventano indispensabili perché le reti elettriche sono molto influenzate dalle condizioni locali. L'entità degli investimenti dipende inoltre anche dall'evoluzione della domanda, che varia da Paese a Paese e, all'interno di uno stesso Stato, da regione a regione.

A causa della scarsità di dati e delle condizioni quadro molto eterogenee dei Paesi esaminati, nei prossimi paragrafi si prenderà in considerazione solo il fabbisogno di investimento in Svizzera e in Germania. La Danimarca sarà presa come esempio di un'implementazione crescente di soluzioni alternative al potenziamento della rete nel campo delle reti intelligenti.

L'integrazione delle energie rinnovabili comporta tendenzialmente più investimenti nelle reti di distribuzione che non nella rete di trasporto. Gli investimenti destinati alla trasformazione e al potenziamento resi indispensabili dalla produzione decentralizzata possono tuttavia essere ridotti introducendo misure che rientrano nell'ambito delle reti intelligenti o smart grid. Una di queste misure è la gestione delle immissioni, con la possibilità di ridurre temporaneamente la capacità di produzione rispetto alla potenza installata degli impianti che sfruttano fonti rinnovabili; un'altra è la regolazione della tensione nelle stazioni di trasformazione locali. Queste misure possono essere considerate come tecnologie già disponibili di una smart grid (Consentec, 2012) (Consentec, 2013).

5.3.3.1. Germania

Anche in Germania è necessario un potenziamento della rete al fine di integrare le energie rinnovabili. Una rappresentazione dell'evoluzione degli investimenti nelle reti elettriche a seconda della potenza installata degli impianti decentralizzati si trova nella Figura 15.

Dalla Figura 15 emerge una tendenza lineare all'aumento degli investimenti. Più cresce la quantità di energia ottenuta da fonti rinnovabili immessa nel sistema, più cresce il fabbisogno di investimenti nella rete. Come si vede sempre dalla figura il «Bundesländerszenario», che come il NEP B 2012 è caratterizzato da un notevole aumento dello sfruttamento di fonti rinnovabili, comporta anche maggiori costi d'investimento.

Entro il 2030 il potenziamento previsto, a tutti i livelli di tensione, ammonta a una cifra compresa tra 135 000 e 193 000 km. In percentuale l'aumento maggiore si registra a livello della tensione media. Per quanto riguarda l'alta tensione (livello di rete 3) dovrà essere costruito ex novo il 12-19 per cento della rete elettrica tedesca e trasformato o riadattato il 22-26 per cento. Nella rete a media tensione (livello di rete 5) il potenziamento riguarda tra il 15 e il 24 per cento del totale mentre nella rete a bassa tensione (livello di rete 7) la percentuale scende al 5 per cento. Le tendenze rilevate in Germania corrispondono in linea generale anche ai risultati ottenuti dall'analisi della situazione svizzera (Consentec, 2012). La Figura 15 riassume i risultati dello studio dena relativi alla rete di distribuzione tedesca.

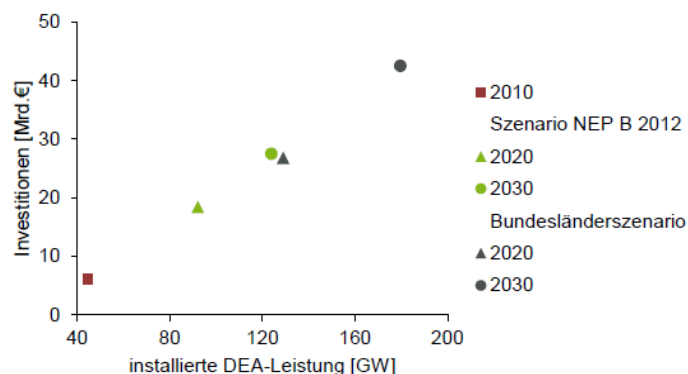


Figura 15: Investimenti necessari a seconda della potenza installata degli impianti decentralizzati

Fonte: dena (2012, S. 160)

Investitionen [Mrd. €]	Investimenti [mia. EUR]
installierte DEA-Leistung [GW]	potenza installata impianti decentralizzati [GW]
Szenario NEP B 2012	Szenario NEP B 2012
Bundesländerszenario	«Bundesländerszenario»

Entro il 2030 sarà necessario investire nel potenziamento della rete da 27,5 a 42,5 miliardi di euro (da 33 a 52 mia. CHF³⁶) (dena, 2012). Una forbice così grande è dovuta alle eventuali misure adottate nell'ambito smart grid, per esempio accumulatori di energia o stazioni di trasformazione locali per la regolazione della tensione «intelligenti». Queste misure possono permettere di ridurre notevolmente gli investimenti per il potenziamento. Anche questa conclusione relativa alla Germania corrisponde in linea di massima alla situazione svizzera.

Tabella 7: Investimenti nella rete di distribuzione in Germania

		Scenario NEP B 2012		«Bundesländerszenario»	
		entro il 2015	entro il 2030	entro il 2015	entro il 2030
Potenziamento in km	L7	38 700	51 600	41 200	57 300
	L5	19 800	72 100	29 700	117 200
	L3	2700	11 100	3000	18 500
Totale (km)		61 200	134 800	73 900	193 000
Investimenti (mia. EUR)	L7	2,6	3,6	2,8	4,2
	L5	3,2	7,8	4,1	12,0
	L3	5,6	16,1	6,5	26,3
Investimenti totali (mia. EUR)		11,4	27,5	13,4	42,5

Fonte: dena (2012)

³⁶ Tasso di cambio medio per il 2012: 1,216 CHF/EUR (www.oanda.com)



5.3.3.2. Danimarca: approcci per una smart grid

La Danimarca cerca di individuare soluzioni nell'ambito smart grid per minimizzare, tra le altre cose, l'entità del potenziamento della rete di distribuzione. Una rete smart grid è una rete che evolve nel tempo. Oggi in Danimarca non è possibile sfruttare completamente le caratteristiche e le funzionalità delle reti intelligenti qui di seguito esposte. In Danimarca una smart grid è una rete elettrica che è in grado di coordinare in maniera intelligente il comportamento di tutti gli utenti collegati. La tecnologia dell'informazione connette gli uni con gli altri consumatori e produttori. Una rete smart grid possiede molti diversi stati funzionali. In questo modo lo stato di esercizio della rete può essere più trasparente e i mezzi di esercizio possono essere utilizzati in maniera flessibile. La tensione nelle reti di distribuzione può per esempio essere manovrata in maniera attiva. In generale, grazie allo scambio di informazioni tra consumatori e impianti di produzione, domanda e offerta possono essere meglio coordinate (Energinet.dk, 2010). Il prezzo dell'energia può costituire uno stimolo per i consumatori finali a orientare il loro consumo o l'immissione in rete di elettricità alle esigenze del mercato o della rete. Una rete elettrica di questo tipo offre delle alternative rispetto alle opzioni convenzionali di potenziamento. L'utilizzo dell'infrastruttura esistente può essere ottimizzato e il potenziamento, anche nell'ipotesi di una crescente elettrificazione³⁷, può essere minimizzato. La Figura 16 ne mostra gli effetti e le previste ripercussioni in Danimarca dove grazie alle soluzioni smart grid saranno necessari meno investimenti nel potenziamento dell'infrastruttura rispetto agli approcci tradizionali.

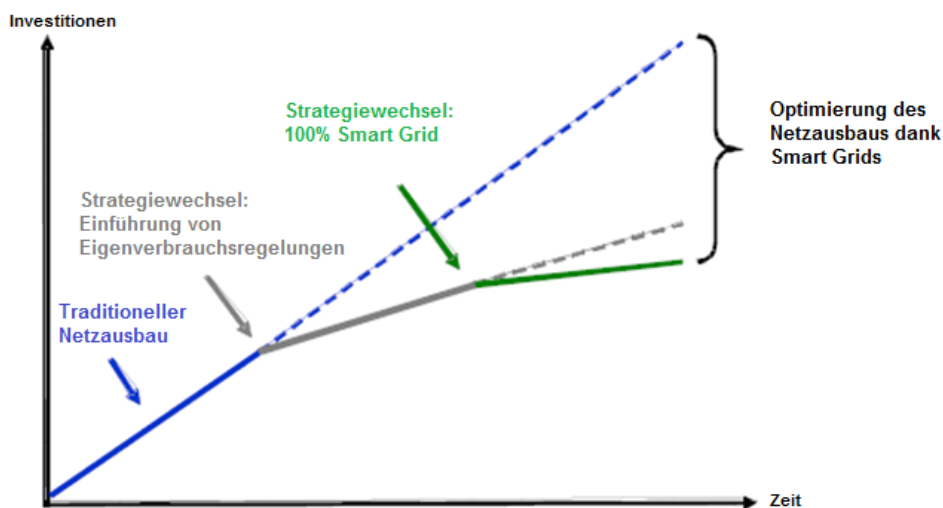


Figura 16: Transizione a una rete intelligente

Fonte: Danish Ministry of Climate, Energy and Building (2011, S. 8)

³⁷ Fig 16: la rappresentazione presuppone un crescente fabbisogno di energia elettrica dovuta ad esempio all'imporsi dell'elettromobilità e a un maggiore utilizzo delle pompe di calore (Energinet.dk, Danish Energy Association, 2013).



Investitionen	Investimenti
Zeit	Tempo
Traditioneller Netzausbau	Potenziamento tradizionale della rete
Strategiewechsel: Einführung von Eigenverbrauchsregelungen	Cambio di strategia: introduzione del consumo proprio
Strategiewechsel: 100 % Smart Grid	Cambio di strategia: 100 % smart grid
Optimierung des Netzausbaus dank Smart Grids	Ottimizzazione del potenziamento della rete grazie alla smart grid

Secondo lo studio di Energinet.dk e Danish Energy Association (2013) i vantaggi concreti di una rete smart grid per la Danimarca sarebbero, tra l'altro, i seguenti³⁸:

- maggiore possibilità di mantenere un equilibrio tra domanda e offerta a un costo contenuto;
- maggiore integrazione delle energie rinnovabili grazie alla flessibilità dei consumi offerta da veicoli elettrici, carichi orientati al fabbisogno, accumulatori e pompe di calore;
- migliore la stabilità della rete attraverso una maggiore sicurezza della disponibilità di energia elettrica o una maggiore flessibilità che permetta di mantenere in equilibrio produzione e consumo;
- risparmi di energia ed eventualmente prezzi più bassi per i consumatori che partecipano attivamente al sistema.

Nonostante i suoi molteplici vantaggi, il passaggio a una rete intelligente è tuttavia associato a investimenti non trascurabili. Uno studio danese (Energinet.dk, Danisch Energy Association, 2010) calcola che i costi di una strategia basata sulla rete smart grid ammonterebbero a 9,8 miliardi di corone (1,6 mia. CHF ca.) mentre un adeguamento tradizionale richiederebbe un investimento di 7,7 miliardi di corone (1,25 mia. CHF ca.). A prima vista lo sviluppo di una smart grid è pertanto più costoso. Sempre secondo le ricerche danesi esso produce però anche benefici socioeconomici stimati in circa 8,2 miliardi di corone (1,35 mia. CHF). Stando a questi dati, i benefici legati alla scelta di una smart grid prevalgono chiaramente rispetto al potenziamento tradizionale della rete. I vantaggi socioeconomici comprendono in particolare costi ridotti di sistema e di produzione e risparmi di energia; sono questi ultimi a spingere la Danimarca, sulla base delle conoscenze attuali, a procedere sulla strada di un passaggio dalle reti elettriche tradizionali alle reti intelligenti.

5.3.3.3. Svizzera

Fabbisogno di investimenti

Secondo uno studio sulla rete di distribuzione effettuato su mandato dell'UFE (Consentec, 2012) il potenziamento della rete dovrebbe riguardare soprattutto i livelli 4 e 6. In base al modello utilizzato, nel livello di rete a bassa tensione (7) non sarebbero dunque previsti investimenti, o solo di piccola entità. La Tabella 8 elenca gli investimenti nella rete di distribuzione svizzera a seconda dello scenario e della variante relativa all'offerta di energia

³⁸ Fonte: Energinet.dk, Danisch Energy Association (2010)



elettrica. Per la variante C&E, i costi d'investimento ammonterebbero rispettivamente a circa 6 miliardi di franchi entro il 2035 o a circa 8,8-11,2 miliardi di franchi entro il 2050. La Strategia energetica 2050 si fonda sulla variante relativa all'offerta C&E. I costi d'investimento possono essere ridotti nettamente attraverso l'impiego di stazioni di trasformazione intelligenti (tensione media/bassa) e di altre tecnologie smart grid. Anche altri studi, sempre concernenti le reti svizzere di distribuzione, ipotizzano cifre simili tenendo conto di approcci dello stesso genere (Consentec, 2012) (VSE, 2012).

Tabelle 8: Investimenti nella rete di distribuzione svizzera

		Scenario WWB		Scenario NEP	
		entro il 2035	entro il 2050	entro il 2035	entro il 2050
Potenziamento	L4	140 %	175 %	150 %	210 %
	L5	120 %	125 %	125 %	135 %
	L6	140 %	175 %	135 %	160 %
Totale (km N5)		37 600	39 200	39 200	42 400
Investimenti (mia. CHF)	C&E	5,6	8,8	6,2	11,2
	D&E ³⁹	6,8	10,0	7,5	12,6
	D&E, ESM90 ⁴⁰	6,0	9,1	6,8	11,4
	D&E, stazioni di trasformazione intelligenti	2,3	3,9	2,5	4,5

Fonte: BFE (2012)

La somma dei costi per la rete strategica 2020 e dei costi per la rete di distribuzione previsti nella Strategia energetica 2050 dovrebbe essere pari, nel 2035, a un importo compreso tra i 2,3 e i 7,5 miliardi di franchi e nel 2050 tra 3,9 e 12,6 miliardi di franchi (BFE, 2013).

Per i diversi livelli di rete sono state stimate le seguenti necessità di potenziamento:

- entro il 2035 il livello di rete 5 deve essere potenziato del 120-125 per cento (51 000-54 000 km⁴¹ entro il 2035; oggi i chilometri esistenti sono 43 000). Con le stazioni di trasformazione intelligenti il necessario potenziamento del livello di rete 5 potrebbe essere contenuto al 105 per cento. Nel caso dei livelli 4 e 6 il numero dei trasformatori e delle stazioni di trasformazione locali dovrebbe essere aumentato del 130-135 per cento;
- entro il 2050 le necessità di potenziamento del livello cinque sono stimate intorno al 125-135 per cento (54 000-58 000 km⁴¹ entro il 2050; oggi sono 43 000 km). L'impiego di stazioni di trasformazione intelligenti può contenere il potenziamento al 110 per cento. I livelli di rete 4 e 6 devono essere potenziati del 160 per cento.

³⁹ Lo scenario non viene più preso in considerazione nelle Prospettive energetiche. La variante prevede la chiusura delle centrali nucleari e la sostituzione con impianti di cogenerazione decentralizzati, l'incremento della produzione tramite centrali idroelettriche, la diffusione delle fonti rinnovabili e l'importazione.

⁴⁰ EMS90: gestione delle immissioni delle energie rinnovabili, ossia una riduzione temporanea della capacità produttiva al 90 % della potenza installata.

⁴¹ Base di calcolo ElCom (2012).



I costi di investimento nelle reti elettriche hanno delle ripercussioni sui costi dell'elettricità per i consumatori finali. Secondo il meccanismo attuale i costi della rete si riversano sui consumatori attraverso il corrispettivo richiesto per l'utilizzazione della rete. Nel 2010 i puri costi di rete (senza tenere conto dei costi per l'energia, tasse ecc.) ammontavano, per un'economia domestica con un consumo di 4500 kWh, a circa 430 franchi.

A seconda dello scenario relativo alla domanda (WWB o NEP), il consumo entro il 2050 dovrebbe calare e questo fatto avrebbe ripercussioni dirette su tale corrispettivo perché gli stessi costi di rete, o eventualmente costi più elevati, dovrebbero essere coperti basandosi su un consumo più ridotto. Nello scenario NEP il consumo si riduce a circa la metà rispetto al livello attuale ed è perciò ipotizzabile un aumento del corrispettivo per l'utilizzazione della rete entro il 2050.

5.4. Ostacoli generali all'integrazione delle energie rinnovabili nella rete

Sono tre gli ambiti in cui sono stati identificati degli ostacoli all'integrazione nella rete dell'energia elettrica ottenuta da fonti rinnovabili, quello del raccordo alla rete, della gestione della rete e del suo sviluppo (eclareon GmbH, Öko-Institut e.V., 2012).

Raccordo alla rete

Il primo passo per l'integrazione delle energie rinnovabili, il raccordo alla rete, si presenta critico in diversi Paesi europei. Procedure laboriose e complesse nella fase di raccordo degli impianti, scarsa capacità della rete che non permette la piena integrazione delle energie rinnovabili, posizione debole dei gestori degli impianti dal punto di vista giuridico⁴² e ridotta accettazione da parte della popolazione nel caso si debbano effettuare adeguamenti sono i problemi più diffusi. Sfide ulteriori sono rappresentate poi dalla mancata regolamentazione della ripartizione dei costi per la trasformazione e il potenziamento della rete, dalla scarsa comunicazione e dai conflitti tra gestori degli impianti e gestori della rete.

In tutti i Paesi esaminati è stato osservato che le procedure amministrative per la trasformazione e il potenziamento devono essere significativamente ridotte, semplificate e rese più efficienti per minimizzare i tempi di attesa iniziali e i ritardi. In Austria, Francia, Regno Unito, Spagna e Svezia le questioni non chiarite su chi debba assumersi i costi e la ripartizione di questi ultimi rappresentano l'ostacolo maggiore. E si tratta di costi notevoli. La questione dei costi e dell'assunzione del rischio nonché della loro ripartizione può portare a conflitti tra gestori di impianti e gestori di rete. In Italia a essere problematica è soprattutto la domanda elevata di raccordi in particolare in regioni in cui la rete è tradizionalmente debole. Una parte della capacità della rete, inoltre, che potrebbe in teoria essere utilizzata, viene riservata a gestori di impianti non ancora allacciati. L'introduzione di tasse di prenotazione⁴³ potrebbe evitare un simile sovraccarico virtuale delle reti. Per la Germania sarebbero necessarie disposizioni tecniche e norme più cogenti e una migliore comunicazione tra gli attori coinvolti. In questo caso dovrebbero essere elaborate condizioni quadro dettagliate per garantire a questi ultimi la trasparenza necessaria.

⁴² Posizione debole dal punto di vista giuridico dei gestori degli impianti quando devono chiedere ai gestori della rete di effettuare un necessario adeguamento (eclareon GmbH, Öko-Institut e.V., 2012).

⁴³ Quando il gestore di un impianto chiede un raccordo alla rete deve versare una tassa di prenotazione. Questa tassa costituisce un pagamento anticipato che fa sì che il gestore della rete non corra il rischio di predisporre il raccordo senza avere la certezza che l'impianto sia effettivamente realizzato.



Gestione stabile della rete

Una gestione stabile della rete in relazione all'integrazione delle energie rinnovabili è per il momento un problema che resta in secondo piano perché solo in pochi Paesi la produzione da queste fonti, molto dipendenti dalle condizioni meteorologiche, è significativa. Questo aspetto comunque diventerà sempre più importante nei prossimi anni.

Sviluppo della rete

Nel campo dello sviluppo della rete il contesto è piuttosto problematico perché nella pianificazione delle reti a livello nazionale si constata un'insufficiente considerazione delle energie rinnovabili (eclareon GmbH, Öko-Institut e.V., 2012). I gestori della rete dovrebbero rielaborare i loro sistemi di pianificazione, sviluppati nel corso di decenni, e introdurre un concetto di pianificazione più ampio. Ma solo ora molti gestori di rete stanno cominciando a sviluppare le competenze necessarie. Mancano quindi le esperienze pratiche relative a possibili nuovi concetti di pianificazione.

Oltre alle sfide già ricordate, la Germania deve far fronte a una forte opposizione, mentre la situazione in molti Paesi è resa più difficile da procedure di autorizzazione laboriose e complicate che caratterizzano non solo la Danimarca, ma anche l'Italia, l'Austria, la Germania e la Svezia. Lo stesso può dirsi per la Svizzera. In Spagna la ripartizione dei costi di investimento tra tutti gli attori coinvolti è molto controversa.

Per portare avanti l'integrazione delle energie rinnovabili in maniera più rapida ed efficiente, dovrebbero innanzitutto essere superati diversi ostacoli finanziari, giuridici e amministrativi. Fino ad allora, le reti non potranno essere adeguate alla crescente immissione decentralizzata di energia elettrica. Sussiste quindi il rischio che le reti elettriche raggiungano il loro limite e la sicurezza dell'approvvigionamento sia messa in pericolo da una crescente incapacità di integrazione dell'energia prodotta, in particolare da fonti rinnovabili. La Strategia reti elettriche affronta questo problema e propone delle soluzioni per garantire anche in futuro la stabilità del sistema. Per compensare a livello internazionale le fluttuazioni dovute a una produzione irregolare, in cui le centrali ad accumulazione con sistemi di pompaggio presenti in Svizzera dovrebbero svolgere un ruolo centrale, è molto importante la collaborazione tra diversi Paesi, soprattutto per quanto riguarda il potenziamento della capacità delle reti di trasporto alle frontiere.



6. Ripercussioni delle energie rinnovabili sull'ambiente e sulla pianificazione del territorio

La messa a disposizione di energia non può avvenire senza effetti negativi sull'ambiente, effetti negativi che sono più o meno forti a seconda del vettore e della tecnologia utilizzata. Le energie rinnovabili provocano di norma danni minori all'ambiente rispetto alle forme di energia ottenute con combustibili fossili. A causa però della quota molto diversa di produzione nazionale e importazione nel caso delle energie rinnovabili e di quelle ottenute con combustibili fossili le ripercussioni negative sull'ambiente si registrano, nel caso delle rinnovabili, soprattutto sul territorio nazionale, mentre nel caso dei vettori fossili all'estero. Gli effetti negativi che è possibile evitare grazie ai vettori rinnovabili possono perciò essere considerati un vantaggio per la società (Fraunhofer ISI, 2012). Le ripercussioni negative sull'ambiente dei vettori tradizionali, inoltre, non sono incluse nel prezzo dell'elettricità. Questo aspetto è importante e non deve essere trascurato quando si contrappongono energie rinnovabili ai vettori fossili e alle centrali nucleari.

L'entità dei danni all'ambiente legati alla produzione di energia viene di solito misurata in unità di CO₂ emesse e in base al livello qualitativo dell'habitat. Neppure gli impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili sono «neutrali» dal punto di vista del CO₂, anche se il loro esercizio praticamente non provoca emissioni e al contrario dei vettori fossili le emissioni di CO₂ legate a questi impianti sono meno problematiche per l'ambiente. La maggior parte delle ripercussioni negative è dovuta al loro impatto sull'habitat (p. es. l'occupazione del territorio, l'impedimento alla libera circolazione dei pesci, il problema dei deflussi residuali o l'incidenza sul paesaggio). L'occupazione del territorio può ripercuotersi negativamente sulla biodiversità e rovinare il paesaggio o provocare conflitti con altri tipi di utilizzazione del suolo (Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2011). Per valutare le ripercussioni negative delle tecnologie rinnovabili sull'ambiente sono pertanto decisive le dimensioni, l'ubicazione dell'impianto e il modo in cui è utilizzato il territorio. Nella decisione di costruzione di un impianto si deve tenere conto che: «le ripercussioni sull'ambiente possono essere minimizzate da un'ubicazione adeguata, da chiare direttive concernenti la pianificazione del territorio e la tutela dell'ambiente e da una combinazione ottimale di diverse tecnologie» (Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2011).

È difficile mettere a confronto le ripercussioni delle energie rinnovabili sull'ambiente e la pianificazione del territorio in Paesi diversi. Un ruolo importante lo svolgono infatti le condizioni quadro locali e le condizioni naturali. Ogni Paese si specializza nello sfruttamento di diverse risorse. Danimarca, Germania e Paesi Bassi si basano ad esempio sulla produzione di energia eolica offshore, che ha conseguenze diverse da quelle provocate dai parchi eolici onshore. La superficie messa a disposizione degli impianti dipende anche dal Paese. Per questo motivo saranno analizzate in dettaglio solo le ripercussioni delle diverse tecnologie in Svizzera (paragrafo 6.1) integrandole con le esperienze dei Paesi scelti per il confronto (paragrafo 6.2). Sarà infine presentata una classifica della sostenibilità delle diverse tecnologie di produzione (paragrafo 6.3).



6.1. Ripercussioni delle tecnologie rinnovabili sull'ambiente in Svizzera

6.1.1. Analisi ambientale

In uno studio commissionato dall'Ufficio federale dell'ambiente (UFAM) (Infras, Ecosens, 2013) sono state analizzate le ripercussioni sull'ambiente delle seguenti tecnologie: forza idrica, fotovoltaico, biomassa, incenerimento dei rifiuti e sistemi che utilizzano vettori fossili. A questo scopo sono state inoltre esaminate la rete elettrica e quella del gas. Lo studio mette a confronto la situazione di aree geografiche ancora allo stato naturale con quella di zone in cui sono ubicati impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili. Le singole tecnologie sono state indagate sotto diversi aspetti e valutate in base al grado delle ripercussioni che hanno sull'ambiente. Lo spazio naturale e la varietà delle specie sono state prese in considerazione secondo tre criteri: biodiversità, varietà del paesaggio e utilizzazione del territorio. Le ripercussioni sul piano climatico sono state stimate sulla base della quantità di gas a effetto serra emessi. Sono state infine considerate le emissioni di sostanze nocive, rumore e radiazioni non ionizzanti. In conclusione sono stati valutati i rischi legati a catastrofi naturali e incidenti.

Forza idrica

Per quanto concerne le ripercussioni sull'ambiente dello sfruttamento della forza idrica si deve distinguere tra centrali ad acqua fluente, piccole centrali idroelettriche, centrali ad accumulazione e centrali ad accumulazione con impianto di pompaggio. Nel caso delle centrali ad acqua fluente il maggior pericolo per la conservazione della biodiversità e della varietà del paesaggio è legato all'interruzione del flusso. L'entità delle ripercussioni dipende tuttavia ampiamente dal tipo di tecnologia utilizzata, dalla grandezza dell'impianto e dall'ubicazione. Le piccole centrali idroelettriche e le centrali ad accumulazione e ad accumulazione con impianto di pompaggio hanno nella maggior parte dei casi un impatto negativo perché il deflusso (in particolare quando sono presenti canali di derivazione) viene modificato dall'impianto. La sostenibilità ambientale delle centrali idroelettriche di piccole dimensioni è comunque molto legata all'ubicazione e deve essere valutata caso per caso. Le centrali idroelettriche grandi e medie, che hanno notevoli possibilità di accumulo, rappresentano anche l'unica tecnologia analizzata che riduce il rischio di inondazioni. Da una parte dunque lo sfruttamento della forza idrica può pregiudicare l'habitat naturale e la biodiversità, dall'altra però non immette nell'ambiente sostanze nocive, non produce rumore e può persino ridurre il rischio di catastrofi naturali (Infras, Ecosens, 2013).

Rispetto all'energia eolica e solare, lo sfruttamento della forza idrica ha ancora potenzialità relativamente limitate di sviluppo; sono invece più ampie le possibilità di accrescere l'efficienza degli impianti esistenti. Le maggiori opportunità di espansione sono legate al potenziamento delle centrali di grandi dimensioni, una soluzione che implica normalmente un aumento significativo della produzione senza l'insorgere di particolari conflitti (Akademien der Wissenschaft Schweiz, 2012). Secondo uno studio dedicato alle ripercussioni sull'ambiente della produzione di elettricità in Svizzera (ESU-services GmbH, Paul Scherrer Institut, 2012)



lo sfruttamento della forza idrica rispetto alle altre tecnologie è quello che ha il minor impatto negativo⁴⁴.

La Tabella 9 riassume i conflitti principali tra ambiente e produzione di energia nel caso dello sfruttamento della forza idrica e formula possibili soluzioni o misure volte a minimizzarne le ripercussioni.

Tabella 9: Conflitti e possibili soluzioni

Conflitti	Possibili soluzioni/misure
Estetica del paesaggio	Integrazione delle costruzioni nel paesaggio (p. es. sistemazione delle rive).
Prosciugamento dei ruscelli	Garanzia di deflusso sufficiente.
Cambiamenti in paesaggi ancora allo stato naturale	Piccole centrali idroelettriche ubicate preferibilmente su corsi d'acqua già utilizzati, sulle cui rive vi sono già delle costruzioni o connesse ad altri impianti (centrali ad acqua potabile, centrali che sfruttano le acque reflue); requisiti più rigidi per l'utilizzo di zone ancora intatte o aree protette.
Ecologia delle acque	Sufficienti deflussi residuali, gestione corretta del flusso discontinuo (ondate di piena artificiale); garanzia di circolazione dei pesci e bilancio del materiale detritico.
Biodiversità	Passaggi e scale per i pesci.
Utilizzo per attività ricreative	Rivalutazione dal punto di vista ecologico delle aree adiacenti ai corsi d'acqua utilizzate per attività ricreative.

Fonte: Accademie svizzere delle scienze (2012)

Energia eolica

Gli impianti eolici possono avere un impatto da debole a fortemente negativo sugli spazi naturali a causa del tipo di occupazione del territorio e del rumore. I limiti fissati dall'ordinanza contro l'inquinamento fonico (OIF) devono essere in ogni caso rispettati. Si deve tuttavia osservare che le ripercussioni negative sono in proporzione più sensibili nel caso degli impianti di piccole dimensioni che non in quelli più grandi o nei parchi eolici. Le turbine devono essere collocate in zone ventose, ad esempio nell'area alpina e nell'arco giurassiano, o in determinate zone delle Prealpi; gli impianti grandi spiccano sul paesaggio, non possono essere nascosti e lo modificano profondamente. Ma alla fine del loro ciclo di vita questi impianti possono essere smantellati velocemente e senza danni per il territorio. Il problema costituito dall'ombra gettata su eventuali centri abitati ubicati nelle vicinanze può essere risolto introducendo precise restrizioni dell'esercizio. Resta controverso l'impatto sull'habitat di animali e piante (tra cui uccelli e pipistrelli) (Akademien der Wissenschaft Schweiz, 2012) (Infras, Ecosens, 2013).

Le Accademie svizzere delle scienze hanno rilevato i seguenti conflitti e individuato alcune misure (Tabella 10).

⁴⁴ L'analisi è stata condotta sulla base dei seguenti indicatori ambientali: emissioni di gas a effetto serra, scorie altamente radioattive, affezioni alle vie respiratorie, potenziale impatto nocivo sull'ecosistema, consumo energetico cumulativo, esaurimento delle risorse abiotiche, radiazioni non ionizzanti.



Tabella 10: Energia eolica – conflitti e possibili soluzioni

Conflitti	Possibili soluzioni/misure
Cambiamenti/danni all'estetica del paesaggio	Buona integrazione nel paesaggio; connessione con altri impianti (dighe, impianti di trasporto) da cui emerga una chiara funzionalità.
Effetti nocivi per uccelli e pipistrelli	Attenzione nella fase di pianificazione alle rotte di migrazione degli uccelli e alla presenza di pipistrelli; rispetto delle linee guida UFAM; restrizioni dell'esercizio durante i periodi di permanenza degli uccelli.
Proiezione di ombra e rumore	Distanza da insediamenti ed edifici a uso abitativo (a seconda delle condizioni locali) e restrizioni dell'esercizio.

Fonte: Accademie svizzere delle scienze (2012)

È necessario in generale tenere presente che le restrizioni nella scelta dell'ubicazione per assicurare una protezione del paesaggio, ad esempio il divieto di collocare gli impianti sui crinali, hanno ripercussioni negative sul livello di produzione e comportano un aumento dei prezzi di costo. Lo stesso vale per le restrizioni dell'esercizio a tutela degli uccelli e dei pipistrelli.

Fotovoltaico

Gli impianti fotovoltaici possono essere installati sugli edifici o su superfici libere. Gli impianti annessi agli edifici hanno ripercussioni negative molto limitate o nulle, nella misura in cui siano rispettati eventuali vincoli per la tutela del paesaggio o dei monumenti storici. Diverso è il caso degli impianti isolati collocati su superfici libere che possono incidere negativamente sul paesaggio e sull'utilizzazione del territorio. Questo tipo di installazioni può anche dare origine a conflitti con altre possibili utilizzazioni, ad esempio a scopo agricolo (Akademien der Wissenschaft Schweiz, 2012). Ma si deve tenere presente che gli impianti isolati possono generare più energia delle piante energetiche. Le ubicazioni disponibili per la costruzione di impianti fotovoltaici su edifici e altre costruzioni sono comunque ben lungi dall'essere esaurite e sono quindi da preferire (UVEK, 2012).

Le emissioni di CO₂ legate alla produzione, realizzazione e smaltimento degli impianti fotovoltaici possono essere ampiamente compensate durante il loro ciclo produttivo (Infras, Ecosens, 2013). Per quanto riguarda le emissioni, un ruolo importante ha il modo in cui l'impianto è stato costruito, molto meno la provenienza dei moduli⁴⁵.

Le Accademie delle scienze svizzere hanno rilevato i seguenti problemi e individuato alcune soluzioni.

⁴⁵ Anche se gli impianti fotovoltaici cinesi sono prodotti in primo luogo in stabilimenti alimentati da energia elettrica proveniente da centrali a carbone, esistono fabbriche che funzionano a energia solare. D'altro canto, una parte degli impianti europei, anche in Germania, è costruita in stabilimenti che utilizzano energia elettrica prodotta con il carbone. Il lungo tragitto non ha inoltre un impatto molto forte sull'ambiente perché la differenza di emissioni di CO₂ nel caso di provenienza dalla Cina o dall'Europa non è molto diversa.



Tabella 11: Fotovoltaico – conflitti e possibili soluzioni

Conflitti in caso di singoli impianti	Possibili soluzioni/misure
Tutela dei centri abitati e protezione dei monumenti storici	Sfruttamento di tutte le possibilità tecniche per integrare al meglio gli impianti negli edifici dal punto di vista estetico; nessun impianto su edifici protetti.
Conflitti nel caso di impianti isolati	Possibili soluzioni/misure
Estetica del paesaggio	Impiego discreto; nessun impianto di grandi dimensioni in aree naturali e paesaggistiche protette, superfici per l'avvicendamento delle colture e superfici di compensazione ecologica; di preferenza, ubicazioni in aree già sfruttate per la produzione di energia; connessione con altri impianti.
Abbagliamento	Soluzioni di tipo tecnico.
Concorrenza con la produzione di derrate alimentari e agricoltura	Solo aree accuratamente selezionate; verificare un possibile doppio uso (p. es. pascolo sotto i pannelli).

Fonte: Accademie svizzere delle scienze (2012)

Biomassa

Gli impianti a biomassa contribuiscono a una riduzione delle emissioni e del consumo di combustibili fossili se oltre all'elettricità producono anche calore. Rispetto alla situazione attuale, in cui il fabbisogno di calore è soddisfatto principalmente da vettori fossili, l'apporto della biomassa riduce le potenziali emissioni di gas a effetto serra (GES)⁴⁶.

Rispetto alle emissioni prodotte dai concimi di fattoria, un impianto agricolo a biogas può ridurre le emissioni di metano. Le centrali a legna rappresentano poi un caso eccezionale perché hanno effetti positivi dal punto di vista della biodiversità. Ciò infatti presuppone una gestione sostenibile delle foreste; gli habitat sono più curati e il bosco sfoltito. In generale la coltivazione di piante energetiche è meno sostenibile rispetto allo sfruttamento di resti e rifiuti organici ed è meno efficiente di altre forme di energia se si considera il rapporto tra quantità di energia prodotta e superficie. (Akademien der Wissenschaft Schweiz, 2012). Il potenziale di sviluppo della biomassa è limitato e finché non si supera la quantità sostenibile non dà luogo a conflitti.

Le Accademie svizzere delle scienze hanno comunque individuato alcuni possibili conflitti e proposto delle soluzioni (Tabella 12).

⁴⁶

GES: gas a effetto serra.



Tabella 12: Biomassa - conflitti e possibili soluzioni

Conflitti (rifiuti)	Possibili soluzioni/misure
Emissioni di odori	Ottimizzazione nel quadro della pianificazione locale del territorio e della concessione di licenze di costruzione.
Tragitti lunghi per il trasporto nel caso di impianti di grandi dimensioni	Adeguamento delle dimensioni dell'impianto alla quantità di biomassa disponibile; attenzione al coordinamento degli impianti sul territorio.
Conflitti (legno)	Possibili soluzioni/misure
Lo sfruttamento più intenso del bosco può nuocere alla biodiversità e ridurre l'apporto di sostanze nutritive nel suolo	Gestione del bosco il più possibile naturalistica, con sufficiente quantità di legno morto e alberi vecchi.
Concorrenza rispetto ad altri usi del legno (edilizia, industria); danni al bosco nella sua funzione di protezione e di luogo per attività ricreative	Piani di sfruttamento interregionali.

Fonte: Accademie svizzere delle scienze (2012)

Incenerimento dei rifiuti

Gli impianti di incenerimento dei rifiuti urbani (IIRU) hanno scarse ripercussioni negative sull'ambiente e vengono costruiti proprio per eliminare gli effetti nocivi delle discariche. Gli IIRU rappresentano dunque un caso eccezionale: la loro prima funzione è lo smaltimento dei rifiuti, ma lo sfruttamento dell'energia ottenuta dall'incenerimento (calore ed elettricità) diventa sempre più importante. Grazie al recupero di questa energia è possibile ridurre le emissioni di gas a effetto serra rispetto all'utilizzo di vettori fossili (Infras, Ecosens, 2013).

Vettori fossili

Gli impianti di cogenerazione di energia elettrica e termica e le centrali a gas a ciclo combinato consumano una quantità maggiore di combustibili fossili e producono quindi elevate emissioni di gas a effetto serra e di sostanze nocive, in particolare durante l'utilizzo dell'impianto più che nella sua fase di costruzione.

Le ripercussioni sul paesaggio e il rumore degli impianti di cogenerazione sono considerati trascurabile perché simili impianti rientrano tra le installazioni industriali e di conseguenza possono essere costruiti solo in determinate zone.

Le centrali a ciclo combinato sono di norma impianti di grandi dimensioni, la maggiore o minore incidenza sul paesaggio di questa grandi strutture dipende pertanto dall'ubicazione e dall'aspetto esterno dell'impianto nonché dal tipo di utilizzazione del territorio (Infras, Ecosens, 2013).

Reti elettriche

I necessari adeguamenti cui dovranno essere sottoposte le reti elettriche esigono un'analisi ambientale. Nel caso delle reti ad alta e altissima tensione, l'impatto negativo sull'estetica del paesaggio è forte, soprattutto quando attraversano zone sensibili dal punto di vista



ecologico. Le linee aeree producono inoltre radiazioni non ionizzanti a cui studi recenti attribuiscono effetti molto negativi. In situazioni in cui il tasso di umidità è elevato le linee in cui la tensione supera i 220 kV producono anche emissioni foniche (effetto corona).

I cavi sotterranei incidono molto meno sul paesaggio e non producono alcun rumore. Ma sono notevolmente più costosi⁴⁷. Nel terreno diminuiscono anche nettamente le emissioni di radiazioni non ionizzanti, l'effetto del calore prodotto dai cavi sulla biodiversità nel terreno è tuttavia ancora poco noto (Infras, Ecosens, 2013).

Rete di gasdotti

Nel caso della rete di gasdotti i rischi di incidenti sono molto elevati, ma l'impatto sull'ambiente dal punto di vista dell'utilizzazione del territorio e del paesaggio è ridotto. Nella tabella non vengono presi in considerazione gli effetti della posa di nuove condutture (Infras, Ecosens, 2013).

I risultati dell'analisi di Infras e Econsens (2013) mostrano che ogni tecnologia può avere ripercussioni negative sull'ambiente che in parte dipendono direttamente dalla tecnologia, ma spesso sono dovute alla scelta dell'ubicazione e al modo in cui è concepito l'impianto. Nell'ottica di un aumento del numero di impianti che sfruttano fonti di energia rinnovabili la tecnologia che dovrebbe in primo luogo essere promossa è quella che, al momento della selezione del progetto e tenendo conto dell'ubicazione prescelta, presenta il minor impatto negativo. Analisi ambientali specifiche relative al progetto e all'ubicazione permettono di trovare il compromesso migliore per tutti gli attori coinvolti e di minimizzare i costi per la società. L'accettazione di determinate ripercussioni sull'ambiente si basa su valori sociali riconosciuti che di per sé non sono fissi e stabili. Essi variano a seconda della regione e si può supporre che non rimarranno gli stessi nel prossimo futuro.

6.1.2. Ripercussioni sull'ambiente di un aumento del numero degli impianti

La Tabella 13 mostra i risultati delle valutazioni di Infras e Ecosens (2013) in merito a come affrontare al meglio sul lungo periodo l'aumento della produzione di energia da fonti rinnovabili sotto il profilo ambientale.

Per quanto riguarda le centrali idroelettriche, dal punto di vista ambientale andrebbe innanzitutto migliorata l'efficienza degli impianti esistenti o i nuovi impianti dovrebbero essere connessi a infrastrutture esistenti (centrali ad acqua potabile o che utilizzano acque reflue). Nuove costruzioni potrebbero infatti incidere più negativamente sull'ambiente e dovrebbero essere previste in primo luogo in ubicazioni dove sono già presenti altri impianti. I nuovi impianti su corsi d'acqua ancora non sfruttati dovrebbero essere realizzati solo in ubicazioni nelle quali può essere garantito un rapporto ottimale tra benefici energetici e costi ecologici e paesaggistici.

⁴⁷ La posa di cavi sotterranei è più costosa della costruzione di linee aeree e questa differenza aumenta con l'aumentare del livello di tensione; nel caso della tensione più alta (220 kV e oltre) il costo può essere da otto a 13 volte più elevato (Technische Universität Ilmenau, 2011).



Tabella 13: Valutazione delle ripercussioni del potenziamento delle tecnologie rinnovabili

	Technologietyp	Technologievariante	Beurteilung	Zusatzbemerkungen und Empfehlungen
			Ausbau	
Anlagen zur Energieerzeugung				
Erneuerbare Energien	Wasserkraft	Kleinwasserkraft		Neubauten haben stark negative, Erweiterungsbauten relativ geringe zusätzliche negative Umweltwirkungen -> in erster Linie Ausbau
		Laufkraftwerke		
		Speicherkraftwerke		-> Verzicht auf Bau neuer KW, evtl. Erhöhg. Kapaz. bestehender KW
		Pumpspeicherkraftwerke		Ausbau aus Umweltsicht schlecht, aber funktional notwendig
	Windkraft	Kleinanlagen < 250 KW _{el}		Vorderhand gute Stao, vertretbare Umweltwirkungen, nehmen langfristig zu. Insgesamt mittleres Restpotenzial
		Grossanlagen > 250 KW _{el}		-> Sorgfältige Standortwahl und Auslegung
		Windparks (>3 Anlagen)		
	Solarenergie	Solarthermische Produktion		Grösstes Restpotenzial, bestes Verhältnis Nutzen zu Umweltwirkungen (bleiben noch lange tief) -> Ausbau forcieren
		Photovoltaik gebäudebezogen		
		Photovoltaik, Freiflächenanlagen		Schlechteste Variante -> nach Möglichkeit auf Ausbau verzichten
	Biomasse	Industrielle/gewerbliche Vergärungsanlagen		Mit Ausnahme Schadstoffemissionen relativ geringe Umweltwirkungen, insgesamt eher geringes Restpotenzial -> vorderhand ausbauen, langfristig eher kritisch (spez. Verfügbarkeit Brennstoff?)
		Landwirtschaftliche Biogasanlagen		
		Holz-Heizkraftwerk		
Fossile Energien	Kehrichtverbrennung	KVA (nur Stromproduktion)		Bestes Verhältnis Nutzen zu Umweltwirkungen, jedoch nur noch geringes Restpotenzial -> Ausbauen bis Potenzial ausgeschöpft
	Fossile Energiesysteme	Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen (WKK)		Ausbau aus Umweltsicht schlecht -> Ausbau nur wenn unbedingt notwendig. Evtl. bessere Alternative: Stromimporte
Netze	Elektrizitätsnetz	Freileitungen		
		Kabel		Ausbau aus Umweltsicht schlecht, aber funktional notwendig
	Gasnetz	Gasnetz		Stark negative Umweltwirkungen, Ausbau funktional nicht notwendig

Legenda:

Ripercussioni negative sull'ambiente limitate e buone ubicazioni ancora disponibili (massima priorità)
Migliori ubicazioni non più disponibili. Maggiori ripercussioni sull'ambiente ma ancora accettabili
Forti ripercussioni sull'ambiente (prendere in considerazione la possibilità di rinunciare)
Forti ripercussioni sull'ambiente, ma tecnologia necessaria per la sicurezza dell'approvvigionamento
Potenziale probabilmente esaurito

Fonte: Infras, Ecosens (2013)



	Tipo di tecnologia	Varianti	Valutazione	Ulteriori osservazioni e raccomandazioni
			Potenziamento	
Impianti di produzione dell'energia				
Energie rinnovabili	Forza idrica	Piccole centrali idroelettriche		La costruzione di nuove centrali ha un impatto molto negativo, l'ampliamento di centrali esistenti ha invece un impatto sull'ambiente relativamente ridotto → preferire l'ampliamento → Rinuncia alla costruzione di nuove centrali, event. potenziamento delle capacità delle centrali esistenti
		Centrali ad acqua fluente		
		Centrali ad accumulazione		
		Centrali ad accumulazione con impianto di pompaggio		
	Energia eolica	Piccoli impianti < 250 KW _{el}		Per il momento buone ubicazioni, ripercussioni sull'ambiente sostenibili, ma in aumento sul lungo periodo. In generale, potenziale di sviluppo medio → accurata selezione dell'ubicazione
		Grandi impianti > 250 KW _{el}		
		Parchi eolici (> 3 impianti)		
	Energia solare	Produzione energia termica		Grande potenziale di sviluppo, ottimo rapporto tra benefici e ripercussioni sull'ambiente (destinate a rimanere basse a lungo) → potenziamento da sostenere Variante meno interessante → se possibile rinunciare al potenziamento
		Impianti annessi agli edifici		
		Impianti isolati		
	Biomassa	Impianti a fermentazione professionali		Ad eccezione delle emissioni di alcune sostanze nocive, impatto sull'ambiente limitato; potenziale ulteriore di sviluppo limitato → potenziamento nel breve periodo, problematico sul lungo periodo (in particolare a causa della disponibilità di combustibile)
		Impianti a biogas agricoli		
		Centrali a legna		
	Inceneritori	Solo produzione di elettricità		Ottimo rapporto tra benefici e ripercussioni sull'ambiente, tuttavia potenziale di sviluppo ulteriore limitato → potenziamento fino al suo esaurimento
Vettori fossili	Vettori fossili	Impianti di cogenerazione		Potenziamento negativo dal punto di vista ambientale → solo se strettamente necessario. Alternativa migliore: importazione di elettricità.
		Centrali a ciclo combinato (elettricità)		



Reti				
	Rete elettrica	Linee aeree		Potenziamento negativo dal punto di vista ambientale, ma necessario dal punto di vista funzionale
		Cavi interrati		
	Gasdotti	Gasdotti		Ripercussioni molto negative sull'ambiente, potenziamento non necessario dal punto di vista funzionale

L'aspetto più importante da tenere in considerazione per gli impianti eolici è la scelta dell'ubicazione e la struttura. Si è ancora lontani dall'aver sfruttato tutte le possibilità di questa tecnologia, nei prossimi decenni, dunque, le ripercussioni sull'ambiente in rapporto all'energia aggiuntiva prodotta possono essere considerate sostenibili. Se l'ubicazione è buona e sono disponibili le soluzioni tecnologiche adeguate per risolvere eventuali conflitti, lo sfruttamento dell'energia eolica dovrebbe essere potenziato.

Gli impianti fotovoltaici annessi o integrati negli edifici hanno limitate ripercussioni sull'ambiente e il loro potenziale di sfruttamento sostenibile è ancora elevato.

Gli impianti fotovoltaici costituiscono una delle tecnologie chiave per la svolta energetica perché presentano un ottimo rapporto tra benefici e ripercussioni sull'ambiente. La maggiore diffusione di questa tecnologia, soprattutto attraverso l'utilizzo di edifici in grado di accogliere impianti abbastanza grandi, dovrebbe essere promosso. Si dovrebbero invece evitare gli impianti collocati su superfici libere che hanno un forte impatto negativo ed entrano in concorrenza con altre forme di utilizzazione del territorio.

Il grado di sfruttamento degli impianti a biomassa è nettamente più elevato rispetto a quello degli impianti fotovoltaici ed eolici. L'utilizzo della biomassa ha il vantaggio che la produzione di energia in questo caso può essere aumentata o diminuita a seconda delle necessità, questa tecnologia può pertanto essere utilizzata quando l'elettricità ottenuta con il sole o il vento non è sufficiente. La scelta dell'ubicazione dovrebbe tuttavia essere fatta con molta attenzione. Il combustibile dovrebbe essere disponibile nei dintorni dell'impianto per evitare le elevate emissioni legate al trasporto su lunghi tragitti. A lungo termine sussiste inoltre il rischio di una penuria di rifiuti biogeni e legno che potrebbe portare a conflitti tra diverse forme di utilizzazione del materiale combustibile e tra gli impianti.

Gli impianti per l'incenerimento dei rifiuti in Svizzera utilizzano il calore prodotto per la produzione di elettricità o il teleriscaldamento. Il potenziale degli IIRU è alto e dovrebbe, entro limiti ragionevoli, essere sfruttato anche per i suoi benefici sul piano ecologico.

Gli impianti a combustibili fossili provocano danni notevoli all'ambiente un'ulteriore espansione di queste tecnologie non è di conseguenza auspicabile. Con l'aumento della produzione decentralizzata di elettricità, impianti la cui produzione è regolabile sono però importanti, e tra di essi rientrano impianti di cogenerazione e centrali a gas a ciclo combinato. Senza questo tipo di impianti potrebbe in effetti essere necessario importare elettricità dall'estero. Una questione che resta tuttavia aperta riguarda il maggiore o minore impatto sull'ambiente dell'utilizzo di simili vettori fossili rispetto all'importazione.



Le reti elettriche devono essere trasformate e potenziate per essere adeguate ai requisiti richiesti dalle nuove energie rinnovabili. Questo tuttavia non può avvenire senza forti ripercussioni sull'ambiente.

Nel prossimo futuro invece non sarà necessario un ampliamento della rete di gasdotti, perché anche nel caso in cui venissero costruite nuove centrali a gas a ciclo combinato, esse dovranno essere collocate dove già esiste una possibilità di raccordo alla rete ed è disponibile la necessaria capacità.

6.1.3. Pianificazione del territorio ed energie rinnovabili

In Svizzera la costruzione di impianti che sfruttano fonti di energia rinnovabili, ad eccezione di impianti fotovoltaici e di impianti a biomassa in connessione con impianti di compostaggio, non è esplicitamente disciplinata nella legge sulla pianificazione del territorio (LPT). È tuttavia specificato che le autorità a tutti i livelli hanno un obbligo generale di pianificazione (art. 2 LPT) e devono elaborare e coordinare le pianificazioni necessarie ai loro compiti d'incidenza territoriale. Poiché centrali idroelettriche e impianti eolici, in particolare, possono avere un significativo impatto sul territorio, la pianificazione di questi impianti (p. es. nei piani direttori cantonali) rientra tra i compiti delle autorità.

La LPT si occupa specificamente degli impianti solari integrati (art. 18a) e stabilisce che possono essere autorizzati «sempre che non ne risultino pregiudicati monumenti culturali o naturali d'importanza cantonale o nazionale». Gli impianti a biomassa dovrebbero essere autorizzati solo «se la biomassa trattata è in stretto rapporto con l'agricoltura, nonché con l'azienda medesima» (art. 16a LPT). Nell'ambito della Strategia energetica 2050 e della seconda revisione parziale della LPT saranno precisati i requisiti minimi nel settore delle energie rinnovabili per i piani direttori cantonali.



6.2. Esperienze e analisi nei Paesi scelti per il confronto

La Convenzione europea sul paesaggio (2000), le cui norme devono essere recepite nel diritto nazionale, ha l'obiettivo strategico di promuovere la salvaguardia, la gestione e la pianificazione del paesaggio nelle aree urbane e periurbane. Questo accordo internazionale mette per la prima volta in relazione la qualità del paesaggio e la qualità di vita.

In anni recenti nell'ambito di applicazione della Convenzione si è preso atto delle ripercussioni dello sfruttamento delle energie rinnovabili sull'ambiente e sulla pianificazione del territorio ed è stata avviata una discussione sul modo migliore per affrontarle. Come già avvenuto agli albori della rivoluzione industriale, la transizione dai combustibili fossili alle energie rinnovabili modifica in modo non trascurabile il paesaggio. Queste trasformazioni sono percepite dalla popolazione come cambiamenti legati a interessi economici invece che a esigenze ecologiche e sociali. I conflitti tra abitanti e responsabili politici sembrano essere provocati, in tutta Europa, dagli stessi motivi: i cittadini non colgono i benefici a livello locale dell'utilizzo delle energie rinnovabili, temono inoltre gli effetti negativi della costruzione dei nuovi impianti sul turismo e l'agricoltura, si sentono esclusi dal processo decisionale e considerano inefficienti le nuove centrali (Garzena, 2012). In particolare nel settore dell'energia eolica vengono fatti grossi sforzi a livello nazionale e internazionale per far crescere l'accettazione locale puntando sull'informazione e la partecipazione.

Germania

In merito alla lotta contro i cambiamenti climatici e le energie rinnovabili la legge sulla pianificazione del territorio (Raumordnungsgesetz, §2 cpv. 2 n. 6) stabilisce che debbano essere create le condizioni a livello territoriale per l'espansione delle energie rinnovabili e che debbano essere considerate le esigenze locali per quanto riguarda la salvaguardia del clima (Von Seht, 2010).

La maggior parte dell'energia idroelettrica è prodotta in centrali ad acqua fluente integrate da centrali ad accumulazione con impianto di pompaggio. In questo ambito sorgono conflitti tra gli obiettivi del settore energetico e di quello idrico nonché della tutela dell'ambiente. Le centrali idroelettriche possono danneggiare la fauna e la flora; le dighe e gli sbarramenti modificano l'habitat. La legge garantisce tuttavia remunerazioni più elevate a chi decide di attuare misure di modernizzazione ecologica degli impianti (Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2011).

In Germania le turbine degli impianti eolici vengono installate sia sulla terraferma che in mare. Rispetto alla Svizzera la diffusione dell'energia eolica è molto più ampia e significativa.

Le ripercussioni ambientali dell'energia eolica sono le stesse che si riscontrano in territorio svizzero: rumori, emissioni luminose, impatto sul paesaggio e rischi per uccelli e pipistrelli. Anche le vie di accesso agli impianti possono avere effetti negativi. Nella letteratura specializzata in ogni caso si sottolinea⁴⁸, che questi effetti su esseri umani e animali possono essere minimizzati con adeguate misure di pianificazione e di configurazione degli impianti stessi. I parchi eolici offshore possono da una parte influenzare negativamente la situazione ecologica marina e la pesca (che viene vietata), ma dall'altra possono costituire anche una sorta di spazio protetto per alcune specie di pesci minacciate e quindi avere a lungo termine



un influsso positivo. Per quanto riguarda le emissioni di CO₂ gli impianti più moderni, a seconda delle dimensioni e dell'ubicazione, sono in grado di ammortizzare la quantità di energia impiegata per la loro costruzione in un lasso di tempo di 3-9 mesi (Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2011).

La tecnologia fotovoltaica è molto diffusa. Rispetto alla Svizzera molti impianti sono installati direttamente sul terreno. Questa pratica può avere, oltre a un impatto estetico negativo, anche delle ripercussioni sulla biodiversità e provocare l'insorgere di conflitti con altre possibili utilizzazioni del territorio. Il periodo di ammortamento dell'energia impiegata per la costruzione dipende dall'ubicazione e varia da 1,7 a 4,6 anni (Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2011).

In Germania la biomassa utilizzata in impianti che producono energia elettrica è composta da residui biogeni, legno o materie prime rinnovabili appositamente coltivate. La coltivazione di piante energetiche su superfici agricole è problematica dal punto di vista ambientale perché entra direttamente in concorrenza con altre forme di utilizzazione del territorio e ha un effetto negativo sulla natura, il paesaggio, la biodiversità, il regime idrico e il suolo. La resilienza⁴⁹ dell'ecosistema risulta ridotta e sono resi più complessi i necessari adeguamenti ai cambiamenti climatici (Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2011).

Danimarca

In Danimarca sono i Comuni a essere responsabili della pianificazione nel settore degli impianti eolici. Devono perciò definire in quali zone è possibile costruire simili impianti ed emanare direttive specifiche in funzione dell'ubicazione. Il Paese ha cominciato a sviluppare l'energia eolica già negli anni ottanta e conta quindi su una lunga esperienza sia per quanto riguarda i parchi eolici offshore che onshore. Per verificare le ripercussioni sull'ambiente di uno specifico impianto, si raccomanda di effettuare un'analisi d'impatto ambientale. Gli effetti negativi riscontrati sono gli stessi citati nel caso della Germania o della Svizzera (impatto visivo, rumore, ombreggiamento, emissioni luminose, danni alla natura ecc.). La scelta dell'ubicazione è un fattore chiave per minimizzare questi effetti.

Per quanto riguarda il rumore, in Danimarca l'intensità del rumore prodotto dalle turbine è equiparata a quella percepita in un'abitazione tranquilla o al livello fonico di una conversazione a voce bassa: meno di 50 decibel. Il traffico stradale e il traffico ferroviario si collocano intorno ai 60 decibel (Danish Energy Agency, 2009).

⁴⁹ Resilienza: la capacità di un ecosistema di conservare la sua identità fondamentale nonostante le perturbazioni. Il livello di resilienza si calcola in base all'entità della perturbazione che un sistema è in grado di assorbire senza cambiare radicalmente il proprio stato (Walker, B. et al., 2006).



Francia

Nel 2008 in Francia è entrato in vigore il piano di sviluppo delle energie rinnovabili di elevata qualità dal punto di vista ambientale⁵⁰. Il piano di promozione seguito da allora è volto a sostenere tutti i tipi di tecnologie rinnovabili ha tuttavia avuto ripercussioni significative a livello ecologico e socioeconomico. Nella regione Centre ad esempio già negli scorsi decenni la coltivazione intensiva di cereali è stata combinata con la coltivazione di piante utilizzate espressamente per produrre energia. Dal 2005 le autorità locali hanno inoltre spostato la loro attenzione sull'energia eolica: i campi del Beauce Plateau sono stati trasformati nei luoghi di produzione principali di questa forma di energia a livello nazionale. Una nuova strategia prevede l'installazione, sempre nella stessa zona, di grandi impianti fotovoltaici collocati direttamente sul terreno. Questa evoluzione ha scatenato un acceso dibattito in cui l'opinione pubblica ha cominciato a chiedersi se non fosse possibile e ragionevole un migliore coordinamento tra politica energetica e politica agricola (Perrotti & Herion, 2011).

Regno Unito

Nel Regno Unito sono le regioni a essere responsabili della pianificazione del territorio. Ogni regione deve presentare un piano di sviluppo locale (*Local Development Framework*⁵¹). Nel distretto scozzese dell'East Lothian le direttive locali disciplinano per esempio tutto ciò che riguarda gli impianti eolici, le connesse vie di transito e le reti elettriche dal punto di vista delle ripercussioni visive e sul paesaggio. È perciò necessario trovare un compromesso tra sviluppo delle energie rinnovabili e obiettivi agricoli. Per poter costruire le turbine devono essere rispettate determinate prescrizioni che mirano a evitare danni all'agricoltura e a ridurre rumore, ombreggiamento e ripercussioni sui corsi d'acqua. Nel caso dell'energia solare in Scozia viene messa in primo piano la tutela degli insediamenti e dei monumenti storici (Environment Department East Lothian Council, 2008).

Italia

Il codice italiano su cui si fonda la protezione dell'eredità culturale e del paesaggio (Codice Urbani, 2004) disciplina le procedure per l'ottenimento dell'autorizzazione alla costruzione di impianti che sfruttano energie rinnovabili e garantisce un'adeguata integrazione di questi impianti nel paesaggio. Ogni amministrazione regionale definisce poi direttive e strategie di gestione specifiche nonché criteri di scelta locali per individuare le zone più adatte all'installazione di nuovi impianti.

Una tendenza in evidente crescita è il passaggio dalla produzione agricola tradizionale alla coltivazione di piante utilizzabili in impianti a biogas o a biomassa. Il nuovo modello si è dimostrato vincente in diverse regioni, come la Puglia, e ha promosso lo sviluppo economico locale. Nel nord del Paese, per esempio in Lombardia, la produzione di energia elettrica con impianti fotovoltaici e a biomassa è fortemente promossa dato che rientra tra gli obiettivi della politica energetica regionale. La conseguenza è la progressiva trasformazione di un paesaggio storicamente agricolo in un'area in cui si diffondono impianti fotovoltaici sempre più grandi o superfici coltivate per la produzione di biomassa (Perrotti & Locardi, 2011).

⁵⁰ Plan de développement des énergies renouvelables à haute qualité environnementale. Période 2009-2020.

⁵¹ Il piano di sviluppo locale è stato introdotto, nel quadro della strategia di pianificazione del territorio, con il «Planning and Compulsory Purchase Act 2004».



Spagna

Attualmente il paesaggio spagnolo è caratterizzato dalla presenza di impianti eolici e solari. Sempre più spesso però l'attaccamento al paesaggio rurale provoca accese critiche, in particolare contro le cosiddette monoculture delle *wind farm* o *solar farm*. In Spagna sono le regioni, autonome, a essere responsabili della pianificazione del territorio. Nonostante le raccomandazioni contenute nella Convenzione europea sul paesaggio, che impone l'introduzione di direttive locali di pianificazione, sono stati fatti solo pochi passi avanti in questo senso. Lo spopolamento delle campagne e le sfide a livello socioeconomico sono all'ordine del giorno in molte regioni agricole. L'energia eolica e quella solare rappresentano un mezzo per aumentare gli introiti e stimolare l'attività economica, una pianificazione incoerente provoca tuttavia conflitti in merito all'utilizzazione del territorio e alla gestione delle risorse naturali e culturali. Procedure frettolose e mal organizzate per la selezione delle ubicazioni incidono fortemente sull'estetica del paesaggio. Simili conseguenze negative dello sviluppo delle energie rinnovabili possono essere evitate con un'adeguata pianificazione e una maggiore partecipazione sociale ai processi decisionali (Perrotti, Frovola, Pérez, & Herrero, 2011).

Le esperienze cui si è accennato mostrano che i problemi sono ovunque i medesimi. Le nuove tecnologie offrono un'interessante opportunità di sviluppo economico, ma entrano anche in concorrenza con altre possibili utilizzazioni del territorio. Gli impianti possono avere ripercussioni negative sull'ambiente e il paesaggio. Per quanto riguarda i danni all'ambiente, in uno studio della Leibniz Universität di Hannover, presentato alla giornata della tutela dell'ambiente tedesca (2012), si osserva che: «se si registrano effettivamente dei danni significativi ciò di norma è dovuto all'ubicazione scelta, ovvero al grado di vulnerabilità dei beni naturali o al loro valore e alla loro funzione nel contesto in cui si trovano» (Leibniz Universität Hannover, 2012). Per uno sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili sono dunque indispensabili adeguate direttive ambientali e di pianificazione del territorio.

6.3. Classifica della sostenibilità

Un'alternativa, per misurare il grado di sostenibilità e l'entità delle ripercussioni ambientali della produzione di elettricità, è l'analisi multicriteriale proposta dallo studio NEEDS (NEEDS, 2009). Lo studio in questione definisce l'elettricità sostenibile come ecologica e non dannosa per il clima, priva di emissioni, sicura, affidabile, economica e ampiamente accettata a livello sociale. A tutt'oggi però nessuna delle nuove fonti rinnovabili risponde a tutti questi criteri contemporaneamente, le priorità devono di conseguenza essere fissate tenendo presente obiettivi a lungo termine. Se è una tecnologia particolarmente economica quella che si vuole, allora le energie rinnovabili non sono probabilmente la migliore soluzione. Se al contrario si punta alla massima accettazione sociale, evidentemente l'energia nucleare non è la variante migliore (Paul Scherrer Institut, 2010). Un'analisi multicriteriale permette di confrontare in maniera sistematica diverse opzioni. Il modello di NEEDS si basa su tre pilastri, che non hanno tutti lo stesso peso: ambiente (49 %), economia (27 %) e società (24 %)⁵². Oggetto dell'analisi: la Svizzera e i Paesi confinanti. Le diverse tecnologie utilizzabili per la produzione di elettricità sono state classificate, minore è il valore che appare nella tabella,

⁵² Ambiente: soprattutto cambiamenti climatici, risorse, danni all'ecosistema e rifiuti. Economia: in primo luogo prezzo dell'energia elettrica. Società: qualità dello spazio abitativo, rischi sociali e individuali, sicurezza dell'approvvigionamento energetico, stabilità politica.



maggiore è la loro sostenibilità. La Tabella 14 mostra chiaramente che i primi posti sono occupati dalle energie rinnovabili. Il fotovoltaico è in media più sostenibile della biomassa, su valori intermedi si collocano gas metano ed energia nucleare mentre la produzione attraverso il carbone risulta la meno sostenibile.

Tabella 14: Classifica della sostenibilità

Classifica delle fonti energetiche	
Energia solare	4,2
Biomassa	8,2
Energia nucleare	12
Metano	12
Carbone	17,6
Energia eolica	8,5

Fonte: Dati tratti da NEEDS (2009)

Non si deve dimenticare che i risultati dello studio dipendono ampiamente dal modo in cui sono state fissate le priorità (ambiente, economia, società). I vettori fossili si sarebbero classificati molto meglio se l'ambiente, e dunque le ripercussioni sull'ambiente, avessero avuto un peso minore.



7. Ripercussioni economiche delle energie rinnovabili

Lo sviluppo delle energie rinnovabili a livello nazionale riduce le importazioni e accresce la sicurezza dell'approvvigionamento energetico. Crea nuovi posti di lavoro, settori industriali e possibilità di esportazione. Nel contempo permette di riportare a livello nazionale i costi esterni della produzione di elettricità e di ridurre le emissioni di gas a effetto serra (Europäische Kommission, 2012). Per contro la diminuzione dell'uso delle tecnologie convenzionali e l'aumento dei prezzi per il consumatore finale possono provocare la sparizione di posti di lavoro in altri settori. Il settore delle energie rinnovabili include tutte le attività connesse all'utilizzo di energia ottenuta da fonti rinnovabili e la sua importanza è sempre più grande. Ad approfittarne in misura crescente è soprattutto l'economia regionale⁵³. Un'analisi di questo settore trasversale sulla base delle sue ripercussioni economiche è dunque importante: il presente capitolo si concentra su quest'ultimo aspetto. Saranno tra l'altro valutati gli effetti dello sviluppo del settore sul numero di occupati, la produzione di valore aggiunto lordo e il benessere della popolazione. Spesso non si parlerà solo di energia elettrica, ma in generale di energie rinnovabili che si riferiscono anche alla produzione di calore perché determinate tecnologie, come ad esempio gli impianti a biomassa, producono contemporaneamente energia elettrica e termica ed è quindi difficile attribuire all'una o all'altra i dati salienti. Alcune delle valutazioni riguardano di conseguenza le energie rinnovabili nel loro complesso e non specificamente l'elettricità, cosa di cui si deve tenere conto nell'interpretazione dei risultati. Nel primo paragrafo sarà esaminata in dettaglio la situazione svizzera. In una seconda fase saranno comparati i diversi Paesi europei presi in esame. Infine, sarà analizzato il prezzo dell'elettricità in relazione alla promozione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili.

7.1. Importanza economica delle energie rinnovabili in Svizzera

Le ripercussioni economiche sono ampie. Il presente rapporto si concentra soprattutto sugli aspetti esaminati nello studio di Rütter und Partner et al. (2013) «Volkswirtschaftliche Bedeutung erneuerbarer Energien in der Schweiz», commissionato dall'UFE.

7.1.1. Occupazione

L'occupazione è misurata in *full time equivalent* (FTE): nel 2010 erano 22 610 le persone direttamente attive nel settore delle energie rinnovabili; lo 0,6 per cento degli occupati totali. Una percentuale paragonabile a quella del settore immobiliare o dell'industria elettronica. Questi risultati mostrano l'effetto cosiddetto lordo e non quello netto della promozione delle energie rinnovabili, per calcolare il quale si dovrebbero prendere in considerazione anche gli effetti negativi legati alla progressiva sostituzione delle energie convenzionali nonché gli effetti circolari e di innovazione dell'economia nel suo complesso.

L'utilizzo della forza idrica, con un quarto del totale di occupati, è il settore che contribuisce maggiormente all'occupazione, seguono gli impianti di combustione a legna e l'ambito del riscaldamento a legna con il 18 e il 16 per cento. Al quarto posto si colloca il fotovoltaico, con

⁵³ Aumento della creazione di valore aggiunto nelle regioni e prospettive di formazione e di lavoro per i giovani in patria. (AEE (Agentur für Erneuerbare Energie und Energieeffizienz), 2012)



l'11 per cento degli occupati (2500 persone) mentre la percentuale del settore eolico, nel 2010, era invece dell'1 per cento circa. I rami economici maggiormente coinvolti sono quelli dell'industria meccanica, delle costruzioni, della selvicoltura nonché della gestione degli impianti. Rispetto al 2000 il numero di posti è quasi raddoppiato e la percentuale rispetto agli occupati totali è cresciuta dello 0,2 per cento.

Tabella 15: Occupazione nel settore delle energie rinnovabili 2000-2010

Energie rinnovabili Settore	2000		2010	
	Numero di occupati	Energie rinnovabili, percentuale settore	Numero di occupati	Energie rinnovabili, percentuale settore
Effetti diretti	12 380	0,35 %	22 810	0,6 %
Effetti indiretti	10 230	0,25 %	23 390	0,6 %
Effetti totali	22 610	0,6 %	46 200	1,2 %

Fonte: Dati tratti da Rütter+Partner, Ernst Basler+Partner, Fraunhofer ISI (2013)

Se oltre agli effetti diretti si prendono in considerazione anche gli effetti indiretti sui beni intermedi e i beni d'investimento⁵⁴ il numero degli occupati del settore raddoppia (46 200 FTE e l'1,2 % dell'occupazione complessiva nel 2010). Ciò può anche essere ricondotto al fatto che la produzione di beni su altre catene di approvvigionamento innesci un effetto moltiplicatore. L'occupazione indiretta riguarda nella maggior parte dei casi il settore dei servizi e solo in minima parte il settore primario, come quello delle costruzioni. L'occupazione diretta e indiretta nel 2010 ha raggiunto le 22 610 unità (0,6 % del totale degli occupati).

7.1.2. Valore aggiunto lordo⁵⁵

Il settore delle energie rinnovabili ha fatto registrare nel 2010 un valore aggiunto lordo di 4,8 miliardi di franchi (cfr. Tabella 16) corrispondente a una percentuale dello 0,9 per cento del PIL. L'importanza economica del settore è comparabile a quella del ramo della stampa e dell'editoria ed è inferiore di circa il 10 per cento a quella dell'agricoltura. La metà della produzione lorda consiste in beni destinati all'esportazione, un terzo nella costruzione di impianti sul territorio nazionale e il resto nella gestione di questi impianti. Un confronto tra la creazione di valore e il numero di occupati mostra che nel settore delle energie rinnovabili si registra un livello di produttività del lavoro superiore alla media; la produttività per FTE è pari a 210 000 franchi mentre a livello dell'economia nel suo complesso la media è di 134 000 franchi.

La metà del valore aggiunto lordo è prodotta dal settore idroelettrico seguito dal fotovoltaico e dagli impianti di combustione a legna con l'11 per cento ciascuno. Nel caso del fotovoltaico si tratta soprattutto di esportazione di prodotti costruiti in parte in Svizzera. Le imprese esportatrici hanno approfittato del boom a livello internazionale.

⁵⁴ Si intendono merci, servizi e investimenti che un'impresa ottiene da altre imprese per la propria produzione.

⁵⁵ Il valore aggiunto lordo indica il risultato economico di un'impresa o di un settore ovvero il contributo dell'impresa o del settore al PIL (Rütter+Partner, Ernst Basler+Partner, Fraunhofer ISI, 2013).



Il settore è cresciuto in 10 anni di 1,6 miliardi di franchi. La crescita a livello di tutti i settori economici è stata invece, analogamente all'occupazione, solo dello 0,2 per cento.

Tabella 16: Valore aggiunto lordo del settore delle energie rinnovabili 2000-2010

Settore delle energie rinnovabili	2000		2010	
	Valore aggiunto lordo (mio. CHF)	Energie rinnovabili, percentuale settore	Valore aggiunto lordo (mio. CHF)	Energie rinnovabili, percentuale settore
Effetti diretti	3197	0,7 %	4817	0,9 %
Effetti indiretti	1351	0,3 %	3189	0,6 %
Effetti totali	4548	1 %	8005	1,5 %

Fonte: Dati tratti da Rütter+Partner, Ernst Basler+Partner, Fraunhofer ISI (2013)

L'indicazione degli effetti indiretti serve soprattutto a mostrare l'interconnessione tra questo particolare settore industriale e il resto del sistema economico. La creazione di valore aggiunto diretta e indiretta ammonta in totale a 8 miliardi di franchi (1,5 % del PIL). Nel 2000 era pari a 4,5 miliardi di franchi, circa la metà del valore attuale, ma il suo contributo al PIL (1 %) era inferiore solo di un terzo a quello del 2010).

Della domanda di prodotti nel settore delle energie rinnovabili approfittano diversi rami dell'economia, in particolare il settore dei servizi (1,7 mia. CHF) nonché dei servizi alle imprese, le banche, le assicurazioni e il commercio all'ingrosso. Per quanto riguarda l'industria, in campo metallurgico si generano 280 milioni di franchi. Questo settore agisce soprattutto come fornitore nei confronti di altri settori che producono beni d'investimento, dell'industria meccanica e dell'industria elettrotecnica.

7.1.3. Sviluppi futuri

In futuro il settore delle energie rinnovabili dovrebbe crescere ancora. A seconda dello scenario considerato l'aumento del valore aggiunto lordo e degli occupati può tuttavia essere più o meno marcato. Lo studio delinea due scenari possibili: lo scenario *Baseline*, che corrisponde a uno scenario status quo (5.3.1.3) e lo scenario potenziamento che si basa sugli attuali e futuri strumenti di politica energetica. In futuro il settore delle energie rinnovabili potrebbe crescere ancora. A seconda dello scenario considerato l'aumento del valore aggiunto lordo e degli occupati può tuttavia essere più o meno marcato.

Nel 2020 si prevede dunque un aumento del contributo al PIL dello 0,4 per cento (*Baseline*) o dello 0,5 per cento (potenziamento) rispetto al 2010. Gli occupati dovrebbero passare dagli attuali 22 800 a 25 500-29 000. La quota di occupati in percentuale non varierebbe tuttavia molto. Lo sviluppo del settore dovrebbe presentare un rallentamento rispetto agli scorsi 10 anni. L'andamento in cifre è raffigurato nella Tabella 17.

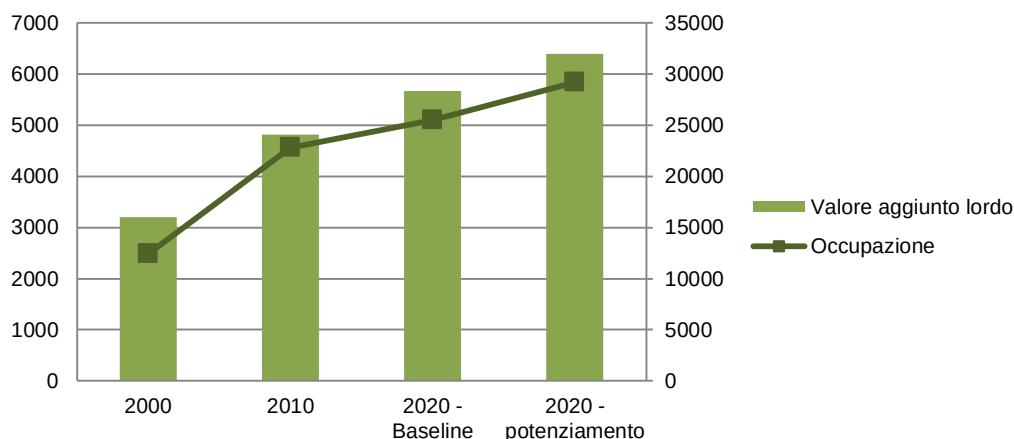


Figura 17: 2000-2020 Evoluzione del valore aggiunto lordo (mio. CHF) e degli occupati (FTE)

Fonte: Dati tratti da Rütter+Partner, Ernst Basler+Partner, Fraunhofer ISI (2013, S. 131)

Bruttowertschöpfung	Valore aggiunto lordo
Beschäftigung	Occupazione
Ausbau	Potenziamento

Entro il 2020 le spese per l'utilizzazione di energie rinnovabili dovrebbero crescere annualmente del 2,4 per cento, ciò significa che nello scenario in cui si prevede un incremento della produzione le spese dovrebbero crescere della metà rispetto al periodo 2000-2010. Il valore aggiunto lordo si dovrebbe attestare annualmente, con il 2,9 per cento, su una percentuale di poco superiore. Le ragioni sono da ricercarsi nel fatto che le esportazioni rappresentano un incentivo più importante della produzione per il consumo nazionale. Di conseguenza ci si può attendere un aumento del benessere della popolazione dello 0,4 per cento l'anno. L'occupazione dovrebbe crescere del 2,5 per cento l'anno, ossia leggermente di meno del valore aggiunto. I settori più in crescita sono quello eolico, degli impianti a biogas e il fotovoltaico.

7.1.4. Costi della promozione

I costi per la promozione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili dovrebbero ammontare nel 2020 a 240-300 milioni di franchi nello scenario *Baseline* e a 440-540 milioni di franchi in quello che prevede un potenziamento. Rispetto al 2010 (69 mio. CHF) i costi pertanto cresceranno benché le cifre future dipendano molto dal prezzo di mercato e siano quindi incerte. Lo studio ipotizza che lo sviluppo della produzione di elettricità da fonti rinnovabili sia interamente sostenuto tramite il sistema RIC. La quota dei costi di promozione è pari, nello scenario *Baseline*, al 5 per cento, e nello scenario di potenziamento al 9 per cento del valore aggiunto diretto.

7.2. Effetti socioeconomici delle energie rinnovabili nei Paesi europei

Gli obiettivi fondamentali della strategia UE 2020 mirano a una crescita intelligente, sostenibile e integrata delle energie rinnovabili. Questa strategia ha già dato i primi risultati



portando la quota di energie rinnovabili al 12 per cento del totale nel 2012 (Europäische Kommission, 2012).

7.2.1. Occupazione e fatturato nell'UE

Dal punto di vista dell'importanza economica la Svizzera si colloca ai vertici, un risultato che emerge con evidenza dal confronto tra la quota di occupati direttamente o indirettamente legati al settore delle energie rinnovabili e l'occupazione complessiva (Tabella 17). Nel 2010 la Svizzera, con l'1,2 per cento di occupati era al secondo posto rispetto ai Paesi scelti per il confronto⁵⁶, una percentuale tre volte superiore alla media europea. Con l'1,3 per cento della Danimarca e l'1,1 per cento della Svezia i Paesi scandinavi si piazzano a loro volta a una certa distanza davanti a tutti gli altri. Germania e Austria si attestano su valori inferiori all'1 per cento. In cifre assolute è tuttavia la Germania a vantare il maggior numero di occupati: quasi la metà di tutti gli occupati nel settore delle energie rinnovabili lavora in Germania (Rütter+Partner, Ernst Basler+Partner, Fraunhofer ISI, 2013).

Tabella 17: Occupazione complessiva nel settore delle energie rinnovabili (2010)

	Quota di occupati rispetto all'occupazione complessiva	Numero di occupati
Danimarca	1,3 %	35 100
Svizzera	1,2 %	46 200
Svezia	1,1 %	48 580
Germania	0,9 %	403 000
Austria	0,8 %	33 700
UE 27	0,4 %	863 910

Fonte: Rütter+Partner, Ernst Basler+Partner, Fraunhofer ISI (2013, S. 139)

Nonostante l'andamento negativo degli ultimi anni, il settore dell'energia è riuscito a conservare i suoi posti di lavoro e persino a registrare un incremento del 3 per cento. In generale Germania, Italia, Regno Unito, Austria e Paesi Bassi hanno visto aumentare il numero degli occupati tra il 2010 e il 2011. Una debole crescita c'è stata anche in Danimarca, mentre negli altri Paesi (Spagna e Francia) l'occupazione è diminuita. Il settore fotovoltaico in particolare è stato caratterizzato da una notevole flessione (Euroobserver, 2012).

Nel 2011 la crescita del fatturato è stata pari a quella dell'occupazione (+3 %) e ha raggiunto i 137 miliardi di euro. Nel campo delle energie rinnovabili considerate nel loro insieme la Germania genera almeno un terzo del fatturato europeo (37 mia. EUR). Seguono Italia, Francia, Regno Unito, Spagna, Danimarca, Svezia, Austria e Paesi Bassi. Le seguenti tabelle mostrano la ripartizione degli occupati e del fatturato a seconda della tecnologia (Tabella 18, Tabella 19).

⁵⁶

Nello studio sono disponibili solo i dati relativi alla Danimarca, alla Germania, alla Svezia, all'Austria e alla Svizzera.



Tabella 18: Occupazione e fatturato a seconda della tecnologia – parte 1 (2011)

	Fotovoltaico		Biomassa		Eolico	
	Occupati	Fatturato (mio. EUR)	Occupati	Fatturato (mio. EUR)	Occupati	Fatturato (mio. EUR)
Danimarca	880	670	4500	430	25 500	6 975
Germania	110 900	16 000	48 300	7100	101 100	4 350
Francia	62 750	3880	45 500	1730	20 000	2 090
Regno Unito	10 000	2500	5200	510	17 750	5 100
Italia	55 000	14800	10 600	1030	30 000	3 300
Paesi Bassi	2500	1100	3150	310	2 800	920
Austria	4200	272	18 850	2430	3 500	670
Svezia	450	175	25 000	4500	8 000	1 250
Svizzera⁵⁷	5120	-	-	-	465	-
Spagna	15 000	1500	14 400	1400	30 000	3 500
UE	311 930	45 924	274 150	27 498	270 250	32 355

Fonte: Rütter+Partner, Ernst Basler+Partner, Fraunhofer ISI (2013)

Fotovoltaico

Il settore dell'energia solare si trova oggi a dover affrontare molte sfide: capacità eccessiva rispetto alla domanda del mercato, forte concorrenza della Cina e prezzi in rapida discesa. Sono soprattutto i costruttori a essere colpiti. I gestori degli impianti al contrario traggono benefici da questa situazione. Nonostante le difficoltà comunque, nel 2011 l'occupazione e il fatturato hanno registrato una crescita. Le maggiori perdite, sia nel caso dei posti di lavoro, sia del fatturato, si sono avute in Spagna a causa della moratoria⁵⁸, delle complicate procedure di notifica e del livello basso dei tassi di remunerazione se comparato ad altri Paesi. La Germania ha a sua volta registrato un trend negativo soprattutto a causa della forte diminuzione dei prezzi dei moduli; resta comunque il Paese al primo posto per numero di occupati e fatturato in questo settore. Anche in Francia, in particolare, la concorrenzialità è in diminuzione. Nonostante l'aumento della capacità installata questa industria soffre a causa di un mercato in calo a seguito della crescente importazione di prodotti esteri. Per quanto riguarda il volume di mercato ai primi posti si collocano Germania (16 mia. EUR) e Italia (15 mia. EUR) che insieme rappresentano i due terzi del fatturato totale europeo (Tabella 18, Tabella 19).

È interessante notare anche la sensibile divergenza tra i vari Paesi dal punto di vista del fatturato per posto di lavoro a tempo pieno. In Francia la produttività tocca il livello più basso (62 000 EUR/occupato), mentre in Danimarca tocca il punto più alto (760 000 EUR). In Germania questo dato resta sotto la media europea (147 000 EUR) con 144 000 euro di fatturato per occupato. (Euroobserver, 2012)

Biomassa

⁵⁷ Valori del 2010. Calcolo dell'occupazione diretta e indiretta sulla base dei dati di Rütter+Partner, Ernst Basler+Partner, Fraunhofer ISI (2013). Dati sul fatturato: non disponibili.

⁵⁸ Moratoria del sistema di promozione da gennaio 2012 (3.10).



Dalla biomassa (in questo caso legno e residui del legno) si producono sia elettricità che calore. In Europa il 49 per cento delle energie rinnovabili è prodotto con questo tipo di biomassa. La biomassa è dunque significativa dal punto di vista economico. I mercati più importanti sono in Svezia, Germania, Finlandia, Francia, Austria e Italia (Tabella 18, Tabella 19). Considerato nel suo complesso, nel 2010-11 il settore ha subito delle perdite dal punto di vista dei posti di lavoro, il calo dei posti però non ha avuto ripercussioni sul fatturato che in quasi tutti i Paesi è salito. Questo fatto può essere spiegato con una diminuzione della produzione dovuta a un inverno mite e con un contemporaneo aumento dei campi d'uso. In Germania il settore, che da solo produce un quarto del fatturato europeo, ha perso, nel 2011, 12 700 posti di lavoro, ma ha fatto registrare quasi un miliardo di euro in più di fatturato. In Francia si è osservata una dinamica molto simile. Nonostante la riduzione del numero di occupati, i posti restano tuttavia più di 45 000; quasi la stessa cifra che in Germania, ma con un fatturato quattro volte minore (Euroobserver, 2012).

Eolico

Gli effetti della crisi finanziaria, la concorrenza dei grandi produttori americani e asiatici, l'offerta eccessiva di turbine e la concorrenza di fonti più economiche (sovvenzionate) di elettricità, come il gas, il carbone o l'energia nucleare, pongono il settore dell'energia eolica davanti a grosse sfide. In molti Paesi, inoltre, la drastica riduzione della promozione a causa dei tagli al bilancio ha accresciuto l'insicurezza del mercato. In Europa tuttavia si è continuato a investire negli impianti eolici e il contributo complessivo di questo settore al PIL dell'UE è quasi raddoppiato tra il 2010 e il 2011.

In Germania il numero di occupati è più di un terzo del totale europeo e per fatturato il Paese si colloca al terzo posto dietro la Danimarca e il Regno Unito. Rispetto alla media europea, in Germania si genera un fatturato una volta e mezzo più elevato per occupato. Il Regno Unito si conferma leader nel settore dei parchi eolici offshore. Il Paese stima che entro il 2021 si registrerà un aumento marcato degli occupati, dagli attuali 17 750 a 88 300⁵⁹. Gli indicatori socioeconomici spagnoli mostrano invece un peggioramento della situazione; il livello di occupazione non ha potuto essere mantenuto a causa della moratoria del sistema di promozione. Ma il fatturato rispetto al 2010, soprattutto grazie all'esportazione, non è diminuito. La Francia stima che, come per il fotovoltaico, nei prossimi anni si registrerà un aumento innescato dai previsti bandi di gara. Il mercato italiano si è ripreso, l'occupazione ha raggiunto le 30 000 unità e il fatturato ammonta a 3,3 miliardi di euro (Euroobserver, 2012).

Tabella 19: Occupazione e fatturato a seconda della tecnologia – parte 2 (2011)



	Biogas		Piccole centrali idroelettriche	
	Occupati	Fatturato (mio. EUR)	Occupati	Fatturato (mio. EUR)
Danimarca	200	35	<50	<5
Germania	52 900	2280	2000 ⁶⁰	600
Francia	2350	190	2500	300
Regno Unito	3200	575	1000	150
Italia	4000	1500	2250	600
Paesi Bassi	1900	100	200	-
Austria	1500	60	1050	500
Svezia	<50	10	1500	280
Svizzera⁵⁷	1861	-	11 171 ⁶⁰	-
Spagna	2000	90	1500	200
UE	70 950	5175	24 050	3145

Fonte: Rütter+Partner, Ernst Basler+Partner, Fraunhofer ISI (2013)

Biogas

Nel 2011 il biogas ha registrato una forte crescita, in gran parte dovuta alla Germania. Il numero degli occupati è aumentato del 35 per cento (18 450 unità), l'incremento più alto, in termini relativi, nel settore delle energie rinnovabili (Tabella 19).

Tre quarti degli occupati nel settore del biogas lavorano in Germania e producono quasi la metà del fatturato europeo. L'introduzione di una nuova regolamentazione, che promuove gli impianti di piccole dimensioni, rischia tuttavia, secondo l'associazione tedesca Fachverband Biogas⁶¹, di danneggiare il settore sia a livello nazionale che internazionale. L'Italia, che segue la Germania come attore importante in questo settore, sta vivendo una fase positiva: occupati e fatturato sono cresciuti, rispetto al 2010, del 50 per cento. Nel 2013 è inoltre previsto un adeguamento verso l'alto delle tariffe e ci si può attendere dunque un ulteriore, consistente, aumento.

Nel campo del biogas si deve nuovamente osservare una grande differenza per quanto riguarda la produttività del lavoro. Austria, Germania, Spagna e Paesi Bassi hanno bisogno di un numero superiore di occupati rispetto alla media europea per generare lo stesso fatturato (Euroobserver, 2012).

Piccole centrali idroelettriche

Il settore delle piccole centrali idroelettriche non è particolarmente dinamico. I nuovi impianti sono rari e la maggior parte delle ubicazioni utili è già stata sfruttata. Il fatturato è perciò generato soprattutto dalla gestione e dalla manutenzione degli impianti esistenti.

La Germania e l'Italia sono i due maggiori produttori di piccole centrali idroelettriche in Europa (Tabella 19). In entrambi i Paesi l'occupazione è aumentata. In Germania inoltre è

⁶⁰ Piccole e grandi centrali idroelettriche.
⁶¹ Informazione tratta da: Euroobserver (2012)



stata incrementata anche la produttività nel suo complesso e il Paese si colloca ora al secondo posto, da questo punto di vista, dopo l'Austria (Euroobserver, 2012).

7.3. Prezzo dell'elettricità in relazione alla promozione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili

Una componente importante dell'influsso delle energie rinnovabili sull'economia è data dalla loro ripercussione sul prezzo dell'elettricità. Da una parte l'introduzione di nuove fonti la cui produzione è a volte irregolare modifica il meccanismo di formazione del prezzo di mercato. Dall'altra, i costi per la promozione statale delle energie rinnovabili gravano in maniera diversa sui vari gruppi sociali. È interessante perciò esaminare come si differenziano i prezzi dell'energia elettrica nelle loro componenti nei Paesi scelti per il confronto per le economie domestiche e per le industrie.

La bolletta dell'elettricità comprende tre componenti: energia, tasse per l'utilizzazione della rete e imposte o altri oneri. Poiché la componente energia costituisce solo una parte del costo, l'effetto del prezzo di mercato non è molto visibile. Gli altri elementi possono costituire circa il 50 per cento della bolletta. Da ciò deriva un onere diverso per le diverse categorie di clienti (economie domestiche, industria, imprese artigiane ecc.) (Europäische Kommission, 2012). La Figura 18 e la Figura 19 mostrano la differenza del prezzo dell'elettricità per le economie domestiche private e l'industria. Ad un primo sguardo emerge con chiarezza che le industrie pagano in media un prezzo minore per kWh e che la composizione del prezzo totale per i privati e le industrie diverge nettamente.

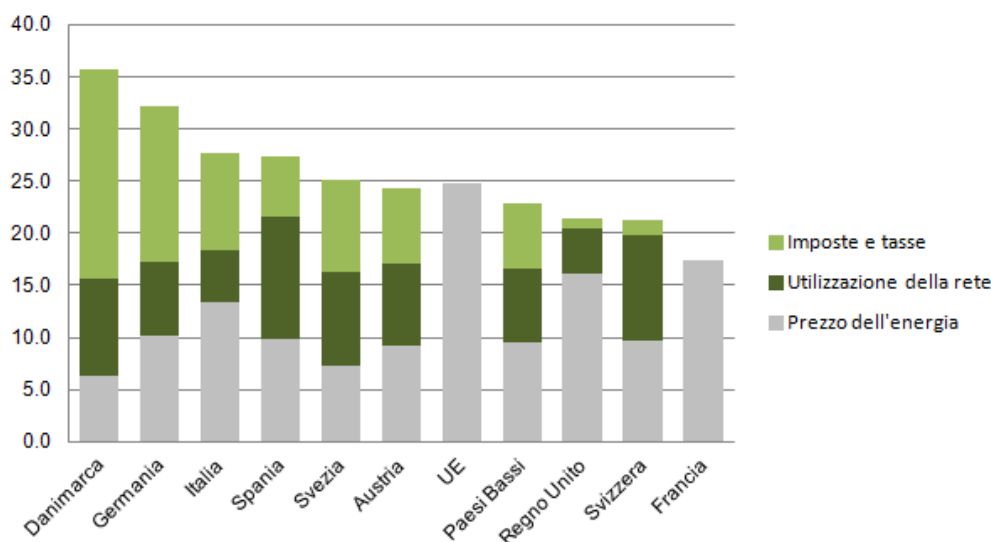


Figura 18: Componenti del prezzo dell'energia elettrica nel 2012 (economie domestiche)⁶²

Fonte: Dati tratti da EUROSTAT (2012) e ECom

In Europa, il prezzo più alto dell'energia elettrica, 35,8 centesimi di franco per kWh, è quello pagato dai danesi; più della metà è costituito da diverse tasse e imposte. Il prezzo

⁶² I prezzi includono l'IVA; cambio: 1,205 CHF/EUR (ESTV, 2013).

Svizzera: i prezzi risultano dai valori medi ponderati in base al numero di abitanti (categoria economia domestica, H4, e categoria industria, C5).

Francia: non sono disponibili dati sulle componenti del prezzo dell'energia elettrica.



dell'elettricità per i consumatori finali, considerati i Paesi scelti per il confronto, tocca il livello più basso in Francia (17,5 CHF ct./kWh) e la Svizzera si colloca al secondo posto (21,2 CHF ct./kWh). Un francese paga la metà di un danese. La media europea è di 24,8 centesimi di franco per kWh.

Anche i rapporti tra le diverse componenti sono interessanti da osservare. La componente energia oscilla tra i 6,4 e i 16,2 centesimi di franco per kWh. Il livello più alto lo tocca nel Regno Unito; ma qui le tasse per l'utilizzazione della rete, le imposte e gli altri oneri sono molto bassi (i più bassi tra i Paesi considerati). Nel Regno Unito viene applicata un'aliquota IVA particolarmente ridotta e i consumatori finali non sono tenuti al versamento di alcuna altra imposta (Eurostat, 2012). I consumatori spagnoli sono quelli che pagano di più per l'utilizzazione della rete (11,6 ct. CHF/kWh). Segue la Svizzera con 10,1 centesimi di franco per kWh: con il 50 per cento del prezzo totale, la Svizzera è il Paese dove la quota rappresentata dalle tasse di utilizzazione della rete è la più elevata. Imposte e tasse variano molto da Paese a Paese. Oltre all'IVA possono essere previsti altri oneri e tributi tra cui per esempio anche la tassa per la promozione delle energie rinnovabili che con una percentuale del 50 per cento circa è significativa soprattutto in Danimarca e Germania. In Svizzera e nel Regno Unito questa tassa è al confronto relativamente bassa.

Prezzo dell'energia elettrica per le economie domestiche svizzere

In Svizzera le componenti della bolletta dell'energia elettrica sono quattro: energia, tassa per l'utilizzazione della rete, RIC e tributi e prestazioni comunali. Queste ultime comprendono tra l'altro le tasse di concessione e variano a seconda del Comune e del Cantone (BFE, 2011). Un'economia domestica svizzera tipica spende attualmente circa il 47 per cento per la tassa di utilizzazione della rete, il 46 per cento per l'energia e il 7 per cento per le restanti tasse. La tassa per la RIC corrisponde circa al 2 per cento del prezzo totale. Ogni anno un'economia domestica tipica paga circa 950 franchi per il consumo di elettricità⁶³. Un'economia domestica europea paga in media 1070 franchi all'anno.

Prezzo dell'energia elettrica per le economie domestiche tedesche

Il prezzo dell'elettricità per le economie domestiche in Germania è tra i più alti d'Europa, il secondo per unità di potere d'acquisto⁶⁴, e per la maggior parte è rappresentato dalle tasse elevate. La tassa EEG arrivava nel 2012 a un quarto del totale del prezzo dell'elettricità e nel 2013 è salita di un ulteriore 47 per cento (per un totale di 60 EUR/anno in media a famiglia). Mentre i prezzi della componente energia e le tasse per l'utilizzazione della rete sono praticamente rimasti costanti dal 2007 a oggi, le altre tasse, tra cui la tassa EEG, sono più che triplicate. A essere particolarmente colpite dall'aumento dei prezzi sono le economie domestiche a basso reddito, per questo motivo si discute oggi in Germania su come si possano distribuire in maniera più equa tra i consumatori i costi della svolta energetica. Attualmente infatti sono le economie domestiche a contribuire nel modo più consistente, mentre il concorso dell'industria e dei grandi consumatori alla copertura dei costi è minore (IEA, 2013).

⁶³ Consumo annuo di un'economia domestica tipica (H4): 4500 kWh. Perciò: 0,212 CHF/kWh * 4500 kWh/anno = 954 CHF/anno.

⁶⁴ Nel caso di un confronto in unità di potere d'acquisto possono essere omesse le diverse differenze del livello di prezzo. Questo metodo è particolarmente adatto quando si intendono effettuare confronti internazionali.



La Figura 19 mostra che il Paese in cui l'industria paga il prezzo più elevato per l'energia elettrica è l'Italia (24 CHF ct./kWh); più del doppio della Svezia o della Francia (rispettivamente 9,4 e 9,5 CHF ct./kWh). La percentuale più alta sotto forma di imposte e tasse per kWh consumato, 6,6 centesimi di franco, è quella tedesca. Svezia e Spagna favoriscono le industrie con tasse molto più ridotte. Nel caso dei grandi consumatori le tasse e le imposte sono spesso, al fine di conservare la competitività, più basse (0,1-6,6 CHF ct./kWh) di quelle versate dalle economie domestiche (1-20,2 CHF ct./kWh). La forbice, per quanto riguarda le tasse per l'utilizzazione della rete, nel caso dell'industria è minore che nel caso delle economie domestiche. I valori oscillano tra i 5,7 centesimi di franco per kWh della Danimarca e i 2,7 centesimi di franco per kWh dei Paesi Bassi.

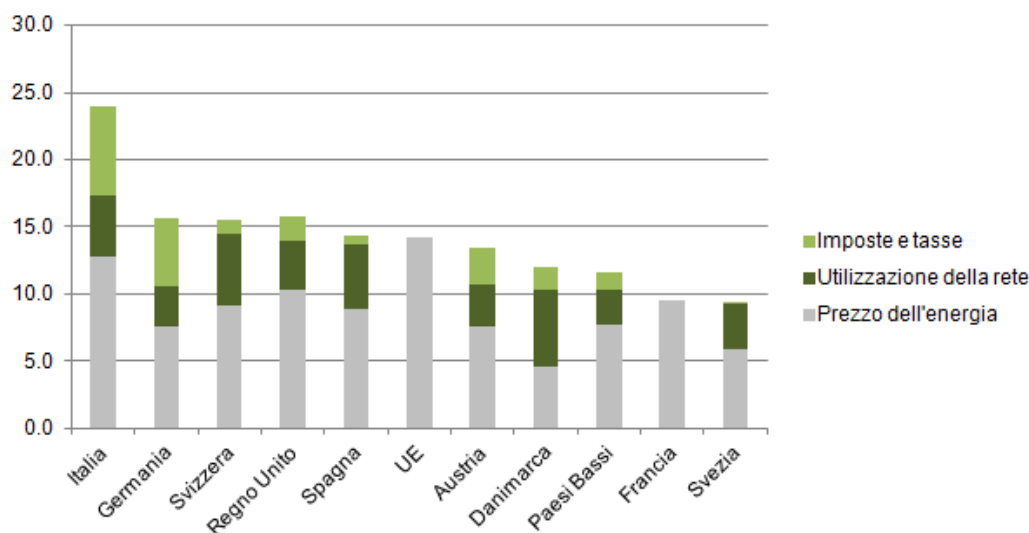


Figura 19: Composizione dei prezzi dell'energia elettrica nel 2012 (industria)

Fote: Dati tratti da EUROSTAT (2012) ed ECom

Prezzo dell'energia elettrica per l'industria svizzera

Il prezzo dell'energia elettrica per i clienti industriali in Svizzera è circa il 10 per cento più elevato della media europea. In Svizzera un'impresa⁶⁵ paga nel complesso il 27 per cento in meno per kWh di un'economia domestica. Questo per evitare che un settore ad alto consumo di energia elettrica risulti meno concorrenziale sul mercato internazionale. Le imprese i cui costi per l'elettricità raggiungono almeno il 5 per cento del valore aggiunto lordo potranno in futuro chiedere un rimborso parziale o totale del supplemento rete per la RIC versato. Per ottenere il rimborso quest'ultimo deve essere pari almeno a 20 000 franchi e l'impresa deve aver firmato una convenzione sugli obiettivi con la Confederazione in cui si impegna a migliorare la propria efficienza energetica (LEne, in vigore dal 1° gennaio 2014, art. 15b^{bis}).

Prezzo dell'energia elettrica per l'industria tedesca

Il rapporto «Tiefenprüfung der Energiepolitik in Deutschland» (IEA, 2013) si concentra principalmente sulla ripartizione dei costi dell'EEG. In Germania circa 2000 grandi

65

Categoria di consumatori C5.



consumatori, che rappresentano il 18 per cento della domanda, contribuiscono in maniera minore alla svolta energetica in quanto beneficiano di una riduzione delle tasse⁶⁶. Dal 2011 i grandi consumatori non sono inoltre tenuti a sostenere alcun onere per l'utilizzazione della rete (IEA, 2013). Le ripercussioni dell'EEG devono essere considerate nel contesto del settore energetico nel suo complesso. I costi crescenti di questo sistema gravano eccessivamente sugli strati della popolazione a reddito più basso, inoltre, i grandi consumatori non sono praticamente assoggettati al pagamento di tasse e contemporaneamente possono beneficiare dei prezzi decrescenti dell'elettricità dovuti alla diffusione delle energie rinnovabili. Gli autori dello studio IEA (2013) sono perciò dell'opinione che costi e benefici della svolta energetica dovrebbero essere ripartiti in maniera più corretta e trasparente.

7.4. Prospettive

Il potenziamento del settore delle energie rinnovabili ha effetti diretti positivi sull'economia. Attraverso investimenti in nuovi impianti e nella gestione e manutenzione di questi ultimi si creano nuovi posti di lavoro. Per contro, a causa della progressiva sostituzione delle tecnologie di produzione convenzionali e di prezzi al consumatore finale più elevati, si perdono posti in altri settori. Costruttori o gestori si rivolgono ad altri fornitori che approfittano in modo indiretto dello sviluppo del nuovo settore. Contemporaneamente, gli investimenti per lo sviluppo della produzione da fonti rinnovabili provocano una diminuzione degli investimenti nell'ambito delle risorse più tradizionali. Si assiste dunque a una sostituzione: il settore verde prende il posto di quello grigio.

Prezzi dell'energia più elevati a fronte di un budget invariato pregiudicano il potere d'acquisto sia delle economie domestiche che delle imprese. Le nuove opportunità di esportazione nonché la sostituzione dei prodotti importati con prodotti nazionali hanno ripercussioni positive sull'economia, ma in ultima istanza dipendono dall'andamento del commercio internazionale (Rütter+Partner, Ernst Basler+Partner, Fraunhofer ISI, 2013).

Un nuovo settore di mercato modifica gli equilibri esistenti e i necessari cambiamenti fanno sì che ci siano sempre dei vincitori e dei vinti. Dal punto di vista puramente monetario, il settore dell'energia convenzionale è quello che ha più da perdere, ma è importante tenere conto anche degli effetti positivi della svolta energetica per il clima, la salute e la sicurezza dell'approvvigionamento. Oggi per esempio i costi esterni legati all'emissione di gas a effetto serra non sono pienamente inclusi nel prezzo dell'elettricità e del riscaldamento e ciò riduce la concorrenzialità delle energie rinnovabili. L'integrazione di queste esternalità negative è di conseguenza, accanto all'occupazione e al PIL, un importante fattore da tenere presente per il benessere della popolazione.

Per quanto riguarda i prezzi dell'elettricità, a lungo termine si può ipotizzare che siano destinati a crescere sebbene questo fenomeno per il momento non sia visibile in Europa. A un aumento contribuiscono in parte le stesse energie rinnovabili (IEA, 2013). Il peso delle varie componenti della fattura dell'energia elettrica è diverso da Paese a Paese. Lo stesso può dirsi della differente ripartizione degli oneri tra i vari gruppi di consumatori. Chi deve

⁶⁶ Se il consumo annuo è superiore a 10 GWh, l'impresa paga una tassa ridotta (0,05 EUR/kWh) sul 90 % dell'elettricità consumata e la tassa normale sul restante 10 %. Se il consumo annuo è superiore a 100 GWh e i costi per l'elettricità superano il 20 % dei costi totali la tassa ammonta a 0,05 EUR/kWh su tutta l'elettricità consumata.



contribuire alla promozione delle energie rinnovabili e in quale percentuale è in primo luogo una decisione politica, sociale ed economica che deve essere presa dai singoli governi.



8. Sviluppi successivi del regime di promozione in Svizzera

Il presente rapporto ha offerto una panoramica dei diversi regimi di promozione della produzione di energia da fonti rinnovabili in una serie di Paesi europei. Ha mostrato inoltre le ripercussioni di questi regimi sul settore dell'energia, sulle reti elettriche, sulla sostenibilità e sull'economia. Le conclusioni tratte da questo rapporto verranno tenute presenti per i futuri adeguamenti del regime di promozione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Svizzera.

Un incremento della produzione di elettricità da fonti rinnovabili porta con sé determinati costi, a prescindere dal regime di promozione scelto. Finché gli impianti di produzione non saranno maturi per il mercato e i loro prezzi di costo saranno più elevati di quelli degli impianti a combustibili fossili o della tecnologia nucleare, questo tipo di elettricità non potrà essere proposta spontaneamente dal mercato. È dunque ancora necessario un intervento esterno. Si deve comunque tener presente che le tecnologie convenzionali sarebbero costose come quelle che sfruttano le fonti rinnovabili se nel prezzo dell'energia prodotta in questo modo fossero incluse le esternalità negative e tutte le forme di sovvenzione passate e presenti. Questi elementi vanno tutti presi in considerazione per valutare l'opportunità della promozione.

Attualmente l'offerta di elettricità sul mercato europeo è superiore alla domanda. L'elettricità in Europa, ma anche in Svizzera, è scambiata a prezzi eccessivamente bassi. I motivi sono da ricercarsi nel prezzo troppo basso dei certificati di emissione di CO₂, nel calo della domanda a causa della crisi economica e nelle sovvenzioni concesse alle energie rinnovabili. Di conseguenza il mercato non presenta condizioni favorevoli ai nuovi investimenti. In un contesto simile il potenziamento dell'utilizzo delle energie rinnovabili diventa più difficile, tanto che anche forme di produzione finora concorrenziali come le grandi centrali idroelettriche sembrano non essere più redditizie.

Per quanto riguarda la promozione delle energie rinnovabili, la Commissione europea reagisce a questa situazione emanando nuove raccomandazioni che puntano a sostenere l'ulteriore sviluppo dei modelli di promozione. Gli strumenti utilizzati attualmente dovrebbero essere adeguati o sostituiti da strumenti più orientati al mercato, più flessibili e armonizzati tra loro. Sarebbero preferibili modelli basati su bonus (che tengano il più possibile conto della realtà del mercato) associati a una durata massima della remunerazione di 15 anni e/o modelli basati su bandi di gara. Dovrebbero infine essere introdotti modelli di promozione a lungo termine, giuridicamente vincolanti, per garantire la pianificazione e la sicurezza degli investimenti.

In Svizzera il sistema RIC si è rivelato uno strumento efficace che dà elevate garanzie rispetto alla sicurezza dell'investimento per i gestori. Ciò ha permesso di portare avanti in tempi più brevi del previsto la costruzione di nuovi impianti (Interface Politikstudien Forschung Beratung, Ernst Basler+Partner AG, Université de Genève, 2012). Le condizioni quadro certe per gli investitori sono tuttavia messe in discussione dalla fissazione di un tetto massimo di spesa globale e dalla lista d'attesa che di conseguenza viene a formarsi, nonché dai frequenti adeguamenti a cui il sistema è sottoposto.



La Strategia energetica 2050 prevede quindi che il regime di promozione debba essere in una prima fase mantenuto e ottimizzato e in una seconda fase sostituito da un sistema di incentivazione. La remunerazione a copertura dei costi per l'immissione in rete dell'energia elettrica dovrà in futuro tenere più conto della realtà del mercato e diventare più efficiente. La remunerazione per l'immissione in rete in altri termini non dovrà più rappresentare una copertura completa dei costi bensì essere calcolata tenendo conto di questi ultimi in modo che anche i gestori degli impianti debbano assumersi una parte del rischio legato alla vendita dell'elettricità prodotta. La commercializzazione diretta dovrà, per un certo tipo di impianti, diventare obbligatoria e incentivare i gestori a immettere l'elettricità nella rete quando è richiesta. I tassi di remunerazione per determinati tipi di impianti o tecnologie potranno inoltre essere fissati in base a gare. Dal 1° gennaio 2014 infine i piccoli impianti fotovoltaici potranno essere sostenuti solo con un aiuto iniziale agli investimenti volto a coprire al massimo il 30 per cento dell'ammontare di questi ultimi. Anche per l'ampliamento e il rinnovo delle centrali idroelettriche e degli impianti a biomassa sono previsti in futuro contributi una tantum che non mirano più a coprire completamente i costi e che non peseranno dunque a lungo termine sulle future generazioni. In questo modo sarà possibile finanziare, con una quantità di mezzi minore, impianti che senza promozione non riuscirebbero, anche se per poco, a essere redditizi. In una fase successiva (dal 2021) il regime di promozione della produzione di elettricità da fonti rinnovabili dovrà essere completamente sostituito da un meccanismo di incentivazione.

Il settore fotovoltaico e quello dell'energia eolica danno adito a un certo ottimismo perché dal punto di vista dei costi grazie ai progressi tecnici si sono avvicinati a una condizione che può permettergli di stare sul mercato al pari delle tecnologie convenzionali (Fraunhofer ISE, 2013). Se questa tendenza dovesse consolidarsi, un intervento statale sotto forma di promozione o incentivazione potrebbe in seguito diventare superfluo. Per altre tecnologie che permettono lo sfruttamento di fonti rinnovabili la situazione è diversa: alcune di esse non possono, e non potranno ancora per diverso tempo, sopravvivere autonomamente sul mercato.

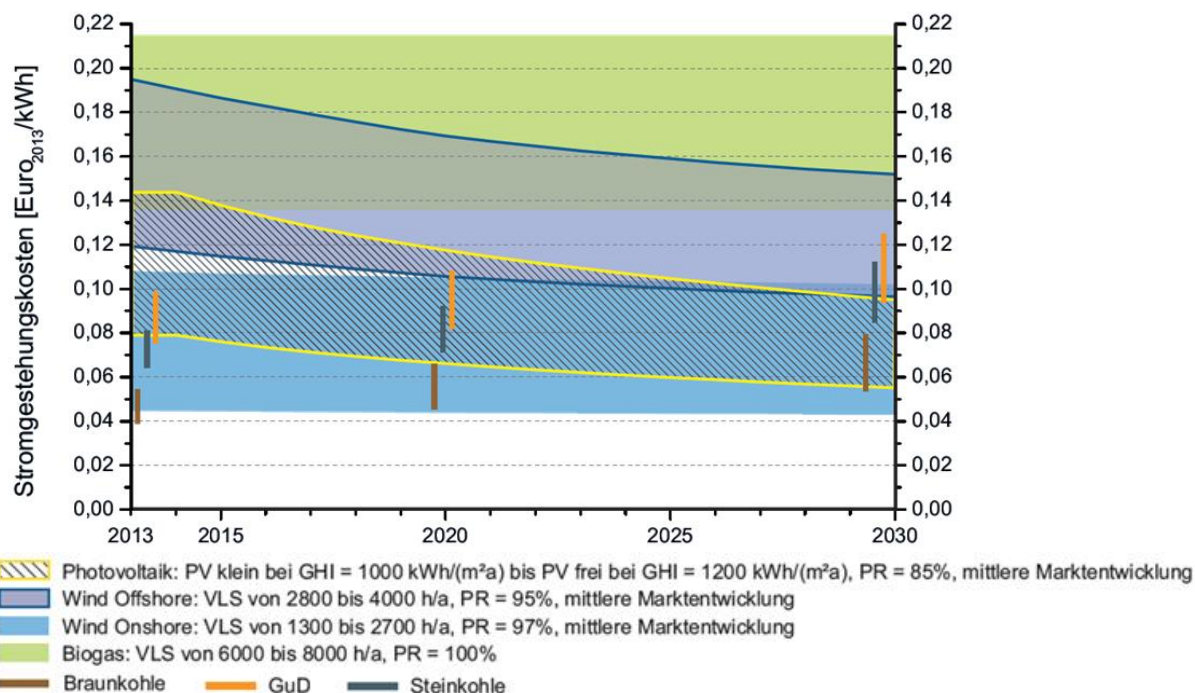


Figura 20: Curva di apprendimento dei prezzi di costo in Germania

Fonte: Fraunhofer ISE (2013)

Stromenstehungskosten [Euro ₂₀₁₃ /kWh]	Prezzi di costo dell'elettricità [Euro ₂₀₁₃ /kWh]
Photovoltaik: PV klein bei GHI = 100 kWh/(m²a) bis PV frei bei GHI = 1200 kWh/(m²a), PR = 85 %, mittlere Marktentwicklung	Fotovoltaico: da impianti piccoli con GHI (radiazione solare globale orizzontale) = 100 kWh/(m²a) a impianti isolati con GHI = 1200 kWh/(m²a), PR (Progress Ratio) = 85 %, andamento medio sul mercato
Wind Offshore: VLS von 2800 bis 4000 h/a, PR = 95 %, mittlere Marktentwicklung	Eolico offshore: full load hours da 2800 a 4000 h/a, PR = 95 %, andamento medio sul mercato
Wind Onshore: VLS von 1300 bis 2700 h/a, PR = 97 %, mittlere Marktentwicklung	Eolico onshore: full load hours da 1300 a 2700 h/a, PR = 97 %, andamento medio sul mercato
Biogas: VLS von 6000 bis 8000 h/a, PR = 100 %	Biogas: full load hours da 6000 a 8000 h/a, PR = 100 %
Braunkohle	Lignite
GuD	Centrali a ciclo combinato
Steinkohle	Carbon fossile



9. Bibliografia

- AEE (Agentur für Erneuerbare Energie und Energieeffizienz). (2012). *Die Energiewende kommt. Und alle machen mit.*
- Accademie svizzere delle scienze. (2012). *Zukunft Stromversorgung Schweiz*.
- Austrian Energy Agency. (2010). *Visionen 2050 - Endbericht*. Wien.
- Austrian Power Grid. (2011). *Netzentwicklungsplan 2011*.
- BFE. (2013). *Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 (Revision des Energierechts) und zur Volksinitiative «Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstiegsinitiative)»*.
- BFE. (2012). *Energiestrategie 2050 - Bericht des Teilprojekts Energienetze und Ausbaukosten*.
- BFE. (2012). *Energiestrategie 2050- Bericht des Teilprojekts Energienetze und Ausbaukosten*.
- BFE. (2012). *Erläuternder Bericht zur Energiestrategie 2050*.
- BFE. (2006). *Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2006*.
- BFE. (2010). *Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien - Ausgabe 2009*.
- BFE. (2012). *Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien - Ausgabe 2011*.
- BFE. (2011). *Strompreisentwicklung in der Schweiz*.
- BFE. (2012). *Überblick über die Fördersysteme für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien*.
- BMU. (2013). *Aufbau des Stromnetzes*. Abgerufen am 18. 6 2013 von Forum Netzintegration Erneuerbare Energien: http://www.forum-netzintegration.de/uploads/media/DUH_Kurzinfo_Stromnetzaufbau.pdf
- BMU. (10 2010). *Energiekonzept 2050 - Meilensteine und Bewertungen*. Abgerufen am 5. 7 2013 von <http://www.bmu.de/themen/klima-energie/energiewende/beschluesse-und-massnahmen/energiekonzept-2050-meilensteine-langfristiger-entwicklungspfad-fuer-ambitionierte-klimaschutzziele-energieeffizienz-und-erneuerbare/>
- BMU. (2012). *Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung*.
- BMU. (2012). *Netzausbau 2012*.
- (2013). *Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 - 13.074*.
- Bundesnetzagentur. (14. 10 2011). Abgerufen am 27. 5 2013 von Die Bundesagentur - Höhe der EEG-Umlage verändert sich 2012 nur geringfügig: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2011/111014_EEG_Umlage.html
- Bundesnetzagentur. (15. 10 2012). Abgerufen am 27. 5 2013 von EEG-Umlage beträgt im kommenden Jahr 5,277 ct/kWh: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1932/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2012/121015_EEGUmlage.html
- CEER. (2011). *Report on Renewable Energy Support in Europe - Ref. C10-SDE-19-04a*. Bruxelles.
- CEER. (2013). *Status Review of Renewable and Energy Efficiency Support Schemes in Europe*. Ref: C12-SDE-33-03.



- Consentec. (2012). *Auswirkungen einer verstärkten Ausbau der dezentralen Erzeugung auf die Schweizer Verteilnetze*.
- Consentec. (2012). *Einfluss verschiedener Stromangebotsvarianten auf das Übertragungsnetz der Schweiz*.
- Consentec. (2013). *Zustandsanalyse und Entwicklungsbedarf von Technologien für ein Schweizer Smart Grid*.
- Council of European Energy Regulators (CEER). (2011). *CEER Report on Renewable Energy Support in Europe*. Ref: C10-SDE-19-04a.
- Danish Energy Agency. (2009). *Wind Turbines in Denmark*.
- Danish Ministry of Climate, Energy and Building. (2011). *Main Report - The Smart Grid Network's recommendations*.
- Danish Ministry of Climate, Energy and Building. (15. 11 2012). *Medienmitteilung: Broad majority support new solar power law*. Abgerufen am 5. 9 2013 von <http://www.kebmin.dk/node/834>
- dena. (2013). dena-Verteilnetzstudie – Ausbau- und Innovations-bedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. *Forum Erneuerbare Energien*, (S. 12). Hannover.
- dena. (2012). *Eine erfolgreiche Energiewende bedarf des Ausbaus der Stromverteilnetze in Deutschland*. Berlin.
- dena. (kein Datum). *Glossar - Regelenergie*. Abgerufen am 18. 6 2013 von Effiziente Energiesysteme: <http://www.effiziente-energiesysteme.de/glossar/glossar/r/regelenergie.html>
- dena. (2010). *Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick 2025*. Berlin.
- eclareon GmbH, Öko-Institut e.V. (2012). *Integration of electricity from renewables to the electricity grid and to the electricity market - Final Report*. Berlin.
- Ecofys, CFI, EEG. (2011). *RE-Shaping: Network extension requirements for an enhanced RES deployment (D13)*.
- Ecofys, Fraunhofer ISI, EEG, LEI. (2011). *Renewable Energy Policy Country Profiles*.
- Ecofys, Fraunhofer ISI, TU Vienna EEG, Ernst&Young. (2011). *Financing Renewable Energy in the European Energy Market*.
- Ecofys, Fraunhofer, BBH, EEG, Winrock. (2012). *Renewable energy progress and biofuels sustainability - Report for the European Commission*.
- EICom. (2012). *Tätigkeitsbericht der EICom 2012*.
- Energinet.dk. (2009). *Cable action plan*.
- Energinet.dk. (2013). *Consolidated Annual Report 2012*.
- Energinet.dk. (2010). *Smart Grid in Denmark*.
- Energinet.dk, Danisch Energy Association. (2010). *Smart Grid in Denmark*.
- Energinet.dk, Danish Energy Association. (2013). *Smart Grid in Denmark 2.0 - Implementation of three key recommendations from the smart grid network*.
- ENSTO-E. (2010). *Impact of increased amounts of renewable energy on nordic power system operation*.
- ENTSO-E. (2012). *10-Year Network Development Plan 2012*.
- ENTSO-E. (2011). *Factsheet 2011*.
- ENTSO-E. (kein Datum). *The Ten-Year Network Development Plan and Regional Investment Plans*. Abgerufen am 5. 7 2013 von <https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/>



- Environment Department East Lothian Council. (2008). *The East Lothian Local Plan 2008 - Written Statement and Plan*.
- EPIA. (22. 9 2012). *PV Self Consumption Schemes - Overview in Europe*. Abgerufen am 5. 9 2013 von http://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&frm=1&source=web&cd=2&cad=rja&ved=0CDwQFjAB&url=http%3A%2F%2Fwww.iea-pvps.org%2Findex.php%3Fid%3D3%26eID%3Ddam_frontend_push%26docID%3D1254&ei=6kgoUpLsKfPX7AbYq4GIAQ&usg=AFQjCNG5XqCEPo2BJba_Vn3bmzRDrCqLxQ&bvm=ESTV.
- ESTV. (2013). *Jahresmittelkurs 2012*.
- ESU-services GmbH, Paul Scherrer Institut. (2012). *Umweltauswirkungen der Stromerzeugung in der Schweiz*. Uster&Villigen.
- Euroobserver. (2012). *The state of renewable energies in Europe - 2012 Edition*.
- Europäische Kommission . (2013). *Renewable energy progress report - SWD(2013) 102 Final*. Brussels.
- Europäische Kommission. (2012). *Ein funktionierender Energiebinnenmarkt*. Brüssel.
- Europäische Kommission. (2013). *Ein Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030*. Brüssel.
- Europäische Kommission. (2011). *Energiefahrplan 2050*. Brüssel.
- Europäische Kommission. (2011). *Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen - Energiefahrplan 2050: ein sicherer, wettbewerbsfähiger und CO2-arme Energiesektor ist möglich*. KOM (2011) 885 endg.
- Europäische Kommission. (2012). *Mitteilung der Kommission: Erneuerbare Energien: ein wichtiger Faktor auf dem europäischen Energiemarkt*. Brüssel: COM(2012) 271.
- Europäische Kommission. (2013). *Renewable Energy Progress Report*. Brüssel.
- Eurostat. (2012). *Electricity and natural gas price statistics*. Abgerufen am 6 . 8 2013 von http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php/Electricity_and_natural_gas_price_statistics
- Eurostat. (14. 3 2013). *Renewable energy statistics*. Abgerufen am 14. 3 2013 von <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/mapToolClosed.do?tab=map&init=1&plugin=1&language=en&pcode=tsdcc330&toolbox=classes#>
- Fraunhofer ISE. (2013). *Stromgestehungskosten erneuerbare Energien*.
- Fraunhofer ISI. (2012). *Ermittlung vermiedener Umweltschäden - Hintergrundpapier zur Methodik* .
- Fraunhofer ISI, Ecofys. (2010). *RE-Shaping: Indicators assessing the performance of renewable energy support policies in 27 Member States - Report D5 & D6*. Karlsruhe.
- Fraunhofer ISI, EEG, Ecofys. (2012). *Recent development of feed-in systems in the EU*.
- Fraunhofer ISI, Energy Economics Group. (2006). *Monitoring and evaluation of policy instruments to support renewable electricity in EU Member States*.
- Fraunhofer ISI, Energy Economics Group. (2010). *Evaluation of different feed-in tariff design options - best practice paper for the International Feed-in Cooperation*.
- Fraunhofer, Energy Economics Group. (2010). *Evaluation of different feed-in tariff design options - Best practice paper for the International Feed-In Cooperation*.
- Frolova, M., & Herrero Luque, D. (2011). *The impacts of green energy policies on the transformational processes in Spain's rural landscapes*. Aahrus.



- Garzena, P. (1. 11 2012). *Civilscape*. Abgerufen am 20. 4 2013 von <http://www.civilscape.org/civilscape/content/en/articles/index-complete.php>
- Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH, ifeu. (2012). *Volkswirtschaftliche Effekte der Energiewende: Erneuerbare Energien und Energieeffizienz*. Heidelberg.
- Haas, R., Resch, G., Panzer, C., Busch, S., Ragwitz, M., & Held, A. (2011). Efficiency and effectiveness of promotion systems for electricity generation from renewable energy sources - Lessons from EU countries. *Energy* (36) , S. 2186-2193.
- Haas, R., Resch, G., Panzer, C., Busch, S., Ragwitz, M., & Held, A. (2010). Efficiency and effectiveness of promotion systems for electricity generation from renewable energy sources e Lessons from EU countries. *Energy* 36. Nr.4 , S. 2186-2193.
- IEA. (2013). *In-depth review of energy policy - Germany 2013*.
- IEE, Graz University of Technology. (2012). *Studie über den Einfluss verschiedener Stromangebotsvarianten auf das Übertragungsnetz der Schweiz*.
- Infras. (2011). *Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien: Instrumentalanalyse*. Zürich.
- Infras, Ecosens. (2013). *Energiestrategie 2050: Umweltanalyse und Bewertung von Technologien zur Stromerzeugung*. <http://www.bafu.admin.ch/energie/index.html?lang=de>
- Intelligent Energy Europe. (2011). *RE-Shaping: Renewable Energy Policy, Country Profiles (D9)*.
- Intelligent Energy Europe. (2012). *RE-Shaping: Shaping an effective and efficient European renewable energy market (D23)*. Karlsruhe.
- Interface Politikstudien Forschung Beratung, Ernst Basler+Partner AG, Université de Genève. (2012). *Evaluation der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV)*.
- International Energy Agency. (2011). *Developing renewables - Best and Future Policy Practice*.
- Klessmann, C. B. (2012). *Increasing Increasing the effectiveness and efficiency of renewable energy support policies in the European Union*. Utrecht University.
- Leibniz Universität Hannover. (2012). *Erneuerbare Energien: Zielkonflikte zwischen Natur- und Umweltschutz*. Abgerufen am 16. 4 2013 von Deutscher Naturschutztag 2012: http://www.deutscher-naturschutztag.de/fileadmin/DNT/documents/DNT_2012/Vortraege2012/Plenumsvortrag_Haaren_Zielkonflikte_01.pdf
- Mendonça, M., Jacobs, D., & Sovacool, B. (2010). *Powering the green economy*. London: Earthscan.
- Ministero de industria, turismo y comercio. (2010). *Spain's National Renewable Energy Action Plan 2011 - 2020*.
- national grid. (2012). *UK future Energy Scenarios*.
- NEEDS. (2009). *Final report on sustainability assessment of advanced electricity supply options - Deliverable D10.2 - RS2b*.
- Nena. (2010). *Green Certificates - A joint Swedish - Norwegian Market*.
- Netzentwicklungsplan Strom. (2013). *Der Szenariorahmen - Grundlagen für den Netzentwicklungsplan*. Abgerufen am 19. 6 2013 von <http://www.netzentwicklungsplan.de/content/der-szenariorahmen-%E2%80%93-grundlage-f%C3%BCr-den-netzentwicklungsplan>
- OPTRES. (2007). *Assessment and optimisation of renewable energy support schemes in the European electricity market*. Intelligent Energy Europe.



- Paul Scherrer Institut. (6 2010). Facts für die Energiepolitik von Morgen. *Energie-Spiegel*.
- Perrotti, D. (2011). Special Session: The impacts of the green energy policies on the transformational processes within the context of the contemporary rural landscape. *Science for the environment conference*. Denmark (Aarhus).
- Perrotti, D., & Herion, S. (2011). Special Session: The impacts of the green energy policies on the transformational processes within the context of the contemporary rural landscape. The French national and regional context. *Science for environment conference*. Denmark (Aarhus).
- Perrotti, D., & Locardi, C. (2011). Special Session: The impacts of the green energy policies on the transformational processes within the context of the contemporary rural landscape. The Italian national and regional context. *Science for environment conference*. Denmark (Aarhus).
- Perrotti, D., Frovola, M., Pérez, B., & Herrero, D. (2011). Special Session: The impacts of the green energy policies on the transformational processes within the context of the contemporary rural landscape. The Spanish example. *Science for environment conference*. Denmark (Aarhus).
- Perrotti, D., Herion, S., Chiara, L., Florova, M., Pérez, B., & Herrero, D. (2011). The impact of green energy policies on the transformational process within the context of the contemporary rural landscape. A comparative analysis of three European national and regional scenarios (France, Italy and Spain). *Science for the environment*.
- Prognos. (2012). *Energieszenarien für die Schweiz bis 2050*.
- R2B Energy Consulting, Consentec. (2010). *Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien*. Köln/Aachen.
- RES Legal. (2012). *Legal Sources on Renewable Energy*. Abgerufen am 19. 02 2013 von <http://www.res-legal.eu/search-by-country/>
- Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung. (2009). *Economic impacts from the promotion of renewable energies: The German experience*.
- Rieder, S., & Haefeli, U. (2008). *Analyse finanzieller Massnahmen im Energiebereich: theoretische Reflexion der Wirkungsweise empirischer Studien*. Luzern: Untersuchung im Auftrag des BFE.
- Romstad, E. (2012). *Environmental Economics, Lecture 16: Non-economic instruments (spring semester)*. UMB, Norwegian University of Life Sciences.
- Rütter+Partner, Ernst Basler+Partner, Fraunhofer ISI. (2013). *Volkswirtschaftliche Bedeutung erneuerbarer Energien in der Schweiz*.
- Sachverständigenrat für Umweltfragen. (2011). *Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung - Sondergutachtung*. ESV.
- SATW. (2012). *Wie soll Strom aus erneuerbaren Energie gefördert werden?*
- Schwarz et al. (2008). *Quotenmodelle zur Förderung von Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien: Theorie und Implikationen*. IWE Working Paper Nr. 04-2008.
- Stattnet, Enerinet.dk, Svenska kraftnät, Fingrid. (2012). *Nordic Grid Development Plan 2012*.
- Stiftung KEV. (3. 1 2013). Abgerufen am 27. 5 2013 von Quartalsberichte: 4. Quartal 2012: http://www.stiftung-kev.ch/fileadmin/media/kev/kev_download/de/130425_KEV_Reporting_12Q4_kurz.pdf
- Stiftung KEV. (2013). *Geschäftsbericht 2012*.
- Swissgrid. (6. 9 2013). *Warteliste für KEV Anmeldungen*. Abgerufen am 6. 9 2013 von https://www.guarantee-of-origin.ch/reports/Downloads/warteliste_DE.pdf



Technische Universität Ilmenau. (2011). *Metastudie über Merkmale von Freileitungen und Erdkabelleitungen*. Ilmenau.

Terna Rete Italia. (2012). *Previsioni della domanda elettrica in Italia e del fabbisogno di potenza necessario - Anni 2012-2022*.

UK Department of Energy & Climate Change. (21. 10 2013). *Press Release*. Abgerufen am 09. 12 2013 von <https://www.gov.uk/government/news/initial-agreement-reached-on-new-nuclear-power-station-at-hinkley>

UVEK. (2012). *Position adoptée - Installations photovoltaïques isolées*.

Von Seht, H. (2010). Eine neue Raumordnung: erforderlich für den Klimaschutz. *RaumPlanung* 153 , S. 277-282.

VSE. (2012). *Wege in die neue Stromzukunft - Gesamtbericht*.

Walker, B. et al. (2006). A Handful of Heuristics and Some Propositions for Understanding Resilience in Social-Ecological Systems. *Ecology and Society* , S. 11(1): 13.