



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und  
Kommunikation UVEK

**Bundesamt für Energie BFE**

Juni 2014

---

# **Wirkung der Systeme zur Förderung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien**

Bericht in Erfüllung des Postulates 09.3085 (Guy Parmelin) vom 12. März 2009

---

Vom Bundesrat an seiner Sitzung vom 20.06.2014 gutgeheissen



# Inhalt

Zusammenfassung .....	6
1. Einleitung.....	8
1.1. Ausgangslage.....	8
1.2. Vorgehen zur Erfüllung des Postulats.....	8
1.3. Gegenstand.....	8
1.4. Inhaltsübersicht .....	9
2. Fördersysteme für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien .....	10
2.1. Klassifizierung der Fördersysteme.....	10
2.2. Förderinstrumente: Ausgestaltung und Wirkung .....	11
2.2.1. Einspeisevergütung (Feed-in-System) .....	11
2.2.2. Quotensysteme mit Zertifikatshandel .....	16
2.2.3. Eigenverbrauchssysteme.....	18
2.2.4. Geringere Kapitalkosten.....	20
2.2.5. Steuererleichterungen.....	20
2.2.6. Soft-Policy Instrumente .....	20
2.3. Übersicht über die verwendeten Fördersysteme in Europa .....	21
3. Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in Europa .....	24
3.1. Dänemark.....	24
3.2. Deutschland .....	24
3.3. Grossbritannien .....	25
3.4. Frankreich .....	26
3.5. Italien .....	27
3.6. Niederlande.....	28
3.7. Österreich.....	29
3.8. Schweden .....	29
3.9. Schweiz.....	30
3.10. Spanien.....	31
3.11. Trends und Entwicklungen .....	32
4. Energiewirtschaftliche Auswirkungen der Fördersysteme .....	35
4.1. Entwicklung der erneuerbaren Energien.....	35
4.2. Wirtschaftlichkeit der geförderten Energieerzeugung .....	37
4.3. Effektivität und Rentabilität der Fördersysteme.....	40
5. Auswirkungen der erneuerbaren Energien auf die Stromnetze .....	43



5.1. Grundlagen elektrischer Netze und Integration der erneuerbaren Energien .....	43
5.2. Technische Herausforderungen und Lösungsoptionen .....	44
5.3. Netzaus- und Umbaubedarf sowie Investitionskosten .....	46
5.3.1. Produktions- und Verbrauchsszenarien .....	47
5.3.2. Übertragungsnetz .....	49
5.3.3. Verteilnetz .....	51
5.4. Allgemeine Barrieren zur Integration der erneuerbaren Energien im Netz .....	55
6. Auswirkungen der erneuerbaren Energien auf die Umwelt und auf die Raumplanung .....	57
6.1. Die Umweltauswirkungen der erneuerbaren Technologien in der Schweiz .....	57
6.1.1. Eine Umweltanalyse .....	57
6.1.2. Auswirkungen eines Anlagenausbaus auf die Umwelt .....	63
6.1.3. Raumplanung und erneuerbare Energie Anlagen .....	65
6.2. Erfahrungen und Analysen aus den Vergleichsländern .....	66
6.3. Ein Nachhaltigkeits-Ranking .....	69
7. Volkswirtschaftliche Auswirkungen der erneuerbaren Energien .....	70
7.1. Wirtschaftliche Bedeutung der erneuerbaren Energien in der Schweiz .....	70
7.1.1. Beschäftigung .....	70
7.1.2. Bruttowertschöpfung .....	71
7.1.3. Zukünftige Entwicklung .....	72
7.1.4. Förderkosten .....	73
7.2. Sozioökonomische Effekte der erneuerbaren Energien in europäischen Ländern .....	74
7.2.1. Beschäftigung und Umsatz innerhalb der EU .....	74
7.3. Strompreise im Zusammenhang mit der Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien .....	78
7.4. Ausblick .....	80
8. Künftige Entwicklung des Fördersystems in der Schweiz .....	82
9. Literaturverzeichnis .....	84



## Abbildungsverzeichnis

<i>Abbildung 1: Entwicklung der Gestehungskosten und der Vergütungssätze .....</i>	<i>15</i>
<i>Abbildung 2: Verbraucher mit Produktionsanlage .....</i>	<i>19</i>
<i>Abbildung 3: Hauptfördersysteme in der EU .....</i>	<i>21</i>
<i>Abbildung 4: Entwicklung der EEG-Vergütung .....</i>	<i>25</i>
<i>Abbildung 5: Vergütungen in Spanien (2004-2008).....</i>	<i>32</i>
<i>Abbildung 6: Eignung der Förderinstrumente in Abhängigkeit der Marktreife der Technologien .....</i>	<i>34</i>
<i>Abbildung 7: Anteil des generierten erneuerbaren Stroms am Elektrizitätskonsum (2010)...</i>	<i>35</i>
<i>Abbildung 8: Produktion an erneuerbare Elektrizität in den EU-27 Mitgliedstaaten (2009) ...</i>	<i>36</i>
<i>Abbildung 9: Produktion an erneuerbare Elektrizität in den EU-27 Mitgliedstaaten (2009) ...</i>	<i>40</i>
<i>Abbildung 10: Durchschnittliche Effektivität der Fördersysteme in der EU-27 .....</i>	<i>41</i>
<i>Abbildung 11: Quotenmodell vs. Einspeisevergütung - statische Anreizwirkung .....</i>	<i>41</i>
<i>Abbildung 12: Quotenmodell vs. Einspeisevergütung - dynamische Anreizwirkung .....</i>	<i>42</i>
<i>Abbildung 13: Das Elektrizitätsnetz.....</i>	<i>44</i>
<i>Abbildung 14: Entwicklung des Strom-Mixes und des Stromverbrauchs in der Schweiz (Szenario POM, Angebotsvariante C+E).....</i>	<i>48</i>
<i>Abbildung 15: Investitionsbedarf in Abhängigkeit von der installierten dezentralen Erzeugungsanlagen .....</i>	<i>52</i>
<i>Abbildung 16: Übergang zu einem intelligenten Netz.....</i>	<i>53</i>
<i>Abbildung 17: 2000 - 2020 Entwicklung von Bruttowertschöpfung (Mio. CHF) und Beschäftigung (Vollzeitäquivalente) .....</i>	<i>73</i>
<i>Abbildung 18: Zusammensetzung der Elektrizitätspreise in 2012 (Privathaushalte).....</i>	<i>78</i>
<i>Abbildung 19: Zusammensetzung der Elektrizitätspreise in 2012 (Industriekunden) .....</i>	<i>80</i>
<i>Abbildung 20: Lernkurve der Gestehungskosten in Deutschland .....</i>	<i>83</i>



## Tabellenverzeichnis

<i>Tabelle 1: Klassifizierung der Fördermodelle</i>	10
<i>Tabelle 2: Übersicht über Fördersysteme für erneuerbare Energie in Europa, 2012/2013</i>	22
<i>Tabelle 3: Anteil des generierten erneuerbaren Stroms am Elektrizitätskonsum</i>	36
<i>Tabelle 4: 2020 Ziele und Zielerreichungsgrad für die Vergleichsländer</i>	37
<i>Tabelle 5: Gewichtete Durchschnittsförderung pro Technologie (€/MWh) - 2011</i>	39
<i>Tabelle 6: Investitionskosten in Übertragungsnetze</i>	49
<i>Tabelle 7: Investitionen im Verteilnetz in Deutschland</i>	52
<i>Tabelle 8: Investitionen im Verteilnetz in der Schweiz</i>	54
<i>Tabelle 9: Konflikte und Lösungsansätze</i>	59
<i>Tabelle 10: Windkraft - Konflikte und Lösungsansätze</i>	60
<i>Tabelle 11: Photovoltaik - Konflikte und Lösungsansätze</i>	61
<i>Tabelle 12: Biomasse - Konflikte und Lösungsansätze</i>	62
<i>Tabelle 13: Beurteilung eines Ausbaus der erneuerbaren Technologien</i>	64
<i>Tabelle 14: Nachhaltigkeits-Ranking</i>	69
<i>Tabelle 15: Beschäftigung der erneuerbaren Energie Branche 2000 - 2010</i>	71
<i>Tabelle 16: Bruttowertschöpfung der erneuerbaren Energie Branche 2000 – 2010</i>	72
<i>Tabelle 17: Gesamtbeschäftigung im Bereich erneuerbaren Energien (2010)</i>	74
<i>Tabelle 18: Beschäftigung und Umsatz nach Technologien – Teil 1 (2011)</i>	75
<i>Tabelle 19: Beschäftigung und Umsatz nach Technologien – Teil 2 (2011)</i>	77



## Zusammenfassung

Der vorliegende Bericht ist in Erfüllung des Postulats 09.3085 „Wirkung der Systeme zur Förderung von erneuerbaren Energien“ von Nationalrat Guy Parmelin entstanden. Er gibt einen **Überblick über die Wirkung** verschiedener Systeme zur Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien in folgenden ausgewählten Ländern: Dänemark, Deutschland, Grossbritannien, Frankreich, Italien, Niederlande, Österreich, Schweden, Schweiz, Spanien. Er zeigt auf, wie sich die Fördersysteme auf die Energiewirtschaft, die Stromnetze und auf die Nachhaltigkeit auswirken. Im Weiteren werden die volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Fördersysteme beleuchtet.

Zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien wenden die meisten Länder in Europa als **Hauptfördersystem die Einspeisevergütung** (u.a. Österreich, Deutschland, Spanien, Frankreich, Italien, Grossbritannien, Schweiz) und/oder das Bonusmodell (u.a. Deutschland, Dänemark, Spanien, Italien, Niederlande) an. Wenige Länder wenden ein Quotensystem an (u.a. Schweden, Grossbritannien). Neben den Hauptförderinstrumenten existieren sekundäre Instrumente, die ergänzend spezifische Technologien fördern. Dazu zählen vermehrt Eigenverbrauchsregelungen, Investitionshilfen, Steuervergünstigungen, vergünstigte Kapitalkosten und Ausschreibungen. Generell entwickeln sich die Förderinstrumente derzeit vermehrt in Richtung Markt. Das ist eine direkte Folge der Verbreitung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien. Mit der Zeit nimmt die Marktreife zu, die Förderintensität kann gesenkt und die Kosteneffizienz der Förderung erhöht werden. Zudem werden mit marktorientierten Ansätzen Anreize geschaffen, Energie bedarfsgerecht ins Netz einzuspeisen.

Allgemein ist die **Wirksamkeit der Förderung** (messbar als Effektivität oder als Effizienz) massgeblich von der spezifischen Ausgestaltung des Systems abhängig. Ist das System von ständigen Anpassungen und Umbrüchen geprägt, ist die Investitionssicherheit gefährdet. So haben temporäre Förderunterbrüche z.B. in Frankreich zur Bildung einer Warteliste geführt, während in Italien aufgrund eines Wechsels vom Quotensystem auf Einspeisevergütungen grosse Unsicherheit bei den Investoren herrscht. In Spanien haben die finanziellen Schwierigkeiten des Landes 2012 zur kompletten Aufhebung der Förderung geführt. In Österreich und in der Schweiz ist zwar das Fördersystem stabil, aber ein Gesamtkostendeckel verursacht eine lange Warteliste und ein Stop-and-go bei den Projektfreigaben.

Der vorliegende **Vergleich der Förderregimes** liefert folgende Erkenntnisse:

- Die Wirkung der Fördersysteme und der damit verbundene Zubau an Stromproduktionsanlagen variieren aufgrund natürlicher Gegebenheiten und unterschiedlicher Rahmenbedingungen und in den untersuchten Ländern.
- Technologien, die bereits länger auf dem Markt sind und zu fast wettbewerbsfähigen Preisen produzieren (wie z.B. die Wasser- oder Windkraft) werden weniger stark subventioniert.
- Bonus- oder Direktvermarktungsmodelle bieten marktnähere Vergütungen mit geringerer Investitionssicherheit an, weshalb sie sich weniger für ganz neue Technologien eignen, die auf volle Deckung der nicht-kompetitiven Gestehungskosten angewiesen sind.

Die vorwiegend dezentral einspeisenden erneuerbaren Stromproduktionsanlagen verursachen aufgrund der veränderten Nutzung des **Stromnetzes** neue Herausforderungen. In der Vergangenheit hat das Stromnetz unidirektional die Energie von den Kraftwerken zu den Endverbrauchern verteilt. In der Zukunft wird es zunehmend auch von Kleinerzeugern Elekt-



rizität aufnehmen müssen. Aus diesem Grund ist ein Um- und Ausbau der elektrischen Netze, v.a. der Verteilnetze, nötig und bringt zusätzliche Kosten mit sich. Die Investitionen in den Stromnetzen hängen stark vom Anteil an dezentraler Einspeisung an der Gesamterzeugung, der Verteilung der dezentralen Einspeisung in den Netzen sowie von der Nachfrageentwicklung ab. Im Bereich der Verteilnetze werden je nach Szenario Investitionen in der Schweiz zwischen 2.3 und 7.5 Mrd. CHF bis 2035 und in Deutschland von 27.5 bis 42.5 Mrd. € bis 2030 vorausgesagt, wobei die Investitionskosten durch den Einsatz von spannungsgeregelten Ortsnetzstationen sowie anderen Smart Grid-Technologien deutlich gesenkt werden können. Neben technischen Herausforderungen stellen Hürden finanzieller, administrativer und rechtlicher Art in den ausgewählten Ländern weitere Barrieren zur Integration der erneuerbaren Energien ins Stromnetz dar.

Die Bereitstellung von Energie erfolgt nicht ohne negative **Umweltauswirkungen**. Diese fallen je nach Energiequelle und Produktionstechnologie unterschiedlich hoch aus. Erneuerbare Energien rufen normalerweise geringere Umweltschäden als Energien aus fossilen oder nuklearen Quellen hervor. Im Gegensatz zu traditionellen Energieträgern entstehen diese aber mehrheitlich im Inland. Die Umweltauswirkungen (Veränderung des Landschaftsbilds, Eingriff in die Lebensräume und in die Biodiversität sowie Lärm) werden zum Teil durch die eingesetzte Technologie bestimmt, hängen aber vorwiegend von der Qualität des Standorts und der Konzeption der Anlage ab.

Die vermehrte Entwicklung und Anwendung von Anlagen zur Stromproduktion aus erneuerbaren Energien haben direkte und indirekte **volkswirtschaftliche Auswirkungen**. So entstehen neue Arbeitsplätze, Industriezweige und Exportmöglichkeiten. Gleichzeitig verschwinden durch die Verdrängung konventioneller Energien Arbeitsplätze in anderen Branchen. Die erneuerbare Energien-Branche nimmt mit der Zeit an Bedeutung zu. Von ihrem Ausbau kann vor allem die regionale Wirtschaft vermehrt profitieren. Im vorliegenden Vergleich hatte 2011 lediglich Dänemark einen höheren prozentualen Beschäftigungsgrad im erneuerbaren Energiesektor als die Schweiz. In der EU generierten in absteigender Reihenfolge die Photovoltaik-, Biomasse- und Windkraftbranche im Jahr 2011 am meisten Arbeitsplätze, in einigem Abstand gefolgt von der Biogas- und Kleinwasserkraftbranche. Den höchsten Umsatz, nach den Photovoltaik-Anlagen, haben in der EU die Windkraftanlagen erzielt.



# 1. Einleitung

## 1.1. Ausgangslage

Das Postulat 09.3085 „Wirkung der Systeme zur Förderung von erneuerbaren Energien“ von Nationalrat Guy Parmelin beauftragt den Bundesrat mit der Erstellung eines Berichts, der einen Überblick über die Wirkung verschiedener Systeme zur Förderung von erneuerbaren Energien in den Nachbarländern der Schweiz wiedergibt. Insbesondere soll aufgezeigt werden, wie sich die Systeme auf die Energiewirtschaft, auf die Netzwerke und auf die Nachhaltigkeit auswirken. Im Weiteren sollen auch die wirtschaftlichen und finanziellen Auswirkungen der Fördermassnahmen beleuchtet werden.

Das Postulat wurde am 12. März 2009 eingereicht. Auslöser dafür war eine Medienmitteilung des Bundesamts für Energie (BFE) vom 2. Februar 2009, die bereits kurz nach Einführung der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) den Förderstopp und die Einführung der Warteliste ankündigte<sup>1</sup>.

## 1.2. Vorgehen zur Erfüllung des Postulats

Zur Erfüllung des Postulats wurden in einem ersten Schritt die hinsichtlich ihres Fördersystems interessanten europäischen Ländern definiert. Die Auswirkungen der Fördersysteme dieser Länder werden im Bericht verglichen. Zu diesem Zweck wurden pro Schwerpunkt zahlreiche Fachberichte und wissenschaftliche Artikel ausgewertet. Die Erkenntnisse daraus werden im vorliegenden Bericht – einer Meta-Studie - wiedergegeben.

## 1.3. Gegenstand

Im vorliegenden Bericht werden die Auswirkungen von Fördersystemen für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien analysiert. Nicht betrachtet werden Fördersysteme in den Bereichen Wärme und Mobilität. Bei der Betrachtung der Fördersysteme spielen folgende Begriffe eine wichtige Rolle:

- Die *Effektivität* eines Fördersystems bezieht sich auf die Wirksamkeit und wird als die Produktion von erneuerbarem Strom im Verhältnis zum verbleibenden Ausbaupotenzial definiert.
- Die *Effizienz* eines Fördersystems misst hingegen das Verhältnis zwischen den eingesetzten Mitteln und den erzielten Ergebnissen. In einem effizienten Fördersystem stehen Kosten und Nutzen in einem optimalen Verhältnis.

Neben der Schweiz und ihren direkten Nachbarländern (Deutschland, Frankreich, Italien, Österreich) werden weitere ausgewählte Länder besonderen Interesses in die Analyse mit einbezogen. Dazu gehören die folgenden:

- Dänemark aufgrund der Einführung von Smart Grid-Lösungen,
- Grossbritannien aufgrund seines Quotensystems und der interessanten Entwicklung des Fördersystems,
- Niederlande aufgrund der Ausgestaltung einer marktorientierten Einspeisevergütung,
- Schweden aufgrund seines Quotensystems,
- Spanien aufgrund der interessanten Entwicklung des Fördersystems.

Zeitlich schliesst dieser Bericht die Ereignisse bis und mit den Gesetzesänderungen auf-

<sup>1</sup> Medienmitteilung (2.2.2009): <http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=de&msg-id=25142>



grund der parlamentarischen Initiative 12.400 ein, die am 1.1.2014 in Kraft getreten ist. Daten für den internationalen Vergleich der energiewirtschaftlichen Auswirkungen der erneuerbaren Energien sind lediglich bis 2011 vorhanden.

#### **1.4. Inhaltsübersicht**

Im Kapitel 2 werden verschiedene Fördersysteme erklärt und miteinander verglichen. Eine Beschreibung der angewendeten Fördersysteme in den ausgewählten europäischen Ländern (Dänemark, Deutschland, Grossbritannien, Frankreich, Italien, Niederlande, Österreich, Schweden, Schweiz und Spanien) folgt in Kapitel 3. Kapitel 4 ist den energiewirtschaftlichen Auswirkungen der Fördersysteme gewidmet. Es werden vor allem die Entwicklung des produzierten erneuerbaren Stroms und das Förderniveau der jeweiligen Länder einander gegenübergestellt. Zudem enthält das Kapitel eine Analyse der Effektivität und der Rentabilität der Fördersysteme pro Land. Kapitel 5 betrachtet die Auswirkungen der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien auf die Netze. Vorerst werden die nötigen Netzanpassungen bei zunehmendem dezentral erzeugtem Strom geschildert. Da der Netzausbau eng mit der Nachfrageentwicklung zusammenhängt, wird in einem zweiten Schritt eine Stromverbrauchsanalyse durchgeführt. Schliesslich zeigt Kapitel 5, welche Investitionen in den Bereichen Übertragungs- und Verteilnetze nötig sind. In Kapitel 6 werden Umwelt- und raumplanerische Auswirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Stromproduktion in der Schweiz und in den ausgewählten Ländern betrachtet. Die volkswirtschaftliche Bedeutung der Branche wird im Kapitel 7 analysiert. In diesem Teil war es kaum möglich, zwischen erneuerbaren Energieträgern und erneuerbarem Strom zu unterscheiden; deshalb wird allgemein der Erneuerbaren-Sektor untersucht. Insbesondere werden die Effekte der Branche auf die Beschäftigung und Bruttowertschöpfung aufgezeigt. Das Kapitel 8 schliesslich skizziert eine mögliche Weiterentwicklung des schweizerischen Fördersystems, wie sie in Rahmen der Energiestrategie 2050 des Bundesrates angedacht ist.



## 2. Fördersysteme für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien

Die Produktion von Strom aus neuen erneuerbaren Energien ist heute grösstenteils nicht wettbewerbsfähig, d.h. sie hat die Marktreife (noch) nicht erreicht. Solange die Gestehungskosten zur Generierung von Strom aus erneuerbaren Energien über dem Marktpreis liegen, müssen die neuen Technologien unterstützt werden, damit sie vom Markt angeboten werden. Regulierungen sind deshalb wichtig, um Hemmnisse zu überwinden, welche die Verbreitung der erneuerbaren Energien verhindern. Mendonça et. al. (2010) zeigen vier Kategorien von möglichen Barrieren auf:

- Finanzielle und marktbedingte Hemmnisse
- Politische und regulatorische Hürden
- Kulturelle- und Verhaltensbarrieren
- Ästhetische und ökologische Herausforderungen für die gesellschaftliche Akzeptanz

Nur wenn diese Hürden überwunden werden, ist eine Förderpolitik effektiv, um die Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien zu erreichen. Stabile und solide Rahmenbedingungen sowie effektive Förderinstrumente gelten als Grundlage für eine erfolgreiche Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien. Der Gesetzgeber soll neben einer funktionierenden Förderpolitik auch für glaubwürdige Marktbedingungen, tiefe Investitionsbarrieren sowie auch günstige Investitionsanreize sorgen.

Im vorliegenden Kapitel werden die möglichen Fördersysteme genauer beschrieben. Nach einer ersten Klassierung der verschiedenen Systeme (Kapitel 2.1.) werden die verschiedenen Ausgestaltungen und Wirkungen analysiert (Kapitel 2.2.). Das Kapitel schliesst mit einem Vergleich der in Europa verwendeten Fördersysteme (Kapitel 2.3.)

### 2.1. Klassifizierung der Fördersysteme

Grundsätzlich stehen der Politik verschiedene Möglichkeiten zur Förderung der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zur Verfügung. Die Förderinstrumente zur Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit von erneuerbarem Strom können nach ihrer Steuerungsgrösse (Preis oder Menge) und dem Ansatzpunkt (Angebots- oder Nachfrageseite) unterschieden werden (Tabelle 1).

Tabelle 1: Klassifizierung der Fördermodelle

	Steuergrösse: Preis	Steuergrösse: Menge
Nachfrageseite	Ökostrombörse Ökosteuern	Quotenmodell (Verpflichtung Endverbraucher <sup>2</sup> )
Angebotsseite	Einspeisevergütung	Ausschreibungsmodell Quotenmodell (Verpflichtung Erzeuger)

Quelle: Eigene Darstellung

Beim Unterscheidungsmerkmal Steuergrösse kann entweder der Preis für die Elektrizität aus

<sup>2</sup> Keine Anwendung in der Praxis bekannt.



erneuerbaren Energien festgesetzt und die Menge offen gelassen oder die Menge bzw. der Marktanteil kann auf einer bestimmten Höhe festgelegt und die Preisbestimmung dem Wettbewerb überlassen werden.

Die andere Unterscheidungsmöglichkeit besteht beim Ansatzpunkt der Förderinstrumente. Hier wird zwischen angebots- und nachfrageorientierten Instrumenten unterschieden. Die klassischen **angebotsorientierten Fördermodelle** sind die Einspeisevergütung und das Ausschreibungsmodell. Zu den **nachfrageorientierten Instrumenten** gehören Ökostrombörsen oder ökologische Steuern als preisbasierte Ansätze und das Quotenmodell als mengenbasierter Ansatz. Quotenmodelle sind in der Praxis in der Regel angebotsorientiert (die Verpflichtung liegt beim Erzeuger oder Versorger) und nicht nachfrageorientiert (die Verpflichtung liegt bei den Stromkonsumenten) ausgestaltet. Grund dafür ist die relative Komplexität der Quotenregelung und die hohen Transaktionskosten seitens der Akteure, welche die Quote erreichen müssen. Daher sollte die Quote professionellen Stromerzeugern oder -versorgern auferlegt werden (Infras, 2011).

Grundsätzlich kann ein Fördersystem technologieutral oder technologiespezifisch sein. Technologie neutrale Systeme sehen keine unterschiedliche Förderung nach Art der Technologie vor. Deshalb werden in solchen Modellen zuerst die günstigsten aller Anlagen gefördert. Im Gegensatz dazu wird bei technologiespezifischen Instrumenten nach den verschiedenen Technologien differenziert und der aus Versorgungssicherheitsgründen sinnvolle Ausbau-Mix kann erreicht werden. Je nach Fördermodell und Ausgangslage kann die Wahl zwischen einem technologiespezifischen und einem technologieutralen Modell die Effizienz des Fördersystems steigern.

Die unterschiedliche Förderinstrumente können zusammen unter einem einzigen Fördermodell kombiniert werden.

## 2.2. Förderinstrumente: Ausgestaltung und Wirkung

### 2.2.1. Einspeisevergütung (Feed-in-System)

Die Einspeisevergütung gehört zu den preisorientierten Fördermodellen. Die Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien erfolgt über eine Vergütung für ins Netz eingespeisten Strom aus erneuerbaren Quellen. In der Regel werden die Mittel zur Förderung bei den Endkunden erhoben und an die Kraftwerksbetreiber verteilt, meist abhängig von der verwendeten Technologie und im Verhältnis zur eingespeisten Strommenge. Auch die Schweizer KEV ist ein solches sogenanntes *Feed-in-System* (FiT).

Für ein optimales Design der Einspeisevergütung sollten grundsätzlich vier Designkriterien berücksichtigt werden (Fraunhofer ISI, Energy Economics Group, 2006):

- Die Vergütungssätze sollten über ein genügend langes Zeitfenster garantiert werden, um das Investitionsrisiko zu reduzieren.
- Um die Produzentenrenten und somit die gesellschaftlichen Kosten zu reduzieren, sollten die Vergütungen technologiespezifisch ausgestaltet werden.
- Die Tarife für die Neuanlagen sollten über die Zeit abnehmen und an den Lernfortschritt der Technologie angepasst werden.
- Wachstumskorridore<sup>3</sup> oder Kostendeckel sollten eingeführt werden, falls ein Land die Befürchtung hat, dass die Förderausgaben unkontrolliert zunehmen können (Fraunhofer

<sup>3</sup> Wachstumskorridor: Entspricht der Menge an erneuerbarer Kapazität, die ein Land als Ziel für eine gegebene Periode setzt (z.B. 1'000MW). Wenn die Zunahme an Kapazität grösser (kleiner) ist als im Ziel gesetzt, werden die Vergütungen gesenkt (erhöht).



ISI, EEG, Ecofys, 2012).

Bei Einspeisesystemen bestehende folgende Herausforderungen:

- Die Politik entscheidet über die Mittel und die gewünschten Technologien. Dies erhöht das Risiko für technologiespezifisches Lobbying.
- Die staatlichen Vergütungen orientieren sich an den Kosten der Anlagen, was die Anreize für eine möglichst bedarfsgerechte Einspeisung und Innovation reduziert.
- Fehlender Marktbezug kann zu Marktverzerrung führen. Nicht geförderte Technologien werden aus dem Markt gedrängt. Dies führt zu einer Preiserosion an den Strommärkten, wovon die erneuerbaren Energien selber auch betroffen sind (sog. Merit-Order-Effekt).

In den folgenden Abschnitten werden die verschiedenen Möglichkeiten zur Ausgestaltung und Festlegung des Vergütungssatzes beschrieben. Die Ausgestaltung des Vergütungssatzes hängt davon ab, wie der Marktpreis für Strom berücksichtigt wird und ob ein Teil des Preisrisikos auf den Anlagenbetreiber übertragen wird oder nicht.

#### **2.2.1.1. Konstanter Vergütungssatz (Feed-in Tariff)**

Bei einem *Feed-In-Tariff* erhält der Anlagenbetreiber einen fixen Betrag pro eingespeiste Kilowattstunde (kWh), meist abhängig von der Produktionstechnologie und dem Anmelde- oder Inbetriebnahmezeitpunkt im Vergütungssystem. Die Vergütung wird typischerweise während zehn bis 25 Jahren ausbezahlt. Der Gesetzgeber kann eine Deckelung der Fördermittel festlegen, damit die Ausgaben einen gewissen Grenzbetrag nicht überschreiten. Das hat einerseits eine positive Wirkung in dem der maximale Umfang der Fördermittel bekannt und begrenzt ist. Andererseits kann der Deckel zur Limitierung der Förderung führen. Beispiel dafür ist die aktuelle Warteliste der Schweiz. Die Unsicherheit, die das *Stop-and-go* verursacht, ist für die neuen potentiellen Investoren problematisch.

Die Gesamtförderkosten können entweder vom Steuerzahler finanziert werden oder durch das sogenannte Verursacherprinzip mittels einer Abgabe auf dem Stromkonsum erhoben werden.

Für Investoren bietet die Einspeisevergütung bei stabilen Rahmenbedingungen grundsätzlich eine hohe Sicherheit, da die Vergütung für die produzierte Elektrizität im Voraus bekannt ist und die Produzenten kein Marktpreisrisiko tragen für. Dies trägt zu einer höheren Instrumenteneffektivität bei. Die Treffsicherheit eines gesetzten politischen Ausbauzieles ist jedoch dadurch nicht garantiert. Die effektiv produzierte Menge an Strom aus erneuerbaren Energien ist nur im Nachhinein feststellbar. Deshalb ist die Höhe der benötigten Fördermittel im Voraus schwierig abschätzbar. Zudem ist der Bedarf an Fördermitteln wesentlich vom technologischen Fortschritt der geförderten erneuerbaren Energie-Technologien und den Strommarktpreisen abhängig. Die Effizienz der Einspeisevergütung hängt von den grundlegend gesetzten Annahmen ab. Wenn die Vergütungssätze nicht optimal festgelegt sind, kann es sein, dass eine ineffiziente Technologie langfristig gefördert wird. Einzelne Anträge im Detail zu beurteilen ist sehr aufwendig. In diesem Fall muss ein Kompromiss zwischen der Präzision des Instruments und den Verwaltungskosten gefunden werden. Der Anreiz zu technischem Fortschritt ist mit diesem Instrument gewährleistet, da, bei gegebenen Vergütungssätzen, eine Kostensenkung höhere Gewinne bedeutet.

Die Marktnähe der Einspeisevergütung ist relativ gering, weil die Produzenten für jede eingespeisene Kilowattstunde denselben Vergütungssatz erhalten. Zudem bestehen geringe Anreize für marktorientierte Investitionsentscheide. Deshalb ist ein solches System beson-



ders geeignet, wenn die Technologien noch jung und unausgereift sind und noch spezielle Rahmenbedingungen benötigen, um sich zu entwickeln (SATW, 2012).

Die Einspeisevergütung stellt das häufigste Fördersystem in Europa dar. Sie wird u.a. in folgenden Ländern verwendet: Schweiz, Österreich, Bulgarien, Tschechien, Deutschland, Estland, Spanien, Frankreich, Griechenland, Ungarn, Irland, Italien, Litauen, Lettland, Portugal, Slowenien, Slowakei und Grossbritannien. Die meisten Länder verwenden einen nach Technologie differenzierten Tarif.

### **2.2.1.2. Mit Marktpreis schwankender Vergütungssatz (Bonusmodell, Feed-in Premium)**

Bei einem System mit *Feed-In-Premium* (FiP) erhält der Anlagenbetreiber den Marktpreis für Strom und eine zusätzliche fixe Prämie, die meist auch von der Technologie und dem Anmeldezeitpunkt abhängig ist. Die Vergütung für den Anlagenbetreiber schwankt also mit dem (in der Regel stündlichen) Marktpreis.

Dieses System bietet den Vorteil, dass steuerbare Produktionsanlagen, wie z.B. Biogas-Kraftwerke, einen Anreiz haben, dann zu produzieren, wenn der Strompreis am höchsten ist (was den Zeiten entspricht, zu denen der Strombedarf im Verhältnis zur verfügbaren Produktion am grössten ist). Nachteil dieses Systems ist die geringere Investitionssicherheit, da der Anlagenbetreiber den Marktpreisschwankungen ausgesetzt ist. Zusätzlich sind in der Regel Stromversorger unter einem Bonusmodell-Ansatz nicht zur Abnahme vom eingespeisten Strom verpflichtet. Der Produzent ist selber für die Vermarktung seines Stroms verantwortlich. Analog zur Einspeisevergütung tragen entweder Stromkonsumenten oder Steuerzahler die Förderkosten.

Das Bonusmodell weist ähnliche Effektivitätsmerkmale wie die Einspeisevergütung auf. Der tatsächliche Beitrag an die Produktionsziele der Produktion aus erneuerbaren Energien kann aber nicht im Voraus präzise ermittelt werden.

Das Bonusmodell ist ein effizientes Instrument: Die Anlagenbetreiber werden nur investieren, wenn die erwarteten Erlöse aus dem eingespeisten Strom mindestens die erwarteten Produktionskosten decken. In der gleichen Art wie die normale Einspeisevergütung liefert das Bonusmodell auch Innovationsanreize. Durch die Abhängigkeit vom Absatzmarkt erfolgt die Stromproduktion stärker marktorientiert als mit der Einspeisevergütung mit konstanten Vergütungssätzen (SATW, 2012).

In Zypern, Deutschland, Estland, Dänemark, Finnland, Holland, Italien, Spanien, Slowenien, und Tschechien existieren Bonusmodelle parallel zu den fixen Einspeisevergütungen. Der Bonus kann unterschiedlich ausgestaltet sein; die Prämie kann fix sein oder in Abhängigkeit vom Strompreis (Börsenpreis) gesetzt werden.

### **2.2.1.3. Konstanter Vergütungssatz mit der Möglichkeit der Zusatzvermarktung (Feed-in Tariff mit Contract for Differences)**

Eine Kombination der beiden Systeme ist der Einspeisetarif mit Ausgleich der Marktpreisdifferenz. Bei diesem System verkaufen die Anlagenbetreiber den Strom am Markt, erhalten aber dank eines Langfristvertrags zusätzlich die Differenz zwischen dem durchschnittlichen Spotmarktpreis<sup>4</sup> und dem fixen Vergütungssatz. Der Stromproduzent erzielt bei der Einspei-

<sup>4</sup> Der Referenz-Marktpreis bildet sich typischerweise durch die Mittelung eines anerkannten Marktpreises über einen gewissen Zeitraum (z.B. über einen Tag, einen Monat, ...).



sung einen zusätzlichen Gewinn, wenn der Marktpreis über dem Durchschnittspreis liegt.

Im Vergleich zum Bonusmodell bietet dieses System den Vorteil, dass Anlagenbetreiber eine langfristige Investitionssicherheit haben. Im Vergleich zu einer einfachen Einspeisevergütung sind die Anlagenbetreiber jedoch in Kontakt mit dem Strommarkt und haben dadurch einen Anreiz, ihre Anlage preisoptimal zu betreiben (z.B. durch eine Teilnahme am Regelenergiemarkt). Basiert der *Contract for Differences* auf einem Tagesdurchschnitts- und nicht auf einem Stundenpreis, besteht der Anreiz, steuerbare Anlagen zu den bestmöglichen Zeitpunkten mit relativen hohen Preisen zu betreiben.

#### **2.2.1.4. Festlegung des Vergütungssatzes**

##### **a) Orientierung an Gestehungskosten von Referenzanlagen**

Vergütungssätze können z.B. anhand von entsprechenden Investitions- und Betriebskosten von Referenzanlagen festgelegt werden. Dieses Modell entspricht dem aktuellen System der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) in der Schweiz. Die Vergütung orientiert sich nach den im Erstellungsjahr geltenden Gestehungskosten von Referenzanlagen. Sie wird unterschieden nach Produktionstechnologie, Kategorie und Leistungsklasse und gilt grundsätzlich für eine bestimmte Vergütungsdauer. Sie soll die langfristige Wirtschaftlichkeit gewährleisten. Aufgrund der zu erwartenden technologischen Fortschritte sind sowohl regelmäßige, automatische Absenkungen der Vergütungstarife als auch generelle Neubeurteilungen der Gestehungskosten denkbar.

Durch das Prinzip der Kostendeckung wird sichergestellt, dass über die gesamte Lebensdauer eine Anlage rentabel betrieben werden kann. Das Fördersystem trägt zur Marktfähigkeit von neuen Technologien bei. Dadurch, dass über die gesamte Lebensdauer jede eingespeiste kWh vergütet wird, besteht ein hoher Anreiz, die Stromproduktion einer Anlagen zu maximieren und langfristig Instand zu halten.

Ein weiterer Entscheidungsfaktor betrifft den Zeitpunkt für die Vergütungsanpassung. Abbildung 1 zeigt, dass bei abnehmenden Produktionskosten die Häufigkeit der Anpassungen mehr (Graphik A) oder weniger (Graphik B) Gewinn für die Anlagenbetreiber bedeutet. Das spielt vor allem bei der Photovoltaik eine bedeutende Rolle, da die Gestehungskosten schnell sinken. Die Höhe der Vergütung entspricht nur zum Zeitpunkt der Anpassung des Vergütungssatzes den Gestehungskosten von Referenzanlagen. Kurz darauf sind die durchschnittlichen Vergütungen höher als die Kosten einer Referenzanlage. Eine Alternative, um der zeitlichen Verzögerung entgegenzuwirken, wäre, die Vergütungssätze an den durchschnittlichen erwarteten Kosten der kommenden Monate zu orientieren (Graphik C) und nicht an den aktuell geltenden Gestehungskosten.

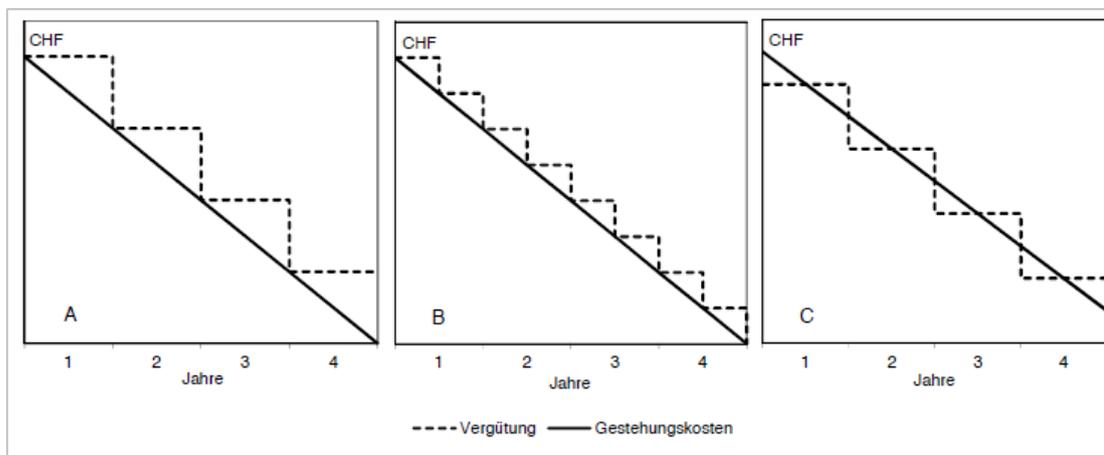


Abbildung 1: Entwicklung der Gestehungskosten und der Vergütungssätze

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

### b) In Abhängigkeit zur Zubaumenge

Die Vergütungssätze können von der zuständigen Regulationsbehörde flexibel an die Nachfrage bzw. an die Zubaumenge angepasst werden. Werden zu wenige Projekte realisiert, um die gesteckten Ziele zu erreichen, sind die Vergütungssätze zu erhöhen bzw. bei zu grosser Nachfrage zu senken. Deutschland passt die Photovoltaik-Vergütungssätze abhängig vom Zubau des laufenden Jahres für das Folgejahr an.

Bei den Photovoltaik-Anlagen ist eine derartige Steuerung aufgrund der kurzen Realisierungszeiten möglich. Das Resultat einer Anpassung ist dank kurzer Realisierungsdauer in etwa Jahresfrist feststellbar. Bei allen anderen Technologien wäre das Resultat einer Änderung erst nach rund sechs Jahren absehbar. Somit würde die Anpassung der Vergütungssätze dabei nicht mehr zeitnah sein.

### c) Ermittlung über eine Ausschreibung durch die Produzenten (Feed-in Tariff Auction)

Bei diesem Modell wird wie bei der Einspeisevergütung (2.2.1) eine Vergütung pro eingespeiste Einheit ausbezahlt. Diese wird aber nicht anhand von Referenzanlagen, sondern durch die Produzenten durch Teilnahme an einer Ausschreibung selbst festgelegt. Die Erwartung bei diesem Ansatz ist, dass mit weniger Fördermitteln die gleiche Förderwirkung erreicht werden kann.

Im Ausschreibemodell schreibt die Regulationsbehörde in der Regel bestimmte Produktionsmengen oder installierte Kapazitäten aus. Der tiefst bietende Produzent erhält den Zuschlag und eine entsprechende Einspeisevergütung. Bieter mit zu hohen Preisvorstellungen gehen leer aus. Eine Ausschreibung findet periodisch, z.B. einmal jährlich, statt und muss eine gewisse Kontinuität gewährleisten. Die Einspeisevergütung kann auf zwei Arten festgelegt werden: Entweder wird der Vertragspreis gemäss den individuellen Preisgeboten festgelegt (*pay-as-bid*), oder es bestimmt das letzte, für die ausgeschriebene Menge gerade noch notwendige und damit auch teuerste noch berücksichtigte Angebot den Grenzpreis einer Ausschreibungsrunde (*cut-off-price*). Das *pay-as-bid* Verfahren bietet den Vorteil, dass ein hoher Teil der Produzentenrente abgeschöpft werden kann. Es stellt daher das kostengünstigere Verfahren dar.

Die Förderung durch ein Ausschreibemodell kann sowohl technologie-neutral als auch technologiespezifisch sein. Die technologiespezifische Ausschreibung bietet den Vorteil, dass der



Ausbau spezifischer Technologien forciert werden kann. Technologiespezifische Ausschreibungen können möglicherweise allerdings die Gefahr einer ineffizienten Industriepolitik erhöhen. Eine technologieneutrale Ausschreibung ist daher kosteneffizienter.

In einem technologieneutralen Ausschreibemodell werden vor allem Technologien realisiert, die relativ kosteneffizient sind und für die eine relativ genaue Kostenabschätzung durch die Investoren und Projektentwickler erfolgen kann. Technologien mit relativ hohen Produktionskosten werden weniger realisiert.

Ein Vorteil dieses Systems besteht darin, dass die Abschätzung der Kostenentwicklung nicht durch die Behörde festgelegt werden muss, sondern durch die Produzenten selber. Dadurch kann bei genügend Anbietern verhindert werden, dass ein Fördersystem durch zu hohe Tarife Produzentenrenten generiert oder durch zu tiefe Tarife Investitionen verhindert. Das System funktioniert effizient lediglich mit hinreichendem Wettbewerb zwischen den Anbietern und dem Aussprechen einer Strafe im Fall, dass das Projekt nicht realisiert wird.

Das Ausschreibemodell eignet sich für eher grosse Investitionen. Das Kalkulieren und Abgeben eines Gebotes stellen fixe Marktzutrittskosten dar, die kleinere Anlagen benachteiligen können (geringere Fixkostendegression). Ohne ein entsprechend vereinfachtes Verfahren für diese Anlagen sind vor allem unabhängige Stromproduzenten (Haushalte etc.) davon betroffen. Das Ausschreibemodell eignet sich besonders für mittelgrosse Anlagen (10 kW bis 10 MW) mit professionellen Betreibern, wobei sich auch Dritte daran finanziell beteiligen können. Das Ausschreibemodell setzt auf Effizienz und belohnt diejenigen Projektentwickler, die das kostengünstigste Projekt realisieren können.

Zusammengefasst sind folgende Hauptkriterien bei der Gestaltung von Ausschreibungen zu berücksichtigen (Fraunhofer ISI, Energy Economics Group, 2006):

- Eine gesicherte Kontinuität der Ausschreibungsrunden
- Ausschreibungen mit hinreichender Kapazität, um Transaktionskosten und strategisches Verhalten zu minimieren
- Abgestimmtes Zusammenspiel mit anderen Politikfeldern (z.B. Ausschreibungsmodalitäten und Raumplanung sollten sich nicht widersprechen)
- Sicherstellung von einer Strafe bei nicht Realisierung des Projekts

Das Ausschreibemodell wird heute nicht mehr als primäres Fördersystem verwendet. Es wird in einigen Ländern aber für spezifische Projekte oder Technologien eingesetzt (z.B. Offshore Wind in Dänemark, Biomasse und grosse Photovoltaik-Anlagen in Frankreich, Photovoltaik in Zypern und Onshore Wind in Portugal). In Italien wird es seit 2013 komplementär zur Einspeisevergütung für neue grosse Anlagen verwendet.

### **2.2.2. Quotensysteme mit Zertifikatshandel**

Beim Quotenmodell werden die Stromlieferanten verpflichtet, einen Mindestanteil von Strom aus neuen erneuerbaren Quellen zu liefern. Dieser Mindestanteil nimmt regelmässig, z.B. jährlich, zu, bis der angestrebte Zielwert erreicht ist (z.B. 100 Prozent erneuerbar bis 2050). Hat ein Lieferant zu wenig Strom aus erneuerbaren Energien in seinem Portfolio, kann er die entsprechenden Zertifikate bei einem Lieferanten zukaufen, der sein Ziel übererfüllt. Wer am Ende einer Abrechnungsperiode die Mindestquote nicht erreicht, bezahlt Sanktionsgeld. Ein Quotensystem kann technologiespezifisch (wie früher in Italien) oder technologieneutral (wie in Schweden/Norwegen) sein.

Internationale Erfahrungen haben gezeigt, dass einige grundsätzliche Rahmenbedingungen erfüllt werden müssen, damit das System funktioniert. Es ist wichtig, dass die zeitliche Ent-



wicklung der Quote über eine lange Frist bekannt ist und nur sehr punktuell angepasst wird (u.a. um Preissprünge zu vermeiden). Ebenso ist wichtig, dass die Strafzahlung wesentlich höher ist als der durchschnittliche Zertifikatspreis, damit die unterversorgten Lieferanten genügend Anreiz haben, sich am Grünstrommarkt einzudecken (Schwarz et al., 2008).

Eine Quotenregelung ist als mengenbasiertes Instrument nur mittel- bis langfristig effektiv. Ihre Effektivität hängt stark davon ab, wie die Sanktionen gesetzt sind. Falls das Ziel des Gesetzgebers eine gewisse Strommenge ist, kann das Quotensystem sie genau erreichen, wenn die voraussichtliche Abschätzung der Strommenge präzise ist. Die Effizienz dieses Instruments ist durch den Zertifikatshandel gewährleistet. Jeder Produzent wird verglichen, ob seine eigene Produktion günstiger (teurerer) als der Zertifikatspreis ist. Je nach dem verkauft (kauft) er dann Zertifikate am Markt. Dieser Mechanismus führt zu einer Minimierung der Produktionskosten. Natürlich müssen die Konditionen für einen effizienten und liquiden Markt garantiert sein, damit ein fairer Wettbewerb entsteht. Die Grösse des Schweizer Marktes wird z.B. für ein gut funktionierendes Quotensystem als zu gering eingestuft.

Im Vergleich zu anderen Förderinstrumenten führt eine Quotenregelung mit Zertifikatshandel zu einem höheren Innovationsanreiz. Grund dafür ist, dass die Produzenten sowohl auf dem Strom- als auch auf dem Zertifikatsmarkt im Wettbewerb stehen. Dies setzt Anreize für marktgerechte Investitions- und Produktionsentscheidungen. Die Marktverzerrung ist dadurch niedrig. Demzufolge entstehen ein grösserer Kostendruck und ein grösserer Anreiz, die Produktionskosten nach unten zu treiben (SATW, 2012). Weiter sollte ein effizientes Quotensystem technologie-neutral ausgestaltet werden, so dass alle erneuerbare Energien gleichwertig miteinander im Wettbewerb stehen.

Kurz zusammengefasst sind folgende zwei Kriterien notwendig für einen optimalen Einsatz eines Quotenmodells (Fraunhofer ISI, Energy Economics Group, 2006):

- Hinreichender Wettbewerb und Liquidität im Markt
- Ausreichend hohe Strafzahlung bei Nichterfüllung

Quotenverpflichtungen für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien wurden in Belgien, Schweden (seit Januar 2012 zusammen mit Norwegen), Grossbritannien, Polen und Rumänien eingeführt. Die Verpflichtung kann bei den Verteilern, Konsumenten oder Produzenten (Italien) liegen.

### **2.2.2.1. Einspeisevergütung und Quotensystem**

Quotenmodelle wurden in verschiedenen Ländern eingesetzt, jedoch nirgends auch nur annähernd so effektiv wie die Einspeisevergütungssysteme. Im Gegensatz zur Einspeisevergütung werden bei einer Mindestquote konsequent zuerst die relativ günstigsten Standorte und billigsten Technologien gefördert<sup>5</sup>. Im Quotensystem besteht ein höheres Investitionsrisiko, welches verursachergerecht vom Investor getragen wird. Er ist den Schwankungen der Strom- und Zertifikatspreise ausgesetzt. Ausserdem lassen sich die realisierbaren Zubau-mengen im Quotenmodell aufgrund von Projekteinsparungen nur sehr schwer planen. Ein Einspeisevergütungssystem unterliegt ebenfalls Marktpreisrisiken. Die Kosten der Risiken werden jedoch direkt von den Stromkonsumenten über Abgaben getragen. Sie sind dadurch viel breiter verteilt und weniger sichtbar.

Ökonomisch betrachtet führt ein Quotenmodell, das auf dem Handel in einem Markt basiert,

<sup>5</sup> Technologiespezifische Quoten (sog. „Banding“) sind möglich, aber führen zu einer geringeren Liquidität im Zertifikatemarkt. Alternativ können auch technologiespezifische Gewichtungsfaktoren eingeführt werden. Damit können ohne Liquiditätseinbussen einzelne Technologien stärker oder schwächer gefördert werden. Die gesamte Zubau-menge lässt sich dann allerdings weniger genau steuern (da 1 kWh Produktion je nach Gewichtung nicht mehr zwingend 1 kWh an Zertifikaten generiert).



auch unter Berücksichtigung der Schwankungen der Strom- und Zertifikatspreise zur bestmöglichen Allokation der Ressourcen. In diesem spezifischen Fall muss die Unsicherheit noch mitberücksichtigt werden. Die Unsicherheit betrifft die Schätzung der Gestehungskostenentwicklung.

Ein Quotenmodell lässt sich im Prinzip auch mit der Einspeisevergütung kombinieren. Die Quotenvorgabe stellt als sekundäres Instrument sicher, dass das Ausbauziel tatsächlich erreicht wird. Die zeitliche Entwicklung der Quotenvorgabe entspricht dem Zielpfad für den Ausbau Stromproduktion aus erneuerbaren Energien. Der Einspeisevergütungsanteil an der Stromproduktion wird an die Quotenerreichung angerechnet. Liegt der Einspeisevergütungsanteil über dem Ausbauziel, ist die Quote automatisch erreicht und die Stromlieferanten müssen keine zusätzlichen Verpflichtung nachkommen. Ist der Anteil zu tief, müssen die Stromlieferanten die Differenz aus eigener (nicht Einspeise vergüteter) Produktion decken können bzw. sich die entsprechenden Zertifikate am Markt beschaffen.

In einem solchen Hybrid-System hat der Anlagenbetreiber die Wahl, ob er sich für die Einspeisevergütung anmelden oder die produzierten Zertifikate selber vermarkten will. Für Technologien mit einem tiefen Vergütungssatz kann es sich lohnen, aus dem Einspeisevergütungssystem auszutreten und die Zertifikate am Quotenmarkt zu verkaufen. Im Gegensatz zum Verbleib im Einspeisevergütungssystem ist dies allerdings mit einem Preisrisiko verbunden. Teure Technologien (und risikoaverse Anlagenbetreiber) werden nach wie vor durch die Einspeisevergütung gefördert.

Der grosse Nachteil eines Hybrid-Systems ist der zusätzliche administrative Aufwand, den der Vollzug zweier verschiedenartiger Fördersysteme mit sich bringt.

### 2.2.3. Eigenverbrauchssysteme

Es existieren grundsätzlich drei Arten von Eigenverbrauchsregelungen: Der Eigenverbrauch, das Net Metering und der Eigenverbrauchsbonus. Solche Systeme eignen sich besonders für die Photovoltaik-Anlagen.

Eigenverbrauchssysteme sehen vor, dass Anlagenbetreiber ihren eigenen produzierten Strom selbst konsumieren. Die Überproduktion wird mit Marktpreisen und eventuellen Zusatzprämien vergütet. Wenn die Eigenproduktion den Strombedarf nicht deckt, kann der Anlagenbetreiber die Elektrizität aus dem Netz beziehen.

Nicht zu verwechseln ist die Eigenverbrauchs Betrachtung mit der im Net Metering vorgenommenen Bilanzierung. Im Fall von **Eigenverbrauch** findet die Bilanzierung der stattfindenden Energieflüsse zeitgleich statt. Im Fall von **Net Metering** werden die Energieflüsse in einer Periode gegeneinander aufgerechnet (der Zähler läuft vor- und rückwärts). Im Eigenverbrauchsbonus-Modell wird zusätzlich der selbst generierte und konsumierte Strom vergütet (EPIA, 2012).

Im Eigenverbrauchsmodell besteht ein Anreiz, den Eigenbedarf möglichst gut zu decken. Diese Mikro-Optimierung kann das Netz zu Spitzenzeiten entlasten.

Seit Inkrafttreten von Artikel 7 Absatz 2bis und 7a Absatz 4bis Energiegesetz am 1. Januar 2014 ist in der Schweiz gesetzlich klargestellt, dass Produzenten ein Recht auf Eigenverbrauch haben.

Länder, die Net Metering oder Eigenverbrauch als sekundäres Instrument anwenden sind z.B. Regionen in Belgien, Dänemark, Deutschland, Italien, die Niederlande und die Schweiz.

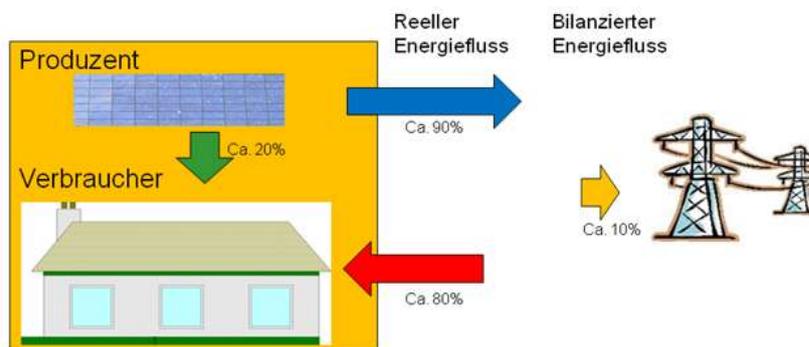


Abbildung 2: Verbraucher mit Produktionsanlage

Quelle: BFE

Um die Gestehungskosten decken zu können, wird in der Regel zusätzlich zur Eigenverbrauchsregelung noch eine ergänzende Unterstützung benötigt. Zur Wahl stehen Investitionshilfen oder erhöhte Rückliefertarife.

### 2.2.3.1. Eigenverbrauch ergänzt mit Investitionshilfen

Investitionshilfen stellen ein weiteres Förderinstrument dar, welches gut mit anderen Instrumenten kombiniert werden kann. Zum Beispiel können Eigenverbrauchsregelungen durch Investitionsbeiträge ergänzt werden. Diese können auf zwei verschiedene Weisen ausbezahlt werden: entweder in Form eines fixen Betrags pro installierter Leistung an erneuerbarem Strom oder in Form eines prozentualen Anteils der totalen Investitionskosten. In der Regel wird die Höhe der Förderungen technologiespezifisch definiert. Es besteht jedoch Unsicherheit bezüglich der tatsächlich produzierten Strommenge. Damit ist es für die Politik kaum möglich vorherzusehen, wie hoch die Förderkosten durch die Investitionshilfen sein werden, wenn kein Limit ins System eingebaut wird (Infras, 2011).

Das Instrument kann komplementär zum Eigenverbrauch eingesetzt werden. Um die ungenügende Vergütung über den Energiepreis zu kompensieren, werden einmalige Investitionshilfen ausgerichtet. Die Investitionshilfe ist nicht an die langfristige Erbringung der Stromproduktion gebunden. Wenn also nach einer gewissen Zeit Reparaturen anstehen, kann es sein, dass die erwarteten künftigen Erlöse nicht ausreichen, um die Reparaturkosten zu amortisieren. Es ist in diesem Fall billiger, die Anlage stillzulegen. Bei neuen Anlagen muss ausserdem sichergestellt werden, dass gebrauchte Module aus einer anderen Anlage nicht nochmals mit einer Investitionshilfe „vergoldet“ werden. Bei steigenden Energiepreisen besteht die Gefahr, dass die ursprüngliche Investitionshilfe übermässig hoch ausgefallen ist.

Investitionshilfen können als marktnahes Instrument betrachtet werden. Es setzt Anreize, die Stromproduktion an den Preissignalen des Marktes auszurichten.

Investitionshilfen können in vielen Ländern beobachtet werden, z.B. in Belgien und vielen osteuropäischen Ländern. In der Regel werden Investitionshilfen als sekundäres Fördersystem für weniger marktreife Technologien angewendet, wie die Photovoltaik. In Finnland waren Investitionshilfen bis 2012 der einzige Fördermechanismus auf nationaler Ebene, heute durch die Einspeisevergütung ausgelöst.

### 2.2.3.2. Eigenverbrauch ergänzt mit erhöhten Rückliefertarifen

Anstelle einer Investitionshilfe können erhöhte Vergütungen für die Rücklieferungen vorgesehen werden. Damit werden die Nachteile der Investitionshilfen, wie die fehlenden Anreize,



die Anlage langfristig zu betreiben, automatisch vermieden. Zu beachten ist, dass ein Eigenverbrauchsmodell für die Kunden umso interessanter wird, je höher die örtlichen Energiekosten (inkl. Netznutzung) sind. Tendenziell werden also Anlagen vermehrt dort gebaut, wo eher schwierige wirtschaftliche Verhältnisse für die VNB bestehen. Es sollten den VNB daher möglichst wenig zusätzliche Lasten aufgebürdet werden.

#### **2.2.4. Geringere Kapitalkosten**

Vergünstigte Kredite mit Zinsen unter dem Marktniveau, verlängerte Schuldentrückzahlungen und Darlehensgarantien sind Mechanismen, welche die Kapitalkosten senken. Diese Art Unterstützung hilft, ähnlich wie Steuervergünstigungen, Anfangshemmnisse von hohen Kapitalkosten zu überwinden. In der Tat reduzieren tiefere Einheitsproduktionskosten aus erneuerbaren Energien automatisch das initiale Investitionsrisiko und fördern daher die Verbreitung der gewünschten Technologien. Fiskalanreize werden aufgrund der Kredithöhe und nicht auf Basis der installierten Kapazität vergeben. Demzufolge erhalten teurere Investitionen im Vergleich zu billigeren einen höheren Beitrag, selbst wenn die Kapazität die gleiche ist. Andererseits stellt ein erleichterter Kreditzugang günstige Rahmenbedingungen für Investitionen in erneuerbare Technologien dar (Infras, 2011). Fiskalanreize existieren aktuell in Belgien, Bulgarien, Deutschland, Malta, Niederlande, Spanien, Slowenien und Polen.

#### **2.2.5. Steuererleichterungen**

Steuererleichterungen werden nicht als Hauptinstrument für die Förderung vom Strom aus erneuerbaren Energien eingesetzt. Sie werden jedoch als ergänzendes Instrument verwendet. Sie können in verschiedenen Formen erfolgen: Eine reduzierte Energiesteuer oder Mehrwertsteuer sowie verbesserte Abzugsmöglichkeiten von Einkommenssteuern oder Abschreiberegulungen. In der ersten Phase der Technologie-Verbreitung sind Steuererleichterungen besonders hilfreich, da sie Investitionskosten reduzieren. Dennoch ist je nach eingeführter Erleichterung die Förderung pro produzierte Einheit nicht für jeden Produzent gleich hoch. Die fehlende Proportionalität bedeutet, dass das Fördervolumen nicht genau steuerbar ist.

Steuervergünstigungen und Bonusmodelle sind ähnlich konzipiert: Mit beiden Instrumenten wird so viel Strom angeboten, bis die Grenzkosten der letzten produzierten Einheit der Summe des Strompreises und der Steuerreduktion entspricht (Infras, 2011).

Länder wie Spanien, Niederlande, Finnland und Griechenland vergeben Steuererleichterungen in Bezug auf Investitionen (z.B. durch Abschreibungen oder Abzüge bei der Einkommensbesteuerung). Andere Länder wie z.B. Italien, Polen, Schweden oder Grossbritannien gewähren Steuererleichterungen in Bezug auf die Produktion (beispielsweise durch einen Abzug auf einer Produktionssteuer)<sup>6</sup>.

#### **2.2.6. Soft-Policy Instrumente**

Zu dieser Instrumentengruppe gehören beispielsweise der Abbau von Informationsdefiziten oder Massnahmen im Ausbildungsbereich. Sie haben die Eigenschaft, dass sie keine direkten Anreize setzen, um das Verhalten der Akteure zu verändern. Sie haben die Aufgabe, die zugrunde liegenden Präferenzen der Akteure zu modifizieren. Pädagogische und informative Instrumente fallen z.B. unter diese Kategorie. Informationen erhöhen das Wissensniveau und

<sup>6</sup> Beispielsweise erhebt der schwedische Staat auf den Verbrauch von Strom eine Energiesteuer, die der gewerbliche Produzent oder Lieferant zu entrichten hat. Windstrom ist von dieser Steuerpflicht befreit, wenn er aus einer nicht gewerbsmässigen Lieferung stammt.



können dazu beitragen, dass effizientere Investitions- und Konsumentscheide getroffen werden können. Sie helfen möglicherweise die Perspektive oder die innere Motivation der Akteure zu ändern (Romstad, 2012).

Investitionen in die Ausbildung sowie in die Informationsverbreitung werden oft als Begleitmassnahmen zu den Fördersystemen vorgenommen. Diese dienen dazu, eine höhere Akzeptanz und Beteiligung der Bevölkerung zu fördern. Die Wirkung solcher Instrumente ist aber nicht genau quantifizierbar.

### 2.3. Übersicht über die verwendeten Fördersysteme in Europa

Abbildung 3 stellt die aktuellen Hauptfördersysteme für erneuerbare Energie in der EU dar (Stand 2012). Die meisten Länder wenden Einspeisetarife an, gefolgt von Quotensystemen.

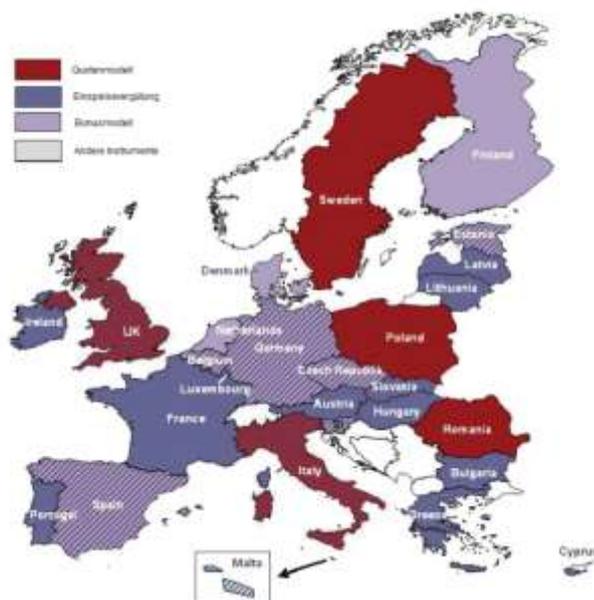


Abbildung 3: Hauptfördersysteme in der EU

Quelle: Intelligent Energy Europe (2012)

Tabelle 2 gibt einen detaillierteren Überblick über die heutigen Fördersysteme in europäischen Ländern (Stand 2012/2013). Hier sind sowohl die primären Fördersysteme (Einspeisetarife, Bonus- und Quotensysteme), die als Hauptinstrument verwendet werden, als auch die sekundären oder unterstützenden Fördersysteme enthalten.



Tabelle 2: Übersicht über Fördersysteme für erneuerbare Energie in Europa, 2012/2013

Fördersystem	AT	BE <sup>7</sup>	BG	CY	CZ	DE	DK	EE	ES <sup>8</sup>	FI	FR	GR	HU	IE
Einspeisevergütung	X		X		X	X		X	X		X	X	X	X
Bonusmodell				X	X	X	X	X	X	X				
Quotenmodell		X												
Investitionshilfen	X	X		X	X		X	X		X		X	X	
Steuervergünstigungen	X								X		X	X		X
Fiskalanreize		X	X			X								
Ausschreibungen				X					X <sup>9</sup>		X			
Eigenverbrauch/Net-Metering		X					X							

Fördersystem	IT	LT	LU	LV	MT	NL	PL	PT	RO	SE	SI	SK	UK	CH
Einspeisevergütung	X	X	X	X	X			X			X	X	X	X
Bonusmodell	X					X					X			
Quotenmodell							X		X	X			X	
Investitionshilfen		X	X		X				X	X	X	X		(X) <sup>10</sup>
Steuervergünstigungen	X	X	X			X	X			X		X	X	
Fiskalanreize					X	X	X				X			
Ausschreibungen	X					X								
Eigenverbrauch/Net-Metering	X				X	X								(X) <sup>10</sup>

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

Bei den Hauptinstrumenten ist ein klarer Trend zwischen den Ländern zu beobachten, während bei den zusätzlichen Hilfsinstrumenten eine gewisse Vielfalt vorkommt.

20 aus den 27 EU-Ländern haben als Hauptinstrument die Einspeisevergütung und/oder das Bonusmodell eingeführt. Immer mehr Staaten wechseln zu einem (optionalen) Bonusmodell. Die Zahl der Länder, die das Quotenmodell als Hauptfördermittel anwenden, nimmt hingegen ab; zurzeit bleiben nur Belgien, Schweden, Polen, Rumänien und Grossbritannien. Am 1. Januar 2012 hat sich Norwegen dem schwedischen System angeschlossen.

Zu bemerken ist, dass oft verschiedene Technologien mit unterschiedlichen Instrumenten gefördert werden. Vor allem bei den sekundären Instrumenten wie den Investitionshilfen, Steuervergünstigungen und Fiskalanreizen sind Technologieunterschiede zu beobachten.

Ausschreibungen werden nur bedingt als komplementäres Instrument verwendet. Sie sind speziell für die Allokation der Ressourcen bei grossen Projekten geeignet.

Eine weitere neue Tendenz ist die Einführung von Eigenverbrauchsregeln, oft mit einer pauschalen (Net Metering<sup>11</sup>) oder einer zeitgleichen Verrechnung. Diese Massnahmen betreffen meistens kleine Produktionsanlagen, zum grossen Teil Solaranlagen.

Das optimale Design des Fördersystems gilt als wichtigster Erfolgsfaktor, sogar wichtiger als das gewählte Förderinstrument. Mängel in der Konzeption beeinträchtigen die Wirkung eines Instruments stark. Um zu beurteilen, ob ein Instrument optimale Merkmale aufweist, werden

<sup>7</sup> Die Förderpolitik weist in Belgien regionale Unterschiede auf.

<sup>8</sup> Einspeisevergütung und Bonusmodell sind ab Januar 2012 aufgehoben (Royal Decree 1/2012).

<sup>9</sup> Ausschreibungen werden zur Förderung der offshore Windenergie angewendet.

<sup>10</sup> Eigenverbrauch und Einmalvergütungen von kleinen Photovoltaik-Anlagen von der parlamentarischen Initiative. 12.400 ab Januar 2014 vorgehen.

<sup>11</sup> Die stattfindenden Energieflüsse in einer gewissen Periode werden gesamthaft gegeneinander verrechnet.



folgende Aspekte berücksichtigt: Effektivität und Treffsicherheit, Effizienz, Innovationsanreiz und Marktnähe. Die Effektivität bezieht sich auf die Wirkung des gewählten Instruments zur Erhöhung des generierten erneuerbaren Stroms. Die Treffsicherheit drückt aus, wie präzise ein vorgegebenes Mengenziel erreicht wird. Die Effizienz misst, ob die energiepolitischen Ziele zu minimalen ökonomischen Kosten für die Gesamtwirtschaft und Gesellschaft erreicht werden. Innovationsanreize sorgen dafür, dass eine kontinuierliche Verbesserung der Technologie im Markt erzielt wird. Schliesslich ist ein marktnahes Instrument durch Wettbewerbskriterien getrieben; d.h. z.B., dass die Vergütung ganz oder teilweise vom Strommarktpreis abhängig ist (SATW, 2012).



### 3. Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in Europa

Im Fokus dieses Kapitels sind die Förderinstrumente, die in verschiedenen europäischen Ländern zum Einsatz kommen. Beschrieben werden die Modelle von Dänemark (Kapitel 3.1.), Deutschland (Kapitel 3.2.), Grossbritannien (Kapitel 3.3.), Frankreich (Kapitel 3.4.), Italien (Kapitel 3.5.), Niederlande (Kapitel 3.6.), Österreich (Kapitel 3.7.), Schweden (Kapitel 3.8.), Schweiz (Kapitel 3.9.) und Spanien (Kapitel 3.10.). Das Kapitel schliesst mit einer Analyse der aktuellen Trends und möglichen Entwicklungen im Bereich der Fördermodelle.

#### 3.1. Dänemark

Die Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien erfolgt in Dänemark durch eine Einspeisevergütung (*Premium Tarif*) in der Form eines variablen Bonus zusätzlich zum Marktpreis. Der Bonus und der Marktpreis zusammen dürfen eine je nach Energieträger und Anschlussdatum unterschiedlich festgelegte, gesetzliche Höchstgrenze pro kWh nicht überschreiten. Zudem besteht ein Net Metering. Dadurch werden Stromproduzenten, die ihren Strom vollständig oder teilweise für den Eigenverbrauch erzeugen, hinsichtlich des selbstverbrauchten Stroms von der Zahlung des Zusatzbeitrags zur Förderung der erneuerbaren Energien oder der sogenannten *Public Service Obligation* befreit. Seit 2013 wird die Bilanzierung der Energieflüsse nicht mehr jährlich, sondern stündlich durchgeführt. Dadurch wurde ein Anreiz dafür geschaffen, dass der eigene Konsum gemäss dem Stromangebot angepasst wird (Danish Ministry of Climate, Energy and Building, 2012). Ausserdem steht eine Garantie für Kredite für lokale Windkraftanlagenbau-Initiativen zur Verfügung. Vereine der Windanlagenbesitzer und andere lokale Initiativgruppen können die Übernahme einer Garantie für Kredite für Machbarkeitsstudien vor dem Bau der Windkraftanlagen beantragen.

#### 3.2. Deutschland

Der Strom aus erneuerbaren Energien wird in Deutschland durch die Zahlung einer Einspeisevergütung gefördert. Voraussetzungen und Höhe der Vergütung sind im Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) geregelt.

Zentrales Förderinstrument ist die Zahlung einer Einspeisevergütung vom Netzbetreiber an den Anlagenbetreiber in gesetzlich festgeschriebener Höhe für eine Laufzeit von in der Regel 20 Jahren. Alternativ können Anlagenbetreiber ihren Strom direkt vermarkten (d.h. an Dritte über Lieferverträge oder an der Börse veräussern) und eine Marktprämie verlangen. Die Höhe der Marktprämie wird monatlich festgelegt.<sup>12</sup> Grundsätzlich steht den Anlagenbetreibern die Wahl zwischen der gewohnten Einspeisevergütung und der Direktvermarktung samt Marktprämie frei. Neben der Marktprämie können Betreiber von Biogasanlagen, die den produzierten Strom direkt vermarkten, eine Flexibilitätsprämie verlangen. Diese wird Anlagenbetreibern gewährt, wenn sie zusätzlich installierte Leistung bereitstellen, die sie nicht ständig nutzen, sondern nur bei Spitzen im Stromverbrauch hinzuschalten.

Das EEG hat sich in der Vergangenheit vor allem durch eine sehr hohe Effektivität ausgezeichnet: Es konnte ein sehr hohes Wachstum der Stromerzeugung aus erneuerbaren Ener-

<sup>12</sup> Die Marktprämie ergibt sich aus der Differenz zwischen der jeweiligen technologiespezifischen EEG-Vergütung und dem monatlich ex-post ermittelten durchschnittlichen Börsenpreis korrigiert um einen technologiespezifischen Wertigkeitsfaktor, der den Marktwert der jeweiligen EE an der Börse widerspiegelt. Zusätzlich wird die Marktprämie erhöht um eine sogenannte Managementprämie, mit der die Kosten ausgeglichen werden, die aus Prognoseabweichungen bei fluktuierenden EE-Anlagen sowie aus der Handelsteilnahme resultieren.



gien über einen längeren Zeitraum generieren. Die zentralen Gründe für die hohe Effektivität des EEG sind die Investitionssicherheit für die Anlagenbetreiber sowie die technologiespezifischen und degressiven Fördersätze. Durch die festgelegte Tariffhöhe sind die Einnahmen eines Projektes gut kalkulierbar und es hat sich eine breite Akteursstruktur im Bereich des Ausbaus der erneuerbaren Energien gebildet. Als Kritik am deutschen System werden häufig die hohen Kosten genannt. So ist die EEG-Umlage in den letzten Jahren stark angestiegen (von 3.53 € ct./kWh in 2011<sup>13</sup> auf 3.592 € ct./kWh in 2012<sup>13</sup> und 5.277 € ct./kWh in 2013<sup>14</sup>). Sie beträgt mittlerweile ein Vielfaches der heutigen Abgabe für die schweizerische KEV.

Abbildung 4 stellt die Entwicklung der EEG-Vergütung mit einem Anstieg auf rund 16.8 Mrd. € in 2011 dar (rote Linie).



Abbildung 4: Entwicklung der EEG-Vergütung

Quelle: BMU (2012, S. 45)

### 3.3. Grossbritannien

Von 1988 bis 2002 existierte in Grossbritannien ein Ausschreibemodell (Tender). 2003 wurde das Fördersystem auf ein Quotensystem umgestellt. Bis zum Jahr 2003 sollte in Grossbritannien und Nordirland ein erneuerbarer Stromanteil von 5 Prozent erreicht und bis 2010 auf 10 Prozent ausgebaut werden. Die Ziele sollten hauptsächlich durch Ausschreibungen erreicht werden. Bisher wurden sie jedoch deutlich verfehlt.

Auch im europäischen Vergleich ist der Ausbau in Grossbritannien insgesamt relativ langsam vorangegangen. Das Land konnte sich aber als weltweiter Entwicklungs-Leader für die Offshore Windkraft positionieren (Euroobserver, 2012). Die Frage stellt sich, ob dies am Fördermodell oder an dessen Ausgestaltung bzw. dem politischen Willen liegt. Der Hauptkritikpunkt am 2003 eingeführten Quotenmodell scheint die zu tiefe Busse bei Nichterreichen zu sein. Diese lag in 2010 bei 43 €/MWh. Die Busse war somit tiefer als die Zertifikatspreise, die 61 €/MWh betragen (Intelligent Energy Europe, 2011, S. 328).

#### Erfahrungen mit dem Ausschreibemodell bis 2002

Aufgrund von Problemen bei der Finanzierung, der Planung, der Genehmigung und der Akzeptanz vor Ort wurde nur ein Bruchteil der vertraglich vereinbarten Projekte realisiert. Die

<sup>13</sup> Quelle: Bundesagentur (2011)

<sup>14</sup> Quelle: Bundesagentur (2012)



Realisierungsquote ging von 93 Prozent in der ersten Ausschreibungsrunde auf 12 Prozent in der letzten Ausschreibungsrunde zurück. Diese Entwicklung führte zu steigenden Transaktionskosten des Systems. Es mussten immer mehr Projekte eingereicht, geprüft und vertraglich vereinbart werden, um eine bestimmte Kapazität zu realisieren.

Mögliche Erklärungen für die niedrige Realisierungsquote könnten die Erwartung von künftigen tieferen Anlagekosten und die Akzeptanzprobleme sein. Ein Ausschreibemodell ist nur effektiv, wenn für die Nichtrealisierung eines Projekts eine signifikante Strafe erhoben wird.

#### Quotenmodell

Grossbritannien hat ein Quotenziel für 2015, das garantiert bis 2027 auf diesem Niveau bleiben soll (langfristige Planungssicherheit). Stromversorger, welche die Quote nicht erreichen, müssen eine so genannte *buy-out penalty* bezahlen. Die Einnahmen daraus werden im Verhältnis zur Anzahl Zertifikate, die ein Unternehmen besitzt, jedem Unternehmen zurückerstattet, das seine Quote erfüllt hat. Obwohl die durchschnittlichen Gestehungskosten für Windenergie bei 60 €/MWh lagen, wurde diese im Durchschnitt mit 110 €/MWh gefördert (OPTRES, 2007).

#### Einspeisevergütung für kleine Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen

Im Juli 2009 hat sich Grossbritannien für die Förderung von kleinen erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen (Windkraft und Photovoltaik) mittels Einspeisevergütung entschieden. Diese Vergütungen wurden in Abstimmung mit dem bestehenden Zertifikatsystem (*Renewable Obligation Certificates*) eingeführt.

#### Ausblick

Die englische Regierung hat 2011 ein *White Paper* für eine sichere, finanziell tragbare und CO<sub>2</sub>-arme Stromversorgung publiziert (DECC 2011). Darin wird als Fördersystem für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien ein auf einen *Contract for Differences* basierter Einspeisetarif vorgeschlagen (siehe Abschnitt 2.2.1.3). Gemäss diesem erhalten (bezahlen) die Produzenten die Differenz zwischen einem staatlich definierten Bezugspreis und dem Marktpreis, wenn der Bezugspreis höher (tiefer) ist als der Marktpreis. Die Produzenten sollen ihren Strom selber vermarkten können und dadurch Anreize erhalten, auf Marktpreise zu reagieren. Das System soll 2014 eingeführt werden. Zusätzlich plant die Regierung, eine Preisuntergrenze für CO<sub>2</sub> einzuführen, womit der Umstieg auf eine CO<sub>2</sub>-ärmere Stromproduktion erreicht werden soll<sup>15</sup>.

### **3.4. Frankreich**

Frankreich hatte vor allem für die Photovoltaik eine vergleichsweise attraktive Förderpolitik mit dementsprechend hohen Tarifen. In den letzten Jahren hat das Land die Voraussetzungen für eine Subventionserlangung und die Unterstützungsbedingungen verschärft, damit das Wachstum kontrolliert erfolgen kann (Intelligent Energy Europe, 2011).

Einspeisevergütungen und Ausschreibungen sind die zwei von Frankreich ausgewählten Hauptinstrumente. In der Regel dienen Einspeisevergütungen zur Förderung von kleineren Anlagen, während Anlagen mit einer grösseren Kapazität mit einem Ausschreibungsverfahren unterstützt werden. Die Einspeisevergütung ist für eine Periode von 15 bis 20 Jahren gewährleistet (je nach Technologie). Die Vergütungssätze für Neuanlagen werden quartalsweise auf der Basis der Installationsrate in den vorherigen Monaten angepasst. Seit Dezem-

<sup>15</sup> Unter CO<sub>2</sub>-arme Stromproduktion sind auch Kernkraftwerke zu verstehen (UK Department of Energy & Climate Change, 2013)



ber 2010 wird die Förderung der Photovoltaik stärker eingeschränkt. Anlagen mit einer Produktion unter 100 kWh bekommen weiterhin eine Einspeisevergütung. Grössere Anlagen hingegen nehmen an Ausschreibungen teil, bei denen die „Gewinner“ einen langfristigen Vertrag für die eingespeiste Elektrizität erhalten. Ein ähnliches System wird auch für Biomasseanlagen seit 2009 angewendet. Ausserdem sieht Frankreich ein Steuererleichterungsprogramm in der Form von Einkommenssteuer-Gutschriften und einer reduzierten Mehrwertsteuer (MWST) vor.

Frankreich ist das Land mit dem zweitgrössten Potenzial für Windenergie in Europa (Euroserver, 2012). Frankreich, wie auch Spanien und Italien, hat diesbezüglich aber keine stabile und konsequente Förderpolitik betrieben. Grosszügige Förderungen in den früheren Phasen einzuführen, um einen Schubeffekt zu erlangen, kann in einem späteren Zeitpunkt zu häufigem *Stop-and-go* führen. Beispielsweise haben in Frankreich die drei-monatige Aufhebung von der Einspeisevergütung zwischen 2010 und 2011 und die Warteliste die Unsicherheit auf dem Markt erhöht und daher die Effektivität der Förderpolitik beeinträchtigt.

### 3.5. Italien

Italien kann eine lange Tradition bei der Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien vorweisen. Bemerkenswerte Resultate wurden bei der Photovoltaik erreicht. Nach Deutschland ist Italien der zweitgrösste Solarstromproduzent in Europa. Für lange Zeit hat das Land den Strom aus erneuerbaren Energien mittels Quotenregelungen gefördert. Seit anfangs 2013 ist das italienische Fördersystem jedoch durch häufige und für die Investoren überraschende Veränderungen gekennzeichnet. Trotz des instabilen Investitionsumfeldes waren die Konditionen attraktiv genug, um Anlagenbetreiber anzuziehen.

Seit 2001 fördert Italien die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien mit einem Quotenmodell inklusive Zertifikatshandel. Die Quoten wurden stetig erhöht, bis das Land 2012 einen Anteil von 7.55 Prozent erreicht hat. Im Jahr 2005 wurden zusätzliche Instrumente zur Förderung aller Technologien eingeführt. Das Programm sieht eine Einspeisevergütung vor und wendet sich vor allem an Anlagen, die ein Potenzial bis zu 1 MW haben. Für Photovoltaik-Anlagen wurde ein Bonusmodell (*Conto Energia*) konzipiert. Vergütungen werden für 20 Jahre gewährleistet und unterscheiden sich je nach Grösse und Typ (angebaut oder integriert) der Anlage. Der Fördermechanismus war sehr erfolgreich, teilweise dank der grosszügigen Konditionen. Er hat in wenigen Jahren zu einem enormen Zuwachs geführt. Gleichzeitig sind aber auch die Kosten gestiegen. Aus diesem Grund wurde das Bonusmodell seit 2005 fünf Mal revidiert.

Ein Nachteil von häufigen Anpassungen sind Marktunsicherheit und Instabilität. Korrekturmassnahmen wurden deshalb im Bereich Gesamtausgabegrenze, maximale jährliche installierte Leistung, Eigenverbrauchsregelungen und Vergütungssystem ergriffen. Die Ausgabegrenze für Photovoltaik-Anlagen von 6 Mrd. € wurde aber 2012 bereits ausgeschöpft (Intelligent Energy Europe, 2011). Das Quotenmodell wurde 2013 durch Ausschreibungen ersetzt. Neue Anlagen über einer bestimmten Grösse werden mittels Ausschreibungen unterstützt. Kleinere Anlagen erhalten die Einspeisevergütung. Zudem verfügt Italien über ein optionales Net Metering-System für Anlagen mit einer Kapazität bis zu 20kW. Diese Anlagenbetreiber dürfen ihre eigene Produktion mit dem eigenen Konsum verrechnen. Zudem sind Photovoltaik- und Windanlagen zu einer MwSt.-Reduktion auf den Investitionskosten (von 20 Prozent auf 10 Prozent) berechtigt. Neben dem nationalen Programm existieren mehrere regionale Unterstützungsmassnahmen (RES Legal, 2012).

Die Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien ist in Italien durch eine unsi-



chere Förderpolitik gekennzeichnet. Ausserdem sind Barrieren zur Verbreitung von neuen Technologien oft auf der administrativen oder finanziellen Ebene festzustellen. In der Vergangenheit hatte der Anteil an erneuerbar produziertem Strom sogar abgenommen (von 16 Prozent in 1997 auf 15.4 Prozent in 2004). 2010 lag dieser Wert bei 20.1 Prozent (2010).

### 3.6. Niederlande

Seit 2008 weisen die Niederlande zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien die sogenannte SDE-Regulierung auf. Es wird dabei die Differenz zwischen den Produktionskosten und dem Marktpreis kompensiert (Bonusmodell mit Ausschreibungen).

Das Fördersystem in den Niederlanden gilt generell für alle erneuerbaren Technologien. Mit der Reform des Systems im Jahr 2012, *SDE+*, wurde von technologieabhängigen Fördertöpfen auf ein technologie-neutrales Fördergesamtbudget umgestellt. In 2012 betrug das Gesamtbudget 1.7 Mrd. €; 2013 wurde es auf 3 Mrd. € erhöht. Insgesamt wird die Förderung im Rahmen von fünf Förderrunden innerhalb eines Jahres verteilt. Die Höhe der Förderung pro kWh steigt in jeder Runde an und wird auf Basis *first come, first served* verteilt. Anlagen mit einer Phase-1-Förderung erhalten einen geringeren Basiszuschlag (*premium tariff*) zusätzlich zum Marktpreis (bis 7 €/kWh) als Anlagen, die eine Förderung unter einer der späteren Förderrunden gewährt bekommen (max. 15 €/kWh in Phase 5). Verglichen mit Anlagen, die einen höheren Basiszuschlag erhalten, haben Anlagen mit einer Phase-1-Förderung eine höhere Wahrscheinlichkeit, dass ein ausreichendes Förderbudget zur Verfügung steht und sie somit ins Fördersystem aufgenommen werden. Grundsätzlich bevorzugt das SDE+ Programm somit die Anlagen, die mit einer geringeren Förderung auskommen und frühzeitig eine Förderung beantragen. Für jede Förderrunde werden für die zugelassenen Förderkategorien die entsprechenden Basiszuschläge festgelegt. Bei den Kategorien handelt es sich um Wind onshore, Biomasse, Biogas, Wasserkraft und einer freien Kategorie für die restlichen Technologien wie Photovoltaik, Wind offshore, Geothermie usw. Die Basiszuschläge können sich dabei für die einzelnen Kategorien und Subkategorien auch innerhalb einer Förderphase unterscheiden und werden jährlich vom *Ministry of Economic Affairs* festgelegt. Sie werden dabei so festgelegt, dass die Gestehungskosten von Referenzanlagen durch Marktpreis und Basiszuschlag voraussichtlich gedeckt sind. Die gewährte Förderung wird über eine Dauer von maximal 15 Jahren erteilt. Die Förderhöhe bleibt über diesen Zeitraum für die Anlagen im System fix.

Das System hat den Vorteil, dass es kosteneffizienter ist als ein herkömmliches Einspeisevergütungssystem. Die dynamische Tarifgestaltung kann zu einer Reduktion der Mitnahmeeffekte führen, indem günstigere Anlagen eine tiefere Vergütung erhalten als teurere Anlagen. Zudem sind die Anreize für Innovation und Kostensenkungen aufgrund des Kostendrucks durch den Wettbewerb um die Fördermittel höher. Investitionshemmend ist allerdings, dass für den Marktpreis ein Minimum definiert ist. Fällt der Marktpreis unter diese Grenze, wird der Basiszuschlag aber nicht erhöht, damit die öffentliche Budgetsicherheit gewährleistet ist. In diesem Fall wären die Gestehungskosten der Produzenten nicht gedeckt und die Investitionssicherheit nicht gewährleistet.

#### Sekundäre Förderinstrumente

Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien, die ihren produzierten Strom selber verwenden, können von einer Steuerbefreiung - der Energieverbrauchssteuer (*Energy tax*) - profitieren. Kleine Anlagen können auch von einem Net Metering-System profitieren. Unternehmen haben Anspruch auf Steuergutschriften (*EIA - Energy Investment Allowance*) für



Investitionen in Anlagen für erneuerbare Energien. Wer in erneuerbare Energie-Projekte investiert (ausser Biomasse und Biogas), kann Darlehen mit vergünstigten Konditionen aufnehmen. Zusätzlich erhalten private Haushalte Investitionsbeiträge für ihre Photovoltaik-Anlagen.

### **3.7. Österreich**

Im Jahr 2002 wurde in Österreich zur Förderung der Stromerzeugung aus Kleinwasserkraftanlagen ein Quotenmodell mit Zertifikaten eingerichtet. Aufgrund von Mängeln in der Ausgestaltung des Systems, aber auch durch das Eintreten unvorhergesehener Entwicklungen wurde dieses Modell von den energiepolitischen Entscheidungsträgern als nicht zweckmässig eingestuft und nach nur einem Jahr durch ein technologiespezifisches Einspeisevergütungssystem abgelöst. Bereits zu Beginn des Zertifikatsystems gab es Hinweise darauf, dass die Quote (auch wenn von einer durchschnittlichen Wasserkrafterzeugung ausgegangen wird) möglicherweise zu niedrig festgesetzt ist und dadurch zu wenig Anreiz für einen Zubau von Kleinwasserkraftanlagen bietet. Darüber hinaus war durch die zeitlich konstant gehaltene Quote (d.h. die Zertifikatsnachfrage steigt nur im Ausmass des Stromabsatzes) nicht zu erwarten, dass über die Erlösmöglichkeiten aus dem Zertifikatshandel eine längerfristige Bestandserhaltung möglich ist bzw. ein wesentlicher Anreiz zur Erweiterung und Revitalisierung besteht. Die Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien erfolgt in Österreich heute im Wesentlichen durch eine Einspeisevergütung. Die Vergütungen werden über 13 Jahre ausbezahlt. Der Kostendeckel wurde 2011 von 2.1 Mio. € auf 8 Mio. € erhöht. Darüber hinaus werden kleinere und mittlere Wasserkraftanlagen durch Subventionen gefördert. Grundlage für den Investitionszuschuss ist das erneuerbare Stromgesetz in Verbindung mit der jeweils gültigen Förderrichtlinie. Der Investitionszuschuss fördert die Errichtung kleiner und mittlerer Wasserkraftanlagen, die bis spätestens 31. Dezember 2014 in Betrieb gehen. Damit soll bis zum Jahre 2014 eine zusätzlich installierte Leistung aus Wasserkraft von 150 MW erreicht werden. Die Höhe des Investitionszuschusses ist abhängig von der Grösse der Anlage und beträgt max. 30 Prozent der Investitionskosten und max. 1'500 €/kW. Ähnlich wie in der Schweiz durch den Kostendeckel und die grosse Photovoltaik-Nachfrage ist eine Warteliste entstanden. Um sie abzubauen, hat Österreich zwei Massnahmen getroffen. Einerseits wurde der Deckel erhöht. Andererseits hatten die Antragsteller auf der Warteliste die Möglichkeit, sofort eine Vergütung zu bekommen, jedoch eine tiefere im Vergleich zu normalen Tarifen. Laut Fraunhofer ISI et. al. (2012) ist die österreichische Methode eine innovative Lösung für Länder, die sich in ähnlichen Situationen befinden.

### **3.8. Schweden**

Das schwedische Gesetz über Stromzertifikate verpflichtet Stromlieferanten sowie bestimmte Stromverbraucher und Betriebe mit hohem Stromverbrauch an einem festgesetzten Stichtag des Jahres entsprechend ihres Verkaufs bzw. Verbrauchs Stromzertifikate für erneuerbare Energien zu besitzen. Grundsätzlich sind alle Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien förderfähig.

Das schwedische Quotensystem konnte lange keine signifikanten Erfolge vorweisen. Dies liegt im Wesentlichen daran, dass die Zertifikatspreise zu tief waren. Alte Kapazitäten durften im Quotensystem mitmachen und daher wurden eine Zeitlang mehr Zertifikate vergeben als zurückgezogen (Haas R. , Resch, Panzer, Busch, Ragwitz, & Held, 2010). Hinzu kommt, dass mit der Einführung des Zertifikatsystems die Höhe der Strafe für die Nichterfüllung der Quote durch die Regierung festgelegt wurde. Die tatsächlich am Markt gehandelten Zertifi-



katspreise waren jedoch zeitweise höher als die staatlich verordnete Busse. Für die Unternehmen bestand so ein starker Anreiz, nicht in erneuerbare Energien zu investieren und stattdessen die niedrigere Busse für die Nichterfüllung der Quote zu zahlen. Die schwedische Regierung hat dieses Problem inzwischen erkannt und durch eine Anhebung der Busse auf 150 Prozent des durchschnittlichen Zertifikatspreises reagiert. Sie betrug in den letzten Jahren rund 30 €/MWh.

Am 1.1.2012 hat sich Norwegen dem schwedischen Zertifikatsystem angeschlossen. Ziel ist es, Handelsvolumen des Systems zu erhöhen (für 2020 steigt das Ziel auf 26.4 TWh). Dadurch sollen die Effizienz des Systems erhöht und die durchschnittlichen Zertifikatspreise um rund 10 Prozent reduziert werden (Nena, 2010).

Die Transaktionen auf dem Zertifikatsmarkt weisen grosse Fluktuationen auf, die Quoten werden aber erfüllt. Die Transaktionskosten werden durch die schwedische Energieagentur auf rund 6 Prozent geschätzt. Da Biomasse in Schweden relativ günstig zur Verfügung steht, besteht der durch das Quotenmodell geförderte Technologiemix rund zu drei Vierteln aus Biomasse, der Rest aus Wasserkraft und Windenergie (Anzahl Zertifikate bzw. Strommen gen).

#### Windenergie und Photovoltaik

Strom aus Windkraft wird steuerlich privilegiert, indem die nach dem Grundsteuergesetz anfallende Grundsteuer und die nach dem Energiesteuergesetz anfallende Energiesteuer für Windenergieanlagen reduziert sind. Der schwedische Staat vergibt Zuschüsse für Entwicklung und Forschung im Bereich Windenergie und fördert Gemeinden bei Planungen zu Gunsten des Windenergieausbaus. Ausserdem wird in Schweden ein Zuschuss für die Installation von Photovoltaik-Anlagen bereitgestellt (RES Legal, 2012).

### **3.9. Schweiz**

Mit der Revision des Energiegesetzes (EnG) im Jahre 2007 hat sich das Parlament zum Ziel gesetzt, die jährliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2030 um mindestens 5'400 GWh (gegenüber dem Stand des Jahres 2000) zu erhöhen. Als Hauptinstrument wurde dazu per 1. Januar 2009 die KEV eingeführt. Bis Ende 2012 betrug der gesetzlich maximal zulässige Anteil am Netzzuschlag, mit dem u.a. die KEV finanziert wird 0.6 Rp./kWh. Ab Januar 2013 wurde dieser auf 1.0 Rp./kWh und ab Januar 2014 auf 1.5 Rp./kWh erhöht. Die schweizerische KEV weist folgende Kernelemente auf:

- Technologiespezifische Vergütung (Wasserkraft <10 MW, Photovoltaik, Windenergie, Geothermie, Biomasse sowie Abfälle aus Biomasse). Die Vergütungen werden pro Technologie und Anlageklasse bestimmt und aufgrund von Gestehungskosten von Referenzanlagen ermittelt.
- Vergütungsdauer: 20-25 Jahre.
- Netzbetreiber unterliegen der Pflicht, den generierten Strom abzunehmen und zu vergüten.
- Kontinuierliche Anpassung der Vergütungssätze. Die Gestehungskosten werden periodisch überprüft.
- Keine Vermarktung des ökologischen Mehrwerts.
- Möglichkeit von der KEV in den freien Markt zu wechseln und umgekehrt.



- Ganze oder teilweise Rückerstattung des Netzzuschlags (verbunden mit Auflagen) an Endverbraucher, deren Elektrizitätskosten bestimmte Prozentsätze der Bruttowertschöpfung erreichen.

Die grosse Nachfrage und die vielen Anmeldungen haben dazu geführt, dass der Gesamtdeckel bereits seit dem 1. Februar 2009 ausgeschöpft ist. Dadurch hat sich eine Warteliste gebildet, die aktuell um ca. 800 neue Anmeldungen pro Monat wächst. Per 1. September 2013 waren insgesamt 27'367 Antragsteller angemeldet (Swissgrid, 2013). Photovoltaik-Anlagen stellen den grössten Anteil der angemeldeten Projekte auf der Warteliste dar. Vor allem bei dieser Technologie sind die Modulpreise in den letzten Jahren massiv gesunken. Die Vergütungssätze wurden deshalb gemäss den sinkenden Gestehungskosten angepasst und so hohe Renditen für Anlagenbetreiber vermieden. Damit konnten mehr Photovoltaik-Anlagen finanziert werden.

### Ausblick

Sowohl die Energiestrategie 2050 als auch die parlamentarischen Initiativen 12.400 sehen Anpassungen des aktuellen Fördersystems vor. Konkret wurde ab dem 1. Januar 2014 das Fördersystem wie folgt geändert:

- Erhöhung des Kostendeckels (von 1.0 Rp./kWh auf 1.5 Rp./kWh)
- Höhere Rückerstattungen von Stromabgaben für die Grossverbraucher
- Einführung der Eigenverbrauchsregelung
- Einführung von Investitionshilfen für kleine Photovoltaik-Anlagen, anstelle der KEV

Zusätzlich werden mit der Energiestrategie 2050 folgende Massnahmen<sup>16</sup> geplant:

- Erhöhung des Kostendeckels (von 1.5 Rp./kWh auf 2.3 Rp./kWh)
- Entfernung der Teildeckel für einzelne Technologien (für die Photovoltaik bleiben Zubaukontingente)
- Umbau der bisherigen KEV zu einem Einspeisevergütungssystem mit Direktvermarktung (Bonusmodell)
- Orientierung der Vergütungssätze an den Gestehungskosten von Referenzanlagen (nicht mehr zwingend kostendeckend)
- Verkürzung der Vergütungsdauer
- Mögliche Einführung von Ausschreibungen zur Festlegung der Vergütungssätze
- Verringerung der Zahl der im Vollzug involvierten Akteuren
- Einführung von raumplanerischen Massnahmen

## **3.10. Spanien**

Die spanische Förderpolitik für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien ist durch viele Anpassungen und Umbrüche charakterisiert. Die fehlende Stabilität bedeutet, dass das Umfeld für Investoren nicht attraktiv ist. Trotzdem hat die spanische erneuerbare Stromproduktion ambitionierte Ziele erreicht. Einer der Gründe dafür ist, dass die Vergütungen für den eingespeisten Strom relativ hoch angesetzt waren.

1998 wurde die Einspeisevergütung als einheitliches System für die Förderung von produziertem Strom aus erneuerbaren Energien eingeführt. Bereits damals durften die Produzenten zwischen einem fixen Tarif oder einem Bonusmodell (der Vergütungssatz wird als Zuschlag zum Marktpreis bezahlt) wählen. 2004 wurde das Modell durch ein *Bidding-System*<sup>17</sup>

<sup>16</sup> Massnahmen aus BFE (2012), Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 (2013)

<sup>17</sup> Anlagenbetreiber konnten an einer Art Ökostrombörse teilnehmen.



ergänzt, so dass es stärker marktorientiert war. Als Konsequenz, wurden die erneuerbaren Energien so attraktiv, dass der produzierte erneuerbare Strom stark zugenommen hat. Folglich sind die Energiekosten gestiegen. Der Strompreis im Grosshandel Anfang 2004 (mit fixen Vergütungen) war 3.3 €cts/kWh. Mit zunehmendem Anteil an Bonusmodell-Förderungen stieg der Preis um mehr als das Doppelte bis auf 7.6 €cts/kWh in 2006. Von diesem Preisanstieg waren die Stromkonsumenten betroffen. Ein höherer Strompreis bedeutete auch höhere Gewinne für die Produzenten, da sie einen fixen Betrag zusätzlich zum Marktpreis erhielten. Als Reaktion hatte die Regierung 2006 mit einer königlichen Gesetzes-Verordnung (*Royal Decree Act*) bestimmt, dass der Link zwischen der Einspeisevergütung und dem Elektrizitätsmarktpreis abgeschafft werden soll. Das hat zu Unsicherheiten bei den Investoren geführt, weil bis Ende 2006 keine neuen Vergütungssätze publiziert wurden. In einem solchen unsicheren Umfeld wurde auch weniger Strom generiert und die Preise sind gefallen.

Die 2007 in Kraft gesetzte Verordnung definierte schliesslich Preisober- und Preisuntergrenzen, um die Produzentenrente sowie die Förderkosten zu reduzieren. Trotz dieser Massnahme nahm der Anteil von Produzenten, die sich für ein Bonusmodell entschieden haben leicht zu. In Abbildung 5 ist ersichtlich, dass das Bonusmodell (blaue Linie) für die Anlagenbetreiber im Vergleich zur fixen Vergütung rentabler ist (grüne Linie).

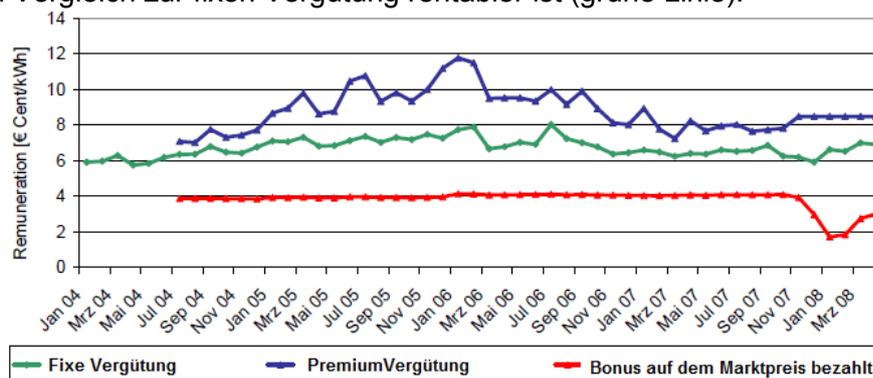


Abbildung 5: Vergütungen in Spanien (2004-2008)

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

Von Jahr zu Jahr hat das Fördersystem in Spanien Defizite aufgebaut. Defizite sind aufgrund der Differenz von Einnahmen aus den Konsumentenabgaben und den Förderkosten entstanden. Der geschätzte Fehlbetrag betrug 2010 3 Mrd. €, 2011 2 Mrd. € und 2012 1 Mrd. €. Diese Situation führte bereits 2010 zu einer neuen Verordnung. Besonders betroffen von den verschärften Massnahmen waren Photovoltaik- und Windanlagen. Die maximale Anzahl der vergüteten Betriebsstunden wurde nachträglich reduziert. Demzufolge war eine Abnahme beim Einsatz solcher Anlagen zu beobachten (Fraunhofer, Energy Economics Group, 2010). Aufgrund der Wirtschaftskrise und der finanziellen Schwierigkeiten von Spaniens Stromindustrie wurde im Januar 2012 das Fördersystem aufgehoben. Die Marktentwicklung wird zeigen, ob die erneuerbaren Technologien die Marktreife bereits erreicht haben und die Produktion weiter zunehmen wird.

### 3.11. Trends und Entwicklungen

Die Fördersysteme in Europa werden dynamisch und kontinuierlich weiterentwickelt. Die Entwicklung entspricht einem Teil des Lernprozesses. Je mehr Erfahrungen mit einem gewissen Instrument oder Design gesammelt werden, desto effizienter und wirksamer kann



dieses gestaltet werden. Wichtig ist aber, dass die Länder eine stabile und kohärente Politik verfolgen, um den Investoren Sicherheit zu gewährleisten. In der Tat sind die Kosten für die Stromproduktion der erneuerbaren Energien nicht lediglich von den Ressourcen wie Wind, Wasser, Sonne oder Biomasse abhängig, sondern hängen ebenfalls von den Verwaltungs- und Kapitalkosten ab (Europäische Kommission, 2012). Im Bereich administrative Hindernisse wurden gemäss EU-Kommission zwar Fortschritte gemacht, diese sind aber immer noch begrenzt und langsam. Suboptimale administrative Verfahren verursachen eine Erhöhung der Förderkosten (Europäische Kommission, 2013).

Trotz der Vielfalt der Fördermassnahmen weist ihre Entwicklung auf bestimmte Trends hin:

- Die Einspeisevergütung und das Quotenmodell mit Zertifikathandel haben sich als Hauptinstrumente etabliert. Wegen Designfehlern wurden Quotensysteme in gewissen Ländern in eine Einspeisevergütung überführt. Nur noch wenige Länder verwenden ein Quotenmodell (Belgien, Schweden, Norwegen, Grossbritannien, Polen sowie Rumänien).
- Zur gezielten Förderung von Grossprojekten werden Ausschreibungen teilweise als Hilfsinstrument eingesetzt.
- Als Ergänzung dienen Krediterleichterungen, Steuervergünstigungen und Investitionsbeiträge.
- Eine weitere Tendenz ist die zunehmende Verbreitung von Eigenverbrauchsregelungen, insbesondere für kleine Photovoltaik-Anlagen.
- Mehrere Länder kombinieren verschiedene Instrumente zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien.
- Die Weiterentwicklung der zwei Hauptinstrumente scheint weiterhin eine gewisse Konvergenz aufzuweisen. Die Fördersysteme werden immer mehr technologie- und anlagenspezifisch gestaltet. Beispiele dafür sind die unterschiedlichen Förderungen von grossen und kleinen Anlagen (u.a. in Frankreich) oder die Einführung von technologie-spezifischen Regelungen beim Quotenmodell („Banding“).
- Immer mehr Anlagenbetreiber haben die Wahl zwischen einer Einspeisevergütung und einem Bonusmodell (z.B. Spanien früher, Tschechien und Slowenien).
- Ausserdem werden die Instrumente mit der Einführung von z.B. Bonusmodellen bei der Einspeisevergütung stärker marktorientiert ausgestaltet. Das ist eine direkte Folge der Verbreitung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien. Die neuen Technologien werden dadurch immer billiger. Je näher die Produktion des erneuerbaren Stroms an der Wettbewerbsfähigkeit ist, desto weniger Anreize sind zuzüglich zum Marktpreis nötig (Infras, 2011). Dieses Konzept ist in Abbildung 16 illustriert. Mit der Zeit nimmt die Marktreife zu und die Förderintensität kann gesenkt, die Kosteneffizienz der Förderung erhöht werden.

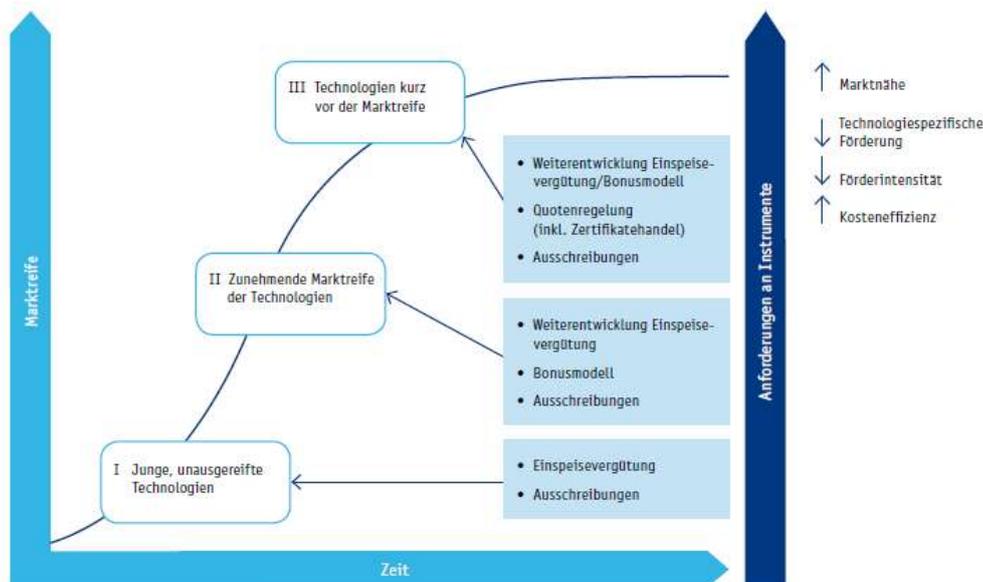


Abbildung 6: Eignung der Förderinstrumente in Abhängigkeit der Marktreife der Technologien

Quelle: Akademien der Wissenschaft Schweiz (2012, S. 17)

Für die Weiterentwicklung der Fördermassnahmen hilfreich ist ausserdem eine Kooperationsverstärkung zwischen den Ländern. Die *International Feed-in Cooperation* zwischen Spanien, Deutschland und Slowenien ist ein Beispiel dafür und strebt eine Optimierung des Einspeisevergütung-Designs durch Informations- und Erfahrungsaustausch an. Die Kooperation von Schweden und Norwegen ist ein anderes Beispiel.

In Richtung Harmonisierung und Kooperation geht ebenfalls die EU-Strategie nach 2020. Vorgeschlagen ist ein Abbau von Markthindernissen durch eine Kombination verschiedener Instrumente und die Festlegung von einheitlichen Förderrichtlinien sowie Förderinstrumenten (Europäische Kommission, 2013).

Gewisse Designkriterien für die optimale Gestaltung der Förderinstrumente konnten vom Fraunhofer ISI und EEG (2006) identifiziert werden. Wenn angewendet, sollten diese Empfehlungen Marktunsicherheiten sowie unerwartete radikale Veränderungen in der Förderpolitik vermeiden (wie beispielsweise in Spanien, Italien und Frankreich). Es sollten viele verschiedene erneuerbare Technologien gefördert werden. Voraussetzungen für eine genügende Investitionssicherheit sind langfristig und hinreichend ambitionierte Ausbauziele der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien. Zudem sollte ein transparenter und fairer Zugang zum Strommarkt garantiert sein. Die finanzielle Unterstützung ist dann wirksam, wenn sie höher als die Grenzproduktionskosten ist. Beim Quotenmodell ist die Höhe der Strafe relevant.

Die Förderung sollte auf einen festgelegten Zeitraum begrenzt, aber gleichzeitig hinreichend lang sein, um einen stabilen Planungshorizont für die Investoren zu gewährleisten. Somit entstehen keine *Stop-and-go* Situationen. Ausserdem sollten neue Anlagen in die Förderung aufgenommen werden. Schliesslich sollen Marktchancen durch das Instrument minimiert werden.



## 4. Energiewirtschaftliche Auswirkungen der Fördersysteme

In den Kapiteln 4.1 und 4.2 werden einerseits der Umfang des erneuerbaren Elektrizitätsausbaus und andererseits die Höhe der eingesetzten Fördermittel analysiert. Kapitel 4.3 evaluiert die Effektivität sowie die Rentabilität der Fördermodelle anhand eines theoretischen Ansatzes.

### 4.1. Entwicklung der erneuerbaren Energien

Jedes Land in Europa hat eine Förderpolitik für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien entwickelt. Die Wirkungen der angewendeten Instrumente unterscheiden sich jedoch stark. Die Unterschiede entstehen nicht nur durch das Design der Massnahmen, sondern auch durch die Ausgangssituationen, die natürlichen Gegebenheiten und die Rahmenbedingungen. Da der Kapazitätsausbau nur bedingt mit dem Fördersystem verbunden ist, ist es schwierig, Aussagen darüber zu treffen, welches Fördersystem und welche Instrumente am effektivsten sind. Infolge Wettbewerb und Ausnutzen von komparativen Kostenvorteilen wurde zum Beispiel die Wasserkraft in der Vergangenheit in einigen Ländern bereits stark ausgebaut.

Ein kurzer Überblick über die aktuelle Situation in Europa stellt Abbildung 7 mit den Anteilen an erneuerbarem Strom<sup>18</sup> im Jahr 2010 dar.

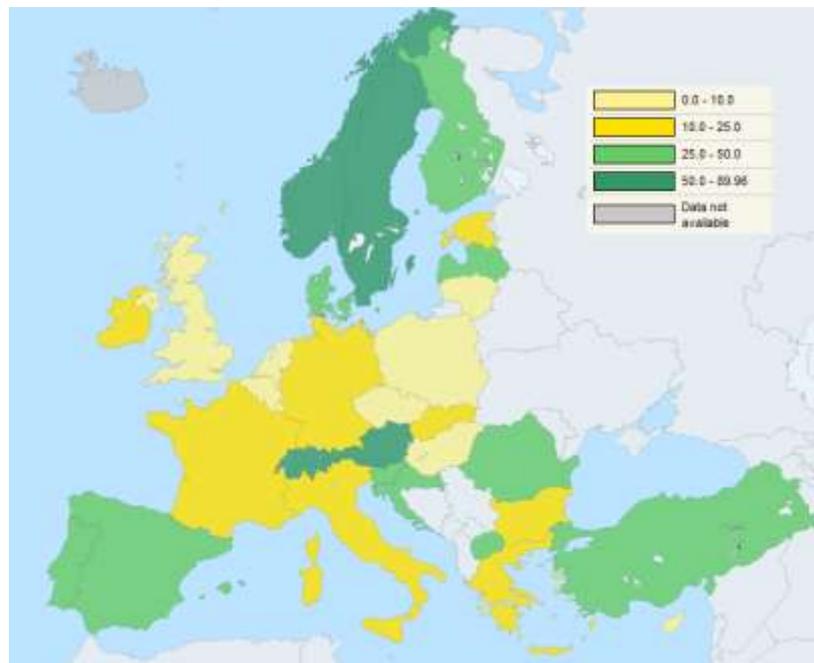


Abbildung 7: Anteil des generierten erneuerbaren Stroms am Elektrizitätskonsum (2010)

Quelle: Eurostat (2013)

<sup>18</sup> EU-27 sowie die Schweiz, Norwegen, Kroatien, Türkei.



Tabelle 3: Anteil des generierten erneuerbaren Stroms am Elektrizitätskonsum

	2010	2011		2010	2011
<b>Grossbritannien</b>	< 10 %		<b>Spanien</b>	30 %	33 %
<b>Niederlande</b>			<b>Dänemark</b>	33 %	39 %
<b>Italien</b>	22 %	24 %	<b>Schweiz</b>	55 %	56 %
<b>Deutschland</b>	17 %	20 %	<b>Österreich</b>	61 %	55 %
<b>Frankreich</b>	14 %	13 %	<b>Norwegen</b>	90 %	97 %

Quelle: Eigene Darstellung. Daten aus Eurostat (2013)

Diese erste Auswertung zeigt, dass Länder mit dem grössten absoluten Zuwachs an erneuerbaren Energien (wie Deutschland oder Spanien) nicht die höchsten Anteile an Elektrizität aus erneuerbaren Quellen aufweisen. Dass die skandinavischen Länder und die Schweiz mehr Strom aus erneuerbaren Energieträgern produzieren, hängt von ihren natürlichen Ressourcen ab. Norwegen, Schweden und die Schweiz verfügen über grosse Wasserkraftanlagen, die für den wesentlichen Teil der Stromerzeugung verantwortlich sind.

Die absoluten Werte des generierten Stroms aus erneuerbaren Energien sehen anders aus als die Anteile. Deutschland, Spanien, Italien, Frankreich sowie Schweden sind bezüglich ins Netz eingespeiste TWh/Jahr an der Spitze. Grund für den hohen Zuwachs sind hohe Renditeerwartungen. (Abbildung 8).

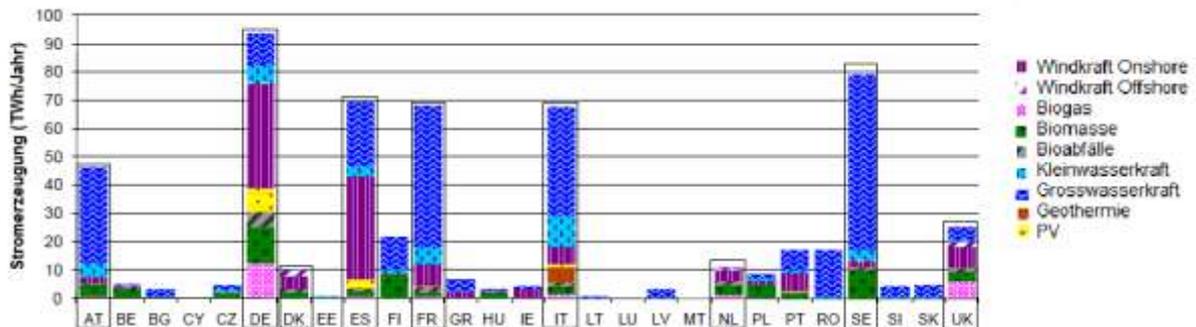


Abbildung 8: Produktion an erneuerbare Elektrizität in den EU-27 Mitgliedstaaten (2009)

Quelle: Fraunhofer ISI, Energy Economics Group (2010, S. 4)

Die Schweiz hat 2009 36 TWh<sup>19</sup> Strom aus erneuerbaren Energien generiert. Sie positioniert sich somit zwischen Österreich und Grossbritannien. Die Stromproduktion aus Wasserkraft betrug 35 TWh und nur 2 Prozent der gesamten Energieproduktion stammt aus neuen erneuerbaren Quellen. 2011 war die Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen bei 33 TWh. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Gesamtproduktion hat sich auf 2.7 Prozent erhöht (BFE, 2010) (BFE, 2012).

Bemerkenswert ist der Anteil der Wasserkraft: Dieser macht in den meisten Ländern den grössten Teil der Produktion aus. Deutschland und Spanien weisen zudem eine überdurchschnittliche Erzeugung von Windenergie auf. Bei der Photovoltaik sind Spanien, Deutschland und Italien die grössten Produzenten. Elektrizität aus Biogas wird hauptsächlich in Deutschland und Grossbritannien gewonnen. Strom aus Biomasse gewinnen mehrheitlich nordische Länder, denen grosse Holzressourcen zur Verfügung stehen (Finnland und Schweden) sowie Österreich, Deutschland, die Niederlande und Polen.

<sup>19</sup> Quellen; BFE (2010), BFE (2012)



Somit holen Länder mit einer wirksamen und zum Teil grosszügigen Förderpolitik Länder mit einem traditionell höheren Anteil an Strom aus erneuerbaren Energien, wie die Schweiz, auf. Die neuen erneuerbaren Technologien erleben in den meisten Ländern noch keine prominente Verbreitung. Nur Deutschland, Spanien und Italien haben bereits bemerkenswerte Resultate erreicht.

Damit der Fortschritt der einzelnen Länder gemessen werden kann, ist es hilfreich, ihn mit den gesetzten Zielen zu vergleichen. Die EU hat energetische Ziele für ihre Mitgliedsstaaten festgelegt, um die 20/20/20 Klimaziele<sup>20</sup> zu erreichen. Ein gemeinsamer Rahmen für die Zielerreichung wird von der Richtlinie 2009/27/EG zur *Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen* gesetzt. Die Richtlinie sieht die Festlegung von nationalen Arbeitsplänen sowie Modalitäten für die Förderung von erneuerbaren Energien wie auch die Nutzung von Biomasse vor<sup>21</sup>.

Der Zielerreichungsgrad der Vergleichsländer ist in Tabelle 4 dargestellt. Wichtig ist zu berücksichtigen, dass sich in diesem Fall die Werte auf die erneuerbaren Energien insgesamt und nicht lediglich auf die Stromproduktion beziehen. Dänemark, Deutschland, Italien, Österreich, Schweden und Spanien haben ihre Zwischenziele um mehr als 2 Prozent übertroffen. Frankreich war knapp über seinem Ziel. Grossbritannien hat sein Ziel nicht erreicht. Die gesamte EU konnte 2010 mit einem Anteil von 12.7 Prozent erneuerbare Energien das Zwischenziel von 10.7 Prozent einhalten.

Tabelle 4: 2020 Ziele und Zielerreichungsgrad für die Vergleichsländer

	Anteil an erneuerbare Energie (EE) in 2010	Zwischenziel (Anteil an EE)	2020 Ziel (Anteil an EE)
Dänemark	22 %	20 %	30 %
Deutschland	11 %	8 %	18 %
Frankreich	14 %	13 %	23 %
Grossbritannien	3 %	4 %	15 %
Italien	10 %	8 %	17 %
Niederlande	4 %	5 %	14 %
Österreich	30 %	25 %	34 %
Schweden	49 %	42 %	49 %
Spanien	14 %	11 %	20 %
EU	13 %	11 %	20 %

Quelle: Europäische Kommission (2013), (Ecofys, Fraunhofer, BBH, EEG, Winrock, 2012)

## 4.2. Wirtschaftlichkeit der geförderten Energieerzeugung

Ein Vergleich zwischen dem Umfang der effektiven Förderung pro generierte Stromeinheit und ihrer Dauer ist nützlich, um die verschiedenen Länderstrategien zu beurteilen. In Tabelle 5 sind die Fördervolumen<sup>22</sup> in €/MWh für das Jahr 2011 dargestellt. Als Vergleichsgrösse wurde ein gewichteter Durchschnitt pro Technologie pro Land ausgewählt, weil diese Grösse besser vergleichbar als die angewendeten Vergütungssätze ist. Die Unterschiede innerhalb der Technologien und zwischen den Ländern sind erheblich. Grundsätzlich wird die Wasserkraft durchschnittlich mit am wenigsten Mitteln gefördert. Dann folgen Windkraft und Biogas,

<sup>20</sup> 20 % EE, 20 % weniger Emissionen, 20 % mehr Effizienz.

<sup>21</sup> Die Richtlinie 2009/28/EG war bis Dezember 2010 ins nationale Recht der Mitgliedsstaaten zu übernehmen. Sie setzt verbindliche Ziele für alle Mitgliedsstaaten, um in der gesamten EU einen Anteil von 20 % EE sowie einen Anteil von 10 % erneuerbaren Quellen im Verkehrsbereich bis 2020 zu erreichen.

<sup>22</sup> Für Einspeisevergütungssystem wurde das Förderniveau folgend ermittelt: Vergütungssatz minus durchschnittlicher Strommarktpreis.



dann die Biomasse. Am meisten Fördermittel werden 2011 für die Photovoltaik verwendet. Hier muss beachtet werden, dass seit 2011 die Gestehungskosten für die Photovoltaik massiv gesunken sind. Dies bedeutet, dass das Förderniveau pro generierte MWh Solarstrom in der Zwischenzeit deutlich geringer geworden ist.

Am wenigsten Fördermittel für die Wasserkraft setzt Österreich ein. Unter dem Durchschnitt liegen u.a. Deutschland, Frankreich und Spanien, während Italien, Grossbritannien und die Schweiz über den Durchschnitt liegen. Frankreich, Spanien und Deutschland, die über ein grosses Windpotenzial verfügen, zahlen pro MWh Windenergie am wenigsten. In der Schweiz ist die Verbreitung von Windanlagen noch im Anfangsstadium; die Stromerzeugung aus Wind bleibt im Vergleich zu anderen Ländern relativ teuer und wird deshalb auch höher vergütet. Je nach Biomasse- bzw. Biogasart wird die Vergütung anders angesetzt. Dies erklärt zum Teil das unterschiedliche Förderniveau zwischen den Ländern. Frankreich und Grossbritannien setzen unterdurchschnittliche Fördermittel ein. Deutschland, Italien und die Schweiz bieten im Gegensatz bedeutend höhere Unterstützungen für Elektrizität aus Biomasse. Biogas wird mit relativ wenigen Mitteln in Frankreich, Italien und Deutschland gefördert. Weit über dem Durchschnitt befindet sich Österreich. Die Photovoltaik beansprucht 2011 vier Mal mehr Mittel pro MWh als die anderen Technologien. Österreich und Grossbritannien, trotz setzen ein unterdurchschnittliche Fördermittel ein. Im Mittelfeld bewegen sich Spanien und Deutschland, während Frankreich und die Schweiz wesentlich über dem Durchschnitt liegen.

Über alle Technologien ist ersichtlich, dass Schweden mit dem Quotenmodell am wenigsten Fördermittel pro MWh (21 €/MWh) einsetzt. Österreich folgt mit doppelt so viel €/MWh. Der Durchschnitt der Vergleichsländer liegt bei 87 €/MWh. Leicht darunter liegen Grossbritannien, die Niederlande und Spanien. 20 Prozent darüber liegt die Schweiz, 50 Prozent darüber Deutschland und das höchste Förderniveau bietet Italien (80 Prozent über dem Durchschnitt).

Allgemein kann festgestellt werden, dass Technologien, die bereits länger auf dem Markt sind und zu fast wettbewerbsfähigen Preisen produzieren können (wie Wasserkraft und zum Teil Windenergie), weniger stark unterstützt werden. Die Schweiz, die sich noch in einer frühen Phase der Verbreitung neuer erneuerbarer Energien befindet, ein allgemein hohes Preisniveau hat und komparative Standortnachteile besitzt, fördert dementsprechend mit höheren Ansätzen.

Die Vergütungsdauer ist als Sicherheitsgrad für die Investoren zu verstehen, da nicht alle Länder einen kostendeckenden, sondern manche lediglich einen kostenorientierten Ansatz anwenden. Die Vergütungsdauer von 13 bis 15 Jahren ist in Österreich am kürzesten. Die Niederlande unterstützen die Projekte während 15 Jahren, nachher können die Anlagen ihren Strom am Markt verkaufen oder spezielle Abkommen mit den Energieversorgungsunternehmen vereinbaren. In Frankreich dauert die Einspeisevergütung je nach Technologie 15 bis 20 Jahre, in den restlichen Ländern entspricht die Vergütungsdauer 20 bis 25 Jahre (u.a. Schweiz und Spanien).



Tabelle 5: Gewichtete Durchschnittsförderung pro Technologie (€/MWh) - 2011

Gewichtete Durchschnittsförderung (€/MWh) – 2011							
Land	Wasserkraft	Wind	Biomasse	Biogas	Photovoltaik	Geothermie	Total
Österreich	1	22	81	98	263	-	46
	13 - 15 Jahre						
Deutschland	49	45	144	26	354	158	131
	20 Jahre						
Grossbritannien	65	73	58	63	290	-	60
	20 Jahre						
Niederlande	131	68	75	41	386	-	71
	15 Jahre						
Italien	70	69	120		367	80	154
	20 Jahre						
Schweden (Quotenmodell)	-	-	-	-	-	-	21
Dänemark	keine Angaben						
	20 Jahren						
Spanien	39	41	75	31	357	-	85
	20 - 25 Jahre						
Frankreich	13	33	55	41	477	-	116
	15 - 20 Jahre						
Schweiz	66 <sup>23</sup>	86	108		463	-	102
	20 - 25 Jahre						

Quelle: CEER (2013), Stiftung KEV (2013)

In Abbildung 9 wird die Entwicklung der Vergütungen und der Elektrizitätserzeugung über die Zeit unterteilt nach Technologien (Windkraft, Biomasse und Photovoltaik) verglichen. Es wird ersichtlich, wie die Windenergie hauptsächlich durch ein Quotenmodell, aber zunehmend auch mittels Einspeisevergütung gefördert wird. Eine zusätzlich durch Quoten geförderte MWh kostete in Europa durchschnittlich 140 € in 2005, 160 € in 2007 und zwei Jahre später 110 €. Die Einspeisevergütung scheint in diesem Fall mit 70-80 €/MWh günstiger zu sein. Es ist ferner zu berücksichtigen, dass die Einspeisevergütung eine vergleichsweise höhere zusätzliche Stromproduktion bewirken konnte<sup>24</sup>.

Biomasse-Förderung mit Einspeisevergütung hat im Jahr 2005 durchschnittlich 160 €/MWh gekostet, im Jahr 2009 130 €/MWh. Die quotenbasierte Förderung der Biomasse betrug hingegen zwischen 120 und 100 €/MWh. Die Effizienz der Quotenmodelle in diesem Fall war besser. Das Jahr 2009 hat hingegen gezeigt, dass die Einspeisevergütung ein effektives Instrument für die Biomasse ist. Es generiert rund doppelt so viel Strom als mit dem Quotenmodell.

<sup>23</sup> Nur Kleinwasserkraft (<10MW).

<sup>24</sup> Die starke Abnahme der Elektrizitätserzeugung zwischen 2007 und 2009 ist vor allem mit unvorteilhaften Windbedingungen in Deutschland zu erklären.



Die Photovoltaik wird mit deutlich höheren Vergütungssätzen als die anderen zwei Technologien unterstützt. Abgebildet sind nur Resultate für die Einspeisevergütung. Der Trend weist eine Senkung der Tarife (460 €/MWh in 2005 und 420 €/MWh in 2009) und eine exponentielle Produktionssteigerung auf.

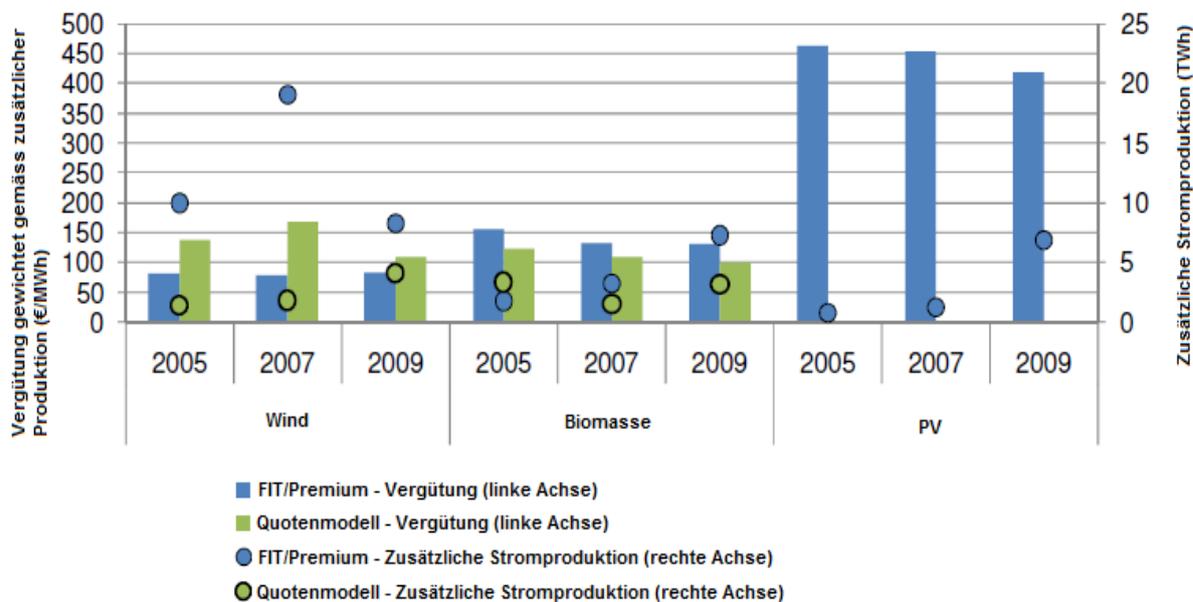


Abbildung 9: Produktion an erneuerbare Elektrizität in den EU-27 Mitgliedstaaten (2009)

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

Gesamthaft betrachtet zeigen die in Abbildung 9 dargestellten Daten, dass die Einspeisevergütung zu einer grösseren Produktionserweiterung als das Quotenmodell geführt hat. Dies hängt auch damit zusammen, dass die Mehrheit der Länder ein Einspeisevergütungssystem anwendet. Die Effizienz der Einspeisevergütungssysteme war beim Wind höher und bei der Biomasse tiefer als bei den Quotensystemen.

### 4.3. Effektivität und Rentabilität der Fördersysteme

Die Effektivität ist definiert als „die Produktion von Strom aus erneuerbaren Quellen im Verhältnis zum restlichen [Ausbau-]Potenzial,“ (Fraunhofer ISI, Ecofys, 2010).

Abbildung 10 zeigt die durchschnittliche Effektivität der EU-27 Länder, aufgeteilt nach Technologien und Perioden.

Zwischen 2002 und 2009 war der Onshore-Wind am effektivsten (5.6 Prozent in 2009), gefolgt von Biomasse, Biogas und Photovoltaik. Offshore-Wind weist sehr tiefe Effektivitätsgrade auf, weil die Technologie noch nicht sehr verbreitet ist. Ausser für Biogas hat sich die Effektivität der Fördermechanismen über die Zeit hinweg verbessert. Der grösste Sprung hat die Photovoltaik mit +2.5 Prozent gemacht.

Nicht nur die Effektivität eines Fördermodells spielt eine Rolle, sondern auch wie hoch die Rentabilität für Investoren im Bereich erneuerbare Energien ist

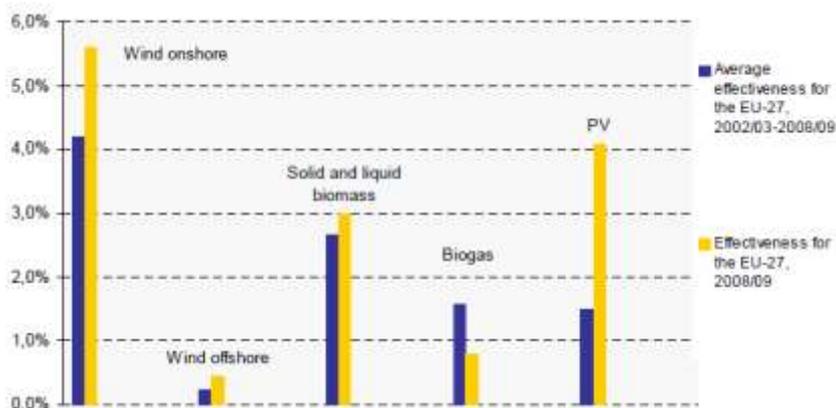


Abbildung 10: Durchschnittliche Effektivität der Fördersysteme in der EU-27

Quelle: Klessmann (2012, S. 28)

Für die Effektivität spielt die Rentabilität einer Investition eine wichtige Rolle. Ein direkter Vergleich der Rentabilität zwischen den Ländern über die verschiedenen Technologien lässt sich nicht ableiten. Aus diesem Grund werden folgend durch einen theoretischen Ansatz die verschiedenen Anreizwirkungen eines Quotensystems denen eines Einspeisevergütungssystems gegenübergestellt.

#### Statische Anreizwirkung

Zwischen den beiden Fördersystemen bestehen Unterschiede hinsichtlich ihrer Anreizwirkung aufgrund der unterschiedlichen der Verteilung der Konsumenten- und Produzentenrenten. Ist die aggregierte Kostenkurve<sup>25</sup> flach, ist ein Quotensystem besser geeignet, weil die Produzentenrente<sup>26</sup> geringer ist. Ist hingegen – wie in der Praxis häufig der Fall – der Kostenkurvenverlauf steiler (Abbildung 11) wäre die Produzentenrente bei einem Quotenmodell viel höher als die bei der Einspeisevergütung (grüne Fläche) (Haas R., Resch, Panzer, Busch, Ragwitz, & Held, 2010).

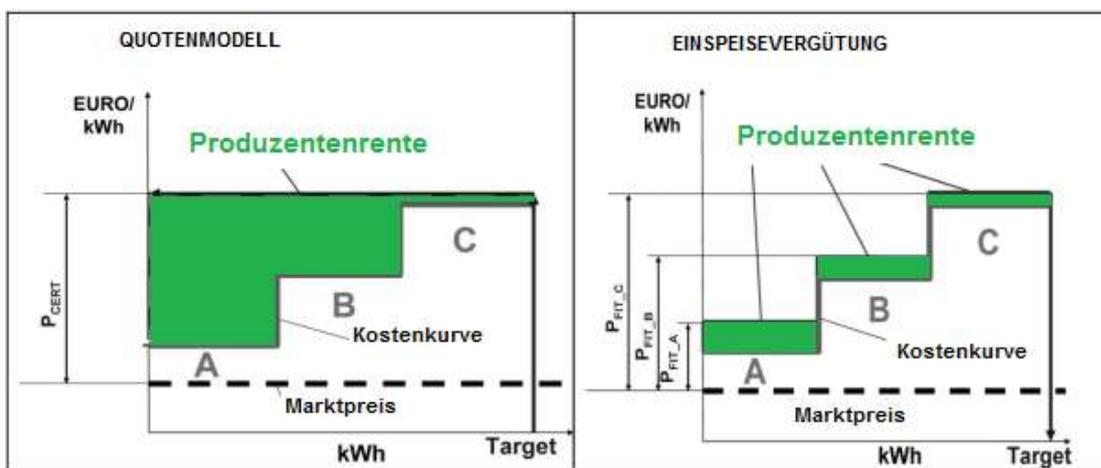


Abbildung 11: Quotenmodell vs. Einspeisevergütung - statische Anreizwirkung

Quelle: Anpassung von Haas et.al. (2011)

Wie steil die aggregierte Kostenkurve ist, hängt wesentlich davon ab, welche zuerst Technologien ausgebaut werden sollen. Hierzu zwei Beispiele: Bei einer Erschließung sämtlicher erneuerbaren Energien müssen auch die kostenintensivsten Technologien und Standorte

<sup>25</sup> Die Einheitskosten (Geld/kWh) steigen mit der produzierten Strommenge (kWh/Jahr).

<sup>26</sup> Produzentenrente: In diesem Fall bezieht sich der Begriff auf die Differenz zwischen den Gesteungskosten und den Einnahmen für den eingespeisten Strom.



realisiert werden. Dadurch verläuft die aggregierte Kostenkurve am rechten Ende relativ steil und die Produzentenrente ist dementsprechend gross. Im zweiten Beispiel sollen nur relativ kosteneffiziente Technologien ausgebaut werden. In diesem Fall ist die aggregierte Kostenkurve relativ flach. Hinsichtlich Produzentenrenten eignen sich Quotensysteme besonders für wettbewerbsfähige erneuerbare Energien.

Ein technologiespezifisches Quotenmodell würde die Produzentenrente senken. Es bleibt aber zu prüfen, ob die daraus resultierenden Teilmärkte genügend Wettbewerb gewährleisten können insbesondere dann wenn das Fördersystem auf inländische Produktion beschränkt wird. Zudem muss beachtet werden, dass für eine ausreichende inländische Stromversorgungssicherheit ein ausgewogener Energie-Mix notwendig ist.

Es gibt keine klare Evidenz, in welchem Fördersystem (Quoten- vs. Einspeisevergütungssystem) die Produzentenrenten systematisch überwiegen. Untersuchungen zeigen aber, dass in der Regel mit einem preisbasierten Modell (2.2.1) die Produzentenrenten tiefer sind (Haas R., Resch, Panzer, Busch, Ragwitz, & Held, 2011).

### Dynamische Anreizwirkung

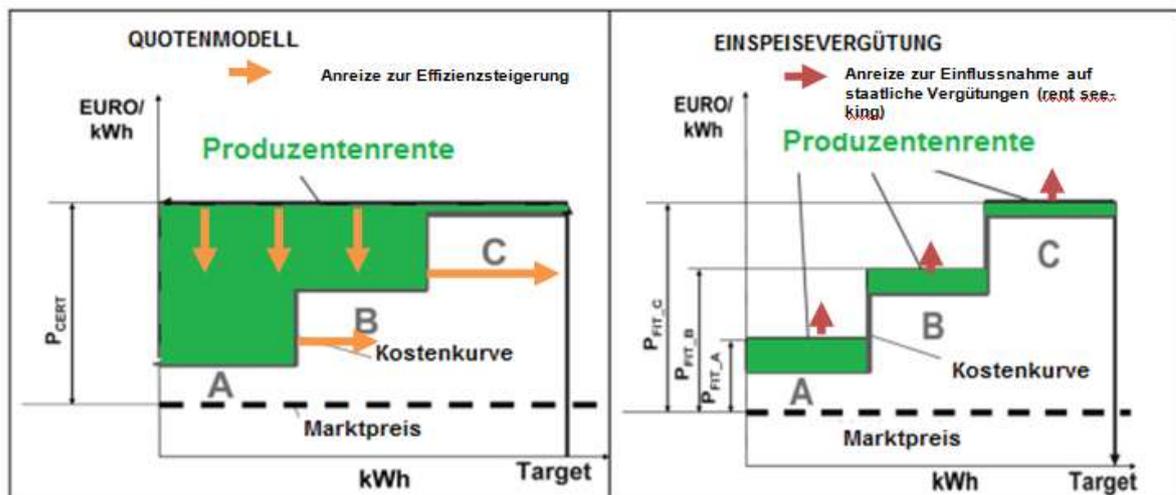


Abbildung 12: Quotenmodell vs. Einspeisevergütung - dynamische Anreizwirkung

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Haas et.al. (2011)

Über die Zeit wirken die gesetzten Anreize der beiden Fördersysteme anders. Je höher die Produzentenrenten sind, umso stärker sind die wirtschaftlichen Anreize für Innovation, technologischen Fortschritt und die Ausweitung der Produktion bei den kostengünstigen Technologien. Die mengenmässige Ausweitung dieser Technologien schiebt die Angebotskurve nach rechts und damit den Zertifikatspreis nach unten. Im Gegensatz dazu gibt es beim Einspeisevergütungssystem keine solchen Anreize. Hier gibt es lediglich die Anreize für *rent-seeking*. Produzentenrenten wie beim Quotenmodell ist nichts aussergewöhnliches, sie existieren in allen funktionierenden Märkten.



## 5. Auswirkungen der erneuerbaren Energien auf die Stromnetze

In den folgenden Abschnitten werden zunächst die technischen Herausforderungen durch den zunehmend dezentral produzierten Strom erläutert (5.2), danach wird auf die Themen des Netzbaus und -ausbaus sowie der Investitionskosten eingegangen (5.3). Schliesslich werden allgemeine Barrieren zur Netzintegration der erneuerbaren Energien vorgestellt (5.4).

### 5.1. Grundlagen elektrischer Netze und Integration der erneuerbaren Energien

Das elektrische Netz, kurz Stromnetz, ist als Bindeglied zwischen Produktion und Verbrauch ein Schlüsselement in der elektrischen Energieversorgung. Neben der Verbindung von Verbrauchern und Produzenten fungiert es als physische Plattform für den Handel und den Vertrieb der elektrischen Energie (Akademien der Wissenschaft Schweiz, 2012). Zentral ist, dass die physikalischen Gesetze dieser leitungsgebundenen Energieform für den Markt für elektrische Energie massgebend sind. Elektrische Energie ist nicht oder nur in geringer Menge speicherbar. Die Produktion bzw. die Einspeisung muss jederzeit der Ausspeisung, also dem Verbrauch, entsprechen. Ist dies nicht der Fall, kann ein zunehmendes Ungleichgewicht zu einem Ausfall des gesamten Stromversorgungssystems (Blackout) führen.

Das elektrische Netz umfasst das Übertragungsnetz, das elektrische Energie über weite Distanzen transportiert, sowie das Verteilnetz, das den Strom direkt zu den Endverbrauchern weiterleitet. Das Übertragungsnetz wird mit einer hohen Spannung betrieben. Sie reduziert Verluste bei dem Transport der Energie über weite Strecken. Das Verteilnetz ist in Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene unterteilt. Nachfolgend sind die verschiedenen Netzebenen in der Schweiz dargestellt (Abbildung 13). Insgesamt gibt es sieben Netzebenen. Diese Struktur trifft auf einen Grossteil der Länder im Raum der ENTSO-E<sup>27</sup> (2011) zu.

---

<sup>27</sup> ENTSO-E (Gemeinschaft der europäischen Übertragungsnetzbetreiber) ist eine Organisation der Übertragungsnetzbetreiber, zu deren Gründung die Betreiber der EU in Art. 5 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel aufgefordert werden. Die Mitgliedschaft steht in begrenztem Umfang auch den Übertragungsnetzbetreibern von Drittstaaten offen. Die Schweiz ist Mitglied der ENTSO-E.

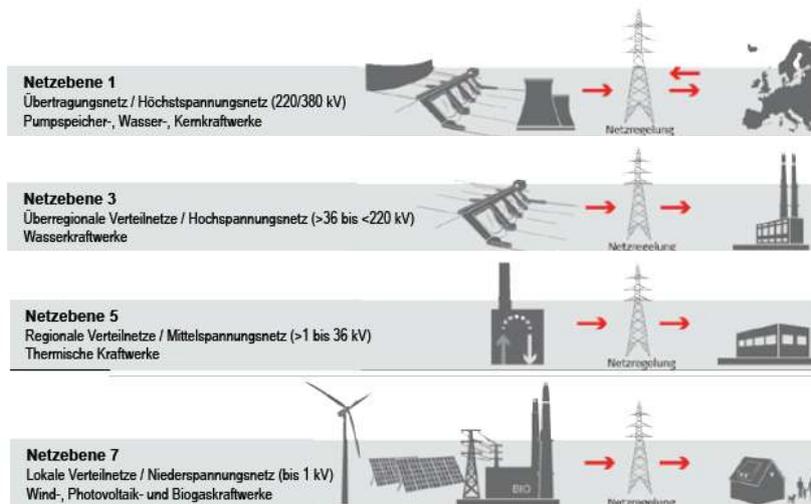


Abbildung 13: Das Elektrizitätsnetz

Quelle: Akademien der Wissenschaft Schweiz (2012, S. 92)

Die Ebenen 1, 3, 5 und 7 sind Netzebenen, die Leitungen umfassen. In den Ebenen 2, 4 und 6 erfolgt die Transformierung zwischen den unterschiedlichen Spannungen. Die Netzebene 7 (Niederspannungsnetz oder lokales Netz) versorgt v.a. Haushalte, kleine Gewerbebetriebe und die Landwirtschaft mit Strom. Im regionalen Verteilnetz (Netzebene 5, Mittelspannungsnetz) wird Strom aus Windanlagen und kleinen bis mittelgrossen thermischen Kraftwerken eingespeist. Die überregionalen Verteilnetze (Hochspannungsnetze, Netzebene 3) nehmen die Elektrizität von mittelgrossen Kraftwerken auf. In der Schweiz sind dies in erster Linie Wasserkraftwerke. Die Netzebene 1 ist das Übertragungsnetz. Historisch ist es aus dem Bedürfnis entstanden, Elektrizität aus den weiter entfernten Produktionsstätten bzw. Kraftwerken im Alpenraum vorwiegend ins Mittelland zu transportieren. Heute gewährleistet das Übertragungsnetz einen stabilen Betrieb des schweizerischen Gesamtsystems im europäischen Verbund, indem es länderübergreifende Stabilisierungs- und Ausgleichsfunktionen wahrnimmt. Es ist ein bedeutender Faktor der Versorgungssicherheit und ist zudem für den grenzüberschreitenden Handel von elektrischer Energie entscheidend. Es trägt wesentlich zum wirtschaftlichen Wachstum der Schweiz bei (Akademien der Wissenschaft Schweiz, 2012). Die Struktur des elektrischen Netzes war bis anhin so konzipiert, dass die Elektrizitätsübertragung von der Höchstspannungs- in die Hoch-, Mittel und Niederspannungsebene erfolgte. Mit anderen Worten war die Aufgabe des Verteilnetzes in der Vergangenheit die unidirektionale Verteilung der elektrischen Energie von den Kraftwerken zu den Endverbrauchern.

## 5.2. Technische Herausforderungen und Lösungsoptionen

Die Integration vom Strom aus erneuerbaren elektrischen Energiequellen stellt das System, das über Dekaden gewachsen und auf eine Energieproduktion aus Grosskraftwerken ausgelegt wurde, vor neue Herausforderungen. Das Paradigma der unidirektionalen Stromübertragung ändert sich zunehmend, da in den Verteilnetzen, neben der Versorgung der Endverbraucher, vermehrt gleichzeitig Kleinerzeuger angeschlossen werden. Die Verteilnetze müssen also deren produzierte Elektrizität aufnehmen und abtransportieren. Durch die Einspeisung der dezentralen erneuerbaren Energieanlagen steigt die Spannung in Teilen der Verteilnetze an und kann unter Umständen unzulässige Werte erreichen. Diese sogenannten Spannungshaltungsprobleme treten vornehmlich auf Netzebene 7, also der untersten Netz-



ebene, auf. Falls die gesamte, eingespeiste Leistung aus erneuerbaren Energieanlagen in einem oder in mehreren Versorgungssträngen eines Verteilnetzes grösser ist als die lokale Elektrizitätsnachfrage, ändert sich die Richtung des Stromflusses. Der Stromfluss kann also bidirektional werden. In solch einem Fall muss der Strom, der vor Ort nicht gebraucht wird, in überlagerte Netzebenen übertragen, d.h. „rückgespiesen“, werden. Die Rückspeisungen müssen von den Mittel- und Hochspannungsnetzen und gegebenenfalls auch von den Übertragungsnetzen zusätzlich zu der Produktion der angeschlossenen Kraftwerke aufgenommen und in weiter entfernt liegende Verbrauchszentren transportiert werden. Damit können neben Spannungshaltungsproblemen auch Kapazitätsengpässe in höheren Ebenen der Stromverteilnetze entstehen. Neben diesen Herausforderungen bestehen noch andere, so z.B. in den Bereichen Spannungsqualität, Kurzschlussleistung, Fehlerlokalisierung sowie im Bereich der Schutzkonzepte für Betriebsmittel und Menschen. Oft müssen die Schutzkonzepte aufgrund der veränderten Stromflussrichtung oder der technischen Eigenheiten der erneuerbaren Quellen angepasst werden.

Eine weitere Herausforderung, welche die erneuerbaren Quellen mit sich bringen, ist die Gewährleistung des jederzeitigen Gleichgewichtes von Produktion und Verbrauch. Dies kann unter dem Begriff der Systembilanz zusammengefasst werden. Die Einhaltung der Systembilanz ist zentral für den stabilen Betrieb des elektrischen Netzes. Durch die Dargebotsabhängigkeit und erschwerte Steuerbarkeit der erneuerbaren Energiequellen wird die Einhaltung der Systembilanz auf verschiedenen Zeitskalen (z.B. Stunden bis Sekunden) erschwert. Falls die Produktion elektrischer Energie aus Photovoltaik oder Wind aufgrund des Dargebots unvorhergesehen ansteigt oder absinkt, kann es vorkommen, dass diese nicht durch Leistungsverminderungen von thermischen Kraftwerken oder durch Speicherung (z.B. Speicher- oder Pumpenkraftwerke) ausgeglichen werden kann. Falls dies über Stunden an einem Tag geschieht, können z. B. negative Preise auftreten. In so einem Fall wird mehr Elektrizität produziert und ins Netz eingespiesen als benötigt. Die negativen Preise geben Anreize für einen Mehrverbrauch oder Minderproduktion. Auf kürzeren Zeitskalen, so z. B. aufgrund des Absinkens der Produktion von Photovoltaik-Anlagen durch unvorhergesehenen Wolkenbildung, müssen flexible, also schnell regelbare, Kraftwerke oder Energiespeicher (z. B. Speicher- oder Pumpspeicherkraftwerke, GuD-Kraftwerke, oder *Demand Side Management*) diese Fluktuationen schnell ausgleichen. Solche Anlagen spielen auch in einem internationalen Kontext eine wichtige Rolle, indem sie die Stabilität des Gesamtsystems unterstützen (Akademien der Wissenschaft Schweiz, 2012). Ausgleichende Effekte einer geographischen Diversifizierung der erneuerbaren Energieanlagen wie Photovoltaik- oder Windanlagen können allerdings dazu beitragen, die Systembilanz ausgleichender zu gestalten, da sich die Effekte des Dargebots an natürlichen Ressourcen ausgleichen.

Den Herausforderungen kann durch geeignete technische Massnahmen begegnet werden (dena, 2012) (Consentec, 2012). Dabei muss zwischen Herausforderungen zur Erhaltung der Systembilanz und zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebes unterschieden werden. Der Einsatz von Massnahmen zur Bewältigung einer Herausforderung sollte derart koordiniert erfolgen, dass die Situation in einem anderen Bereich nicht verschlimmert wird. Im Netzbereich kann mit klassischen Verstärkungsmassnahmen, also typischerweise einem Zubau an Leitungs- und Transformatorkapazität, viel gewonnen werden. Neben den klassischen Netzverstärkungsmassnahmen existieren weitere, „innovative“ Massnahmen, welche die Aufnahmekapazität der elektrischen Netze für die dezentrale Stromerzeugung erhöhen. Diese Massnahmen können im Bereich von spannungsregelnden Elementen (Spannungsregelung an Mittel-/Niederspannungs- oder Hoch-/Mittelspannungsumspannstationen) oder im Bereich von belastungsverändernden Elementen und Massnahmen (Batteriespeicher, *Power*



2 Gas<sup>28</sup>, Wärmespeicher, Einspeisemanagement und aktive Verbrauchsregelung<sup>29</sup>) liegen (Consentec, 2013). Zusammengefasst werden diese Konzepte und ihre Interaktion unter dem Begriff Smart Grids.

Eine weitere Art belastungsverändernder Massnahmen ist das sogenannte *Demand Side Management* (DSM). Hierbei handelt es sich hauptsächlich um das durch entsprechende Steuermechanismen aktiv beeinflussbare Strombezugsverhalten von Verbrauchern. Ein Vorläufer des DSM ist die bereits gebräuchliche Rundsteuerung, welche beispielsweise zur Reduktion von Spitzenlasten eingesetzt wird. Diese Technologie birgt, sofern sie weiterentwickelt wird, noch weiteres Potenzial, z.B. könnte damit die Nachfrage während Einspeisespitzen (bspw. aus der Photovoltaik) erhöht werden. Damit könnten die Effekte in der Spannungshaltung und der Rückspeisung gedämpft werden. Zudem kann das DSM auch zur Aufrechterhaltung der Systembilanz operationalisiert werden. Offensichtlich wird bei den oben genannten Beispielen die Überschneidung der möglichen Einsatzgebiete dieser Technologie. Sollte das DSM für Systembilanzzwecke eingesetzt werden, sollte dies auch netzkonform geschehen.

Einspeisemanagement wird in Zeiten hoher Einspeisung aus dezentralen Quellen dazu verwendet, die Einspeisung der erneuerbaren Energien herunter zu regeln, um die elektrischen Netze nicht über ihre technischen Grenzen hinaus zu belasten. Dabei geht jedoch ein Teil der erneuerbaren Energien unwiederbringlich verloren. Demand Side Management sowie Einspeisemanagement werden weitläufig ebenfalls als Massnahmen aus dem Bereich Smart Grids verstanden.

Neben der Operationalisierung vielfältiger Technologien zur Einhaltung der Systembilanz ist eine hohe Genauigkeit der Einspeiseprognose aus der Produktion aus erneuerbaren Energien von grosser Bedeutung. Je genauer die Prognose ist, desto geringer sind Abweichungen vom ursprünglich geplanten Gleichgewicht zwischen Produktion und Verbrauch. Eine gute Prognose gewährleistet auch die Minimierung der Kapazitäten, die zum Ausgleich von Ungleichgewichten vorgehalten werden müssen. Diese Kapazitäten werden in Form sogenannter Systemdienstleistungen und der Bereitstellung von Regelenergie im Eintrittsfall aufgebracht. Die Bereitstellung von Regelenergie ist ein kostspieliges und technisch komplexes Unterfangen. Die geringere Beanspruchung der Reserveenergiekapazitäten durch bessere Prognosen senkt also Kosten und gewährleistet eine bessere Versorgungssicherheit, da stets innerhalb der vorgehaltenen Reserve agiert werden kann.

### 5.3. Netzaus- und Umbaubedarf sowie Investitionskosten

Die Schweiz (Energiestrategie 2050) und die EU (20/20/20-Klimaziele<sup>20</sup>, Energiefahrplan 2050<sup>30</sup>; (Europäische Kommission, 2011)) haben klare Ziele für eine nachhaltige Energieversorgung und für eine Erhöhung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien definiert. Der Um- und Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze sind zentrale Voraussetzungen zur Erreichung dieser Ziele und zur weiteren Gewährleistung der bisher sehr hohen Versorgungssicherheit der Schweiz. Detaillierte Studien über das Ausmass und die Höhe der Investitionskosten für den benötigten Netzausbau sind nur in wenigen Ländern vorhanden. Demzufolge wird im Folgenden lediglich über Deutschland, Dänemark und die Schweiz berichtet.

<sup>28</sup> Das Konzept besagt, dass überflüssige Einspeisung aus EE in das Gassystem geleitet wird, um danach wieder entsprechend Strom zu produzieren, wenn er gebraucht wird.

<sup>29</sup> Active Demand: Hiermit wird es angenommen, dass bei grosser PV-Produktion, die Nachfrage nach Strom erhöht wird, um die Rückspeisung zu dämpfen.

<sup>30</sup> Im Energiefahrplan 2050 wird dargelegt, wie das Ziel „Emissionssenkung um mehr als 80 % bis 2050“ ohne eine Beeinträchtigung der Energieversorgung und der Wettbewerbsfähigkeit möglich ist.“ (Europäische Kommission, 2011)



### 5.3.1. Produktions- und Verbrauchsszenarien

Der Umfang der Netzanpassung hängt unter anderem von der erwarteten Nachfrageentwicklung und den Annahmen zur Nachfragedeckung ab. Deshalb werden nachfolgend die verschiedenen relevanten Entwicklungsszenarien vorgestellt.

#### 5.3.1.1. Deutschland

Der Netzentwicklungsplan (NEP) in Deutschland basiert auf drei Szenarien. Das konservative Szenario NEP A, das Leitszenario NEP B und das Szenario mit dem höchsten Ausbau erneuerbarer Energien NEP C, auch als Bundesländerszenario bekannt. Die Szenarien orientieren sich am sogenannten NOVA-Prinzip. Das Prinzip geht davon aus, dass eine Netz-Optimierung (NO) vorgenommen wird, bevor eine Verstärkung (V) oder ein Ausbau (A) des Netzes erfolgt (BMU, 2012). Die nachfolgend im Kapitel Übertragungsnetz (5.3.2) und Verteilnetz (5.3.3) vorgestellten Studien basieren auf dem Leitszenario NEP B 2012 und auf dem Bundesländerszenario 2012.

Das NEP B 2012 spiegelt die energie- und klimapolitischen Ziele der deutschen Bundesregierung wieder. Es geht von einem Zubau der erneuerbaren Energien von insgesamt 166 GW bis 2030<sup>31</sup> aus. Um in einem System mit derartig grosser dargebotsabhängiger Erzeugung die notwendige Flexibilität im Elektrizitätssystem und damit ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch jederzeit zu gewährleisten, werden Gaskraftwerke eingesetzt (Netzentwicklungsplan Strom, 2013). Das Bundesländerszenario basiert auf den Zielsetzungen der einzelnen Bundesländer im Hinblick auf die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen. Dieses ist durch einen besonders hohen Gesamtanteil an erneuerbarem Strom bis 2030 gekennzeichnet (222 GW<sup>32</sup>) und sieht keine konventionellen Kraftwerkzubau bis 2022 vor (Netzentwicklungsplan Strom, 2013).

#### 5.3.1.2. Dänemark

Das dänische Konzept für den Netzaus- und- umbau basiert auf zwei Szenarien: Das EU 2020-Szenario orientiert sich an den EU 20/20/20 Klimazielen. Aufgrund von Effizienzmassnahmen wird eine Reduktion der Stromnachfrage in allen Ländern angenommen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien in Dänemark entspricht damit den energetischen Zielen der EU-Mitgliedsstaaten, die von der EU festgelegt worden sind (siehe Tabelle 4).

Das Szenario B entspricht den Erwartungen der Übertragungsnetzbetreiber und ist nicht von der EU-Zielerreichung abhängig. In diesem Fall werden eine erhöhte Stromnachfrage und ein tieferer Erreichungsgrad der Ausbauziele für die erneuerbaren Energien als im Szenario EU 2020-Szenario unterstellt.

#### 5.3.1.3. Schweiz

In den Energieperspektiven der Schweiz werden mit energiewirtschaftlichen Nachfragemodellen drei Szenarien für die Nachfrageentwicklung berechnet. Das (Referenz-) Szenario „weiter wie bisher“ (wwb) geht von einem Anstieg der Stromnachfrage in der Schweiz aus. Dieses Szenario ist massnahmenorientiert. Die Wirkung der bereits beschlossenen und in Kraft gesetzten Instrumente wird dargestellt. In der Schweiz wird nach 59.5 TWh, die 2010 verbraucht wurden, von einem Anstieg auf 64 TWh in 2035 und auf 69 TWh in 2050 ausgegangen (Elektrizitätsnachfrage, ohne Netzverluste und Verbrauch der Speicherpumpen)

---

<sup>31</sup> Quelle: dena (2013)

<sup>32</sup> Quelle: dena (2013)



(BFE, 2013).

Die Energiestrategie 2050 stützt sich für die Ausbauziele für das Jahr 2035 auf das Szenario „neue Energiepolitik“ (nEP) der Energieperspektiven ab. Diese zielgerichtete Politikvariante prüft, wie das Ziel einer Senkung des schweizerischen CO<sub>2</sub>-Ausstosses bis 2050 auf rund 1.5 t pro Kopf reduziert werden kann. Im Szenario nEP sinkt die Elektrizitätsnachfrage auf 55 TWh bis 2035 und auf 53 TWh bis 2050 (BFE, 2013).

Für die kurzfristigen Ziele für das Jahr 2020 orientieren sich am Szenario „politische Massnahmen des Bundesrates“ (POM) der Energiestrategie 2050. Das POM-Szenario zeigt auf, wie sich bestimmte Massnahmen des ersten Massnahmenpakets zur Konkretisierung der Energiestrategie 2050 auf die Energienachfrage und das Elektrizitätsangebot auswirken können. Die Werte der Stromproduktion aus erneuerbaren Energieträgern im Jahr 2035 in den Szenarien POM und nEP sind für die Angebotsvarianten C&E und E identisch (BFE, 2013). Abbildung 14 stellt die Entwicklung gemäss Szenario POM auf die Stromnachfrage und den Stromangebot für die kommenden 40 Jahren dar. Der langfristige Zuwachs der erneuerbaren Energien ist gut erkennbar: 14.53 TWh in 2035 und 24.22 TWh in 2050 (in grün) (BFE, 2013).

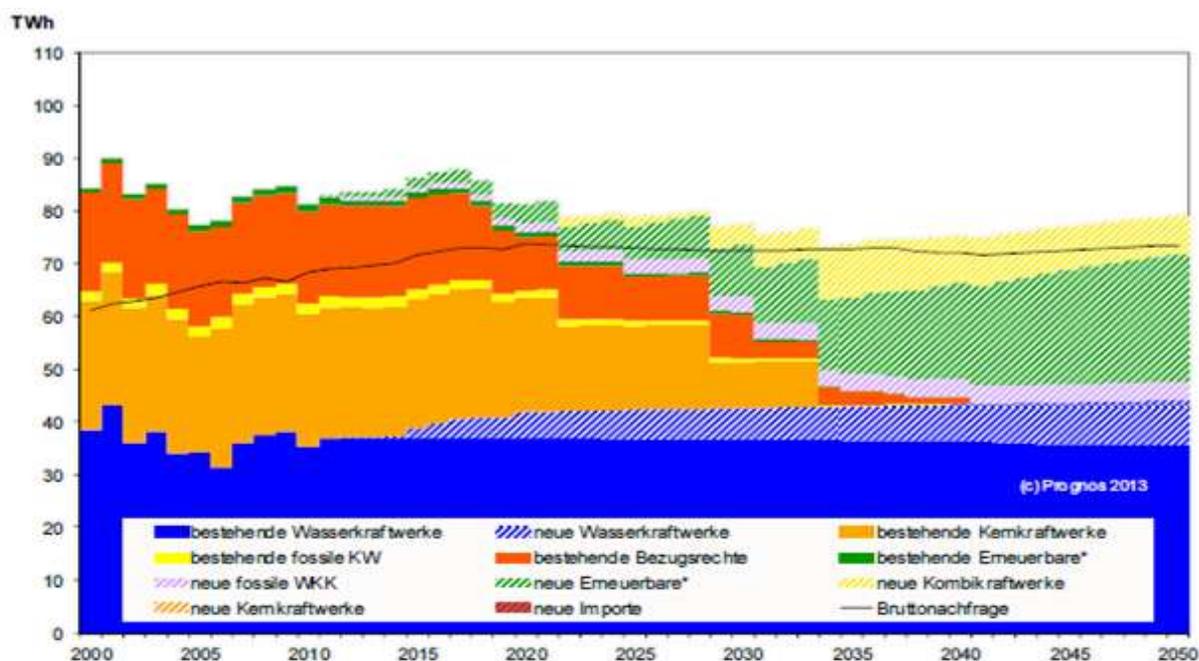


Abbildung 14: Entwicklung des Strom-Mixes und des Stromverbrauchs in der Schweiz (Szenario POM, Angebotsvariante C+E)

Quelle: Prognos (2012)

Da die heutigen Produktionsmöglichkeiten in Zukunft nicht ausreichen, um die inländische Nachfrage zu decken, werden verschiedene Varianten zur Deckung des Strombedarfs überprüft. In den Stromangebotsvarianten C&E und E wird das Potenzial der erneuerbaren Stromproduktion verstärkt ausgenutzt. Sobald die inländische Produktion des bestehenden Produktionsparks und der zugebaute erneuerbaren Produktion nicht ausreicht, werden zur Deckung der Produktionslücke Gaskombikraftwerke zugebaut (Variante C+E) oder es wird Strom importiert (Variante E). Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen und aus CO<sub>2</sub>-armen Produktionsanlagen wird verstärkt und die Effizienz von Endkundengeräten wird gesteigert.



## 5.3.2. Übertragungsnetz

### 5.3.2.1. Europa

Der Ausbau der grenzüberschreitenden Übertragungsnetze benötigt v.a. eine Koordination auf europäischer Ebene. Aus diesem Grund hat die Gemeinschaft der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E<sup>33</sup>) die Rahmenbedingungen für eine effiziente und nachfragedeckende Infrastruktur im Rahmen eines 10-Jahres-Netzausbauplan (TYNDP<sup>34</sup>) festgelegt.

In einem Bericht der ENTSO-E (2012) wird geschätzt, dass für die europäischen Übertragungsnetze in den kommenden 10 Jahren ein Um- resp. Ausbau von 52'300 km nötig sein wird (heute beträgt die Gesamtlänge 305'000 km). Die Kosten für diesen Ausbau belaufen sich gemäss ENTSO-E auf 104 Mrd. €. Die Infrastruktur soll die Versorgungssicherheit weiterhin gewährleisten, die Entwicklung eines integrierten europäischen Strommarktes sowie die zunehmende Integration von der Elektrizität aus erneuerbaren Quellen unterstützen.

Für die Konsumenten in Europa bedeuten diese Investitionen im Durchschnitt zusätzliche Kosten, die in Form von Netznutzungsentgelten anfallen. Basierend auf dem gesamteuropäischen Stromverbrauch können diese zusätzlichen Kosten mit ca. 1.5 bis 2 €/MWh veranschlagt werden. Sie betragen damit weniger als 1 Prozent von der derzeitigen Stromrechnung (ENTSO-E, 2012). Da sich die Kosten für den Übertragungsnetzausbau stark von Land zu Land unterscheiden, unterscheiden sich auch die länderspezifischen Kostenwirkungen für die Verbraucher.

Die erwarteten Investitionen pro Land unterscheiden sich erheblich. Die Beträge hängen von der Landesfläche und der Bevölkerung ab. Für Deutschland werden die höchsten Investitionskosten mit insgesamt mehr als 30 Mrd. € veranschlagt. Grossbritannien weist nach Deutschland mit 19 Mrd. € den zweitgrössten Investitionsbedarf auf. Für den Ausbau des Übertragungsnetzes der Schweiz liegen die erwarteten Investitionskosten bei 2 Mrd. €. Tiefer liegen Dänemark und Österreich mit 1.4 bzw. 1.1 Mrd. € (ENTSO-E, 2012) (BFE, 2012).

Tabelle 6 fasst diese Zahlen überblicksartig zusammen.

Tabelle 6: Investitionskosten in Übertragungsnetze

Land	Mio. €
Deutschland	30'100
Grossbritannien	19'000
Frankreich	8'000
Italien	7'100
Spanien	4'800
Niederlande	3'300
Schweden	2'000
Schweiz <sup>35</sup>	2'000
Dänemark	1'400
Österreich	1'100

Quelle: ENTSO-E (2012), für die Schweiz BFE (2012)

<sup>33</sup> European Network of Transmission System Operators for Electricity

<sup>34</sup> TYNDP: Ten-Year Network Development Plan.

<sup>35</sup> Investitionskosten bis 2020. Quelle: BFE (2012)



### 5.3.2.2. Deutschland

Das Ausmass sowie die Kosten des Ausbaubedarfs im deutschen Übertragungsnetz unterscheiden sich je nach Art der Trassen, Art und Verbreitung von Speichertechnologien sowie der Kraftwerksparkentwicklung erheblich (dena, 2010).

Die dena Studie (dena, 2010) hat drei verschiedene Möglichkeiten zur Integration erneuerbarer Elektrizitätsproduktion im Übertragungsnetz identifiziert: (1) Integration durch Netzausbau, (2) 50Prozent, oder (3) 100Prozent Speicherung in den Engpassregionen. Der Einsatz von Speichermöglichkeiten als Flexibilitätsoption ist daher zentral. Zudem wurden die Auswirkungen des Einsatzes von Freileitungs-Monitoring und Hochtemperaturleiterseilen untersucht. Beide Technologien dienen dazu, die Leitungskapazität zu erhöhen. Erstere tut dies, indem sie wetterbedingte Vorteile für die Netzauslastung nutzt. Sie ist allerdings temporär beschränkt. Je nach betrachteter Variante können die Investitionen von 20 Mrd. € (Integration durch Netzausbau) auf 55 Mrd. € (Erdverlegung von gasisolierten Leitungen) variieren.

### 5.3.2.3. Dänemark

Dänemark hat ein gemeinsames Konzept für den Netzaus- und -umbau mit Norwegen, Schweden und Finnland erarbeitet. Der *Nordic Grid Development Plan 2012* betrifft vor allem die Hochspannungsnetze und beinhaltet internationale Entwicklungspläne (Statnet, Enerinet.dk, Svenska kraftnät, Fingrid, 2012). Der nordische Entwicklungsplan ist nicht nur durch den Ausbau erneuerbarer Energien getrieben. Im Vordergrund stehen auch die Marktintegration zwischen den Ländern und die Erhöhung der Versorgungssicherheit. Im Norden sind bereits viele steuerbare Anlagen für erneuerbare Energien (bspw. Wasserkraftanlagen) vorhanden. Deshalb liegt der Fokus v.a. auf der Optimierung des Netzes sowie auf einem koordinierten Netzausbau (ENSTO-E, 2010). Zudem will Dänemark die Auswirkungen der Übertragungsnetze auf die Landschaft minimieren. 2008 wurde ein langfristiger Aktionsplan (*Cable Action Plan*) für den Zubau von elektrischen Übertragungsnetzen verabschiedet. Darin wurde festgehalten, dass das Hochspannungsnetz (Leitungen unter 220kV) zum Grossteil<sup>36</sup> unterirdisch zu legen ist. Ausserdem will Dänemark negative Auswirkungen der verbleibenden Freileitungen auf das Landschaftsbild beseitigen (Energinet.dk, 2009) (Energinet.dk, 2013).

Geplant ist, dass 3'200 km Freileitungen durch 2'900 km unterirdisch verlegte (132 bis 150 kV) Kabel ersetzt werden. Das Substitutionsverhältnis ist nicht 1:1, weil der Aktionsplan ebenfalls eine Restrukturierung und Optimierung des Netzes vorsieht. Die erwarteten Kosten dieses Strategiewechsels betragen 14.5 Mrd. DKK (ca. 2.4 Mrd. CHF) und werden über 30 Jahre verteilt (Energinet.dk, 2009).

### 5.3.2.4. Schweiz

Einen Ausblick für die Schweiz gibt die Energiestrategie 2050 (BFE, 2013). Sie ermittelt Kosten für das Übertragungsnetz je nach Stromangebotsvarianten und Nachfrageentwicklungsszenario (wwb, nEP). Die Kosten für den nötigen Ausbau aufgrund der vermehrten dezentralen Produktion liegen zwischen 0.2 und 0.55 Mrd. CHF bis 2035. Bis 2050 fallen für den Ausbau nötige Investitionen von 0.4 bis 0.7 Mrd. CHF an. Gesondert davon sind die Investitionen von 2 Mrd. CHF in das strategische Netz 2020 hinzu zu zählen. Dieser Bedarf an Ausbaumassnahmen besteht schon heute. Damit ergeben sich höchstens Kosten von maximal 2.7. Mrd. CHF für das Übertragungsnetz bis 2050. Instandhaltungen und Erneuerungen fallen unabhängig von geplanten Ausbauten an. Der benötigte Ausbau im Schweizer Über-

<sup>36</sup> Unterirdische Kabelverlegung des 132kV, 150 kV und teilweise 400 kV Netzes. (Energinet.dk, 2013)



tragungsnetz fällt grösstenteils unabhängig von der Energiestrategie 2050 und dem Ausbau der erneuerbaren Energien in der Schweiz an.

### **5.3.3. Verteilnetz**

Über den Einfluss der erneuerbaren Energien auf die Verteilnetze und auf den sich ergebenden Netzum- und -ausbau liegen international wenige Studien vor. Investitionen in die Netze werden aber aufgrund der zunehmend dezentral eingespeisten Elektrizität, insbesondere wenn der Anteil dieser Produktion stark ansteigt, notwendig. Eine Höhe des Penetrationsanteils von erneuerbaren Energien in den Verteilnetzen ab dem Investitionen fällig werden, kann jedoch nicht ermittelt werden. Dies weil, die elektrischen Netze stark durch lokale Gegebenheiten geprägt sind. Zudem ist der Umfang der Investitionen in das Netz auch stark von der Nachfrageentwicklung nach Strom anhängig. Diese Entwicklung ist länderspezifisch und variiert innerhalb eines Landes stark zwischen den Regionen.

Aufgrund der zum Teil spärlichen Informationslage und der heterogenen Rahmenbedingungen der Vergleichsländer wird nachfolgend lediglich der erwartete Investitionsbedarf in der Schweiz und in Deutschland vorgestellt. Dänemark wird als ein Beispiel für eine derzeit zunehmende Implementierung von alternativen Lösungen zum Netzausbau im Bereich intelligenter Netze aufgeführt.

Der Investitionsbedarf aufgrund der Integration von erneuerbaren Energien fällt in den Verteilnetzen tendenziell höher aus als im Übertragungsnetz. Es ist jedoch bei den Verteilnetzen möglich, den Investitionsbedarf für den Um- und Ausbau der Verteilnetze für vermehrt dezentrale Stromerzeugung durch Massnahmen im Bereich intelligente Netze, auch als Smart Grids bezeichnet, zu reduzieren. Dazu zählen u.a. das Einspeisemanagement mit einer bei Bedarf temporären Reduktion der Erzeugungsleistung der installierten Leistung der erneuerbaren Energiequellen oder die Spannungsregelung in Ortsnetzstationen. Diese Massnahmen können als bereits verfügbare Technologien eines Smart Grids verstanden werden (Consentec, 2012) (Consentec, 2013).

#### **5.3.3.1. Deutschland**

Auch in Deutschland wird der Netzausbaubedarf durch die Integration der erneuerbaren Energien getrieben. Eine Darstellung der Entwicklung der Investitionen in die elektrischen Netze in Abhängigkeit von der installierten dezentralen Erzeugungsanlagenleistung zeigt .

Ein linearer Trend der Investitionen ist in Abbildung 15 ersichtlich. Je mehr Leistung aus erneuerbaren Energien in das System eingespiesen wird, desto stärker steigt der Investitionsbedarf in den Netzen. So sieht man aus der Abbildung, dass das Bundesländerszenario, das von einem ausgeprägteren Ausbau der erneuerbaren Energien als das NEP B 2012 ausgeht, auch mit höheren Investitionskosten verbunden ist.

Der gesamte geplante Ausbau in Stromkreis Kilometern beträgt über alle Spannungsebenen zwischen 135'000 und 193'000 km bis zum Jahr 2030. Anteilsmässig steigt der Ausbaubedarf insbesondere in den mittleren Spannungsebenen. In der Hochspannungsebene (Netzebene 3) müssen 12 bis 19 Prozent des Stromnetzes in Deutschland neu gebaut und 22 bis 26 Prozent umgebaut oder umgerüstet werden. In der Mittelspannungsebene (Netzebene 5) ist ein Ausbau von 15 bis 24 Prozent der Netze erforderlich. In der Niederspannung (Netzebene 7) beträgt der Ausbaubedarf lediglich 5 Prozent. Die Tendenzen in Deutschland entsprechen im Grundsatz den Ergebnissen in der Schweiz (Consentec, 2012).



Tabelle 7 fasst die Ergebnisse der dena Verteilnetz-Studie in Deutschland zusammen.

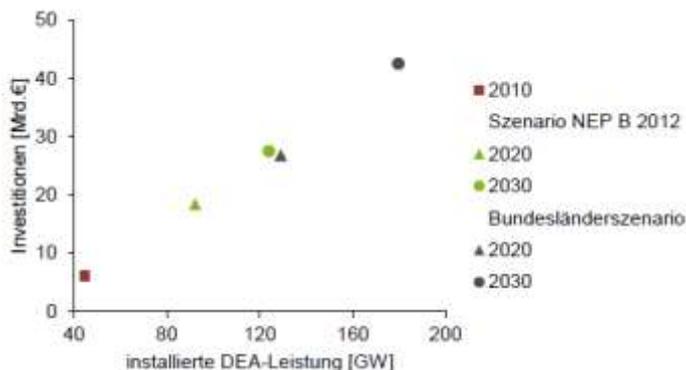


Abbildung 15: Investitionsbedarf in Abhängigkeit von der installierten dezentralen Erzeugungsanlagen

Quelle: dena (2012, S. 160)

Aus dem ausgewiesenen Netzausbaubedarf resultieren bis Jahr 2030 Investitionen von 27.5 bis 42.5 Mrd. € (33 bis 52 Mrd. CHF<sup>37</sup>) (dena, 2012). Die grosse Bandbreite der Investitionskosten ergibt sich aus möglichen Massnahmen im Bereich Smart Grid, wie z. B. Energiespeicher, oder spannungsgeregelte Ortsnetzstationen (ONS). Durch diese Massnahmen können die Investitionen in den Ausbau der Netze stark verringert werden. Auch diese Erkenntnis aus Deutschland entspricht im Grundsatz den Ergebnissen für die Schweiz.

Tabelle 7: Investitionen im Verteilnetz in Deutschland

		Szenario NEP B 2012		Bundesländerszenario	
		bis 2015	bis 2030	bis 2015	bis 2030
Ausbau in km	NE7	38'700	51'600	41'200	57'300
	NE5	19'800	72'100	29'700	117'200
	NE3	2'700	11'100	3'000	18'500
<b>Total (km)</b>		<b>61'200</b>	<b>134'800</b>	<b>73'900</b>	<b>193'000</b>
Investition (Mrd. €)	NE7	2.6	3.6	2.8	4.2
	NE5	3.2	7.8	4.1	12.0
	NE3	5.6	16.1	6.5	26.3
<b>Gesamtinvestition (Mrd. €)</b>		<b>11.4</b>	<b>27.5</b>	<b>13.4</b>	<b>42.5</b>

Quelle: dena (2012)

### 5.3.3.2. Dänemark: Aufsätze eines Smart Grids

Dänemark versucht Lösungen im Bereich Smart Grids voranzutreiben, um u.a. den Umfang des Verteilnetzausbaus zu minimieren. Dabei wird die Ansicht vertreten, dass das Smart Grid sich evolutionär entwickelt. Nicht alle der nachfolgend aufgeführten Merkmale und Funktionalitäten von intelligenten Netzen sind derzeit in Dänemark vollumfänglich möglich. Ein Smart Grid ist in Dänemark ein elektrisches Netz, welches das Verhalten von allen angeschlossenen Nutzern in einer intelligenten Weise koordinieren kann. Dabei sind Verbraucher und Produzenten über Informationstechnologien miteinander vernetzt. Zu einem Smart Grid gehören eine Vielzahl funktionaler Beschaffenheiten. So könnte der Betriebszustand des Netzes transparent sein und Betriebsmittel könnten entsprechend gesteuert werden. Da-

<sup>37</sup> Durchschnittswert für das Jahr 2012: 1.216 CHF/EUR ([www.oanda.com](http://www.oanda.com))



durch könnte z. B. die Spannung in den Verteilnetzen aktiv gesteuert werden. Gesamthaft gilt, dass dank dem Informationsaustausch zwischen Konsumenten und Produktionsanlagen Nachfrage und Angebot besser aufeinander abgestimmt werden können (Energinet.dk, 2010). Preissignale könnten als Anreize für die Endkonsumenten dienen, so dass ihr Verbrauch oder ihre Eispeisung sich an Markt- oder Netzbedürfnissen ausrichtet. Ein derartiges elektrisches Netz bietet Alternativen gegenüber den konventionellen Optionen des Netzausbaus. Die Nutzung der vorhandenen Infrastruktur kann optimiert werden und der Ausbau des Netzes, selbst unter der Annahme von einer zunehmenden Elektrifizierung<sup>38</sup>, verringert werden. Abbildung 16 veranschaulicht den Effekt und die in Dänemark antizipierten Folgewirkungen. Dank Smart Grid Lösungen in den Netzen wird ein geringerer Ausbau der Infrastruktur in Dänemark antizipiert als durch traditionelle Ansätze.

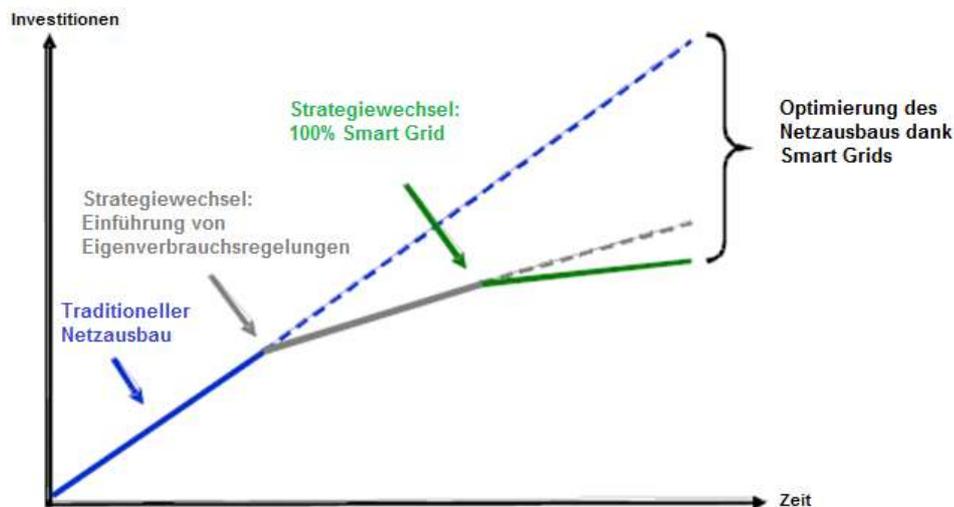


Abbildung 16: Übergang zu einem intelligenten Netz

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

Gemäss der Studie Energinet.dk und Danish Energy Association (2013) ergeben sich konkret in Dänemark aus dem Smart Grid u. a. folgende Vorteile<sup>39</sup>:

- Mehr Möglichkeiten, Angebot und Nachfrage kostengünstig im Gleichgewicht zu behalten.
- Eine erhöhte Integration von erneuerbaren Energien dank der angebotenen Verbrauchsflexibilität von Elektromobilität, steuerbaren Lasten, Speichern und Wärmepumpen.
- Eine verbesserte Netzstabilität durch höhere Sicherheit der Bereitstellung elektrischer Energie bzw. durch mehr Flexibilität für einen Abgleich von Produktion und Verbrauch.
- Energieeinsparungen und gegebenenfalls tiefere Energiepreise für Verbraucher, welche aktiv im System sind.

Die Umstellung zu einem intelligenten Netz ist, trotz der vielen Vorteile, mit nicht vernachlässigbaren Kosten verbunden. Eine Studie in Dänemark (Energinet.dk, Danisch Energy Association, 2010) ermittelt, dass die Kosten für eine Smart Grid Strategie 9.8 Mrd. DKK (ca. 1.6 Mrd. CHF) betragen. Dagegen werden die Kosten traditioneller Netzanpassungen nach dänischen Untersuchungen auf 7.7 Mrd. DKK (ca. 1.25 Mrd. CHF) geschätzt. Vordergründig ist also die Entwicklung eines Smart Grids kostenintensiver. Gemäss den dänischen Untersuchungen entstehen mit der Entwicklung eines Smart Grids sozioökonomische Nutzeneffekte.

<sup>38</sup> Abbildung 16 unterstellt eine mit der Zeit zunehmende Elektrifizierung, die u.a. mit einer Zunahme der Elektromobilität sowie einer vermehrten Nutzung von Wärmepumpen erklärt wird (Energinet.dk, Danish Energy Association, 2013).

<sup>39</sup> Quelle: Energinet.dk, Danisch Energy Association (2010)



fekte von ca. 8.2 Mrd. DKK (1.35 Mrd. CHF). Damit überwiegt der Nutzen des Smart Grids klar gegenüber jenem des traditionellen Netzausbaus. Der sozioökonomische Nutzen umfasst insbesondere reduzierte System- und Produktionskosten sowie Energieeinsparungen. Aufgrund des volkswirtschaftlichen Vorteils einer Smart Grid Lösung setzt Dänemark nach derzeitigen Erkenntnissen stark auf den Umbau der elektrischen Netze hin zu intelligenteren Netzen.

### 5.3.3.3. Schweiz

#### Investitionsbedarf

Gemäss der Verteilnetzstudie im Auftrag des BFE (Consentec, 2012) werden vor allem die Netzebenen 4 und 6 von einem Ausbau betroffen sein. In der Niederspannungsebene (Netzebene 7) wird kein oder nur ein geringer Ausbau vorhergesehen, wie das in der Studie verwendete Modell zur Quantifizierung von Netzmengenveränderungen aufzeigt.

Tabelle 8 listet die Investitionen in das Schweizer Verteilnetz nach Szenarien und Stromangebotsvarianten auf. Für die Angebotsvariante C+E ergeben sich je nach Szenario Investitionskosten von rund 6 Mrd. CHF bis 2035 und 8.8 bis 11.2 Mrd. CHF bis 2050. Die Energiestrategie 2050 orientiert sich an der Angebotsvariante C+E. Die Investitionskosten können durch den Einsatz von spannungsgeregelten MS-/NS-Transformatoren (ONS-Regelung) sowie anderen Smart Grid Technologien deutlich gesenkt werden. Andere Studien, die ebenfalls für die Schweizer Verteilnetze durchgeführt wurden, ermitteln vergleichbare Investitionskostenhöhen unter Berücksichtigung gleicher intelligenter Ansätze (Consentec, 2012) (VSE, 2012).

Tabelle 8: Investitionen im Verteilnetz in der Schweiz

		wwb-Szenario		nEP-Szenario	
		bis 2035	bis 2050	bis 2035	bis 2050
<b>Ausbau</b>	<b>NE 4</b>	140 %	175 %	150 %	210 %
	<b>NE 5</b>	120 %	125 %	125 %	135 %
	<b>NE 6</b>	140 %	175 %	135 %	160 %
<b>Total (km N5)</b>		<b>37'600</b>	<b>39'200</b>	<b>39'200</b>	<b>42'400</b>
<b>Investition (Mrd. CHF)</b>	<b>C+E</b>	5.6	8.8	6.2	11.2
	<b>D+E<sup>40</sup></b>	6.8	10.0	7.5	12.6
	<b>D+E, ESM90<sup>41</sup></b>	6.0	9.1	6.8	11.4
	<b>D+E, ONS-Regelung</b>	2.3	3.9	2.5	4.5

Quelle: BFE (2012)

Die Summe der Kosten für das Strategische Netz 2020 und der durch die Energiestrategie 2050 verursachten Kosten im Verteilnetz liegen im Jahr 2035 zwischen 2.3 und 7.5 Mrd. CHF und im Jahr 2050 zwischen 3.9 und 12.6 Mrd. CHF (BFE, 2013).

Folgender Ausbaubedarf wurde für die einzelnen Ebenen gemäss den Untersuchungen festgestellt:

- Bis 2035 muss die Netzebene 5 um 120 bis 125 Prozent ausgebaut werden (d.h. 51'000

<sup>40</sup> Das Szenario wird nicht mehr in den Energieperspektiven betrachtet. In dieser Variante wird der Ausfall von Kernkraftwerken durch dezentrale WKK-Anlagen, den Ausbau von Wasserkraftparks, die Verbreitung von erneuerbaren elektrischen Energiequellen sowie Importe gewährleistet.

<sup>41</sup> EMS90: Einspeisemanagement der neuen EE. Das heisst eine temporäre Reduktion der Erzeugungsleistung auf 90 % der installierten Leistung.



bis 54'000 km<sup>42</sup> bis 2035, heute sind es 43'000 km). Mit ONS-Regelungen kann im Gegensatz dazu der benötigte Ausbau der Netzebene 5 auf lediglich 105 Prozent beschränkt werden. Bei den Netzebenen 4 und 6 muss die Anzahl der Transformatoren und der Ortsnetzstationen um 130 bis 135 Prozent erhöht werden.

- Bis 2050 liegt der Ausbaubedarf der Ebene 5 zwischen 125 und 135 Prozent, (54'000 bzw. 58'000 km<sup>42</sup> bis 2050, heute sind es 43'000 km). Durch die Verwendung von ONS-Regelungen kann der Ausbau wiederum auf lediglich 110 Prozent beschränkt werden. Die Netzebenen 4 und 6 müssen bis zu 160 Prozent ausgebaut werden.

Die Investitionskosten in die elektrischen Netze haben Auswirkungen auf die Stromkosten der Endverbraucher. Gemäss dem derzeitigen verwendeten Kostenwälzungsmechanismus werden die Netzkosten über die Netznutzungsentgelte an die Verbraucher weiter gegeben. 2010 betragen die reinen Netzkosten (ohne Kosten für Energie, Abgaben usw.) für einen Haushalt mit einem Verbrauch von 4500 kWh ca. 430 CHF.

Je nach Nachfrageszenario (wwb oder nEP) sinkt der Verbrauch bis 2050. Das hat direkte Auswirkungen auf die Netznutzungsentgelte zur Folge, da die gleichen oder gegebenenfalls höheren Netzkosten auf einen geringeren Verbrauch umgelegt werden müssen. Im nEP-Szenario sinkt der Durchschnittsverbrauch auf ca. die Hälfte des heutigen Verbrauchs. Dadurch muss von einem Zuwachs der Netznutzungsentgelte bis 2050 ausgegangen werden.

#### **5.4. Allgemeine Barrieren zur Integration der erneuerbaren Energien im Netz**

Hindernisse zur Integration des aus erneuerbaren Energiequellen erzeugten Stroms ins Netz wurden in drei Bereichen identifiziert. Sie umfassen den Netzanschluss, den Netzbetrieb und die Netzentwicklung (eclareon GmbH, Öko-Institut e.V., 2012).

##### Netzanschluss

Der erste Schritt für die Integration der erneuerbaren Energien, der Netzanschluss, scheint für mehrere europäische Länder kritisch zu sein. Langwierige und komplexe Prozeduren in der Anschlussphase der Anlagen ans Netz, Mangel an Netzkapazität zur vollständigen Integration der erneuerbaren Energien sowie schwache rechtliche Positionen der Anlagenbetreiber<sup>43</sup> und fehlende Akzeptanz in der Bevölkerung bei Netzanpassungen können als Probleme identifiziert werden. Ausserdem werden Herausforderungen wie fehlende Regelungen für die Kostenzuteilung der Netzum- und -ausbaukosten sowie mangelnde Kommunikation und Konflikte zwischen den Anlage- und Netzbetreibern identifiziert.

In allen Vergleichsländern wurde festgestellt, dass die administrativen Verfahren für den Leitungsaus- und -umbau deutlich verkürzt, vereinfacht und effizienter werden sollten, um die langen Vorlaufzeiten sowie Verzögerungen zu reduzieren. Für Österreich, Frankreich, Grossbritannien, Spanien und Schweden stellen ungeklärte Fragen in den Bereichen Kostenübernahme und -teilung für den Um- und Ausbau die grössten Barrieren beim Netzanschluss dar. Diese Kosten sind erheblich. Die Frage der Kosten- und damit auch Risikoübernahme oder -teilung kann zu Konflikten zwischen Anlage- und Netzbetreibern führen. In Italien ist insbesondere die grosse Nachfrage nach Netzanschlüssen v.a. in Regionen problematisch, wo das Netz traditionell schwach ist. Ausserdem ist in Italien ein Teil der Netzkapazität, die theoretisch verwendet werden könnte, für andere Anlagenbetreiber reserviert, die

<sup>42</sup> Berechnungsbasis EICOM (2012).

<sup>43</sup> Schwache rechtliche Positionen der Anlagenbetreiber, von den Netzbetreibern eine Netzabpassung zu verlangen, falls diese nötig ist (eclareon GmbH, Öko-Institut e.V., 2012).



noch nicht mit dem Netz verbunden sind. Die Einführung von Reservationsgebühren<sup>44</sup> kann eine solche virtuelle Belastung der Netze verhindern. Für Deutschland werden mehr technische und regulatorische Vorschriften sowie eine bessere Kommunikation zwischen den Akteuren als Handlungsbedarf ausgewiesen. Detaillierte Rahmenbedingungen sollten in diesem Fall erarbeitet werden, um Transparenz für alle involvierten Akteure zu schaffen.

#### Ein stabiler Netzbetrieb

Der stabile Netzbetrieb in Zusammenhang mit der Integration der erneuerbaren Energien ist zurzeit noch ein untergeordnetes Thema, da erst wenige Länder einen derartig bedeutenden Anteil an dargebotsabhängiger Stromproduktion haben. Dieser Aspekt dürfte in den kommenden Jahren jedoch stark an Bedeutung gewinnen.

#### Die Netzentwicklung

Im Bereich Netzentwicklung herrscht mehrheitlich ein eher ungünstiges Umfeld. Es wird eine ungenügende Berücksichtigung der erneuerbaren Energien in den nationalen Vorgehensweisen zur Planung der Netze konstatiert (eclareon GmbH, Öko-Institut e.V., 2012). Zudem sollten die Netzbetreiber ihre über Dekaden entwickelten Planungsmethoden weiterentwickeln und die Planungskonzepte erweitern. Entsprechende Kompetenzen werden von vielen Netzbetreibern erst jetzt aufgebaut. Erfahrungen mit neuen Planungskonzepten fehlen noch grösstenteils.

Neben den genannten Herausforderungen ist Deutschland zusätzlich mit einer öffentlichen Opposition konfrontiert. Komplizierte und langwierige Bewilligungsverfahren erschweren die Situation in Dänemark, aber auch in Italien, Österreich, Deutschland und Schweden. Das Gleiche gilt für die Schweiz. In Spanien ist die Zuteilung der Investitionskosten zwischen allen Akteuren umstritten.

Damit die Integration der erneuerbaren Energien schneller und effizienter voranschreitet, sollten zunächst verschiedene Hürden finanzieller, rechtlicher oder administrativer Art überwunden werden. Solange dies nicht geschieht, können die Netze auch nicht adäquat auf die zunehmende dezentrale Einspeisung angepasst werden. Damit besteht die Gefahr, dass die elektrischen Netze an ihre Aufnahmegrenzen stossen und die Versorgungssicherheit durch eine zunehmende Nichtaufnahmefähigkeit insbesondere der erneuerbaren Energien gefährdet wird. Die Strategie Stromnetze adressiert diese Gefahr und stellt Lösungen vor, damit die Stabilität des Systems auch in der Zukunft gewährleistet ist. Für den internationalen Ausgleich der dargebotsabhängigen Produktion, für welche die Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz eine zentrale Rolle spielen dürften, ist die Zusammenarbeit zwischen den Ländern, v.a. im Bereich des Ausbaus der Grenzkapazitäten in den Übertragungsnetzen wichtig.

---

<sup>44</sup> Wenn ein Anlagebetreiber sich für einen Netzanschluss anmeldet, muss er eine Reservationsgebühr zahlen. Die Gebühr gilt als eine Vorauszahlung für den Netzanschluss, so dass der Netzbetreiber nicht das Risiko tragen muss, den Netzanschluss zu bauen in der Ungewissheit, ob die Installation wirklich realisiert wird.



## **6. Auswirkungen der erneuerbaren Energien auf die Umwelt und auf die Raumplanung**

Die Bereitstellung von Energie erfolgt nicht ohne negative Umweltauswirkungen. Diese fallen je nach Energiequelle und Produktionstechnologie unterschiedlich hoch aus. Erneuerbare Energien rufen normalerweise geringere Umweltschäden als Energien aus fossilen Quellen hervor. Aufgrund der sehr unterschiedlichen Anteile von Inlandproduktion und Import bei den erneuerbaren und fossilen Energien entstehen die negativen Umwelteinwirkungen von Erneuerbaren mehrheitlich im Inland, währendem diese bei den fossilen Energieträgern grösstenteils im Ausland generiert werden. Die von erneuerbaren Energieträgern vermiedenen negativen Umweltauswirkungen können somit als gesellschaftlichen Nutzen gesehen werden (Fraunhofer ISI, 2012). Zudem sind die negativen Umweltauswirkungen der traditionellen Energieträger nicht im Strompreis inbegriffen. Dieser Aspekt ist wichtig und sollte beim Vergleich erneuerbare vs. fossile oder Atomkraftwerke nicht vernachlässigt werden.

Das Ausmass von Umweltschäden und -auswirkungen durch die Energieerzeugung kann vorwiegend in CO<sub>2</sub>-Einheiten und im Qualitätsniveau der Lebensräume gemessen werden. Auch Anlagen für die Produktion von erneuerbarem Strom sind nicht CO<sub>2</sub> neutral, allerdings ist deren Betrieb praktisch CO<sub>2</sub> frei. Im Gegensatz zu fossilen Energieträgern sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus erneuerbaren Anlagen für die Umwelt weniger problematisch. Der Grossteil der Umweltauswirkungen der erneuerbaren Energien wird durch ihre Auswirkung auf die Lebensräume (u.a. Landbedarf, Unterbruch der Fischgängigkeit, Restwasserfragen, Landschaftsbild) verursacht. Der Flächenverbrauch kann sich negativ auf die Biodiversität auswirken sowie das Landschaftsbild beeinträchtigen oder zu Konflikten mit anderen Landnutzungen führen (Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2011). Für die negativen Umweltauswirkungen der erneuerbaren Technologien ausschlaggebend sind somit v.a. der Umfang, der Standort und die Qualität des Flächenverbrauchs. Bei der Entscheidung des Baus einer Anlage ist folgendes zu berücksichtigen: „Durch eine entsprechende Wahl der Standorte, raumplanerische und naturschutzfachliche Vorgaben und durch die Optimierung der Kombination verschiedener Technologien können die Umweltauswirkungen minimiert werden“ (Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2011).

Die Auswirkungen der erneuerbaren Energien auf die Umwelt und auf die Raumplanung sind zwischen den Ländern schwer vergleichbar. Eine wichtige Rolle spielen die lokalen Rahmenbedingungen und die natürlichen Gegebenheiten. Jedes Land spezialisiert sich in der Nutzung von verschiedenen Ressourcen. Dänemark, Deutschland und die Niederlande stützen sich z.B. auf die Produktion von Offshore Windenergie, die andere Folgen als die Produktion aus Onshore Windanlagen mit sich bringt. Die Fläche, die den Anlagen zu Verfügung steht, ist auch stark vom Land abhängig. Aus diesen Gründen werden nur die Auswirkungen der verschiedenen Technologien in der Schweiz im Detail analysiert (Kapitel 6.2). Diese werden mit der Erfahrung der Vergleichsländer ergänzt (Kapitel 6.3). Schliesslich wird eine Nachhaltigkeits-Ranking von den Erzeugungstechnologien vorgestellt (Kapitel 6.3).

### **6.1. Die Umweltauswirkungen der erneuerbaren Technologien in der Schweiz**

#### **6.1.1. Eine Umweltanalyse**

In einer vom Bundesamt für Umwelt (BAFU) beauftragten Studie (Infras, Ecosens, 2013) wurden die Auswirkungen folgender Technologien zur Stromerzeugung auf die Umwelt ana-



lysiert: Wasserkraft, Photovoltaik, Biomasse, Kehrlichtverbrennung und fossile Energiesysteme. Dazu wurden auch die Elektrizitäts- und Gasnetze bewertet. Die Studie vergleicht den Zustand von Standorten mit unberührter Natur mit dem Zustand von Standorten mit Anlagen für erneuerbare Energien. Die einzelnen Technologien wurden unter verschiedenen Aspekten betrachtet und nach dem Grad ihrer Umweltauswirkung bewertet. Die Naturräume und Artenvielfalt wurden anhand der Kriterien Biodiversität, landschaftliche Vielfalt und Flächennutzung ermittelt. Die Auswirkungen auf das Klima wurden mit dem Umfang der Treibhausgase ermittelt. Weiter werden die emittierten Schadstoffe, der Lärm und die nicht ionisierende Strahlung berücksichtigt. Schliesslich wurden die Risiken von Naturgefahren und Störfällen bewertet.

### Wasserkraft

Die Wasserkraft kann bezüglich Umweltwirkungen in Laufwasser-, Kleinwasser- und Speicher- bzw. Pumpspeicherkraftwerke unterschieden werden. Bei den Laufwasserkraftwerken stellt das unterbrochene Flusskontinuum die grösste Gefahr für die Biodiversität und landschaftliche Vielfalt dar. Das Ausmass der Auswirkungen hängt jedoch stark vom Typ der Technologie und der Grösse der Anlage sowie vom Standort ab. Kleinwasser- sowie Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke wirken mehrheitlich negativ auf die Biodiversität und die landschaftliche Vielfalt, weil die Wasserführung (insbesondere wenn Ausleitstrecken vorhanden sind) durch die Anlagen verändert wird. Die Umweltverträglichkeit von Kleinwasserkraftwerken ist allerdings sehr standortspezifisch und muss im Einzelfall beurteilt werden. Als einzige der analysierten Technologien zeichnen sich mittlere und grosse Wasserkraftwerke mit relevanten Speichermöglichkeiten durch eine Reduktion des Hochwasserrisikos aus. Alles in allem kann einerseits die Wasserkraft die Naturräume sowie ihre Artenvielfalt beeinträchtigen, andererseits verursacht sie aber keine Schadstoffe oder Lärm und reduziert sogar die Risiken im Fall von Naturgefahren (Infras, Ecosens, 2013).

Die Wasserkraft weist, im Gegensatz zur Wind- und Sonnenenergie, nur noch ein relativ kleines Ausbaupotenzial auf. Zusätzlich besteht aber ein beachtliches Potenzial in der Effizienzsteigerung der bestehenden Anlagen. Das grösste Ausbaupotenzial bleibt bei dem Ausbau existierender Grosskraftwerke, da im Normalfall bedeutende Produktionssteigerungen mit nur geringen zusätzlichen Konflikten erzielt werden können (Akademien der Wissenschaft Schweiz, 2012). Gemäss einer Studie über die Umweltauswirkungen der Stromerzeugung in der Schweiz (ESU-services GmbH, Paul Scherrer Institut, 2012) sind die Umweltauswirkungen der Wasserkraft gegenüber den anderen Technologien am tiefsten<sup>45</sup>.

---

<sup>45</sup> Die Analyse wurde anhand von folgenden Umweltindikatoren durchgeführt: Treibhausgasemissionen, hochradioaktive Abfälle, Atemwegerkrankungen, Ökosystem Schadenpotenzial, kumulierte Energieaufwand, Erschöpfung abiotischer Ressourcen, ionisierende Strahlung.



Tabelle 9 fasst die primären Konflikte zwischen der Umwelt und der Energieerzeugung für die Wasserkraft zusammen und schlägt mögliche Lösungsansätze oder Massnahmen vor, um die Umweltauswirkungen zu minimieren.

Tabelle 9: Konflikte und Lösungsansätze

<b>Konflikte</b>	<b>Lösungsansätze/Massnahmen</b>
<b>Landschaftsbild</b>	Integration des Bauwerks in die Landschaft (z.B. Ufergestaltung)
<b>Trockenlegung von Bächen</b>	Sicherstellung ausreichender Restwassermengen
<b>Veränderungen naturnaher Landschaften</b>	Kleinwasserkraft in erster Priorität an bereits genutzten oder verbauten Gewässern sowie in Infrastrukturanlagen (Trinkwasser- und Abwasserkraft); erhöhte Anforderungen in intakten oder geschützten Gebieten
<b>Gewässerökologie</b>	Genügende Restwassermengen, schonender Schwall- und Sunkbetrieb; Gewährleistung Fischgängigkeit und Geschiebetrieb
<b>Biodiversität</b>	Fischtreppe/Durchgängigkeit
<b>Nutzung durch Naherholung</b>	Naherholungsgebiete, deren Gewässer genutzt werden, ökologisch aufwerten

Quelle: Akademien der Wissenschaft Schweiz (2012)

#### Windkraft

Windkraftanlagen zeigen schwache bis starke negative Effekte bei den Naturräumen sowie beim Lärm auf. Die Grenzwerte der Lärmschutzverordnung (LSV) müssen aber in jedem Fall eingehalten werden. Die Auswirkungen sind jedoch bei Grossanlagen und Windparks proportional kleiner als bei Kleinanlagen. Windturbinen eignen sich an windigen Orten wie dem Alpenraum und dem Jurabogen sowie in gewissen Gebieten in den Voralpen. Grosse Windenergieanlagen sind in der Landschaft sichtbar, sie können nicht versteckt werden und verändern daher das Landschaftsbild. Es ist aber zu berücksichtigen, dass die Anlagen nach Ablauf ihrer Lebensdauer sehr schnell und ohne Schaden für die Landschaft wieder abgebaut werden können. Probleme beim Schattenwurf von Anlagen in Siedlungsnähe können durch Betriebseinschränkungen entschärft werden. Kontrovers beurteilt wird der Eingriff in Lebensräume von Tier- und Pflanzenarten (u.a. Vögel und Fledermäuse) (Akademien der Wissenschaft Schweiz, 2012) (Infras, Ecosens, 2013).

Die Akademien der Wissenschaft Schweiz haben folgende möglichen Konflikte und Massnahmen beim Einsatz der Windkraft identifiziert (Tabelle 10).



Tabelle 10: Windkraft - Konflikte und Lösungsansätze

Konflikte	Lösungsansätze/Massnahmen
<b>Veränderung/Beeinträchtigung der Landschaft</b>	Gute Einordnung; Verbindung mit anderen Anlagen (Stauseen, Transportanlagen), damit eine „logische Lesbarkeit“ entsteht
<b>Beeinträchtigung von Vögeln und Fledermäusen</b>	Vogelzüge und Fledermausvorkommen bei der Planung berücksichtigen; Befolgung der BAFU-Leitlinien; Betriebseinschränkungen gemäss Vogelprognosen
<b>Schattenwurf und Geräusche</b>	Abstand von Siedlungen und Wohngebäuden je nach Verhältnissen und Betriebsbeschränkungen

Quelle: Akademien der Wissenschaft Schweiz (2012)

Generell gilt es zu erwähnen, dass sich Einschränkungen bei der Standortwahl aus Gründen des Landschaftsschutzes, z.B. Vermeiden von Standorten auf Kreten, negativ auf die Produktion der Anlagen auswirken und damit die Gestehungskosten erhöht werden. Das gleiche gilt für Betriebseinschränkungen für Windenergieanlagen aus Gründen des Vogel- und Fledermausschutzes.

#### Photovoltaik

Photovoltaik-Anlagen können auf Gebäudeflächen oder auf freien Flächen installiert werden. Gebäudebezogene Anlagen haben keine oder nur schwache negative Umweltwirkungen, sofern die Ästhetik bezüglich mögliche Auflagen des Ortsbild- und des Denkmalschutzes respektiert wird. Problematischer sind die Freiflächenanlagen, welche die landschaftliche Vielfalt und die Flächennutzung beeinträchtigen können. Ferner entsteht eine Konkurrenz zu anderen Flächennutzungen, wie beispielsweise der Landwirtschaft (Akademien der Wissenschaft Schweiz, 2012). Es muss zudem berücksichtigt werden, dass Freiflächenanlagen mehr Energie als Energiepflanzen generieren können. Die verfügbaren Orte für Photovoltaik-Anlagen auf Bauten sind aber bei weitem noch nicht ausgeschöpft und daher zu bevorzugen (UVEK, 2012).

Die durch Herstellung, Realisierung und Entsorgung von Solaranlagen produzierten CO<sub>2</sub>-Emissionen können während der Produktionslaufzeit reichlich überkompensiert werden (Infras, Ecosens, 2013). Bei den Emissionen spielt es ausserdem eine zentrale Rolle, wie die Anlage hergestellt worden ist und weniger woher die Module kommen<sup>46</sup>.

Die Akademien der Wissenschaft Schweiz haben folgende mögliche Probleme und Lösungen beim Einsatz von der Photovoltaik beobachtet.

<sup>46</sup> Selbst wenn die chinesischen Anlagen primär aus mit Kohlen produziertem Strom hergestellt sind gibt es Fabriken, welche mit Solarstrom betrieben sind. Andererseits werden zum Teil europäischen Anlagen, auch in Deutschland, ebenfalls mit Kohlenstrom produziert. Die langen Transportwege sollen ausserdem keine grossen Umweltauswirkungen verursachen, da die Unterschiede der CO<sub>2</sub>-Emissionen pro km von China oder innerhalb Europa nicht stark unterscheiden.



Tabelle 11: Photovoltaik - Konflikte und Lösungsansätze

<b>Konflikte bei Einzelanlagen</b>	<b>Lösungsansätze/Massnahmen</b>
<b>Ortsbild-/Denkmalschutz</b>	Nutzung technischer Möglichkeiten für ästhetische Integration in Gebäude und Anlagen; keine Anlage auf geschützten Objekten
<b>Konflikte bei Freiflächenanlagen</b>	<b>Lösungsansätze/Massnahmen</b>
<b>Landschaftsbild</b>	Zurückhaltender Einsatz; keine Grossanlagen in Natur- und Landschaftsschutzgebieten, Fruchtfolgeflächen und ökologischen Ausgleichsflächen; vorzugsweise in Landschaften, die bereits durch Energienutzung geprägt sind; Verbindung mit anderen Anlagen
<b>Blendwirkung</b>	Technische Lösungen
<b>Konkurrenz zu Nahrungsmittelproduktion und Landwirtschaft</b>	Beschränkung auf sorgfältig ausgewählten Flächen; mögliche Doppelnutzung prüfen (z.B. Weide unter den Panels)

Quelle: Akademien der Wissenschaft Schweiz (2012)

### Biomasse

Biomasseanlagen tragen zu einer Reduktion der Emissionen und des Verbrauchs fossiler Brennstoffe bei, wenn neben Elektrizität auch Wärme produziert wird. Verglichen mit dem heutigen Status Quo, wo der Wärmebedarf hauptsächlich durch fossile Quellen gedeckt wird, reduziert die Wärme aus der Biomasse die potentiellen THG<sup>47</sup>-Emissionen.

Verglichen mit anfallenden Emissionen eines Hofdüngers können landwirtschaftliche Biogasanlagen Methan-Emissionen reduzieren. Holzheizkraftwerke sind ein Sonderfall, da sie positive Auswirkungen in Bezug auf die Biodiversität haben. Dies unterstellt eine nachhaltige Bewirtschaftung der Wälder. Habitate werden gepflegt und Wälder gelichtet. Generell ist der Anbau von Energiepflanzen wesentlich weniger nachhaltig im Vergleich zur Nutzung von Abfällen und ist deutlich ineffizienter als andere Energiearten in Bezug auf die generierte Energie pro Fläche. (Akademien der Wissenschaft Schweiz, 2012). Das Potenzial der Biomasse ist beschränkt. Sofern die nachhaltigen Nutzungsmengen nicht überschritten werden, entstehen keine Konflikte.

Für die Biomasse erkennen die Akademien der Wissenschaft Schweiz jedoch folgende Konfliktpotenziale und Lösungsansätze (Tabelle 12).

<sup>47</sup> THG: Treibhausgas.



Tabelle 12: Biomasse - Konflikte und Lösungsansätze

<b>Konflikte (Abfall)</b>	<b>Lösungsansätze/Massnahmen</b>
<b>Geruchemissionen</b>	Optimierung im Rahmen der Ortsplanung und der Baubewilligung
<b>Lange Transportwege bei Grossanlagen</b>	Grösse der Anlagen auf verfügbare Biomasse ausrichten; räumliche Koordination der Anlagen
<b>Konflikte (Holz)</b>	<b>Lösungsansätze/Massnahmen</b>
<b>Intensivierung der Waldnutzung beeinträchtigt Biodiversität und Nährstoffversorgung des Bodens</b>	Naturnahe Waldbewirtschaftung mit genügend Totholz und Biotopbäumen
<b>Konkurrenz zur Nutzung als Bau- und Industrieholz; Beeinträchtigung der Schutz- und Erholungsfunktion des Waldes</b>	Überregionale Nutzungsplanung

Quelle: Akademien der Wissenschaft Schweiz (2012)

#### Kehrichtverbrennung

Die Kehrichtverbrennungsanlagen (KVA) haben kaum negative Umweltauswirkungen. Sie werden gebaut um die negativen Umweltauswirkungen der Deponierung von Abfällen zu eliminieren. Die KVA stellen zwar einen Sonderfall dar, da diese primär die Funktion einer Abfallentsorgungsanlage haben. Allerdings wird die Nutzung der Energie bei der Verbrennung in Form von Wärme und Strom immer wichtiger. Dank der Verwertung dieser Energie ist es möglich, THG-Emissionen gegenüber fossilen Anlagen zu sparen. (Infras, Ecosens, 2013)

#### Fossile Energien

Wärme- und KWK-Anlagen (WKK-Anlagen) und Gaskombikraftwerke (GuD) auf fossiler Basis weisen einen vergleichsweise hohen Verbrauch an fossilen Brennstoffen auf und verursachen daher hohe THG-Emissionen sowie Schadstoffe. Diese fallen insbesondere beim Betrieb und nicht beim Bau der Anlagen an.

Auswirkungen im Bereich Naturräume und Lärm werden für die WKK-Anlagen als vernachlässigbar eingestuft, da diese Anlagen als Industrieanlagen eingestuft werden und nur in den entsprechenden Bauzonen realisiert und betrieben werden können.

GuD-Anlagen sind in der Regel Grossanlagen. Es hängt von der Standortwahl und dem Anlagendesign ab, wie stark die Wirkung der massiven Gebäudestrukturen auf die landschaftliche Vielfalt sowie auf die Flächennutzung ist. (Infras, Ecosens, 2013)

#### Elektrizitätsnetz

Aufgrund der zu erwartenden Netzanpassungen ist eine Umweltanalyse im Bereich Netze relevant. Im Fall von Hoch- und Höchstspannungsfreileitungen ist mit einer starken negativen Auswirkung auf die landschaftliche Vielfalt zu rechnen, v.a. wenn die Leitungen durch ökologisch sensible Gebiete gezogen werden. Daneben erzeugen Freileitungen nicht ionisierende Strahlungen, welche die Studie als stark negativ beurteilt. Bei feuchtem Wetter verursachen Freileitungen mit Netzspannungen über 220 kV Geräuschemissionen (Koronalärm).

Die unterirdisch verlegten Kabel beeinträchtigen die landschaftliche Vielfalt zwar wenig und verursachen, im Gegensatz zu den Freileitungen, keinen Lärm. Sie sind aber deutlich teu-



rer<sup>48</sup>. Die nicht ionisierenden Strahlungen nehmen im Boden erheblich ab. Die Auswirkung der Wärmeentwicklung der Kabel auf die Biodiversität im Boden ist noch wenig bekannt. (Infras, Ecosens, 2013)

### Gasnetz

Die Risiken eines Störfalls, insbesondere dessen mögliche Folgen, werden für die Gasnetze als sehr hoch eingestuft. Die Flächennutzung und die landschaftliche Vielfalt haben hingegen geringe Umweltauswirkungen. Die Effekte einer Neuverlegung auf die Böden werden in der Matrix nicht berücksichtigt (Infras, Ecosens, 2013).

Die Ergebnisse aus der Analyse der Umweltwirkungen von Infras und Econsens (2013) zeigen, dass bei jeder Technologie gewisse negative Umweltauswirkungen anfallen. Diese werden zum Teil durch die eingesetzte Technologie bestimmt, hängen aber vorwiegend von der Qualität des Standorts und der Konzeption der Anlage ab. Beim Ausbau der Anlagen für erneuerbare Energien ist idealerweise die Technologie als erste zu fördern, deren Umweltursachen im Zeitpunkt der Projektwahl am ausgewählten Standort vergleichsweise tiefe negative Auswirkungen aufweist. Projekt- und standortspezifische Umweltanalysen bei jeder Anlage dienen dazu, den besten Kompromiss zwischen den involvierten Akteuren zu finden und die gesamtgesellschaftlichen Kosten zu minimieren. Die Akzeptanz gewisser Umweltauswirkungen basiert auf gesellschaftlichen Werten. Diese Werte sind nicht per se fix. Sie unterscheiden sich regional und es kann davon ausgegangen werden, dass sich diese in den kommenden Jahren verändern werden.

### **6.1.2. Auswirkungen eines Anlagenausbaus auf die Umwelt**

Tabelle 13 stellt die Beurteilung von Infras und Ecosens (2013) dar, wie mit dem Ausbau erneuerbarer Technologien langfristig aus Umweltsicht umzugehen ist.

Bei Wasserkraftanlagen sollte aus Umweltsicht primär die Effizienz bestehender Anlagen verbessert sowie Anlagen in Infrastrukturbauten (Trinkwasser- und Abwasserkraftwerke) erstellt werden. Neubauten können die Umwelt stärker belasten und sollten idealerweise primär an vorbelasteten Standorten erstellt werden. Neuanlagen an unbelasteten Gewässern sollten nur an Standorten realisiert werden, wo ein optimales Verhältnis zwischen dem energetischen Nutzen und den ökologischen sowie landschaftlichen Kosten gewährleistet werden kann.

---

<sup>48</sup> Der Bau von Kabelleitungen ist teurer als von Freileitungen. Dieser Unterschied wird grösser, je höher die Spannungsebene ist; bei höherer Spannungsebene (220kV und höher) kann der Unterschied schon mal das 8- oder das 13fache betragen. (Technische Universität Ilmenau, 2011)



Tabelle 13: Beurteilung eines Ausbaus der erneuerbaren Technologien

	Technologietyp	Technologievariante	Beurteilung	Zusatzbemerkungen und Empfehlungen
			Ausbau	
<b>Anlagen zur Energieerzeugung</b>				
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 <sub>el</sub>		Vorderhand gute Stao, vertretbare Umweltwirkungen, nehmen langfristig zu. Insgesamt mittleres Restpotenzial
		Grossanlagen > 250 KW <sub>el</sub>		-> 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				
Kehrichtverbrennung	KVA (nur Stromproduktion)		Bestes Verhältnis Nutzen zu Umweltwirkungen, jedoch nur noch geringes Restpotenzial -> Ausbauen bis Potenzial ausgeschöpft	
Fossile Energien	Fossile Energiesysteme	Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen (WKK)		Ausbau aus Umweltsicht schlecht -> Ausbau nur wenn unbedingt notwendig. Evtl. bessere Alternative: Stromimporte
		GuD-Kraftwerke (Stromgeführt)		
<b>Netze</b>				
	Elektrizitätsnetz	Freileitungen		Ausbau aus Umweltsicht schlecht, aber funktional notwendig
		Kabel		
	Gasnetz	Gasnetz		Stark negative Umweltwirkungen, Ausbau funktional nicht notwendig

Legende:

Geringe negative Auswirkungen und gute Standorte noch verfügbar (höchste Priorität)
Beste Standorte ausgeschöpft. Etwas erhöhte aber vertretbare Umweltauswirkungen
Stark negative Umweltauswirkungen (nach Möglichkeit verzichten)
Stark negative Umweltauswirkungen aber Technologie zur Versorgungssicherheit notwendig
Potenzial vermutlich ausgeschöpft

Quelle: Infrac, Ecosens (2013)

Am wichtigsten für Windanlagen sind die Standortwahl und Ausgestaltung. Der Ausschöpfungsgrad ist noch tief und daher werden die Umweltauswirkungen im Verhältnis zur zusätzlichen Energieerzeugung in den nächsten Jahrzehnten als vertretbar betrachtet. Wenn eine hohe Qualität der Standorte sowie technische Lösungsmöglichkeiten bei anfallenden Konflikten gegeben sind, sollte die Nutzung der Windenergie ausgebaut werden.

Gebäudebezogene Solaranlagen verursachen geringe Umweltauswirkungen. Zusätzlich ist ihr nicht ausgeschöpftes, nachhaltig nutzbares Potenzial sehr hoch.

Photovoltaik-Anlagen sind eine der Schlüsseltechnologien für die Energiewende, da das Verhältnis zwischen Nutzen und Umweltwirkungen hervorragend ist. Deshalb sollte der Ausbau, v.a. auf Gebäuden mit möglichst grossflächigen Anlagen, gefördert werden. Auf Freiflächenanlagen sollte aufgrund der negativen Umweltwirkungen verzichtet werden. Zudem stehen solche Anlagen in Konkurrenz zu anderen Flächennutzungen.

Der Ausschöpfungsgrad der Biomasseanlagen ist wesentlich höher als bei Photovoltaik und Windenergie. Die Nutzung der Biomasse hat den Vorteil, dass ihre Energieproduktion grundsätzlich steuerbar ist. Demzufolge kann diese Technologie eingesetzt werden, wenn die Produktion aus Sonne und Wind ungenügend ist. Die Standortwahl sollte jedoch sorgfältig geprüft werden. Der Brennstoff sollte in der Nähe der Anlage verfügbar sein, um lange und mit hohen Emissionen verbundene Transportwege zu vermeiden. Langfristig besteht ausserdem das Risiko von einer Verknappung von biogenen Abfällen und Holz. Das würde zu einer zunehmenden Konkurrenz für die Nutzung der Brennstoffe und zwischen den Biogasanlagen führen.



Die Kehrichtverbrennungsanlagen in der Schweiz nutzen die bei der Verbrennung freigesetzte Wärme zur Produktion von Strom oder Fernwärme. Das verbleibende Potenzial der KVA-Anlagen ist dennoch hoch und sollte aus ökologischer Sicht so weit als sinnvoll genutzt werden.

Die fossil betriebenen Anlagen verursachen grössere Umweltschäden, daher ist aus Umweltsicht ein Bau oder Ausbau dieser Technologie nicht erwünscht. Mit zunehmender dezentraler Stromerzeugung sind Anlagen mit regelbarer Produktion, wie WKK-Anlagen und GuD, dennoch wichtig. Ohne sie könnte es nötig werden, Elektrizität aus dem Ausland zu importieren. Somit stellt sich die Frage, ob die Umweltauswirkungen geringer bei fossilen Energiesystemen oder bei Importen sind.

Die Elektrizitätsnetze müssen aus- und umgebaut werden, um sich an die Anforderungen der erneuerbaren Energien anzupassen. Das passiert aber nicht ohne starke Umweltbeeinträchtigungen.

In absehbarer Zukunft ist ein Ausbau des Gasnetzes nicht erforderlich, da sofern GuD gebaut werden, diese dort realisiert werden sollen, wo bereits ein Anschluss besteht und wo die nötigen Lieferkapazitäten vorhanden sind.

### **6.1.3. Raumplanung und erneuerbare Energie Anlagen**

In der Schweiz werden Anlagen für erneuerbare Energien, mit Ausnahme von Solaranlagen und Anlagen zur Gewinnung der Biomasse im Zusammenhang mit Kompostanlagen, nicht explizit im Raumplanungsgesetz (RPG) geregelt. Festgelegt wird aber eine umfassende Planungspflicht für Behörden auf allen Ebenen (Art. 2. RPG). Sie sollen die für die raumwirksamen Aufgaben nötigen Planungen erarbeiten und aufeinander abstimmen. Weil insbesondere Wasser- und Windkraftanlagen bedeutende Auswirkungen auf den Raum haben können, gehört die Planung dieser Anlagen (z.B. im kantonalen Richtplan) zu den Aufgaben der Behörden.

Das RPG geht spezifisch auf die integrierten Solaranlagen ein und sagt (Art. 18a), dass diese zu bewilligen seien, „sofern keine Kultur- und Naturdenkmäler von kantonaler oder nationaler Bedeutung beeinträchtigt werden“. Biomasseanlagen sollen bewilligt werden, wenn die „verarbeitete Biomasse einen engen Bezug zur Landwirtschaft sowie Standortbetrieb hat“. (Art. 16a RPG ) Im Rahmen der Energiestrategie 2050 und der zweiten Teilrevision der RPG sollen die Mindestanforderungen an die kantonalen Richtpläne im Bereich erneuerbare Energien präzisiert werden.



## 6.2. Erfahrungen und Analysen aus den Vergleichsländern

Die europäische Landschaftskonvention (2000), deren Vorgaben in den nationalen Gesetzgebungen umzusetzen sind, hat das strategische Ziel, Landschaftsschutz, -management und -planung in städtischen sowie in stadtnahen Bereichen zu fördern. Dieser internationale Vertrag bringt zum ersten Mal die Qualität der Landschaft mit der Lebensqualität der Bevölkerung in Verbindung.

Die Konvention hat in den letzten Jahren die Auswirkungen der erneuerbaren Energien auf Umwelt und Raumplanung erkannt. Es wird diskutiert, wie diese am besten adressiert werden können. Wie zu Beginn der industriellen Revolution hinterlässt die Transition von fossilen Treibstoffen zu erneuerbaren Energien nicht vernachlässigbare Landschaftsveränderungen. Solche Veränderungen werden von der Bevölkerung so wahrgenommen, als ob diese vom wirtschaftlichen Interesse anstatt von ökologischen und sozialen Bedürfnissen getrieben wären. Die Konflikte zwischen Anwohnern und Entscheidungsträgern scheinen überall in Europa aus den gleichen Gründen zu entstehen. Allgemein sehen die Bürger den lokalen Nutzen des Verbrauch von erneuerbaren Energien kaum. Zudem befürchten sie negative Auswirkungen von neuen Anlagen auf den Tourismus und auf die Landwirtschaft. Sie fühlen sich aus dem Entscheidungsprozess ausgeschlossen und erachten die neuen Kraftwerke als ineffizient. (Garzena, 2012). Insbesondere im Bereich Windenergie werden national und international grosse Anstrengungen unternommen, um die soziale Akzeptanz von Windenergieprojekten lokal zu erhöhen. Im Fokus stehen dabei Information und Partizipation.

### Deutschland

Als gesetzlicher Grundsatz zum Thema Klimaschutz und erneuerbare Energien fordert das Raumordnungsgesetz (§2 Abs. 2 Nr. 6), dass räumliche Voraussetzungen für den Ausbau der erneuerbaren Energien geschaffen und räumliche Erfordernisse des Klimaschutzes berücksichtigt werden (Von Seht, 2010).

Der Grossteil der Stromerzeugung aus Wasserkraft erfolgt durch Laufwasserkraftwerke und wird mittels Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke ergänzt. Im Gewässerbereich stehen die Ziele der Energie- und Wasserwirtschaft sowie des Naturschutzes in Konflikt zueinander. Wasserkraftwerke können die Fauna und Flora beeinträchtigen. Die Lebensraumbedingungen werden aufgrund der Aufstauung und des Verlusts der Durchgängigkeit verändert. Allerdings bietet das EEG höhere Vergütungen für Massnahmen zur ökologischen Modernisierung der Anlagen an. (Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2011)

Windturbinen werden in Deutschland sowohl auf dem Festland als auch im Meer installiert. Verglichen mit der Schweiz ist die Dimension der Verbreitung von Windenergie viel grösser. Die Umweltwirkungen der Windenergie in Deutschland sind ähnlich wie in der Schweiz durch Geräusche, Lichtemissionen, Veränderungen des Landschaftsbildes und Risiken für Vögel und Fledermäuse gekennzeichnet. Ausserdem trägt der Wegebau zu den Anlagen zu möglichen Beeinträchtigungen bei. Es wird aber in der Literatur betont<sup>49</sup>, dass die Auswirkungen auf Menschen und Tiere mittels der planerischen Auslegung und der Anlagekonfiguration auf ein Minimum reduziert werden können. Offshore Windparks können einerseits negative Einflüsse auf die Meeresökologie sowie auf die Fischereiaktivitäten haben, die verboten sind. Andererseits können solche Orte eine Art Rückzugsraum für bedrohte Fischarten bilden und dadurch langfristig einen positiven Umweltbeitrag liefern. Bezüglich der CO<sub>2</sub>-Emissionen sind moderne Anlagen, je nach Grösse und Standort, in der Lage den Energieeinsatz zur ihrer Herstellung innerhalb von drei bis neun Monaten zu amortisieren. (Sachverständigenrat für

<sup>49</sup> Quelle: Sachverständigenrat für Umweltfragen (2011)



Umweltfragen, 2011)

In Deutschland ist die Photovoltaik eine sehr verbreitete Technologie. Im Gegensatz zur Schweiz wird diese in bedeutendem Masse auf Freiflächen installiert. Eine solche Praxis kann ausser ästhetischen Auswirkungen negative Effekte auf die Biodiversität aufweisen und andere Flächennutzungen konkurrenzieren. Die Amortisationsdauer für die bei der Produktion verbrauchte Energie ist standortabhängig und liegt zwischen 1.7 und 4.6 Jahren. (Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2011)

Biomasse zur Betreibung von stromerzeugenden Anlagen wird in Deutschland durch biogene Reststoffe, Holz oder den Anbau von nachwachsenden Rohstoffen gewonnen. Der Anbau von Energiepflanzen auf landwirtschaftlichen Flächen ist aus Umweltsicht problematisch. Einerseits steht er in direkter Konkurrenz zu anderen Flächennutzungen und beeinträchtigt andererseits die Natur, die Landschaft, die Biodiversität, den Wasserhaushalt und den Boden. Dadurch wird die Resilienz<sup>50</sup> des Ökosystems geschwächt und erschweren die Anpassungen an den Klimawandel. (Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2011)

### Dänemark

In Dänemark sind die Gemeinden für die Planung von Windanlagen verantwortlich. Sie müssen bestimmte Zonen für die Anlagen bezeichnen und die standortspezifischen Richtlinien festlegen. Dänemark befasst sich seit den 1980er Jahren mit der Windenergie und konnte eine lange Erfahrung sowohl mit Offshore als auch mit Onshore Anlagen sammeln. Um die Umweltauswirkungen einer bestimmten Anlage zu ermitteln, empfiehlt das Land, eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen. Die Auswirkungen sind sonst identisch mit denen in Deutschland oder in der Schweiz (u.a. visuelle Beeinträchtigungen, Lärm, Schatten, Lichtemissionen und Auswirkungen auf die Natur). Die Standortwahl wird als Schlüsselfaktor zur Minimierung der negativen Effekte genannt.

Bezüglich Lärm vergleicht Dänemark die Stärke des Turbinengeräusches mit dem Geräusch von einem ruhigen Zuhause oder einem leisen Gespräch. Das entspricht weniger als 50 Dezibel. Strassen- oder Bahnverkehr befinden sich beispielsweise auf knapp 60 Dezibel. (Danish Energy Agency, 2009)

### Frankreich

Im Jahr 2008 ist in Frankreich der Entwicklungsplan für *erneuerbare Energien mit hoher Umweltqualität*<sup>51</sup> in Kraft getreten. Der ab 2008 verfolgten Entwicklungsplan, jede Art von erneuerbarer Technologie zu fördern, hat dennoch bedeutsame ökologische und sozioökonomische Auswirkungen ausgelöst. Als Beispiel; In der Region *Centre* wurde bereits in den letzten Jahrzehnten die Getreide-Intensivproduktion mit dem Anbau von bioenergetischen Nutzpflanzen kombiniert. Seit 2005 hat die lokale Regierung den Fokus auf Windkraft verschoben: Die Felder von *Beauce Plateau* wurden zu führenden nationalen Windkraftproduzenten umgewandelt. Eine neu eingeführte Strategie sieht die Installation von grossen Freiflächen Photovoltaik-Anlagen in derselben Region vor. Diese Entwicklung hat eine öffentliche Debatte darüber ausgelöst, ob eine synergetische Umsetzung von der Energie- und Landwirtschaftspolitik nicht möglich und sinnvoll wäre. (Perrotti & Herion, 2011)

### Grossbritannien

Grossbritannien überlässt die Kompetenz für die Raumplanung den Regionen. Jede Region

<sup>50</sup> Resilienz: Die Fähigkeit eines Ökosystems, angesichts von ökologischen Störungen, seine grundlegende Identität zu bewahren. Resilienz bezieht sich auf das Ausmass von Störungen, das ein System aufnehmen kann, ohne in einen anderen Systemzustand überzugehen. (Walker, B. et al., 2006)

<sup>51</sup> Plan de développement des énergies renouvelables à haute qualité environnementale. Période 2009-2020.



muss einen lokalen Entwicklungsplan (*Local Development Framework*<sup>52</sup>) vorlegen. Der schottische Landeskreis *East Lothian* regelt beispielsweise in Richtlinien die mit Windanlagen und deren verbundene Zufahrtstrassen und Stromnetze visuellen und landschaftlichen Auswirkungen. Folglich muss ein Kompromiss zwischen erneuerbaren Energien und landschaftlichen Zielen gefunden werden. Bestimmte Vorschriften bezüglich landschaftlicher Beeinträchtigungen, Lärm, Schattenwurf und Auswirkungen auf Gewässer müssen eingehalten werden, um Windturbinen zu bauen. Die Hauptbedenken bei der Solarenergie in Schottland betrifft den Ortsbild- und Denkmalschutz. (Environment Department East Lothian Council, 2008)

### Italien

Der italienische Kodex für das kulturelle und landschaftliche Erbe (Codice Urbani, 2004) reguliert das Bewilligungsverfahren für die Einrichtung von Kraftwerken aus erneuerbaren Energien und stellt eine angemessene Integration solcher Anlagen in der Landschaft sicher. Jede regionale Verwaltung hat ortsspezifische Vorschriften, Management-Strategien sowie lokale Auswahlkriterien definiert, um passende Gebiete für den Bau neuer Anlagen zu bestimmen.

Ein zunehmend feststellbarer Trend in Italien ist die Umwandlung von traditioneller landwirtschaftlicher Produktion zum Anbau von Energiepflanzen, die zur Betreibung von Biogas- und Biomasseanlagen verwendet werden. Das neue Business-Modell war für manche Regionen, wie u.a. Apulien, insbesondere für die regionale Wirtschaftsentwicklung erfolgreich. Im Norden, in der Lombardei, haben die regionalen energiepolitischen Ziele die Stromerzeugung aus der Photovoltaik und Biomasse stark gefördert. Infolgedessen werden die historisch landwirtschaftlichen Gebiete zunehmend in grossen Photovoltaik Felder oder Flächen für die Produktion der Biomasse umgewandelt. (Perrotti & Locardi, 2011)

### Spanien

Heutzutage ist die spanische Landschaft wesentlich durch Windkraft- und Solaranlagen geprägt. Kulturelle Präferenzen für die rurale Landschaft werden zunehmend wahrgenommen und die sogenannten *wind-farm* oder *solar-farm* Monokulturen werden stärker kritisiert. Die Raumplanung ist in Spanien den autonomen Regionen überlassen. Trotz der Empfehlung der europäischen Landschaftskonvention, welche die Implementierung von lokalen raumplanerischen Vorschriften fordert, wurden in Spanien noch relativ wenige Fortschritte in diesem Bereich gemacht. Entvölkerung und sozioökonomische Herausforderungen betreffen viele ländliche Regionen. Deshalb werden Wind- und Solarenergie als ein Mittel zur Erhöhung von Einnahmen und Stimulierung wirtschaftlicher Aktivitäten betrachtet. Eine inkohärente Planung führt aber zu Konflikten der Landbenutzung sowie zum Management von natürlichen und kulturellen Ressourcen. Rasche und schlecht organisierte Prozesse zur Standortwahl führen zu starken Veränderungen in ländlichen Landschaften. Solche negative Konsequenzen der Entwicklung von erneuerbaren Energien können durch eine geeignete Raum- und Landschaftsplanung und eine erhöhte gesellschaftliche Teilnahme am Planungsprozess vermieden werden. (Perrotti, Frovola, Pérez, & Herrero, 2011)

Die berichteten Erfahrungen scheinen alle die gleiche Linie zu verfolgen. Die neuen Technologieanlagen bieten einerseits eine interessante Gelegenheit zur Wirtschaftsentwicklung, stehen aber in Konkurrenz zu anderen Flächennutzungen. Ausserdem können die Anlagen negative Auswirkungen auf Umwelt und Landschaft haben. Bezüglich Umweltbeeinträchtigungen sagt die Leibniz Universität Hannover am deutscher Naturschutztag (2012) folgen-

<sup>52</sup> Der lokale Entwicklungsplan wurde im Rahmen der Raumplanungsstrategie mit dem „Planning and Compulsory Purchase Act 2004“ eingeführt.



des: „Ob tatsächlich stärkere Beeinträchtigungen eintreten, ist in der Regel standortspezifisch abhängig von der Empfindlichkeit der betroffenen Naturgüter sowie von ihrem Wert und ihren Funktionen im Landschaftskontext“ (Leibniz Universität Hannover, 2012). Deshalb sind angemessene Raum- und Umweltrichtlinien wesentlich für eine nachhaltige Entwicklung der erneuerbaren Energien.

### 6.3. Ein Nachhaltigkeits-Ranking

Eine Alternative, um den Nachhaltigkeitsgrad und somit den Umfang der Umweltauswirkungen der Stromproduktion zu ermitteln, stellt die Multikriterien-Analyse der NEEDS Studie dar (NEEDS, 2009). Nachhaltige Elektrizität wird in der Studie als klimafreundlich, emissionsfrei, umwelt- und ressourcenschonend, sicher, verlässlich, kostengünstig und gesellschaftlich breit akzeptiert definiert. Es existiert heutzutage aber keine erneuerbare Energiequelle, die gleichzeitig alle Kriterien vollständig erfüllt. Die Prioritäten müssen somit mit einer langfristigen Sicht abgewogen werden. Wird eine möglichst günstige Technologie gesucht, dann sind die erneuerbaren Energien nicht die beste Lösung. Wird hingegen eine grösstmögliche gesellschaftliche Akzeptanz angestrebt, ist beispielsweise die Kernenergie keine beliebte Variante (Paul Scherrer Institut, 2010). Durch eine Multikriterien-Analyse ist es möglich, die verschiedenen Optionen systematisch zu vergleichen. Das Modell von NEEDS wurde auf drei unterschiedlich gewichteten Säulen aufgebaut: Umwelt (49 Prozent), Wirtschaft (27 Prozent) und Gesellschaft (24 Prozent)<sup>53</sup>. Untersucht wurden die Schweiz und ihre Nachbarländer. Die unterschiedlichen Stromerzeugungstechnologien wurden in einer Rangliste geordnet: Je tiefer der Wert, desto nachhaltiger ist sie. Aus

Tabelle 14 wird ersichtlich, wie die erneuerbaren Technologieanlagen insgesamt besser abschneiden. Die Photovoltaik ist im Durchschnitt nachhaltiger als die Biomasse. Erdgas und Kernkraft befinden sich im Mittelfeld während Elektrizitätserzeugung aus Kohle am wenigsten nachhaltig ist.

Tabelle 14: Nachhaltigkeits-Ranking

Durchschnittsrangstelle der Elektrizitätsquelle	
<b>Sonne</b>	4.2
<b>Biomasse</b>	8.2
<b>Kernenergie</b>	12
<b>Erdgas</b>	12
<b>Kohle</b>	17.6
<b>Wind</b>	8.5

Quelle: Daten aus NEEDS (2009)

Es ist zu berücksichtigen, dass die Resultate der Studie wesentlich von der Verteilung der Schwerpunkte (Umwelt, Wirtschaft und Gesellschaft) abhängen. Die fossilen Technologien würden z.B. besser abschneiden, wenn die Umweltauswirkungen weniger stark gewichtet würden.

<sup>53</sup> Umwelt: Vor allem Klimawandel, Ressourcen, Schäden an Ökosystemen und Abfälle. Wirtschaft: Vorwiegend Strompreise. Gesellschaft: Qualität der Wohnumgebung, gesellschaftliche und individuelle Risiken, Sicherheit der Stromversorgung, politische Stabilität.



## 7. Volkswirtschaftliche Auswirkungen der erneuerbaren Energien

Die Entwicklung der inländischen erneuerbaren Energien reduziert die Importe und erhöht deshalb die Energieversorgungssicherheit. Dadurch entstehen Arbeitsplätze, neue Industriezweige und Exportmöglichkeiten. Gleichzeitig erfolgt eine Internalisierung der externen Kosten bei der Produktion von Energie und Treibhausgasemissionen können gesenkt werden (Europäische Kommission, 2012). Demgegenüber können durch die Verdrängung konventioneller Stromproduktionstechnologien und höhere Endkundenpreise Arbeitsplätze in anderen Branchen verschwinden. Die Branche der erneuerbaren Energien betrifft alle wirtschaftlichen Aktivitäten, die mit der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen in Zusammenhang stehen und nimmt mit der Zeit an Bedeutung zu. Davon kann die regionale Wirtschaft<sup>54</sup> vermehrt profitieren. Eine Analyse dieser Querschnittbranche anhand ihrer volkswirtschaftlichen Auswirkungen ist deshalb relevant. Dieses Kapitel wird sich auf die wirtschaftliche Bedeutung dieses Sektors konzentrieren. Es werden v.a. die Auswirkungen der Entwicklung der Branche auf die Beschäftigung, Bruttowertschöpfung und Wohlfahrt der Bevölkerung gemessen. Oft wird nicht nur von erneuerbar produziertem Strom gesprochen, sondern generell von erneuerbaren Energien, die sich zusätzlich auf Wärme beziehen. Das ist üblich, weil bei einigen Technologien, wie beispielsweise den Biomasseanlagen, gleichzeitig Strom und Wärme als Output entstehen und es somit schwierig ist, die Kennzahlen zuzuordnen. Demzufolge wurden einige der folgenden Evaluationen für die gesamten erneuerbaren Energien und nicht spezifisch für die Elektrizität durchgeführt. Dies muss bei der Interpretation der Resultate berücksichtigt werden. In einem ersten Abschnitt wird die Schweiz näher untersucht. In einem zweiten Schritt werden die europäischen Vergleichsländer einander gegenüber gestellt. Abschliessend werden die Strompreise im Zusammenhang mit der Förderung erneuerbarer Strom analysiert.

### 7.1. Wirtschaftliche Bedeutung der erneuerbaren Energien in der Schweiz

Die wirtschaftlichen Auswirkungen können weit gefasst werden. Dieser Bericht fokussiert sich v.a. auf die von Rütter und Partner et al. (2013) untersuchten Aspekte in der vom BFE beauftragten Studie "Volkswirtschaftliche Bedeutung erneuerbarer Energien in der Schweiz".

#### 7.1.1. Beschäftigung

Die Beschäftigung wird in Vollzeitäquivalenten ermittelt: In 2010 waren 22'810 Personen direkt in der Branche der erneuerbare Energien tätig. Dies entspricht 0.6 Prozent der Beschäftigten der gesamten Wirtschaft. Dieser Anteil ist mit dem Immobilienwesen und der Elektronikindustrie vergleichbar. Diese Ergebnisse zeigen die sog. Bruttoeffekte. Sie sind nicht als Nettowirkungen einer Förderung erneuerbarer Energien zu verstehen. Dazu wären zusätzlich die negativen Effekte aus der Verdrängung konventioneller Energien und gesamtwirtschaftliche Kreislauf- und Innovationseffekte zu berücksichtigen.

Die Nutzung der Wasserkraft ist mit einem Viertel der Branche-Angestellten der grösste Beschäftigungstreiber. Die Holzfeuerungen und die Holzheizungen folgen mit 18 bzw. 16 Prozent. Auf dem vierten Platz steht die Photovoltaik mit 11 Prozent (2'500) der Beschäftigten.

<sup>54</sup> Steigerung der Wertschöpfung in den Regionen und zukunftssichere Arbeits- und Ausbildungsmöglichkeiten für jungen Menschen in Ihrer Heimat. (AEE (Agentur für Erneuerbare Energie und Energieeffizienz), 2012)



Im Wind-Bereich arbeitete 2010 ca. 1 Prozent der Personen. Die am meisten betroffenen Wirtschaftszweige sind der Maschinenbau, das Baugewerbe, die Forstwirtschaft sowie der Betrieb von Anlagen. Im Vergleich zum Jahr 2000 hat sich die direkte Beschäftigung fast verdoppelt und der Anteil an der Gesamtbeschäftigung ist um 0.2 Prozent gestiegen.

Tabelle 15: Beschäftigung der erneuerbaren Energie Branche 2000 - 2010

Erneuerbare Energie Branche	2000		2010	
	Anzahl Beschäftigte	Erneuerbare Energie Branche Anteil	Anzahl Beschäftigte	Erneuerbare Energie Branche Anteil
Direkte Effekte	12'380	0.35 %	22'810	0.6 %
Indirekte Effekte	10'230	0.25 %	23'390	0.6 %
<b>Gesamteffekte</b>	<b>22'610</b>	<b>0.6 %</b>	<b>46'200</b>	<b>1.2 %</b>

Quelle: Daten aus Rütter+Partner, Ernst Basler+Partner, Fraunhofer ISI (2013)

Wenn neben den direkten auch indirekte Effekte aus Vorleistungs- und Investitionsgütern<sup>55</sup> berücksichtigt werden, verdoppelt sich die Zahl der Beschäftigten der Branche der erneuerbaren Energien (46'200 Vollzeitäquivalente und 1.2 Prozent der Gesamtbeschäftigung 2010). Dies kann auf den Effekt zurückgeführt werden, dass die Produktion von Gütern über weitere Zulieferketten eine Multiplikationswirkung auslöst. Die ausgelöste indirekte Beschäftigung der Industrie betrifft zum grössten Teil den Dienstleistungssektor und nur in kleinerem Rahmen den Primärsektor sowie das Bauwesen. Die direkte und indirekte Beschäftigung im Jahr 2010 betrug 22'610 Einheiten (0.6 Prozent der Gesamtwirtschaft).

### 7.1.2. Bruttowertschöpfung<sup>56</sup>

Die Branche der erneuerbaren Energien erzielte 2010 eine Bruttowertschöpfung von 4.8 Mrd. CHF. Das entspricht einem Anteil von 0.9 Prozent am Bruttoinlandsprodukt (BIP). Die wirtschaftliche Bedeutung des Sektors ist mit dem Druck- und Verlagsgewerbe vergleichbar und liegt etwa 10 Prozent tiefer als die der Landwirtschaft. Rund die Hälfte der Bruttoproduktion von Gütern im Bereich erneuerbare Energien besteht aus Exporten ins Ausland, ein Drittel aus dem Bau von Anlagen im Inland und der Rest aus dem Betrieb von Anlagen in der Schweiz. Ein Vergleich des Zusammenhangs zwischen der Wertschöpfung und der Beschäftigung zeigt, dass die Branche eine überdurchschnittlich hohe Arbeitsproduktivität im Vergleich zur Gesamtwirtschaft aufweist. Pro vollzeitäquivalent Beschäftigte beträgt die Produktivität der Industrie erneuerbare Energien 210'000 CHF, während diese gesamtwirtschaftlich 134'000 CHF beträgt.

Die Hälfte der Bruttowertschöpfung erfolgt durch die Wasserkraft, gefolgt von Photovoltaik und den Holzfeuerungen mit jeweils 11 Prozent. Bei der Photovoltaik handelt es sich mehrheitlich um Exporte von in der Schweiz erzeugten Teilprodukten. Die Unternehmen, die das Ausland belieferten, konnten vom internationalen Boom profitieren.

Die Branche ist in 10 Jahren um 1.6 Mrd. CHF gewachsen. Gesamtwirtschaftlich betrug das Wachstum, analog zur Beschäftigung, lediglich 0.2 Prozent.

<sup>55</sup> Damit sind Waren, Dienstleistungen und Investitionen gemeint, die ein Unternehmen von anderen für die eigene Produktion bezieht.

<sup>56</sup> Die Bruttowertschöpfung bestimmt die wirtschaftliche Leistung von einem Unternehmen oder einer Branche. Sie entspricht dem Beitrag vom Unternehmen oder von der Branche zum Bruttoinlandsprodukt. (Rütter+Partner, Ernst Basler+Partner, Fraunhofer ISI, 2013)



Tabelle 16: Bruttowertschöpfung der erneuerbaren Energie Branche 2000 – 2010

Erneuerbare Energie Branche	2000		2010	
	Bruttowertschöpfung (Mio. CHF)	Erneuerbare Energie Bran- che Anteil	Bruttowertschöpfung (Mio. CHF)	Erneuerbare Energie Bran- che Anteil
Direkte Effekte	3'197	0.7 %	4'817	0.9 %
Indirekte Effekte	1'351	0.3 %	3'189	0.6 %
<b>Gesamteffekte</b>	<b>4'548</b>	<b>1 %</b>	<b>8'005</b>	<b>1.5 %</b>

Quelle: Daten aus Rütter+Partner, Ernst Basler+Partner, Fraunhofer ISI (2013)

Die Darstellung der indirekten Effekte dient hauptsächlich dazu zu zeigen, wie die Industrie mit der übrigen Wirtschaft verflochten ist. Die direkte und indirekte Wertschöpfung beträgt zusammen 8 Mrd. CHF (1.5 Prozent des BIP). Im Jahr 2000 betrug die gesamte Bruttowertschöpfung 4.5 Mrd. CHF, rund die Hälfte von heute, aber ihr Beitrag an das BIP war nur ein Drittel tiefer als in 2010 (1 Prozent).

Von der Nachfrage nach Produkten im Bereich erneuerbare Energien profitieren viele Branchen, am stärksten der Dienstleistungssektor (1.7 Mrd. CHF) sowie Unternehmungsdienstleistungen, Banken und Versicherungen und der Grosshandel. In der Industriebranche generieren die Metallherzeugnisse 280 Mio. CHF. Diese Branche beteiligt sich v.a. als Zulieferer für andere Investitionsgüterbranchen, für den Maschinenbau sowie die Elektrotechnik.

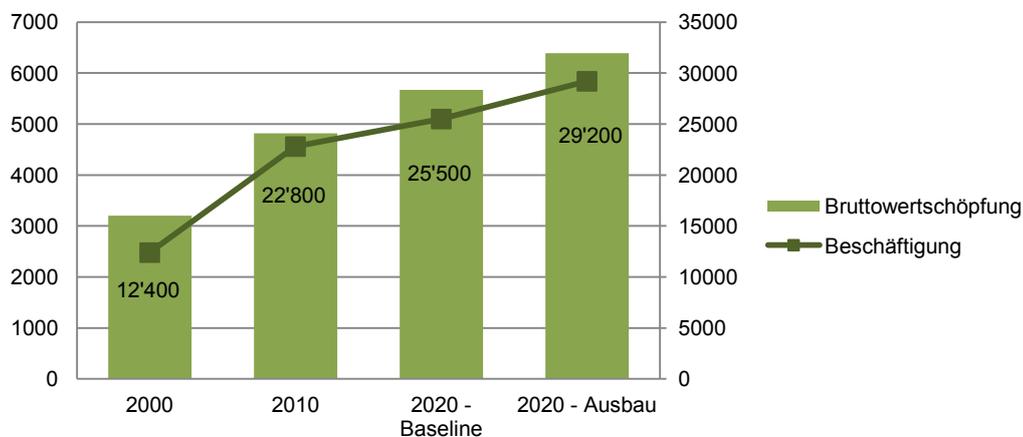
### 7.1.3. Zukünftige Entwicklung

In Zukunft dürfte die Branche weiter wachsen. Je nach Szenario ist der Anstieg der Bruttowertschöpfung und der Beschäftigung mehr oder weniger ausgeprägt. Die Studie definiert zwei mögliche Szenarien: Das *Baseline*-Szenario, das einem „weiter wie bisher (wwb)“-Szenario (5.3.1.3) entspricht und das Ausbauszenario, das von einem Ausbau der bestehenden sowie der Einführung von neuen energiepolitischen Instrumenten ausgeht.

2020 wird ein Anstieg der Wertschöpfung am BIP von 0.4 Prozent (Baseline) bzw. 0.5 Prozent (Ausbau) im Vergleich zu 2010 erwartet. Die Beschäftigung dürfte ebenfalls von 22'800 auf 25'500 bis 29'000 Einheiten steigen. Der prozentuale Anteil der Beschäftigten in der Branche wird sich aber kaum verändern. Vielmehr wird sich die Entwicklung der Branche gegenüber den vergangenen 10 Jahren verlangsamen. Die Entwicklung der Kennzahlen ist in Abbildung 17 dargestellt.



Abbildung 17: 2000 - 2020 Entwicklung von Bruttowertschöpfung (Mio. CHF) und Beschäftigung (Vollzeitäquivalente)



Quelle: Daten aus Rütter+Partner, Ernst Basler+Partner, Fraunhofer ISI (2013, S. 131)

Bis 2020 werden die Ausgaben für die Nutzung der erneuerbaren Energien voraussichtlich jährlich um 2.4 Prozent steigen. Das heisst, dass im Ausbauszenario die Ausgaben gegenüber der Periode 2000-2010 um die Hälfte wachsen werden. Die Bruttowertschöpfung wird vermutlich mit jährlich 2.9 Prozent leicht mehr zunehmen als die Ausgaben. Dies passiert, weil die Exporte einen stärkeren Treiber darstellen als die Produktion für das Inland. Demzufolge ist eine Wohlfahrtssteigerung für die Bevölkerung von 0.4 Prozent pro Jahr zu erwarten. Die Beschäftigung wird um jährlich 2.5 Prozent wachsen, also leicht weniger als die Wertschöpfung. Vom Wachstum am meisten betroffene Sektoren sind die Windkraft, die Biogasanlagen und die Photovoltaik.

#### 7.1.4. Förderkosten

Die erwarteten Kosten der Förderung der erneuerbaren Stromproduktion im Jahr 2020 betragen 240 bis 300 Mio. CHF im Baseline-Szenario und 440 bis 540 Mio. CHF im Ausbauszenario. Im Gegensatz zu 2010 (69 Mio. CHF) werden diese Kosten steigen, obwohl die zukünftigen Zahlen stark vom Marktpreis abhängig und daher unsicher sind. Die Studie ist davon ausgegangen, dass die Entwicklung von der Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern vollständig durch die KEV unterstützt wird. Der Anteil der Förderkosten entspricht im Baseline-Szenario 5 Prozent und im Ausbauszenario 9 Prozent der direkten Wertschöpfung.



## 7.2. Sozioökonomische Effekte der erneuerbaren Energien in europäischen Ländern

Die Kernziele der EU-2020-Strategie streben ein intelligentes, nachhaltiges und integratives Wachstum der erneuerbaren Energien an. Diese Strategie hat bereits die ersten Ergebnisse gezeigt, mit einem Anteil an erneuerbaren Energien von 12 Prozent in 2012 (Europäische Kommission, 2012).

### 7.2.1. Beschäftigung und Umsatz innerhalb der EU

Ein Vergleich der wirtschaftlichen Bedeutung zeigt: Die Schweiz liegt im Spitzenfeld. Dies wird bei einem Vergleich des Anteils der direkten und indirekten Beschäftigten in der erneuerbaren Branche an der Gesamtwirtschaft ersichtlich. Im Jahr 2010 lag die Schweiz mit 1.2 Prozent der Gesamtbeschäftigten an zweiter Stelle der Vergleichsländer<sup>57</sup>, also dreimal so hoch wie der europäische Durchschnitt. Die skandinavischen Länder liegen mit 1.3 Prozent für Dänemark und 1.1 Prozent für Schweden ebenfalls weit vorne. Deutschland und Österreich bleiben etwas unter 1 Prozent. In absoluten Zahlen arbeiten in Deutschland am meisten Leute in der erneuerbaren Energien-Branche: Fast die Hälfte aller Beschäftigten im Bereich Erneuerbare in Europa arbeiten in Deutschland. (Rütter+Partner, Ernst Basler+Partner, Fraunhofer ISI, 2013)

Tabelle 17: Gesamtbeschäftigung im Bereich erneuerbaren Energien (2010)

	Anteil an Gesamtbeschäftigung	Anzahl Beschäftigte
<b>Dänemark</b>	1.3 %	35'100
<b>Schweiz</b>	1.2 %	46'200
<b>Schweden</b>	1.1 %	48'580
<b>Deutschland</b>	0.9 %	403'000
<b>Österreich</b>	0.8 %	33'700
<b>EU 27</b>	0.4 %	863'910

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

Trotz der negativen Entwicklung der vorherigen Jahre ist es dem Energiesektor gelungen, die Arbeitsplätze zu erhalten und sie sogar um 3 Prozent zu erhöhen. Generell registrierten Deutschland, Italien, Grossbritannien, Österreich und die Niederlande eine Zunahme der Beschäftigung zwischen 2010 und 2011. Ein schwaches Wachstum hat Dänemark zu verzeichnen, während in den anderen Ländern (Spanien und Frankreich) die Beschäftigung abgenommen hat. Vor allem im Bereich Photovoltaik wurden wesentliche Rückgänge im Markt festgestellt. (Euroobserver, 2012)

Das Umsatzwachstum spiegelt den Beschäftigungsanstieg in 2011 wider (+3 Prozent) und hat einen Umfang von 137 Mrd. € erreicht. Alle erneuerbaren Energien betrachtet, generiert Deutschland am meisten mit fast einem Drittel des europäischen Umsatzes (37 Mrd. €). Es folgen Italien Frankreich, Grossbritannien, Spanien, Dänemark, Schweden Österreich und die Niederlande. Nach Technologie aufgeteilt sieht die Zuteilung der Beschäftigten in den erneuerbaren Technologien sowie deren Umsatz folgendermassen aus (Tabelle 18, Tabelle 19)

<sup>57</sup> In der Studie sind lediglich Daten für Dänemark, Deutschland, Schweden, Österreich und die Schweiz vorhanden.



Tabelle 18: Beschäftigung und Umsatz nach Technologien – Teil 1 (2011)

	Photovoltaik		Biomasse		Windkraft	
	Beschäftigung	Umsatz (Mio. €)	Beschäftigung	Umsatz (Mio. €)	Beschäftigung	Umsatz (Mio. €)
<b>Dänemark</b>	880	670	4'500	430	25'500	6'975
<b>Deutschland</b>	110'900	16'000	48'300	7'100	101'100	4'350
<b>Frankreich</b>	62'750	3'880	45'500	1'730	20'000	2'090
<b>Grossbritannien</b>	10'000	2'500	5'200	510	17'750	5'100
<b>Italien</b>	55'000	14'800	10'600	1'030	30'000	3'300
<b>Niederlande</b>	2'500	1'100	3'150	310	2'800	920
<b>Österreich</b>	4'200	272	18'850	2'430	3'500	670
<b>Schweden</b>	450	175	25'000	4'500	8'000	1'250
<b>Schweiz<sup>58</sup></b>	5'120	-	-	-	465	-
<b>Spanien</b>	15'000	1'500	14'400	1'400	30'000	3'500
<b>EU</b>	311'930	45'924	274'150	27'498	270'250	32'355

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

#### Photovoltaik

Die Solarbranche ist mit vielfältigen Herausforderungen konfrontiert: Überkapazitäten im Markt, steigende Konkurrenz aus China und rasch sinkende Preise. Von diesen Schwierigkeiten sind v.a. die Hersteller negativ betroffen. Die Anlagebetreiber profitieren hingegen. Gesamthaft ist die Beschäftigung sowie der Umsatz, trotz Schwierigkeiten in 2011, gestiegen. Die grössten Einbussen, sowohl bei den Arbeitsplätzen als auch beim Umsatz, wurden in Spanien festgestellt. Grund dafür sind das Moratorium<sup>59</sup>, das komplexe Anmeldeverfahren und das vergleichsweise tiefe Niveau der Vergütungssätze. Deutschland hat ebenfalls einen negativen Trend, v.a. aufgrund des Preiszerfalls der Photovoltaik-Module, erlebt. Das Land weist jedoch die höchsten Beschäftigungs- und Umsatzzahlen in Europa auf. Sinkende Wettbewerbsfähigkeit zeigt sich insbesondere auch in Frankreich. Trotz neuer installierter Kapazität auf Rekordniveau leidet die Industrie unter einem rückläufigen Markt. Diese Situation ist auf die steigenden Importe zurückzuführen. Betreffend Marktvolumen führen Deutschland (16 Mrd. € Umsatz) und Italien (15 Mrd. € Umsatz). Zusammen machen sie zwei Drittel des ganzen europäischen Umsatzes aus (Tabelle 18, Tabelle 19).

Es ist bemerkenswert, wie stark das Verhältnis Umsatz pro Vollzeitstelle zwischen den Ländern abweicht. In Frankreich ist die Produktivität am tiefsten (62'000 € / Beschäftigten), während sie in Dänemark am höchsten ist (760'000 €). Deutschland liegt unter dem europäischen Durchschnitt (147'000 €) mit 144'000 € Umsatz pro Beschäftigten. (Euroserver, 2012)

#### Biomasse

Aus der Biomasse, hier Holz und Holzabfall, wird sowohl Strom als auch Wärme produziert. Insgesamt werden in Europa 49 Prozent der erneuerbaren Energien durch diese Art Biomasse erzeugt. Folglich ist die Biomasse wirtschaftlich von Bedeutung. Die wichtigsten Märkte befinden sich in Schweden, Deutschland, Finnland, Frankreich, Österreich und Italien (Tabelle 18, Tabelle 19).

<sup>58</sup> Werte von 2010. Eigene Berechnung von der direkten und indirekten Beschäftigung aufgrund von Daten aus: Rütter+Partner, Ernst Basler+Partner, Fraunhofer ISI (2013). Umsatzdaten nicht vorhanden.

<sup>59</sup> Aufhebung des Fördersystems seit Januar 2012 (3.10).



Allgemein hat der Sektor einen Rückgang der Beschäftigung von 2010 auf 2011 erlebt. Dieser spiegelt sich aber nicht im Umsatz wider, der in fast allen Vergleichsländern gestiegen ist. Dies kann mit einer Abnahme der Produktion aufgrund eines milden Winters und mit einer gleichzeitigen Steigerung in den Anwendungsbereichen erklärt werden. In Deutschland hat der Sektor, der allein einen Viertel des europäischen Umsatzes produziert, 2011 12'700 Beschäftigte verloren aber für fast eine Milliarde Euro mehr Umsatz erzielt. In Frankreich war die Dynamik etwa die Gleiche. Trotz einer Abnahme der Anzahl Beschäftigten bleiben diese jedoch über 45'000 Einheiten; das sind fast so viele wie in Deutschland, aber bei einem viermal kleineren Umsatz. (Euroobserver, 2012).

### Windkraft

Die Effekte der Finanzkrise, die Konkurrenz von grossen amerikanischen und asiatischen Herstellern, das Überangebot an Windturbinen und der parallele Wettbewerb von günstigen (subventionierten) Elektrizitätsquellen wie Gas, Kohle oder Atomkraft stellen Herausforderungen für den Windsektor dar. Hinzu kommen in vielen Ländern drastische Förderreduktionen aufgrund von Budgetkürzungen, welche die Marktunsicherheit verstärkt haben. Allerdings wurde in Europa weiter in Windanlagen investiert und der Gesamtbeitrag der Windbranche zum EU BIP hat sich 2011 gegenüber 2010 fast verdoppelt.

Deutschland beschäftigt über einen Drittel der gesamten europäischen Angestellten und befindet sich betreffend Umsatz auf dem dritten Platz hinter Dänemark und Grossbritannien. Im Vergleich zum europäischen Durchschnitt erzielt Deutschland das Anderthalbfache an Umsatz mehr pro Beschäftigten. Grossbritannien bestätigt sich erneut als führend im Offshore-Sektor. Das Land erwartet bis 2021 einen massiven Anstieg der Beschäftigung: Von den aktuellen 17'750 auf 88'300<sup>60</sup>. Die spanischen sozioökonomischen Indikatoren haben sich verschlechtert; das Beschäftigungsniveau konnte wegen des temporären Moratoriums nicht beibehalten werden. Der Umsatz ist gegenüber 2010, v.a. dank der Exporte, nicht gesunken. Frankreich erwartet, ähnlich wie im Photovoltaik-Bereich, ein Wachstum in den kommenden Jahren, das durch Ausschreibungen ausgelöst werden soll. Der italienische Markt hat sich erholt: Die Beschäftigung hat 30'000 Einheiten erreicht und der Umsatz beträgt 3.3 Mrd. €. (Euroobserver, 2012)

---

<sup>60</sup> Schätzung vom Global Wind Energy Council.



Tabelle 19: Beschäftigung und Umsatz nach Technologien – Teil 2 (2011)

	Biogas		Kleine Wasserkraftwerke	
	Beschäftigung	Umsatz (Mio. €)	Beschäftigung	Umsatz (Mio. €)
Dänemark	200	35	<50	<5
Deutschland	52'900	2'280	2'000 <sup>61</sup>	600
Frankreich	2'350	190	2'500	300
Grossbritannien	3'200	575	1'000	150
Italien	4'000	1'500	2'250	600
Niederlande	1'900	100	200	-
Österreich	1'500	60	1'050	500
Schweden	<50	10	1'500 <sup>61</sup>	280
Schweiz <sup>58</sup>	1'861	-	11'171	-
Spanien	2'000	90	1'500	200
EU	70'950	5'175	24'050	3'145

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

### Biogas

Biogas hat 2011 ein grosses Wachstum erlebt, zum Grossteil war dies durch Deutschland getrieben. Die Beschäftigung hat um 35 Prozent (18'450 Einheiten) zugenommen, was relativ gesehen der grössten Zunahme im erneuerbaren Energien Sektor entspricht (Tabelle 19). Drei Viertel der Beschäftigten in der Biogas-Branche arbeiten in Deutschland und produzieren fast die Hälfte des europäischen Umsatzes. Allerdings wird eine neu eingeführte Regulierung, die kleine Anlagen fördert, gemäss dem Deutschen Fachverband Biogas<sup>62</sup> den inländischen sowie ausländischen Sektor voraussichtlich beeinträchtigen. Italien, als zweitwichtigster Akteur, erlebt eine positive Phase: Sowohl die Beschäftigung als auch der Umsatz sind gegenüber 2010 um 50 Prozent gestiegen. Zudem wurde für das Jahr 2013 eine Erhöhung der Tarife vorgesehen und daher ist ein weiterer deutlicher Anstieg zu erwarten.

Im Bereich Biogas ist wieder einen grosser Unterschied bei der Arbeitsproduktivität festzustellen. Österreich, Deutschland, Spanien und die Niederlande benötigen eine grössere Anzahl Beschäftigter als der europäische Durchschnitt, um gleich viel Umsatz zu generieren. (Euroserver, 2012)

### Kleinwasserkraft

Im Bereich Kleinwasserkraft gibt es keine grosse Dynamik. Neue Anlagen sind selten und der Grossteil von den geeigneten Standorten ist bereits genutzt. Der Umsatz wird daher mehrheitlich durch den Betrieb und Unterhalt der Anlagen generiert.

Deutschland und Italien sind die grössten Kleinwasserkraft Produzenten in Europa (Tabelle 19). In beiden Ländern ist die Beschäftigung gestiegen. Zudem konnte Deutschland seine Arbeitsproduktivität gesamthafte erhöhen und platziert sich in dieser Hinsicht, hinter Österreich, auf dem zweiten Platz. (Euroserver, 2012)

<sup>61</sup> Kleine und grosse Wasserkraftwerke.

<sup>62</sup> Information aus: Euroserver (2012)



### 7.3. Strompreise im Zusammenhang mit der Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien

Eine wichtige Komponente des Einflusses der erneuerbaren Energien auf der Wirtschaft ist ihre Auswirkung auf den Strompreis. Einerseits verändert die Einführung von neuen Stromquellen, die zum Teil unregelmässig produzieren, die Marktpreismechanismen. Andererseits belastet die staatliche Quersubventionierung der erneuerbaren Energien verschiedene Gruppen in der Gesellschaft unterschiedlich stark. Interessant ist deshalb zu untersuchen, wie sich die Strompreise in ihren Komponenten in den Vergleichsländern für die Haushalte und für die Industrien unterscheiden.

Die Stromrechnung umfasst drei Komponenten: Energie, Netzgebühren und Steuern sowie sonstige Abgaben. Da die Energiekomponente nur einen Teil der Kosten darstellt, ist die Wirkung des Marktpreises auf die Rechnung weniger sichtbar. Die weiteren Entgelte können bis ca. 50 Prozent der Energierechnung ausmachen. Daraus entsteht eine unterschiedliche Belastung der Stromkosten für die verschiedenen Kundengruppen (Haushalte, Industrie, Gewerbe, usw.) (Europäische Kommission, 2012). Abbildung 18 und Abbildung 19 stellen die Unterschiede bei den Elektrizitätspreisen zwischen Privathaushalten und Industriekunden dar. Auf den ersten Blick ist ersichtlich, dass Industriekunden durchschnittlich weniger pro kWh zahlen und die Zusammensetzung des Gesamtpreises zwischen Haushalten und Industrie stark abweicht.

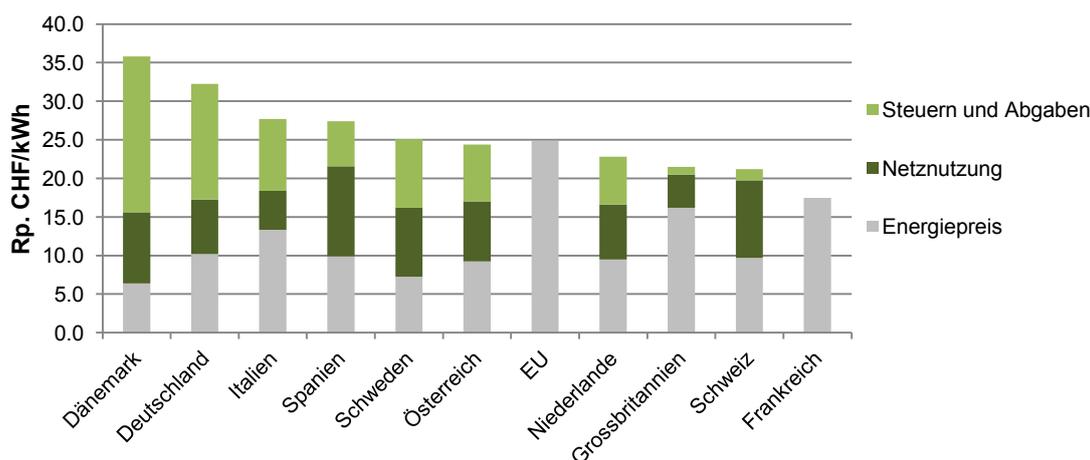


Abbildung 18: Zusammensetzung der Elektrizitätspreise in 2012 (Privathaushalte)<sup>63</sup>

Quelle: Daten aus EUROSTAT (2012) und EICom

Der höchste Preis für die Elektrizität in Europa, 35.8 Rp. CHF/kWh, zahlten in 2012 die Dänen. Mehr als die Hälfte davon machen die diversen Abgaben und Steuern aus. Die Endkonsumentenpreise für Strom in den Vergleichsländern sind in Frankreich am niedrigsten (17.5 Rp. CHF/kWh) und in der Schweiz am zweitniedrigsten (21.2 Rp. CHF/kWh). Ein Franzose zahlt die Hälfte eines Dänen. Der europäische Durchschnitt liegt bei 24.8 Rp. CHF/kWh.

Interessant sind ausserdem die Verhältnisse zwischen den Preiskomponenten. Die Energiepreise schwanken zwischen 6.4 und 16.2 Rp. CHF/kWh. Sie sind in Grossbritannien am höchsten; die Netzgebühren sowie die Abgaben und Steuern sind hier aber am niedrigsten. Das Land wendet gezielt einen speziellen tieferen MwSt.-Satz an und belastet die Endkonsumenten nicht mit weiteren Steuern (Eurostat, 2012). Die Spanier zahlen mit 11.6 Rp. CHF/kWh am meisten für die Netznutzung. Die Schweiz folgt mit 10.1 Rp. CHF/kWh: Mit

<sup>63</sup> Die Preise beinhalten die MWST Wechselkurs: 1.205 CHF/EUR (ESTV, 2013).

Schweiz: Die Preise ergeben sich aus nach Einwohnerzahlen gewichteten Mittelwerten (Haushaltstyp H4 und Industrietyp: C5). Frankreich: Daten zur Zuteilung der Elektrizitätspreise sind nicht vorhanden.



etwa 50 Prozent am Gesamtpreis ist es das Land mit dem höchsten Anteil der Netzgebühren. Steuern und Abgaben variieren stark von Land zu Land. Neben der MwSt., anderen Steuern und Gebühren fallen die Abgaben zu Förderung der erneuerbaren Energie ebenfalls unter dieser Kategorie. Ihr Anteil ist mit einem Anteil von ca. 50 Prozent bedeutend in Dänemark sowie in Deutschland. In der Schweiz und in Grossbritannien ist diese Abgabe verhältnismässig klein.

#### Strompreise für Schweizer Haushalte:

In der Schweiz stellt sich die Stromrechnung aus vier Komponenten zusammen. Stromkosten, Netzentgelte, KEV und Abgaben und Leistungen an die Gemeinwesen. Letztere umfasst u.a. alle Gebühren und Konzessionsabgaben und variiert je nach Gemeinde und Kanton (BFE, 2011). Ein typischer Schweizer Haushalt würde aktuell 47 Prozent der Stromrechnung für die Netznutzungsentgelte, 46 Prozent für den Energiepreis und 7 Prozent für weitere Abgaben ausgeben. Die KEV-Abgabe entspricht lediglich 2 Prozent des Gesamtpreises. Jährlich zahlt ein typischer Haushalt rund 950 CHF für den Strombezug<sup>64</sup>. Zum Vergleich: Ein europäischer Haushalt zahlt im Durchschnitt 1'070 CHF/Jahr.

#### Strompreise für deutsche Haushalte:

Die Strompreise für die Haushalte in Deutschland zählen zu den höchsten in Europa: In Kaufkräfteinheiten<sup>65</sup> sind sie die zweithöchsten. Grund dafür sind die hohen Abgaben. Die EEG-Abgabe betrug 2012 ein Viertel der Strompreise. Die EEG-Abgabe hat 2013 zudem um weitere 47 Prozent zugenommen, was durchschnittlich etwa 60 EUR/Jahr pro Familie ausmacht. Während die Energiepreise sowie die Netzgebühren seit 2007 praktisch konstant geblieben sind, haben sich die weiteren Abgaben, u.a. die EEG-Abgabe, mehr als verdreifacht. Besonders betroffen von den steigenden Preisen sind die Haushalte mit geringerem Einkommen. Demzufolge wird aktuell in Deutschland diskutiert, wie die Kosten der Energiewende gleichberechtigt unter den Konsumenten aufgeteilt werden können. Zurzeit tragen die Haushalte den grössten Anteil davon, während den Industrien sowie Grosskonsumenten wenig zur Kostendeckung beitragen. (IEA, 2013)

Abbildung 19 zeigt wie Industriekunden in Italien mit 24 Rp. CHF/kWh den höchsten Strompreis bezahlen; das ist mehr als das Doppelte von Schweden oder Frankreich (9.4 bzw. 9.5 Rp. CHF/kWh). Der höchste Anteil an Steuern und Abgaben pro verbrauchte kWh hat Deutschland, 6.6 Rp. CHF. Schweden und Spanien favorisieren die Industrien und belasten sie mit sehr niedrigen Abgaben. Abgaben und Steuern bei Grossverbrauchern (0.1 bis 6.6 Rp. CHF/kWh) sind oft aus Gründen der Wettbewerbsfähigkeit tendenziell tiefer als die bei den Haushalten (1 bis 20.2 Rp. CHF/kWh). Die Spannbreite der Netzentgelte ist bei Industriekunden kleiner als bei den Haushalten. Die Werte schwanken zwischen 5.7 Rp. CHF/kWh in Dänemark und 2.7 Rp. CHF/kWh in den Niederlanden.

<sup>64</sup> Jährliches Konsum für einen typischen Haushalt (H4): 4500 kWh. Deshalb 0.212 CHF/kWh \* 4500 kWh/Jahr = 954 CHF/Jahr.

<sup>65</sup> Bei einem Vergleich in Kaufkräfteinheiten lassen sich die unterschiedlichen Preisniveaunterschiede entfernen. Diese Methode eignet sich besonders gut für einen internationalen Vergleich.

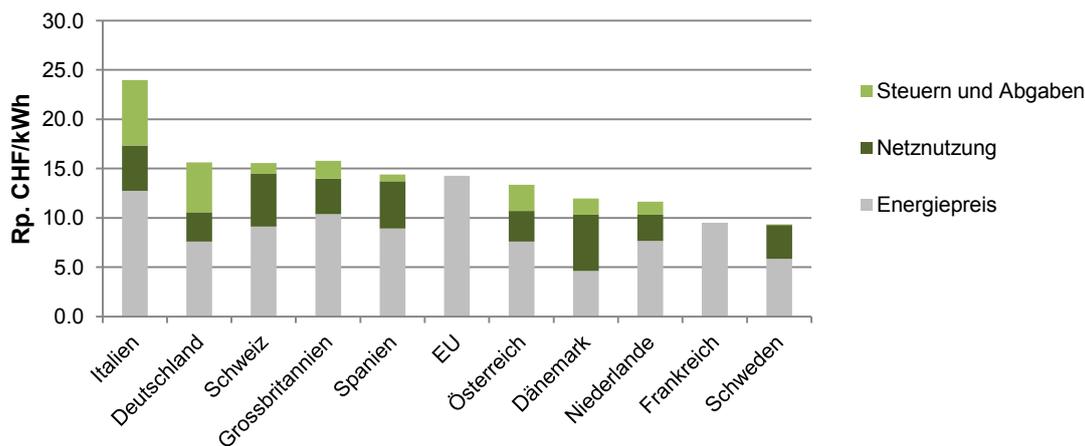


Abbildung 19: Zusammensetzung der Elektrizitätspreise in 2012 (Industriekunden)

Quelle: Daten aus EUROSTAT (2012) und EICom

#### Strompreise für Schweizer Industriekunden:

Der Strompreis für Industriekunden in der Schweiz liegt etwa 10 Prozent über dem europäischen Durchschnitt. Ein Schweizer Industriebetrieb<sup>66</sup> zahlt insgesamt 27 Prozent weniger für ein kWh Strom als ein Haushalt. Dadurch soll die stromintensive Branche im internationalen Wettbewerb nicht benachteiligt werden. Stromintensive Unternehmen mit Elektrizitätskosten von mindestens 5 Prozent ihrer Bruttowertschöpfung können sich künftig den bezahlten Netzzuschlag teilweise bis vollumfänglich zurückerstatten lassen. Bedingungen sind, dass der Rückerstattungsbetrag mindestens 20'000 Franken beträgt und sich das Unternehmen in einer Zielvereinbarung mit dem Bund zur Steigerung der Energieeffizienz verpflichtet. (EnG in Kraft ab dem 1.1.2014, Art. 15b<sup>bis</sup>).

#### Strompreise für deutsche Industriekunden:

Im Bericht *Tiefenprüfung der Energiepolitik in Deutschland* (IEA, 2013) werden als Hauptbedenken die Kostenallokation der EEG genannt. In Deutschland tragen ca. 2'000 Grossverbraucher, die 18 Prozent der Nachfrage ausmachen, wenig zur Energiewende bei, da sie von reduzierten Abgaben profitieren<sup>67</sup>. Zudem werden Grossverbraucher seit 2011 von den Netznutzungsgebühren freigestellt (IEA, 2013). Die EEG-Wirkung muss allerdings im Kontext des ganzen Energiesektors betrachtet werden. Einerseits belasten die steigenden Systemkosten übermässig die niedrige Einkommensschicht, andererseits sind die Grosskonsumenten von Abgaben abgeschirmt. Gleichzeitig profitieren sie von den sinkenden Strompreisen, die durch die Verbreitung der erneuerbaren Energien ausgelöst wurden. Die Autoren der IEA Studie (2013) sind deshalb der Meinung, dass Kosten und Nutzen der Energiewende fair und transparent verteilt werden sollen.

## 7.4. Ausblick

Der Ausbau der Erneuerbaren-Branche hat positive direkte wirtschaftliche Effekte. Durch Investitionen in neue Anlagen sowie in deren Betrieb und Unterhalt entstehen neue Arbeitsplätze in diesem Bereich. Demgegenüber können durch die Verdrängung konventioneller Stromproduktionstechnologien und höhere Endkundenpreise Arbeitsplätze in anderen Bran-

<sup>66</sup> Verbrauchskategorie C5.

<sup>67</sup> Wenn der jährliche Konsum 10 GWh übersteigt, zahlt das Unternehmen eine reduzierte Abgabe (0.05 EUR/kWh) auf 90 % des konsumierten Stroms und die normale Abgabe auf den restlichen 10 %. Bei einem jährlichen Konsum von mehr als 100 GWh und höheren Elektrizitätskosten als 20 % der Gesamtkosten beträgt die Abgabe 0.05 EUR/kWh auf dem gesamten Strom.



chen verschwinden. Die Hersteller oder Betreiber stützen sich dabei auf weitere Zulieferer, die indirekt von der Erneuerbaren-Branche profitieren. Gleichzeitig bedeutet ein Ausbau der erneuerbaren Energien, dass Investitionen in die erneuerbaren Ressourcen diejenigen in die traditionellen Quellen ersetzen. Somit erfolgt eine Substitution vom grauen zum grünen Sektor.

Höhere Energiepreise bei gleichbleibenden Budgets beeinträchtigen die Kaufkraft sowohl der Haushalte als auch der Unternehmen. Die neu entstandenen Exportchancen sowie die Substitution der Importe durch im Inland hergestellte Güter haben positive volkswirtschaftliche Auswirkungen. Schlussendlich hängen diese aber von der Entwicklung des internationalen Handels ab (Rütter+Partner, Ernst Basler+Partner, Fraunhofer ISI, 2013).

Ein neuer Sektor im Markt bedeutet, dass sich das Marktgleichgewicht verschiebt und durch die ausgelösten Veränderungen Gewinner und Verlierer entstehen. Rein monetär hat wahrscheinlich die konventionelle Energiebranche am meisten zu verlieren, aber es ist wichtig, die positiven Auswirkungen der Energiewende auf das Klima, die Gesundheit und die Versorgungssicherheit mit einzubeziehen. Heute sind beispielsweise die externen Kosten der Treibhausgase nicht vollständig in den Strom- und Wärmepreisen inbegriffen, was die Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Energien schmälert. Die Integration dieser Kosten ist somit neben der Beschäftigung und dem BIP ein wichtiger Faktor für die Wohlfahrt der Bevölkerung.

Betreffend Strompreise ist langfristig zu erwarten, dass diese steigen werden, obwohl dieses Phänomen in Europa derzeit noch nicht sichtbar ist. Dazu tragen teilweise die erneuerbaren Energien bei (IEA, 2013). Die Kostenkomponenten auf der Stromrechnung unterscheiden sich von zu Land zu Land. Das gleiche gilt für die unterschiedliche Belastung der Konsumentengruppen. Wer und in welchem Umfang finanziell zur Förderung der erneuerbaren Energien beiträgt, ist primär eine politische, gesellschaftliche und wirtschaftliche Entscheidung der einzelnen Regierungen.



## 8. Künftige Entwicklung des Fördersystems in der Schweiz

Der vorliegende Bericht hat einen Überblick über die Wirkung verschiedener Systeme zur Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien in ausgewählten Ländern Europas gegeben. Er hat aufgezeigt, wie sich die Fördersysteme auf die Energiewirtschaft, die Stromnetze und auf die Nachhaltigkeit auswirken und auch die volkswirtschaftlichen Auswirkungen beleuchtet. Die Erkenntnisse aus diesem Bericht werden für die Ausgestaltung künftiger Anpassungen des Förderersystems für die Produktion vom Strom aus erneuerbaren Energien in der Schweiz berücksichtigt.

Ein Ausbau der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien bringt gewisse Kosten mit sich, unabhängig vom gewählten Fördersystem. Solange solche Anlagen nicht marktreif sind und höhere Gestehungskosten aufweisen als konventionelle fossile oder nukleare Technologien, werden sie vom Markt nicht spontan angeboten. Ein externer Eingriff in den Markt ist deshalb nach wie vor grundsätzlich notwendig. Dabei ist festzuhalten, dass konventionelle Technologien ähnlich teuer wie die erneuerbaren Energiequellen wären, wenn die externen Kosten und alle Subventionsformen der Vergangenheit und Gegenwart in ihrem Preis inbegriffen wären. Eine Beurteilung der Sinnhaftigkeit der Förderung der erneuerbaren Stromproduktion sollte daher immer gesamtheitlich angegangen werden.

Derzeit herrscht ein Überangebot auf dem europäischen Strommarkt: Die Elektrizität in Europa, aber auch in der Schweiz, wird zu sehr niedrigen Preisen gehandelt. Grund dafür sind der zu tiefe Preis für CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate, der Nachfragerückgang aufgrund der Wirtschaftskrise sowie die Subventionierung von erneuerbaren Energien. Infolgedessen herrscht im Markt ein ungünstiges Umfeld für neue Investitionen. Unter diesen Rahmenbedingungen wird der Ausbau von erneuerbaren Energien so erschwert, das selbst bisher konkurrenzfähige Stromproduktionsformen wie die Grosswasserkraft nicht mehr rentabel zu sein scheinen.

Im Bereich der Förderung erneuerbarer Energien reagiert die europäische Kommission auf diese Situation mit neuen Empfehlungen für die Weiterentwicklung der Fördermodelle: So sollen die heute verwendeten Förderinstrumente durch marktorientierte, flexible und harmonisierte Instrumente ersetzt bzw. angepasst werden. Favorisiert werden dabei möglichst marktnahe Bonusmodelle mit einer maximalen Vergütungsdauer von 15 Jahren und/oder Ausschreibemodelle. Zudem wird Wert auf langfristige rechtliche Verbindlichkeit der Fördermodelle für die Gewährleistung der Investitionsplanung und -sicherheit gelegt.

In der Schweiz bildet die KEV ein effektives Förderinstrument, das den Anlagebetreibern höchste Investitionssicherheit garantiert. Diese vermag den Bau von neuen Anlagen schneller voranzubringen, als ursprünglich geplant (Interface Politikstudien Forschung Beratung, Ernst Basler+Partner AG, Université de Genève, 2012). Die sicheren Rahmenbedingungen für Investoren werden allerdings vom Gesamtkostendeckel und der daraus resultierenden, langen Warteliste sowie von den häufigen Anpassungen des Systems geschmälert.

Die Energiestrategie 2050 sieht deshalb vor, das Fördersystem in einer ersten Etappe beizubehalten und zu optimieren und in einer zweiten Etappe durch ein Lenkungssystem abzulösen. Die Einspeisevergütung soll sich künftig mehr am Markt orientieren und effizienter werden. Grundsätzlich soll die Vergütung nicht mehr kostendeckend, sondern kostenorientiert sein, so dass Anlagenbetreiber einen Teil des Risikos beim Absatz vom Strom selber tragen müssen. Dabei soll die Direktvermarktung für gewisse Anlagen obligatorisch werden und den Anlagebetreibern Anreize bieten, Energie bedarfsgerechter ins Stromnetz einzuspeisen. Zudem sollen die Vergütungssätze für gewisse Anlagentypen oder Technologien



durch Auktionen bestimmt werden. Ferner werden seit 1.1.2014 kleine Photovoltaik-Anlagen nur noch mit einmaligen Investitionshilfen gefördert, die max. 30 Prozent der Investitionskosten decken. Auch für Erweiterungen und Erneuerungen von Wasserkraftanlagen und für Biomasse-Anlagen sind künftig Einmalbeiträge vorgesehen, die nicht mehr kostendeckend sind und die kommenden Generationen nicht langfristig belasten. Damit soll es mit weniger Mitteln möglich werden, Anlagen zu finanzieren, die ohne Förderung knapp unter der Rentabilitätsgrenze bleiben würden. In einer späteren Phase (ab 2021) soll das Fördersystem für die erneuerbare Stromproduktion dann gänzlich durch Lenkungsmechanismen abgelöst werden.

Optimistisch stimmt, dass sich die Photovoltaik und die Windkraft aus kostensicht dank technischem Fortschritt den konventionellen Technologien im Markt angenähert haben (Fraunhofer ISE, 2013). Falls sich dieser Trend ungebremst fortsetzt, würde sich ein staatlicher Eingriff in Form einer Förderung oder Lenkung dereinst erübrigen. Andere erneuerbare Technologien hingegen werden aber auch auf lange Zeit hinaus nicht alleine im Markt überleben können.

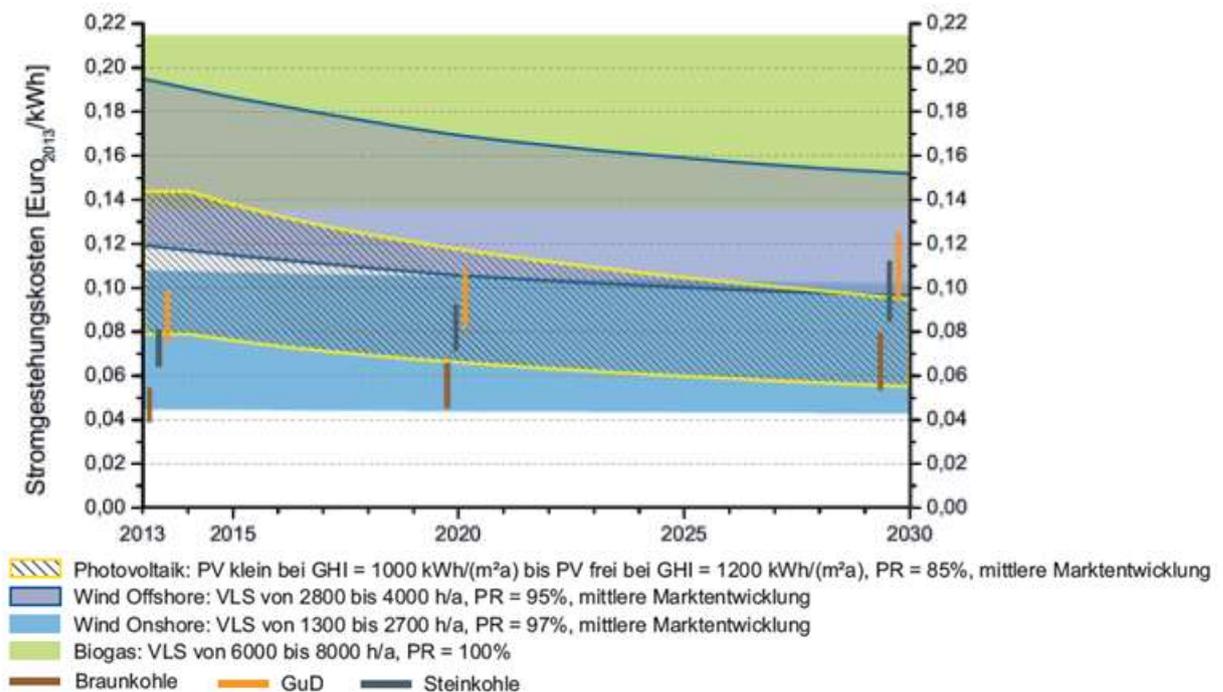


Abbildung 20: Lernkurve der Gestehungskosten in Deutschland

Quelle: Fraunhofer ISE (2013)



## 9. Literaturverzeichnis

- AEE (Agentur für Erneuerbare Energie und Energieeffizienz). (2012). *Die Energiewende kommt. Und alle machen mit.*
- Akademien der Wissenschaft Schweiz. (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 Energierichts) und zur Volksinitiative «Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstiegsinitiative)»* .
- BFE. (2012). *Enerigestrategie 2050 - Bericht des Teilprojekts Enerigenetze und Ausbaurkosten.*
- BFE. (2012). *Enerigestrategie 2050- Bericht des Teilprojekts Enerigenetze und Ausbaurkosten.*
- 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](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](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](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 Innovationsbedarf 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&usq=AFQjCNG5XqCEPo2BJba\\_Vn3bmzRDrCqLxQ&bvm=ESTV](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&usq=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-arter 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](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](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 ActionPplan 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 Swedisch - 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. *Enerige-Spiegel* .
- Perrotti, D. (2011). Special Session: The impacts of the green energy policies on the tranformational 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 tranformational 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 tranformational processes within the context of the contemporary rural landscape. The Italian national and regional context. *Science for environment conference*. Denmark (Aarhus).
- Perrotti, D., Frovolá, M., Pérez, B., & Herrero, D. (2011). Special Session: The impacts of the green energy policies on the tranformational 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](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](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.