



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und
Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Dienst Audit und Evaluation

**Interface Interface Politikstudien Forschung Beratung / Ernst Basler + Partner AG /
Université de Genève**

Juli 2012

Evaluation der kostendeckenden Einspeise- vergütung (KEV)

**Auftraggeber**

Bundesamt für Energie BFE, 3003 Bern

Auftragnehmende

Interface Politikstudien Forschung Beratung, Seidenhofstrasse 12, 6003 Luzern

Ernst Basler + Partner AG, Zollikerstrasse 65, 8702 Zollikon

Université de Genève, Département de science politique et relations internationales, 40 boulevard du Pont d'Arve 40, 1211 Genève 4.

Autoren und Autorinnen

Dr. Stefan Rieder, Interface Politikstudien Forschung Beratung (Projektleitung)

Dr. Katrin Bernath, Ernst Basler + Partner AG (stv. Projektleitung)

David Walker, Interface Politikstudien Forschung Beratung

Unter Mitwirkung von Denise Fussen, Roberto Bianchetti (Ernst Basler + Partner AG);

Prof. Dr. Frédéric Varone, Lisa Marx (Université de Genève);

Christoph Bader (Interface Politikstudien Forschung Beratung)

Begleitgruppe

Kurt Bisang, Bundesamt für Energie BFE (Vorsitz)

Véronique Merckx, Bundesamt für Energie BFE (bis April 2011)

Sophie Perrin, Bundesamt für Energie BFE

Regula Petersen, Bundesamt für Energie BFE

Beat Goldstein, Bundesamt für Energie BFE

Kurt Wiederkehr (VSE)

Stefan Muster (Kanton Zürich)

Urs Meister (Avenir Suisse)

Cornelia Brandes (naturmade.ch)

Bezug

Als Download (kostenfrei) unter:

http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/index.html?lang=de&dossier_id=05417

BFE > Themen > Energiepolitik > Evaluationen > Evaluationen 2012

Diese Studie wurde im Rahmen der Evaluationen des Bundesamts für Energie BFE erstellt.

Für den Inhalt ist allein der/die Studiennehmer/in verantwortlich.

Département fédéral de l'environnement, des transports,
de l'énergie et de la communication DETEC

Office fédéral de l'énergie OFEN

Audit et évaluations

Mühlestrasse 4, 3063 Ittigen,

adresse postale: 3003 Berne

Tél. +41 31 323 31 51, Fax +41 31 323 25 00

sophie.perrin@bfe.admin.ch

www.bfe.admin.ch

Vertrieb: BFE



Vorwort

Im Jahr 2007 wurde die Schweizer Energiepolitik, gestützt auf ein vier-Säulenprogramm, neu definiert. Einen Schwerpunkt sollte der Zubau der erneuerbaren Energien bilden. Seit 2009 wird die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien mit der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) gefördert. Bereits wenige Monaten nach der Einführung der KEV im Jahr 2009 waren so viele Anlagen für das Förderinstrument angemeldet, dass das System an seine Grenzen stiess: Die gesetzlich festgelegten Kostengrenzen waren erreicht, der Gesamtkostendeckel ausgeschöpft. Anlagen wurden auf Wartelisten gesetzt.

Die vorliegende Studie legt Erkenntnisse aus drei Jahren operativer Erfahrung mit dem derzeit zentralen Förderinstrument der erneuerbaren Energien in der Schweiz dar. Auch wenn der Auftrag für diese Studie vor den dramatischen Ereignissen in Fukushima und der darauffolgenden Neuausrichtung der Energiepolitik durch den Bundesrat und die eidgenössischen Räte erfolgte, wurde der neuen Situation in der Evaluation Rechnung getragen. Mit dem Beschluss zum schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie im April 2011 haben die erneuerbaren Energien weiter an Bedeutung gewonnen. Die Potenziale der Stromproduktion aus den neuen erneuerbaren Energieträgern (Photovoltaik, Kleinwasserkraftwerke, Windenergie, Geothermie, Biomasse und Abfälle aus Biomasse) müssen optimal genutzt werden.

Die Evaluation stellt der KEV insgesamt ein gutes Zeugnis aus: Die KEV funktioniert und habe Wesentliches erreicht. Die Ausbauziele für Strom aus erneuerbaren Energien können nach dem gültigen Energiegesetz erreicht werden. Gemäss der Studie haben sich die involvierten Akteure als „sehr lernfähig erwiesen“, auf Mängel hätten sie „rasch und effektiv reagiert“. Nichtsdestotrotz existiert weiterhin Verbesserungspotential.

Auf strategischer Ebene formuliert die Evaluation drei Empfehlungen: Es sei ein Ausstiegszeitpunkt und ein KEV-spezifisches Produktionsziel festzulegen, das Förderinstrument sei nicht zu wechseln aber der Deckel für die Photovoltaik sei beizubehalten. Es ist Sache der Politik, hierzu in den nächsten beiden Jahren die weiteren Entscheidungen und Weichen zu stellen. Aus Sicht des BFE halten wir fest, dass wir die Empfehlungen grundsätzlich plausibel finden. Die Produktionsziele sollen noch spezifischer festgelegt werden. Bei den Förderinstrumenten halten wir es aber gegenwärtig aufgrund der Neuausrichtung der Energiepolitik für angebracht, andere, ergänzende Förderinstrumente ebenfalls zur Diskussion zu stellen. Dabei gehen wir mit der Evaluation einig, dass die grösste Herausforderung bei der Photovoltaik liegen wird.

Die Evaluatoren und Evaluatorinnen formulieren rund zwanzig operative Empfehlungen zur Konzeption und zum Vollzug, wovon sich der grösste Teil der Empfehlungen an das BFE richtet. Wir gehen mit den Folgerungen und den Empfehlungen weitgehend einig – auch oder gerade dort, wo unsere eigene Rolle kritisch zur Diskussion gestellt wird. Die angesprochenen Probleme werden in den laufenden Erlassänderungen mit Bezug auf die KEV bereits geprüft und sollen optimiert werden. Zum Teil ziehen wir aber auch andere Schlussfolgerungen als die Evaluation, wie die optimale Lösung für die Zukunft aussehen könnte. Andere Empfehlungen unterstützen wir vorbehaltlos, etwa was die Optimierung von Konzeption und Berechnung der Vergütung, die Verbesserung der Datengrundlagen oder die Optimierung von Information, Beratung und des Controllings betrifft.

Die vorliegende Studie liefert eine Momentaufnahme der Situation um die KEV zu einem Zeitpunkt intensivster Diskussion um energiepolitische Instrumente zur Förderung von erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz. Insofern liegt der Bericht zu einem guten Zeitpunkt vor – gleichzeitig wird er aber auch bald überholt sein.

Daniel Büchel, Bundesamt für Energie, Leiter Abteilung Erneuerbare Energien und Energieeffizienz





Evaluation der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV)

Schlussbericht zuhanden des Bundesamts für Energie BFE

Luzern/Zürich, den 4. Juli 2012

Dr. Stefan Rieder (Projektleitung, Interface)
rieder@interface-politikstudien.ch

Dr. Katrin Bernath (stv. Projektleitung, EBP)
katrin.bernath@ebp.ch

David Walker (Interface)
walker@interface-politikstudien.ch

Unter Mitwirkung von Denise Fussen, Roberto Bianchetti (beide EBP);
Prof. Dr. Frédéric Varone, Lisa Marx (beide Université de Genève);
Christoph Bader (Interface)

INHALTSVERZEICHNIS

ZUSAMMENFASSUNG	5
RESUMÉ	9
I EINLEITUNG	13
1.1 Zielsetzung der Evaluation	13
1.2 Evaluationsgegenstand und Fragestellung	14
1.3 Organisation der Evaluation	16
1.4 Vorgehen	16
1.5 Aufbau des Berichtes und Dank	17
2 BEWERTUNG DER KONZEPTION DER KEV	19
2.1 Die Entwicklung der KEV	19
2.2 Beschreibung der Konzeption	25
2.3 Theoretische Beurteilung der Konzeption	29
2.4 Beurteilung der Konzeption aus Sicht der Interviewten	32
2.5 Vorläufige Bewertung der Konzeption	34
3 BEURTEILUNG DES VOLLZUGS IM ENGEREN SINNE	39
3.1 Akteure und Organisationsstruktur	39
3.2 Anmeldeverfahren	43
3.3 Informationsfluss	49
3.4 Vergütungssätze und weitere damit verbundene Bestimmungen	52
3.5 Finanzflüsse	55
3.6 Information und Beratung	58
3.7 Bewertung des Vollzugs aus Sicht der Gesuchstellenden	59
3.8 Kosten des Vollzugs	64
3.9 Varianten für Verbesserungsvorschläge des Bewilligungsverfahrens	68
4 BEWERTUNG DES VOLLZUGS IM WEITEREN SINNE	77
4.1 Beschreibung des Vollzugs im weiteren Sinne	78
4.2 Veränderungen infolge der KEV	81
4.3 Bewertung und Verbesserungsvorschläge	84
5 ANALYSE DER OUTPUTS	87
5.1 Datengrundlagen	87
5.2 Anmeldungen total und nach Status	89
5.3 Anmeldungen nach Technologie	90
5.4 Entwicklung über die Zeit	93
5.5 Verteilung nach Kantonen	95

5.6	Leistungsklassen und Anlagentypen	98
5.7	Weitere in der HKN-Datenbank erfasste Anlagen	101
5.8	Fazit zu den Outputs	102
6	WIRKUNGEN DER KEV (IMPACTS)	105
6.1	Direkte Wirkungen der KEV	105
6.2	Nebeneffekte	115
7	WIRTSCHAFTLICHKEIT	119
7.1	Vorgehen und Grundlagen zur Berechnung der Gestehungskosten	120
7.2	Photovoltaik	122
7.3	Windenergie	127
7.4	Kleinwasserkraft	130
7.5	Biomasse	134
7.6	Fazit zur Wirtschaftlichkeit	141
8	BEURTEILUNG DER OUTCOMES	147
8.1	Zusätzliche Stromproduktion	147
8.2	Förderkosten und Fonds der Stiftung KEV	151
8.3	Effizienz und Wirkung der KEV	154
8.4	Fazit zu den Outcomes	156
9	DIE KEV IM VERGLEICH MIT ANDEREN FÖRDERMODELLEN	159
9.1	Beschreibung der Instrumente Quotenmodell in Verbindung mit einem Zertifikatshandel und Ausschreibungen	159
9.2	Vergleich der drei Instrumente	160
9.3	Fazit zum Vergleich der drei Instrumente	163
10	GESAMTERGEBNIS	165
10.1	Bewertung der einzelnen Evaluationsgegenstände	165
10.2	Gesamtbeurteilung	170
10.3	Ausblick und offene Fragen	171
11	EMPFEHLUNGEN	173
11.1	Strategische Empfehlungen	173
11.2	Operative Empfehlungen	174
	ANHANG	179
	IMPRESSUM	197

ZUSAMMENFASSUNG

Ausgangslage und Zielsetzung

Im März 2007 hat das Parlament die Einführung einer kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) für Strom aus erneuerbaren Energien beschlossen. Ziel gemäss Energiegesetz ist eine jährliche Mehrproduktion von 5'400 GWh Elektrizität aus erneuerbaren Energien bis 2030 gegenüber dem Stand im Jahr 2000. Im Zentrum steht die Förderung der Stromproduktion mittels der KEV bei der Wasserkraft (bis 10 MW Leistung), Photovoltaik, Windenergie, Geothermie, Biomasse sowie aus Abfällen aus Biomasse. Die KEV garantiert den Betreibern dieser Anlagen einen kostendeckenden Preis für den während der Vergütungsdauer von 20 bis 25 Jahren eingespeisten Strom. Die Vergütungssätze pro Technologie werden vom Bundesrat in der Energieverordnung festgelegt. Die KEV wird finanziert durch einen Zuschlag auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze von maximal 0.6 Rappen (bzw. ab 2013 0.9 Rp.) pro Kilowattstunde, der durch die Swissgrid AG erhoben wird.

Das Bundesamt für Energie (BFE) hat die KEV nach etwas mehr als drei Jahren Laufzeit einer Evaluation unterzogen. Gemäss Pflichtenheft galt es, zwei Zielsetzungen zu erreichen: Erstens die Konzeption, Umsetzung, Wirkung und Zielerreichung der KEV zu beurteilen sowie zweitens Empfehlungen zur Verbesserung der KEV zu formulieren.

Die Evaluation wurde von der Arbeitsgemeinschaft Interface Politikstudien Forschung Beratung, Ernst Basler + Partner sowie Universität Genf durchgeführt und von einer Begleitgruppe unterstützt.

Vergleichsebenen und Methoden

Methodisch stützt sich die Evaluation auf die Analyse von Dokumenten, Literatur und Berechnungsgrundlagen, Auswertungen der Anmeldedatenbank der KEV, Interviews mit insgesamt 28 Personen sowie auf eine Online-Befragung sämtlicher Gesuchstellenden ab (Rücklauf 43%, 5'311 auswertbare Fragebogen).

Bewertung der Konzeption

Die Konzeption der KEV ist klar und konsistent formuliert, die Intentionen des Gesetzgebers wurden umgesetzt. Es sind vor allem die politischen Vorgaben, die dazu führten, dass die Konzeption aus theoretischer Sicht Mängel aufweist. Diese betreffen die komplizierte Deckelbewirtschaftung, die komplexe Vollzugsstruktur und das Fehlen einer einzigen Ansprechstelle für Gesuchstellende. Daneben enthält die Konzeption keine Angaben über Information und Beratung sowie das Controlling.

Bewertung des Vollzugs im engeren Sinne

Der Vollzug im engeren Sinne umfasst alle Akteure, die eine operative Aufgabe bei der Abwicklung der KEV übernehmen (BFE, Swissgrid AG, Bilanzgruppe Erneuerbare Energien BG-EE, Energieversorgungsunternehmen sowie ElCom). Die *Organisationsstruktur* ist komplex, aber nachvollziehbar. Die Kompetenzen und die Aufgabenteilung zwischen den Vollzugsakteuren sind entweder vertraglich geregelt oder lassen sich aus den Ausführungen der rechtlichen Grundlagen ableiten. Der *Informationsfluss* zwi-

schen den Akteuren funktioniert. Hingegen ist die Zahl der Akteure zu hoch, wodurch zu viele Interdependenzen entstehen. Dies zeigt sich insbesondere im *Anmeldeverfahren*, das auf Grund der gesetzlichen Bestimmungen zur Deckelbewirtschaftung kompliziert ausgestaltet ist. Der Anteil *Vollzugskosten* an der gesamten Fördersumme ist mit 11 Prozent im Jahre 2009 hoch, im Jahr 2010 aber auf 7 Prozent gesunken und beträgt 5,2 Millionen Franken. Eine weitere Reduktion ist anzustreben. Die *Vergütungssätze* sind nachvollziehbar und flexibel ausgestaltet. Das Gleiche gilt für die *Finanzflüsse* zwischen den Akteuren. Allerdings fehlt eine Kontrolle der Finanzflüsse, sie ist in der Konzeption auch nicht vorgesehen. Die *Information und Beratung* der Gesuchstellenden erfolgt gegenwärtig ohne eine konzeptionelle Grundlage von den verschiedenen Vollzugsakteuren eigenständig und ad hoc.

Bewertung des Vollzugs im weiteren Sinne

Beim Vollzug im weiteren Sinne sind neben den genannten Akteuren zusätzlich die Kantone betroffen, welche für die Baubewilligungsverfahren respektive die Erteilung von Konzessionen für Anlagen zuständig sind. Die KEV beeinflusst die kantonalen Verfahren bisher kaum. Wohl gibt es einen Druck im Hinblick auf die rasche Abwicklung der Verfahren. Diese können aber primär durch die Vorkehrungen von Gesuchstellenden und Bewilligungsbehörden beschleunigt werden, ohne dass materielle Veränderungen an Gesetzen notwendig sind und ohne dass Umweltstandards verletzt werden müssen.

Bewertung der Outputs

Von den total 15'455 angemeldeten Anlagen im Juli 2011 sind rund 6 Prozent (922 Gesuche) abgelehnte oder aus anderen Gründen obsolekte Anmeldungen. Würden alle der 14'533 relevanten Anlagen gebaut, würde eine Produktion von rund 7 TWh pro Jahr resultieren. Beim überwiegenden Teil der Anlagen (85%) handelt es sich um Photovoltaikanlagen, die gemessen an der erwarteten Jahresproduktion aber nur 4 Prozent vom Total ausmachen. 66 Prozent der Anlagen befinden sich auf der Warteliste.

Bewertung der Programmwirkungen (Impacts)

Die KEV ist wirksam im intendierten Sinne. Sie vermag den Bau von neuen Anlagen auszulösen, die Erneuerung und Erweiterung von bestehenden Anlagen wirksam zu fördern und den Bau von geplanten Anlagen rascher voranzubringen als ursprünglich geplant. Allerdings sind nicht alle eingesetzten Mittel auch tatsächlich wirksam. Bei 26 bis 33 Prozent der Gesuchstellenden handelt es sich um Mitnehmende. Im Vergleich mit früheren Förderprogrammen im Bereich der erneuerbaren Energien ist dieser Wert gut.

Bewertung der Wirtschaftlichkeit der Anlagen

Die Wirtschaftlichkeit der geförderten Anlagen ist durch das Verhältnis zwischen Gestehungskosten und Vergütungssätzen bestimmt. Die Spannbreite bei den Gestehungskosten ist enorm. Bei jeder Technologie lassen sich rentable und nicht rentable Anlagen finden. Entscheidend sind die jeweils spezifischen Standortfaktoren. Das Verfahren zur Berechnung und Überprüfung der Vergütung ist theoretisch richtig angelegt. In der Praxis scheitert es teilweise an der Verfügbarkeit und Qualität von Daten. Eine Verbesserung der Verfahren, eine dauerhafte Überwachung der Vergütung und eine permanente (mitunter auch kurzfristige) Anpassung an die Marktentwicklung sind angezeigt.

Bewertung der Outcomes

Das Ziel zur Erhöhung der jährlichen Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien um 5'400 GWh kann mit der heutigen Ausgestaltung der KEV erreicht werden. Mit den aktuellen Gestehungskosten und einem Zuschlag von 0.9 Rp./kWh ist das Ziel nur mit einem Deckel bei der Photovoltaik erreichbar. 2010 wurde der Strom aus KEV-Anlagen zu insgesamt 103 Millionen Franken vergütet, davon sind 69 Millionen Franken *Fördermittel*, der Rest ist über den Marktpreis gedeckt. Mit diesen Beiträgen wurden 2010 505 GWh Strom produziert (51% Kleinwasserkraft, 42% Biomasse, Rest übrige Technologien). Unter Berücksichtigung der Vollzugskosten und des Mitnahmeeffekts kostete eine Kilowattstunde bei der Kleinwasserkraft 13.5 Rappen, bei Windenergieanlagen 16 Rappen, bei der Biomasse 18.5 Rappen und bei der Photovoltaik 77 Rappen.

Gesamtbewertung

Die KEV hat Wesentliches erreicht: Es ist gelungen, den politischen Willen des Gesetzgebers angemessen umzusetzen und zwar mittels einer mehrheitlich konsistenten Konzeption. Nach drei Jahren Umsetzung kann auf einen funktionierenden Vollzug zurückgeblückt werden, der eine hohe Wirkung entfaltet. Die Wirkung ist so hoch, dass die Ausbauziele für Strom aus erneuerbaren Energien nach dem Energiegesetz unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen mit der KEV erreicht werden können. Die Akteure im System der KEV haben sich als sehr lernfähig erwiesen, auf Mängel wurde rasch und effektiv reagiert.

Die KEV weist folgende Schwächen auf: Der Vollzug ist sehr kompliziert und führt zu hohen Vollzugskosten. Dies schlägt sich negativ auf die Zufriedenheit der Gesuchstellenden nieder. Die Aktualisierung der Berechnung der Vergütung ist aufwendig und kann nicht immer auf eine zufriedenstellende Datenbasis abstützen. Es fehlen bisher eine koordinierte Information und Beratung als auch ein systematisches Controlling.

Empfehlungen

Die Evaluation formuliert drei strategische Empfehlungen:

1. Es sind ein Ausstiegszeitpunkt und ein KEV-spezifisches Produktionsziel festzulegen.
2. Ein Wechsel des Förderinstrumentes ist momentan nicht sinnvoll.
3. Der Deckel für die Photovoltaik ist beizubehalten.

Die fünf operativen Empfehlungen betreffen vor allem Teilaspekte der Konzeption und des Vollzugs:

4. Die Konzeption ist zu optimieren.
5. Das Konzept zur Berechnung der Vergütung ist anzupassen.
6. Die Datengrundlagen für die Überprüfung der Vergütung sind zu verbessern.
7. Der Vollzug im engeren Sinn ist zu optimieren.
8. Der Vollzug mit den Kantonen ist zu optimieren.

RESUMÉ

Situation de départ et objectifs

En mars 2007, le Parlement a décidé l'introduction d'une rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC) pour l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables. Selon la loi sur l'approvisionnement en électricité, l'objectif est de produire 5'400 GWh d'électricité supplémentaires par rapport à l'année 2000 à partir de sources d'énergies renouvelables, d'ici à 2030. L'idée centrale est de promouvoir la production d'électricité au moyen de la RPC pour la force hydraulique (jusqu'à 10 MW), le photovoltaïque, l'énergie éolienne, la géothermie, la biomasse et les déchets qui en proviennent. La RPC garantit à tous les exploitants de ces installations un prix couvrant les coûts durant une durée de rétribution de 20 à 25 ans. Les tarifs de rétribution sont fixés selon la technologie choisie par le Conseil fédéral dans le cadre de l'ordonnance sur l'énergie. La RPC est financée par un supplément sur les coûts de transmission des réseaux à haute tension de 0,6 centimes au maximum (et à partir de 2013, de 0.9 centimes) par kilowattheure, perçu par Swissgrid SA.

L'Office fédéral de l'énergie (OFEN) a soumis la RPC à une évaluation après un peu plus de trois années d'application. Selon le cahier des charges, il s'agissait d'atteindre deux objectifs : premièrement, de juger la conception, la mise en œuvre et l'efficacité de la RPC mais aussi d'examiner dans quelle mesure ses objectifs ont été atteints et, deuxièmement, de formuler des recommandations en vue de son amélioration.

L'évaluation a été réalisée par un consortium composé d'Interface Études Politiques Recherche Conseil, d'Ernst Basler + Partner ainsi que de l'Université de Genève, secondé par un groupe d'accompagnement.

Niveaux de comparaison et méthodes

Sur le plan méthodologique, l'évaluation se base sur l'analyse de documents, de la bibliographie spécialisée, des bases de calcul, d'analyses de la banque de données des inscriptions de la RPC, d'entretiens avec 28 personnes au total et d'une enquête en ligne auprès de toutes les personnes ayant déposé une demande (taux de réponse 43%, 5'311 questionnaires utilisables).

Évaluation de la conception

La conception de la RPC est formulée de façon claire et cohérente, les intentions du législateur ont été mises en œuvre. Mais les directives politiques elles-mêmes ont conduit à des lacunes dans la conception d'un point de vue théorique. Ces directives ont trait à la gestion difficile du plafond, à la structure d'exécution compliquée et à l'absence d'un centre d'information unique pour les personnes déposant une demande. Par ailleurs la conception ne contient aucune indication concernant l'information, le conseil ou le controlling.

Évaluation de la mise en œuvre au sens strict

La mise en œuvre au sens strict comprend tous les acteurs qui prennent en charge l'une des tâches opérationnelles lors de la RPC (OFEN, Swissgrid SA, Groupe-bilan pour les

énergies renouvelables GB-ER, les entreprises distributrices d'énergie ainsi qu'ElCom). La *structure organisationnelle* est complexe, mais compréhensible. Les compétences et la répartition des tâches entre les acteurs de l'exécution sont, ou bien réglées contractuellement, ou bien découlent de la mise en œuvre des dispositions légales. Le *flux d'informations* entre les acteurs fonctionne. En revanche le nombre d'acteurs est trop élevé, ce qui crée trop d'interdépendances. Ceci apparaît notamment dans le *processus d'inscription*, qui est organisé de façon complexe en raison des dispositions légales liées à la gestion du plafond. La part des *coûts de la mise en œuvre* dans la somme totale des soutiens accordés est importante puisqu'elle est de 11% en 2009, elle baisse cependant à 7% en 2010 et s'élève à 5,2 millions de francs. Une baisse supplémentaire doit être visée. Les *tarifs de rétribution* sont compréhensibles et aménagés de façon flexible. Il en est de même des *flux financiers* entre les acteurs. Il manque cependant un contrôle des flux financiers, celui-ci n'est d'ailleurs pas prévu dans la conception. L'*information et le conseil* des requérants se fait à l'heure actuelle sans base conceptuelle, de façon autonome par les divers acteurs d'exécution et ad hoc.

Évaluation de la mise en œuvre au sens large

Au niveau de la mise en œuvre au sens large, sont concernés en plus des acteurs cités, les cantons, qui sont en charge du traitement des procédures d'autorisation de construire et de l'attribution des concessions pour les installations. La RPC n'influence jusqu'à ce jour quasiment pas le processus cantonal. Il existe bien une pression due au traitement rapide des procédures. Mais celles-ci peuvent en premier lieu être accélérées par les mesures préventives des personnes déposant une demande et des autorités habilitées à délivrer des autorisations, sans que des modifications de lois ne soient nécessaires et sans toucher aux normes environnementales.

Évaluation de l'output

Sur les 15'455 installations inscrites au total (chiffre de juillet 2011), 6% (922 demandes) ont été refusées ou sont invalidées pour d'autres raisons. Si toutes les 14'533 installations restantes étaient construites, il en résulterait une production de quelques 7 TWh par année. Il s'agit en majeure partie d'installations photovoltaïques (85%), qui mises en rapport avec la production annuelle prévue ne représentent que 4% du total. 66% des installations se trouvent sur liste d'attente.

Évaluation des effets du programme (impacts)

La RPC est efficace dans le sens voulu. Elle réussit à déclencher la construction de nouvelles installations, à encourager le renouvellement et l'agrandissement d'installations existantes et à accélérer la construction d'installations déjà planifiées. Toutefois les moyens employés ne sont pas tous efficaces. 26 à 33% des personnes déposant une demande profitent de d'un effet d'aubaine. Comparé aux programmes d'encouragement précédents dans le domaine des énergies renouvelables, il s'agit là d'une bonne valeur.

Évaluation de la rentabilité des installations

La rentabilité des installations bénéficiant de la RPC est déterminée par le rapport entre les coûts de revient et les tarifs de rétribution. L'écart au niveau des coûts de revient est énorme. Il y a des installations rentables et d'autres non rentables pour chaque technologie. Ce sont les facteurs spécifiques liés à chaque site qui sont détermi-

nants. La procédure de calcul et de contrôle de la rétribution est convenablement conçue au niveau de la théorie. Dans la pratique, elle échoue en partie en ce qui concerne la disponibilité et la qualité des données. Une amélioration de la procédure, un contrôle durable de la rétribution et une adaptation permanente (parfois aussi à court terme) à l'évolution du marché sont recommandés.

Évaluation de l'outcome

L'objectif d'une augmentation de la production annuelle d'électricité issue des énergies renouvelables de 5 400 GWh peut être atteint grâce à la structure actuelle de la RPC. Avec les prix de revient actuels et un supplément de 0,9 centimes/kWh, l'objectif n'est atteignable qu'avec un plafond pour le photovoltaïque. En 2010, l'électricité produite à partir des installations RPC a été rétribuée à hauteur de 103 millions de francs, dont 69 millions de francs de *subventions*, le reste est couvert par le prix du marché. Ces contributions ont permis de produire 505 GWh en 2010 (51% petite hydraulique, 42% biomasse, le reste par les autres technologies). Compte-tenu des coûts d'exécution et de l'effet d'aubaine, un kilowattheure a coûté 13,5 centimes pour la petite hydraulique, 16 centimes pour l'éolien, 18,5 centimes pour la biomasse et 77 centimes pour le photovoltaïque.

Évaluation globale

La RPC a atteint l'essentiel : elle a réussi à mettre en œuvre de façon adéquate la volonté politique du législateur, et ce, grâce à une conception en grande partie cohérente. Après trois ans de mise en œuvre, on peut considérer que l'exécution est réussie, déployant un large effet. L'impact est si élevé que les objectifs de développement de l'électricité issue des énergies renouvelables de la loi sur l'énergie ont pu être atteints avec la RPC dans les conditions cadres actuelles. Les acteurs du système RPC se sont révélés tout à fait aptes à apprendre, ils ont réagi de manière rapide et efficace pour combler les lacunes.

La RPC présente les faiblesses suivantes : l'exécution est très compliquée et entraîne des coûts d'exécution élevés. Ceci se traduit négativement sur la satisfaction des personnes déposant une demande. L'actualisation du calcul de la rétribution est une procédure lourde et ne peut pas toujours s'appuyer sur une base de données complète et appropriée. Il manque jusqu'à présent une information et un soutien coordonnés de même qu'un controlling systématique.

Recommandations

L'évaluation formule trois recommandations stratégiques:

1. Il faut fixer une date de sortie et un objectif de production spécifique au courant RPC.
2. Un changement de l'instrument n'est pas nécessaire pour l'instant.
3. Il faut conserver le plafond pour le photovoltaïque.

Les cinq recommandations en matière opérationnelle concernent essentiellement la conception et l'exécution:

4. La conception est à améliorer.
5. Le concept du calcul de la rétribution est à adapter.
6. Les données de base pour la vérification de la rétribution sont à améliorer.
7. L'exécution au sens strict est à améliorer.
8. L'exécution avec les cantons est à optimiser.

I EINLEITUNG

Im März 2007 hat das Parlament die Einführung einer kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) für Strom aus erneuerbaren Energien beschlossen. Ziel gemäss Energiegesetz ist eine jährliche Mehrproduktion von 5'400 GWh Elektrizität aus erneuerbaren Energien bis 2030 gegenüber dem Stand im Jahr 2000.¹ Im Zentrum steht die Förderung der Stromproduktion mittels der KEV bei der Wasserkraft (bis 10 MW Leistung), Photovoltaik, Windenergie, Geothermie, Biomasse sowie aus Abfällen aus Biomasse. Die KEV garantiert den Betreibern dieser Anlagen einen kostendeckenden Preis für den während der Vergütungsdauer von 20 bis 25 Jahren eingespeisten Strom. Die Vergütungssätze pro Technologie werden vom Bundesrat in der Energieverordnung festgelegt.

Die KEV wird finanziert durch einen Zuschlag auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze von maximal 0.6 Rappen (bzw. ab 2013 0.9 Rp.)² pro Kilowattstunde, der durch die Swissgrid AG erhoben wird. Auf diese Weise stehen ab 2013 pro Jahr rund 500 Millionen Franken zur Verfügung.³ Die nach Abzug der Kosten für die Mehrkostenfinanzierung, die Risikobürgschaften für Geothermie-Projekte, die Rückerstattungen an Grossverbraucher, die Ausgleichsenergie und die wettbewerblichen Ausschreibungen verfügbaren Mittel werden in bestimmte Kontingente, so genannte „Teildeckel“, für die verschiedenen Technologien eingeteilt. Will ein Anlagenbetreiber von der KEV profitieren, muss er sich bei der Swissgrid AG anmelden. Diese prüft das Gesuch, überwacht die Realisierung der Projekte und führt eine Warteliste für Gesuche von Projekten, die mit den zur Verfügung stehenden Mitteln nicht finanziert werden können. Per 1. Oktober 2011 sind 2'713 Anlagen realisiert worden, für weitere 2'154 wurden positive Entscheide gefällt und 12'814 Gesuche befinden sich auf der Warteliste.⁴ Die KEV hat eine grosse Nachfrage ausgelöst, die bereits 2009 zu einem Bewilligungsstopp geführt hat.

1.1 ZIELSETZUNG DER EVALUATION

Das Bundesamt für Energie (BFE) hat die KEV nach etwas mehr als drei Jahren Laufzeit einer Evaluation unterzogen. Gemäss Pflichtenheft galt es, zwei Zielsetzungen zu erreichen.

Zielsetzung eins: Überprüfung von Konzeption, Umsetzung, Wirkung und Zielerreichung

Die Erfahrungen mit der Umsetzung der KEV seit 2009 waren zu untersuchen im Hinblick auf:

¹ Vgl. Energiegesetz EnG Art. 1, Abs. 3.

² Insgesamt darf die Summe der Zuschläge 1.0 Rappen/kWh auf dem Endverbrauch pro Jahr nicht übersteigen. Höchstens 0.1 Rappen davon sind für die Entschädigung von Kosten für Gewässerschutzmassnahmen reserviert (Art. 15b Abs. 4 EnG).

³ Medienmitteilung Bundesamt für Energie vom 18. Juni 2010.

⁴ Stiftung KEV (undatiert): Quartalsbericht für das 3. Quartal 2011. Frick.

- die *Angemessenheit* der Konzeption der KEV sowie deren Umsetzung im Hinblick auf die zu erreichenden Ziele gemäss Energiegesetz,
- die *Wirksamkeit* der eingesetzten Instrumente bei den Zielgruppen,
- die *Effizienz* der KEV im Hinblick auf die Erreichung der Ziele sowie
- die effektive *Zielerreichung*.

Zielsetzung zwei: Schlussfolgerungen und Empfehlungen

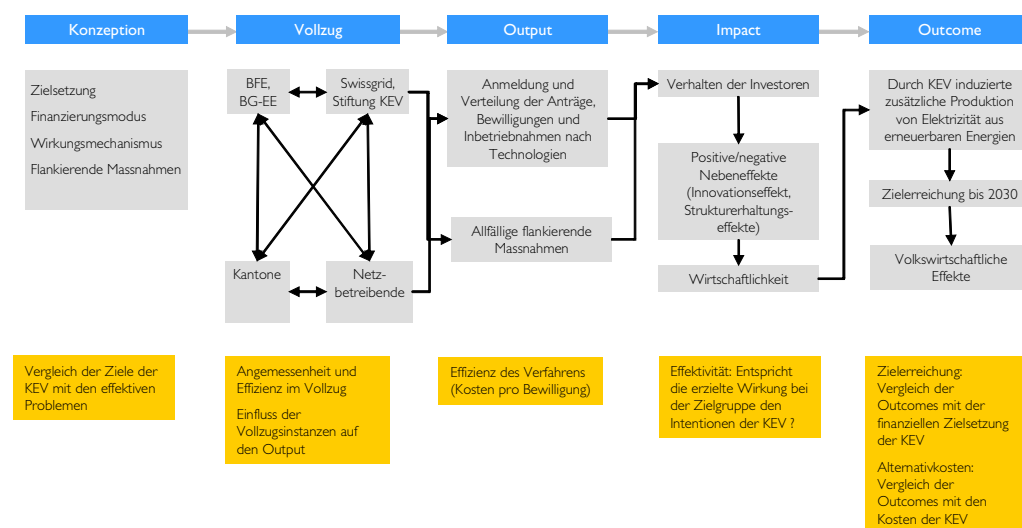
Die KEV war einer summativen Evaluation zu unterziehen, die beurteilt, ob und in welchem Ausmass die Ziele insgesamt erreicht werden konnten. Es waren gleichzeitig Empfehlungen zur Verbesserung der KEV zu formulieren.

1.2 EVALUATIONS-GEGENSTAND UND FRAGESTELLUNG

Das Pflichtenheft legt nahe, die gesamte Wirkungskette von der Konzeption über den Vollzug bis hin zur Wirksamkeit zu untersuchen. In einem Wirkungsmodell lassen sich diese Zusammenhänge darstellen und fünf Gegenstände einer Evaluation erkennen: Es sind dies die Konzeption, der Vollzug, der Output, der Impact und der Outcome der KEV.

In der Darstellung D 1.1 ist das Zusammenspiel der Evaluationsgegenstände schematisch aufgeführt. Ebenso sind die zentralen Evaluationskriterien genannt, die für die Beurteilung entscheidend sein dürften.

D 1.1: Wirkungsmodell der KEV



Quelle: eigene Darstellung. Legende: BG-EE: Bilanzgruppe Erneuerbare Energien.

Die fünf Gegenstände dienen dazu, die Fragestellungen der Evaluation auszuführen. Gleichzeitig kann anhand der Gegenstände aufgezeigt werden, wie die Evaluation durchgeführt wird und wie die einzelnen Evaluationskriterien gemessen werden. Ausgehend vom Wirkungsmodell stellen wir die Evaluationsgegenstände und die damit verbundenen Fragestellungen vor. Wir beschränken uns dabei auf die zentrale Frage-

stellung pro Gegenstand. Die detaillierten Evaluationsfragen sind zu Beginn der jeweiligen Kapitel aufgeführt.

Fragen zum Evaluationsgegenstand eins: Die Konzeption der KEV
 Evaluationsgegenstand eins bildet die Konzeption der KEV. Darin enthalten sind die Ziele, die Instrumente, die Wirkungslogik, das Verfahren, die Organisation sowie die Kontrollmechanismen. Die Konzeption ist im Gesetz und in den Verordnungen, aber auch in verschiedenen Grundlagenpapieren des BFE ausgeführt. Die zentrale Fragestellung lautet in diesem Zusammenhang wie folgt: Ist die Konzeption klar und konsistent und entspricht sie den Vorgaben des Gesetzgebers? Ist die Konzeption geeignet, um die darin enthaltenen Zielsetzungen zu erreichen?

Fragen zum Evaluationsgegenstand zwei: Vollzugsstruktur der KEV im engeren Sinne

Dieser Teil des Vollzugs umfasst nur die direkt mit Vollzugsaufgaben betrauten Stellen, allen voran das BFE, die Bilanzgruppe für Erneuerbare Energien BG-EE, die Netzbetreiber und die Swissgrid AG. Die wichtigsten Fragen in diesem Kontext lauten: Ist die Vollzugsstruktur angemessen aufgebaut und für die Gesuchstellenden befriedigend strukturiert? Wie sind die Prozesse und die Kosten des Vollzugs zu beurteilen?

Fragen zum Evaluationsgegenstand zwei: Vollzug der KEV im weiteren Sinne

Beim Vollzug im weiteren Sinne kommen die Kantone hinzu. Sie spielen eine wichtige Rolle bei der Bewilligung und Konzessionierung von Anlagen. Folgende Fragen sind zu prüfen: Welche Rolle spielen kantonale Stellen bei der Umsetzung der KEV? Hat die KEV eine Auswirkung auf die kantonalen Bewilligungsverfahren?

Fragen zum Evaluationsgegenstand drei: Outputs

Als Outputs bezeichnen wir die Zahl der angemeldeten, bewilligten und realisierten Anlagen sowie deren installierte Leistung und durchschnittliche Jahresproduktion. Zu den Outputs sind detaillierte Datengrundlagen verfügbar. Aus Sicht der Evaluation sind folgende primär deskriptive Fragen zu beantworten: Wie präsentieren sich die Zahl und die Art der Gesuche über die Zeit? Gibt es Trends und wie sind diese allenfalls zu erklären?

Fragen zum Evaluationsgegenstand vier: Impacts

Die Zielgruppe der KEV sind die Gesuchstellenden beziehungsweise die Investoren von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien. Als Impacts der KEV werden die Wirkungen auf die Investitionen analysiert. Dabei stehen die folgende Fragen im Zentrum: Welche Wirkung löst die KEV aus? Werden mehr Anlagen infolge der Vergütung gebaut, erweitert, erneuert oder zeitlich vorgezogen? Wie hoch ist der Anteil der Mitnehmenden? Wie wirkt sich die KEV auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen aus?

Fragen zum Evaluationsgegenstand fünf: Outcomes

Der Outcome der KEV besteht in einer Mehrproduktion von Elektrizität auf Basis erneuerbarer Energien, die von der KEV finanziell unterstützt werden. Alle damit verbundenen volkswirtschaftlichen wie ökologischen Aspekte zählen zu den Outcomes.

Die Evaluation konzentriert sich allerdings nur auf einen Teilaspekt, und zwar die Mehrproduktion von Elektrizität und die dabei entstandenen Kosten. Die Evaluationsfragen lauten: Wie viel Elektrizität wird in den Anlagen erzeugt, die bisher in Betrieb sind? Wie hoch sind die Kosten für die KEV? Werden die im Energiegesetz festgehaltenen Ziele zur Erhöhung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gemäss den heute absehbaren Entwicklungen erreicht?

Kapitel zur Wirtschaftlichkeit

Die zu erwartende Rendite von Anlagen ist zentraler Faktor für Personen und Institutionen, welche in Anlagen zur Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien investieren. Um diesen Aspekt näher zu untersuchen, werden in einem eigenständigen Abschnitt die Grundlagen zur Wirtschaftlichkeit analysiert. Dabei stehen folgende Fragen im Vordergrund: Wie wirkt sich die KEV auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen aus? Unter welchen Bedingungen sind die Vergütungssätze kostendeckend? Wie sind die Annahmen für die Referenzanlagen zu beurteilen? Wie sind die Absenkpfade im Vergleich mit der tatsächlichen Kostenentwicklung in den Jahren 2008 bis 2012 zu beurteilen?

1.3 ORGANISATION DER EVALUATION

Die Evaluation wurde von der Arbeitsgemeinschaft Interface Politikstudien Forschung Beratung, Ernst Basler + Partner sowie Universität Genf durchgeführt und von einer Begleitgruppe unterstützt. Diese hat sich im Verlauf der Evaluation drei Mal getroffen. An der ersten Sitzung wurden das Vorgehen erörtert sowie die Fragestellungen diskutiert und ergänzt. An der zweiten Sitzung wurde ein Zwischenbericht vorgestellt und besprochen. Die letzte Sitzung hatte die Besprechung der Ergebnisse zum Inhalt. Die Verantwortung für das Gesamtergebnis liegt alleine bei den Autorinnen und Autoren des Berichtes.

1.4 VORGEHEN

Die Beurteilung der Evaluationsgegenstände macht den Einsatz verschiedener Methoden und Vergleichsebenen notwendig. Wir haben in der untenstehenden Tabelle die Gegenstände, die Methoden und Vergleichsebenen aufgeführt.

D 1.2: Evaluationsgegenstände, Methoden und Vergleichsebenen

Gegenstand	Methode	Vergleichsebene
Konzept	- Dokumentenauswertung von Unterlagen des BFE und der Swissgrid AG sowie der parlamentarischen Beratung zur KEV - Auswertung von Literatur zu ausländischen Förderinstrumenten - Interviews	- Soll-Ist-Vergleich mittels theoretischer Kriterien - Soll-Ist-Vergleich des Geneseprozesses der KEV und der Konzeption - Quervergleich mit analogen Instrumenten aus dem Ausland - Quervergleich mit alternativen Instrumenten

Gegenstand	Methode	Vergleichsebene
Vollzug	- Dokumentenauswertung von Vollzugsunterlagen des BFE und der Swissgrid AG - Interviews mit Vollzugsverantwortlichen - Interviews mit Kantonsvertreterinnen und Vertretern - Befragung von Gesuchstellenden	- Soll-Ist-Vergleich - Quervergleich mit anderen Förderprogrammen, vor allem zu den Programmkosten
Output	- Deskriptive Auswertung der Anmeldedatenbank	- Keine
Impact	- Interviews bei Vollzugsverantwortlichen sowie Verbänden und Marktkennern - Online-Befragung sämtlicher Gesuchstellenden - Dokumentenauswertung von Unterlagen zu Vergütungssätzen und Gestehungskosten	- Soll-Ist-Vergleich - Quervergleich mit anderen Programmen, insbesondere in Bezug auf die Zahl der Mitnehmer - Quervergleich mit Kostendaten aus der Literatur
Outcome	- Auswertung der Anmeldedatenbank - Analyse der Berechnungsgrundlagen für die Vergütung - Interviews mit Vollzugsverantwortlichen	- Soll-Ist-Vergleich, insbesondere im Hinblick auf die Zielsetzung

Quelle: eigene Darstellung.

Detaillierte Ausführungen zu der obigen Tabelle sind mit den Ergebnissen im Bericht dargestellt. Im Anhang finden sich zudem folgenden Angaben zu den Methoden:

- Liste der ausgewerteten Dokumente
- Liste der verwendeten Literatur
- Liste der Beurteilungskriterien für die theoretische Begutachtung der Konzeption
- Liste der 28 interviewten Personen
- Beschreibung der Online-Befragung

1.5 AUFBAU DES BERICHTES UND DANK

Die Beurteilung der einzelnen Evaluationsgegenstände ist in jeweils einem Kapitel enthalten. Wo die Gegenstände sehr umfangreich sind, wie etwa beim Vollzug oder beim Impact wurden die Ergebnisse auf zwei Kapitel verteilt. Ebenfalls in einem gesonderten Kapitel wurde der Vergleich zwischen der KEV und alternativen Instrumenten dargestellt.

Jedes Kapitel respektive die einzelnen Abschnitte werden mit einem Fazit abgeschlossen. Diese sind bei Konzeption und Vollzug sehr ausführlich. Der Grund liegt darin,

dass sich während der Untersuchung zusätzliche Fragen von Seiten des Auftraggebers ergeben haben, die durch die Evaluation aufgenommen und in die Fazits der Kapitel integriert worden sind.

Die Autorinnen und Autoren bedanken sich bei der Begleitgruppe, den Interviewpartnerinnen und -partnern sowie den befragten Personen für die Unterstützung und die Bereitstellung der notwendigen Unterlagen für die Untersuchung. Einen besonderen Dank geht an die Mitarbeitenden der Swissgrid AG und des BFE, welche uns sehr kooperativ mit den benötigten Daten und weiteren Grundlagen versorgt haben.

In diesem Kapitel wird die Konzeption der KEV bewertet. Diese umfasst die Zielsetzung, den Finanzierungsmodus, den Wirkungsmechanismus sowie flankierende Massnahmen. In der Begleitgruppe zur vorliegenden Evaluation wurde zusätzlich die Frage aufgeworfen, ob die Intentionen des Gesetzgebers tatsächlich in der Konzeption berücksichtigt worden sind und wo es allenfalls Abweichungen gibt. Deshalb ist der eigentlichen Bewertung der Konzeption ein Abschnitt vorangestellt, der die Entwicklung der KEV nachzeichnet. Es gilt somit, die folgenden Evaluationsfragen zu beantworten:

- Stimmt die Konzeption der Evaluation mit der Intention des Gesetzgebers (Bundesrat und Parlament) überein?
- Ist die Konzeption klar und konsistent? Stimmen Ziele, Instrumente und Vorgehensweise überein? Ist die Konzeption theoretisch geeignet, um die von der Politik gesetzten Zielsetzungen zu erreichen?
- Sind die finanziellen Anreize geeignet und hoch genug, um den anvisierten Wirkungsmechanismus auszulösen?
- Wurde eine konsistente Planung vorgenommen (Zeitplan, Controllingdaten)? Sind flankierende Massnahmen diskutiert und vorgesehen worden?

Bei der Bewertung wurde wie folgt vorgegangen: Als erstes beschreiben wir die Entwicklung der KEV und zeigen auf, wie sich deren Ausgestaltung über die Zeit verändert hat. Anschliessend wird die Konzeption im Detail beschrieben und mit theoretischen Kriterien aus der Literatur verglichen. Die Konzeption wurde darüber hinaus in Interviews verschiedenen Akteuren zur Beurteilung vorgelegt. Auf Basis der theoretischen Reflexion und der Ergebnisse der Interviews wurde schliesslich eine Beurteilung vorgenommen.

2.1 DIE ENTWICKLUNG DER KEV

Die Entwicklung der KEV lässt sich in drei chronologisch aufeinander folgende Phasen unterteilen: Reaktionen auf die Ablehnung des Elektrizitätsmarktgesetzes EMG; Botschaft des Bundesrats zur Änderung des Elektrizitätsgesetzes EleG⁵ und zum Stromversorgungsgesetz StromVG⁶ sowie parlamentarische Debatte zum Stromversorgungsgesetz. Mit dem Inkrafttreten des Stromversorgungsgesetzes StromVG am 23. März 2007 und den damit verbundenen Änderungen des Energiegesetzes EnG⁷ wurde der konzeptionelle Rahmen der KEV gesetzt. Wir gehen auf die drei Phasen näher ein.

⁵ Bundesgesetz betreffend die elektrischen Schwach- und Starkstromanlagen (Elektrizitätsgesetz, EleG) vom 24. Juni 1902, SR 734.0.

⁶ Bundesgesetz vom 23. März 2007 über die Stromversorgung (Stromversorgungsgesetz, StromVG), SR 734.7; Energiegesetz vom 26. Juni 1998 (EnG), SR 730.0.

⁷ Energiegesetz (EnG) vom 26. Juni 1998 (Stand vom 1. Januar 2011), SR 730.0.

Reaktionen auf die Ablehnung des Elektrizitätsmarktgesetzes

Am 22. September 2002 hat das Schweizer Volk an einer Referendumsabstimmung das Elektrizitätsmarktgesetz abgelehnt und damit die Liberalisierung des Strommarktes gebremst.⁸ Dennoch haben sich in den folgenden Jahren verschiedene Rahmenbedingungen in Richtung einer Öffnung des Elektrizitätsmarktes entwickelt. Erwähnt sei beispielsweise der Entscheid des Bundesgerichts aus dem Jahr 2003, welcher das Recht auf den Zugang zum Stromnetz durch Dritte gestützt auf das Kartellgesetz anerkannte.⁹ Ferner verdeutlichten Stromausfälle wie in Italien im September 2003 die Interdependenz auf dem europäischen Strommarkt infolge des transnationalen Handels sowie technischer und wirtschaftlicher Verflechtungen zwischen den Ländern Europas. Und schliesslich schritt in der EU die Liberalisierung auf dem europäischen Strombinnenmarkt weiter voran.

Vor diesem Hintergrund ist die von Nationalrat John Dupraz (FDP Genf) im Jahr 2003 eingereichte parlamentarische Initiative mit dem Titel „Elektrizität aus erneuerbaren Energien. Bessere Rahmenbedingungen“ (03.462) zu betrachten. Mit der Initiative sollte eine Erhöhung bei der Vergütung erneuerbarer Energien im EnG verankert werden. In der Initiative wurde die damals geltende Regelung – der so genannte „15 Rapper“ – als nicht befriedigend kritisiert. Vorgeschlagen wurde stattdessen eine Vergütung für Neuanlagen für eine gesetzlich festgelegte Frist, die nach Technologie, Leistung und Nutzungsintensität abgestuft wird. Weiter soll die Vergütung auf Basis von Referenzanlagen sowie periodisch nach dem technischen Fortschritt definiert werden (um nur die wichtigsten Forderungen der Initiative zu nennen). Die Initiative wurde von National- und Ständerat 2004 angenommen, womit der Bundesrat zur Umsetzung der Forderungen verpflichtet worden ist.

Botschaft des Bundesrats zur Änderung des Elektrizitätsgesetzes und zum Stromversorgungsgesetz¹⁰

Der Bundesrat reagierte auf die Entwicklung im Elektrizitätsmarkt und indirekt auch auf die Initiative Dupraz: Am 3. Dezember 2004 wurde dem Parlament die Botschaft zur Änderung des Elektrizitätsgesetzes und zum Stromversorgungsgesetz unterbreitet, wobei die Anliegen der Initiative Dupraz aufgenommen worden sind. Das primäre Ziel der Änderung des Elektrizitätsgesetzes¹¹ und der Inkraftsetzung eines Stromversorgungsgesetzes StromVG war die Schaffung von Rechtssicherheit im Elektrizitätsmarkt für Investitionen und damit die Versorgungssicherheit im Rahmen einer schrittweisen Öffnung des Strommarktes. Integraler Bestandteil der Botschaft war aber auch die Förderung der erneuerbaren Energien.¹² Allerdings bestand der Grundgedanke weniger

⁸ In einer Analyse zum EMG haben Kriesi et al. (2003) Aspekte der parlamentarischen Beratung des EMG identifiziert, welche sich dann auch bei der Beratung des StromVG wieder gezeigt haben: z.B. Koalition zwischen Vertretenden von „Wasserkraftkantonen“, der Linken, der Grünen sowie von Konsumenten und Umweltschutzorganisationen; flankierende Massnahmen zur Förderung erneuerbarer Energien.

⁹ BGE 129 II 497; Bundesgesetz über Kartelle und andere Wettbewerbsbeschränkungen (Kartellgesetz, KG) vom 6. Oktober 1995, SR 251.

¹⁰ Im Hinblick auf die parlamentarische Debatte gilt es zu erwähnen, dass aus der Ablehnung des EMG ein Schluss gezogen wurde und das StromVG extra Versorgungs- und nicht mehr Marktgesetz genannt wurde.

¹¹ Bundesgesetz betreffend die elektrischen Schwach- und Starkstromanlagen (Elektrizitätsgesetz, EleG) vom 24. Juni 1902, SR 734.0.

¹² Vgl. Abschnitt 1.2.5, Seite 1622 ff. der Botschaft.

in einer direkten Förderung erneuerbarer Energien, sondern in deren Schutz vor allfälligen negativen Auswirkungen einer Liberalisierung des Strommarktes. Massgebend war die Überlegung, wonach mit der Liberalisierung die Margen der Elektrizitätsunternehmen sinken würden und damit auch die Bereitschaft zu langfristigen Investitionen in das Stromnetz und die erneuerbaren Energien. Um dies zu verhindern, wurden in der Botschaft drei mögliche Massnahmen zur Sicherung von Investitionen in erneuerbare Energien vorgeschlagen: eine Einspeisevergütung, ein Quotenmodell mit Zertifikats-handel sowie ein Ausschreibungsverfahren.

In der Botschaft wurden die Vor- und Nachteile der drei Instrumente diskutiert, eine klare Präferenz für eine der drei Massnahmen ist nicht ersichtlich. Bei der Einspeisevergütung wurde insbesondere auf mögliche negative Aspekte (anspruchsvoller Anreizmechanismus, unerwartete Kostensteigerung usw.) hingewiesen, beim Quotenmodell hingegen dessen ökonomische Effizienz betont und beim Ausschreibungsverfahren auf dessen Flexibilität hingewiesen.

Für unseren Kontext entscheidend sind die folgenden Anpassungen von Artikel 7 EnG, die in der Botschaft dem Parlament vorgelegt worden sind:

- *Zielsetzung*, Artikel 7a Absatz 1 EnG: Bis 2030 soll der Anteil der Produktion aus erneuerbaren Energien am gesamten inländischen Stromverbrauch von 67 auf 77 Prozent erhöht werden, was gemessen am Stromendverbrauch von 2003 5'400 GWh entspricht. Mit der Zielgrösse in Prozent soll gewährleistet werden, dass die Produktion bei steigendem Verbrauch ebenfalls zunehmen muss.
- *Wasserkraft*, Artikel 7a Absatz 2 EnG: In einem separaten Absatz wird die Wasserkraft als wichtigstes Standbein der Stromproduktion in der Schweiz verankert.
- *Wettbewerbliche Ausschreibungen*, Artikel 7a Absatz 3 und 4 EnG: Es sollen wettbewerbliche Ausschreibungen zur Förderung der erneuerbaren Energien gemacht werden. Die notwendigen Mittel werden über einen Zuschlag auf den Kosten des Hochspannungsnetzes finanziert und so solidarisch auf die Endverbraucher umgelegt.
- *Subsidiarität des Quotenmodells und der Einspeisevergütung*, Artikel 7a Absatz 5 EnG: Die anderen Instrumente (Quotenmodell Art. 7b EnG und Einspeisevergütung Art. 7c EnG) werden als Massnahmen erst erlassen, wenn die festgelegten Ziele nicht erreicht werden oder sich deren Nichterreichung abzeichnet.

In der Botschaft des Bundesrats wurde die Einspeisevergütung somit als eine flankierende Massnahme dargestellt, welche der Bundesrat im Falle des Nichterreichens der gesetzten Ziele ergreifen könnte. Die Forderungen der Initiative Dupraz wurden mit dem Vorschlag indirekt aufgenommen.¹³

¹³ Ein Vergleich des Entwurfs von Art. 7c zur Einspeisevergütung mit den Forderungen in der parlamentarischen Initiative von John Dupraz zeigt, dass in der Botschaft viele Elemente aufgenommen wurden: Pflicht zur Abnahme der gesamten produzierten Strommenge (Abs. 1), Definition von Bedingungen für Neuanlagen und erneuerte Anlagen auf Verordnungsstufe (Abs. 2), Dauer

Im ersten Semester des Jahres 2005 liess das BFE vertiefte Analysen zu den verschiedenen in der Botschaft vorgeschlagenen Instrumente durchführen (z.B. Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency 2006). Zudem fanden mit verschiedenen Akteuren intensive Gespräche über die drei Massnahmen statt. Das Ergebnis dieser Analysen und Gespräche war uneinheitlich: Ein Konsens bei der Beurteilung der Instrumente war nicht vorhanden: Die Ergebnisse verschiedener Untersuchungen, die Beurteilung des BFE sowie jene der betroffenen Verbände, namentlich des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE), gingen auseinander. So etwa hatte sich der VSE zu diesem Zeitpunkt stark für das Modell der wettbewerblichen Ausschreibungen engagiert (z.B. Wiederkehr 2005). Im BFE intern wurde neben der KEV aber auch das Quotenmodell ausführlich diskutiert.

Parlamentarische Debatte zum Stromversorgungsgesetz

Der Nationalrat hat als Erstrat im September 2005 die Beratung des StromVG aufgenommen. Der Ständerat folgte mit der Behandlung des StromVG im Oktober 2006. Angenommen wurde das StromVG und die damit verbundenen Änderungen anderer Bundesgesetze von beiden Räten im März 2007.¹⁴ Wir zeichnen den Verlauf der Debatte in diesen drei Schritten nach.

In der Debatte im *Nationalrat* wurde rasch klar, dass das StromVG nur dann eine Chance auf Erfolg hat, wenn als Zugeständnis an die Gegner einer Strommarktliberalisierung Massnahmen zur Förderung erneuerbarer Energien in das Gesetz aufgenommen wurden. In der Diskussion wurde der Umgang mit erneuerbaren Energien zu einem eigenen Geschäft, dessen Intention sich im Vergleich zur Botschaft des Bundesrates klar veränderte: Es fand ein Wechsel statt, weg von der Idee des Schutzes der erneuerbaren Energien vor der Markttöffnung hin zur aktiven Förderung erneuerbarer Energien. Neben dem rot-grünen Lager schlossen sich auch verschiedene Vertreterinnen und Vertreter bürgerlicher Parteien diesem Vorhaben an. Namentlich die Vertreter der Landwirtschaft sahen in einer Einspeisevergütung eine weitere Einkommensquelle bei der Produktion von Strom aus Biomasse und Photovoltaikanlagen. Als Ergebnis der Debatte im Nationalrat ergab sich – weitergehend als der Vorschlag in der Botschaft – die Forderung nach einer expliziten Unterstützung der erneuerbaren Energien, allerdings auf Basis unterschiedlicher Instrumente (z.B. Ausschreibungen für Wasserkraft und Einspeisevergütung insbesondere für Photovoltaik). Der Nationalrat beschloss zur Finanzierung der Förderung einen Zuschlag auf die Übertragungskosten des Hochspannungsnetzes von maximal 0.3 Rappen.¹⁵

Entscheidend für die heutige Ausgestaltung der KEV war die folgende Debatte im *Ständerat*. Dieser hat das Geschäft im Jahr 2006 behandelt. Die vorberatende Kommis-

der Vergütung (Abs. 3), Differenzierung der Vergütung nach Technologie und Leistung auf der Basis von Kosten von Referenzanlagen (Abs. 4) und Finanzierung mittels einer Abwälzung auf die Kosten des Hochspannungsnetzes.

¹⁴ Unter der Geschäftsnummer 04.083 finden sich auf der Geschäftsdatenbank Curia Vista der Bundesversammlung diverse Dokumente, Kommissionsberichte, die Chronologie der Wortprotokolle der parlamentarischen Debatten und weitere Grundlagen.

¹⁵ Vgl. Amtliches Bulletin der Bundesversammlung, Nationalrat, Herbstsession 2005.

sion des Ständerats sprach sich für die Einspeisevergütung als zentrale Massnahme für die Förderung erneuerbarer Energien aus. Zwar wurden weitere Anträge für andere Instrumente formuliert. Diese konnten sich aber nicht durchsetzen. Vielmehr hat das BFE im Auftrag des Ständerats im Winter 2005/2006 einen modifizierten Entwurf zur Änderung des EnG vorgelegt, der primär auf die KEV ausgerichtet war. Der Ständerat hat diesen Entwurf diskutiert und verabschiedet und damit die wesentlichen Elemente bestimmt, welche die KEV heute charakterisieren: Erstens die Differenzierung nach Technologien und Leistungen von Anlagen, zweitens die Berücksichtigung der Marktfähigkeit respektive deren Entwicklung von Technologien (Absenkpfade) und drittens eine prozentuale Zuteilung der Fördermittel (wobei mit Ausnahme der Wasserkraft diese „Deckel“ sich nicht nach Technologien, sondern nach dem Verhältnis von Gesteungskosten zum Marktpreis richten).¹⁶ Zudem hat der Ständerat den Zuschlag zur Finanzierung der Förderung auf maximal 0.5 Rappen erhöht.

Im Verlaufe des Jahres 2007 wurden verschiedene Details im System der kostendeckenden Einspeisevergütung zwischen *National- und Ständerat bereinigt* (z.B. differenziertes Deckelsystem nach Technologien und bei der Photovoltaik zusätzlich nach der Kostenentwicklung).¹⁷ Der Zuschlag für die Finanzierung wurde schliesslich auf maximal 0.6 Rappen festgelegt.

Im Gegensatz zum EMG wurde gegen das StromVG kein Referendum ergriffen. Das Inkrafttreten des StromVG und des geänderten EnG erfolgte daraufhin gestaffelt. Am 27. Juni 2007 hat der Bundesrat die Mitglieder der Elektrizitätskommission ElCom gewählt. Am 15. Juli 2007 traten Artikel 21 und 22 StromVG zu Organisation und Aufgaben der ElCom in Kraft. Per 1. Januar 2008 sind Teile des StromVG und per 1. April 2008 Teile der StromVV und der EnV zu diversen Inhalten (Grundversorgung, Versorgungssicherheit, Vorbereitung der Marktöffnung usw.) in Kraft getreten.

Ab dem 1. Mai 2008 konnten Anlagen für die KEV angemeldet werden.¹⁸ Das heisst, dass Artikel 7a Absatz 2 und 3 EnG und die entsprechenden Artikel der EnV zu diesem Zeitpunkt in Kraft gesetzt wurden. Am 1. Januar 2009 sind dann die restlichen Artikel des EnG und der EnV in Kraft gesetzt worden und ist die KEV offiziell gestartet.

In der folgenden Tabelle sind die wesentlichen Unterschiede zwischen der Botschaft des Bundesrates und den beschlossenen Bestimmungen in einer Übersicht festgehalten.

¹⁶ Vgl. Amtliches Bulletin der Bundesversammlung, Ständerat, Herbstsession 2006.

¹⁷ Vgl. Amtliches Bulletin der Bundesversammlung, Ständerat und Nationalrat, 2007.

¹⁸ Da der 1. Mai 2008 Auffahrt war, galten der 1. und 2. Mai als erster Stichtag für die Anmeldung in der KEV.

D 2.1: Vergleich der Botschaft des Bundesrats zur Änderung des EleG und zum StromVG vom 3. Dezember 2004 mit dem EnG (Stand vom 1. Januar 2011)

	Botschaft zum EleG und StromVG	EnG
Zielsetzung	Zunahme des prozentualen Anteils der erneuerbaren Energien bis 2030	Absolute Zielgrösse von 5'400 GWh bis 2030
Finanzierungsmodus	Zuschlag auf die Kosten des Hochspannungsnetzes	Dito
Instrumentenwahl	- Drei flankierende Massnahmen zum Schutz der erneuerbaren Energien vor allfälligen negativen Auswirkungen der Strommarktöffnung: wettbewerbliche Ausschreibungen für zusätzliche Stromerzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien, subsidiärer Einsatz des Quotenmodells oder der Einspeisevergütung	- Priorität bei der Umsetzung der kostendeckenden Einspeisevergütung (Art. 7a Abs. 1, 2 und 4) - Freiwillige Vereinbarungen möglich - Subsidiarität des Quotenmodells (Art. 7b Abs. 4) - Aufforderung der Energieversorgungsunternehmen zu freiwilligen Vereinbarungen (Art. 7b Abs. 1) und Fördermassnahmen (Art. 7b Abs. 2)
Einspeisevergütung im Detail	- Abnahmepflicht - Neue und erneuerte Anlagen - Dauer der Vergütung - Differenzierung der Vergütung nach Technologie und Leistung - Absenkung nach Entwicklung von Technologie und Kosten	- Abnahmepflicht - Neue sowie erheblich erneuerte und erweiterte Anlagen - Differenzierung der Vergütung nach Technologie, Kategorie, Leistung - Jährliche Absenkung - Dauer der Vergütung - Definition des ökologischen Mehrwerts und der Anforderungen an die Handelbarkeit - Gesamt- und Teildeckel sowie Zubaumengen für Photovoltaikanlagen

Quelle: eigene Darstellung.

Beurteilung der Entwicklung

Rückblickend stellt sich nun die Frage, wie weit der Intention des Gesetzgebers bei der heutigen Ausgestaltung der KEV Rechnung getragen wurde. Bei der Beantwortung der Frage gilt es, gemäss Darstellung der Entwicklung drei Aspekte im Auge zu behalten:

- In der Entwicklung hat sich die Intention des Gesetzgebers gewandelt: Zunächst hat der Bundesrat ein Arsenal von drei Massnahmen zum Schutz der erneuerbaren Energien vor allfälligen negativen Auswirkungen der Strommarktliberalisierung vorgeschlagen. Die Förderung war in diesem Entwurf keineswegs dominierend.

- In der parlamentarischen Debatte hat sich die Förderung der erneuerbaren Energien in der Folge rasch von der Strommarktliberalisierung „emanzipiert“ und wurde zu einem eigenen Geschäft.
- Schliesslich legte der Ständerat bei der Art der Förderung seine Priorität auf die KEV. Dies wurde möglich, weil sich Intentionen von links-grünen Parteien mit Anliegen bürgerlicher Exponenten getroffen haben. Ab diesem Zeitpunkt waren die Grundlagen der KEV in ihren Grundzügen festgelegt.

Somit können wir festhalten, dass die heutige Förderung klar den Absichten folgt, die das Parlament im Rahmen der Beratungen des Strommarktgesetzes entwickelt und im Gesetz verankert hat. Die heutige Förderung entspricht somit den Intentionen des Gesetzgebers. Ebenso wird deutlich, dass die Dynamik im Parlament die ursprünglichen Vorschläge des Bundesrates in den Hintergrund gedrängt hat. Aus einer der flankierenden Massnahmen, die im Falle einer Benachteiligung der erneuerbaren Energien hätten zum Einsatz kommen sollen, wurde ein Förderinstrument. Von den drei ursprünglich gleichberechtigt diskutierten Fördermassnahmen wurde die KEV eindeutig favorisiert.

2.2 BESCHREIBUNG DER KONZEPTION

Die Konzeption der KEV ist im Energiegesetz (EnG) sowie im Stromversorgungsgesetz (StromVG)¹⁹ festgelegt. Wir gehen auf die Elemente der Konzeption (Zielsetzung, Finanzierungsmodus, Wirkungsmechanismus sowie flankierende Massnahmen) nacheinander ein.

Zielsetzung

Artikel 1 Absatz 3 EnG schreibt vor, dass die durchschnittliche Jahresproduktion von Strom aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030 gegenüber dem Jahr 2000 um mindestens 5'400 GWh zu steigern ist.²⁰ Um dieses Ziel zu erreichen, enthält das EnG verschiedene Massnahmen sowohl zur Förderung der erneuerbaren Energien sowie zur Förderung der Effizienz im Elektrizitätsbereich. Das BFE unterscheidet drei Modelle zur Förderung der erneuerbaren Energien: die kostendeckende Einspeisevergütung (Art. 7a EnG), Verträge zwischen Produzierenden von erneuerbarem Strom und Netzbetreibern (Art. 7b EnG) sowie die Pflicht der Netzbetreibern, Strom aus erneuerbaren Energien abzunehmen und nach marktorientierten Preisen abzugelten (Art. 7 EnG) (z.B. BFE 2008). Darüber hinaus hat der Bundesrat die Möglichkeit, ab dem Jahr 2016 auf der Basis von Artikel 7b Absatz 4 EnG Elektrizitätsversorgungsunternehmen verpflichtende Vorgaben zur Lieferung von Strom aus erneuerbaren Energien zu machen.²¹ Voraussetzung ist, dass sich abzeichnet, dass das Ziel aus Artikel 1 Absatz 3 EnG nicht erreicht werden kann.

Weder im EnG noch in der EnV wurde bestimmt, welchen Beitrag die KEV an die Zielerreichung der 5'400 GWh bis zum Jahr 2030 leisten soll.

¹⁹ SR 734.7

²⁰ Wobei der Bundesrat zur Zielerreichung maximal 10% im Ausland produzierten Strom aus erneuerbaren Energien anrechnen kann.

²¹ Diese Bestimmung entspricht einem so genannten Quotenmodell.

Finanzierungsmodus

Die Finanzierung der KEV erfolgt über einen Zuschlag auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze. Auf der Basis von Artikel 15b Absatz 1 EnG erhebt die nationale Netzgesellschaft Swissgrid AG diesen Zuschlag. Dieser kann von den Netzbetreibern auf die Betreiber der unterliegenden Netze und schliesslich auf die Endverbraucher überwältzt werden (Art. 15b Abs. 2 EnG). Der Zuschlag wird durch den Bundesrat auf Antrag des Departements für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) nach Artikel 3j EnV festgelegt.

In den Absätzen 3 und 4 von Artikel 15b EnG ist die Höhe des Zuschlags für Strom-Grossverbraucher und Endverbraucher, bei denen der Zuschlag die Wettbewerbsfähigkeit schmälern könnte, festgelegt. Weiter darf der Zuschlag nicht grösser als 1 Rappen pro kWh auf dem Endverbrauch betragen. Neben der KEV werden mit diesem Zuschlag Mittel für die Renaturierungsmassnahmen von Gewässern,²² die Mehrkostenfinanzierung, die wettbewerbliche Ausschreibungen für Effizienzmassnahmen und Mittel für die Bürgschaften zur Risikoabsicherung von Geothermieprojekten erhoben.

Die über den Zuschlag geäußneten Mittel werden in einen Fonds einbezahlt (Art. 15b Abs. 5 EnG; Art. 3k EnV). Zu dessen Verwaltung hat die Swissgrid AG die Stiftung KEV gegründet.

Die Bilanzgruppen, welche von KEV-Stromproduzierenden Elektrizität beziehen, haben der Bilanzgruppe Erneuerbare Energien (BG-EE) den Marktpreis nach Artikel 3f Absatz 3 EnV für die bezogene Menge zu entrichten. Aus den Mitteln im Fonds wird dann die Differenz zwischen diesem Marktpreis und der dem KEV-Stromproduzierenden zustehenden Vergütung berappt.

Wirkungsmechanismus

Mit der Förderung sollen Anreize zum Bau von Anlagen zur Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien gesetzt werden (zur Entstehung des Wirkungsmechanismus vgl. Abschnitt 2.1). Der Anreiz gilt auch für bestehende Anlagen, die erheblich erweitert oder erneuert werden. Die KEV garantiert den Besitzern der Anlagen einen bestimmten Preis für den produzierten Strom für einen bestimmten Zeitraum (Basis ist die Amortisationsdauer von Anlagen, die in den Anhängen der EnV festgelegt ist und abhängig von der Technologie 20 bis 25 Jahre beträgt). Im Einzelnen ist der Mechanismus wie folgt definiert:

- *Kostendeckende Vergütung:* Die Vergütung entspricht den Gestehungskosten einer im Erstellungsjahr geltenden Referenzanlage, welche der effizientesten Technologie entspricht (Art. 7a Abs. 2 EnG).²³ Die Gestehungskosten für Strom aus erneuerba-

²² Gemäss den am 1. Januar 2011 in Kraft getretenen Änderungen des Bundesgesetzes vom 24. Januar 1991 über den Schutz der Gewässer (Gewässerschutzgesetz, GSchG), SR 814.20.

²³ In den Interviews mit im Gesetzgebungsprozess involvierten Personen wurde darauf hingewiesen, dass die Formulierung „richtet sich nach“ in Art. 7a Abs. 2 EnG im Sinne „entspricht“ zu verstehen ist.

In den Richtlinien zu den Anhängen wird bei der Berechnung der Gestehungskosten zwischen Investitions- und Betriebskosten un-

ren Energien sind in der Regel höher als der gegenwärtige Marktpreis für Elektrizität. Mit der Vergütung werden die Kosten für eine Investition reduziert, aus der zu einem späteren Zeitpunkt ein Nutzen gezogen werden kann. Das heisst, die KEV wirkt als finanzieller Ex-ante-Anreiz auf Investitionsentscheidungen (Rieder/Haefeli 2008).

- *Einspeisung:* Die Netzbetreibenden sind verpflichtet, den Strom aus KEV-Anlagen zu übernehmen (Art. 7a Abs. 1 EnG).
- *Ökologischer Mehrwert:* Im Zusammenhang mit der Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien ist die Regelung des „ökologischen Mehrwerts“ (Labels, Zertifikate usw.) und dessen allfälliger Handel von zentraler Bedeutung. Der Bundesrat hat auf Verordnungsstufe festgelegt, dass für die KEV-Stromproduzierenden zwingend ein Herkunftsnachweis²⁴ auszustellen ist. Dieser Nachweis wird der BG-EE übertragen. Mit der KEV wird den Produzenten der ökologische Mehrwert abgegolten (Art. 3c EnV). Eine weitere Vermarktung als ökologischer Strom ist im Prinzip nicht möglich.

Der soeben beschriebene Fördermechanismus kommt unter den folgenden *Förderbedingungen* zur Anwendung (Art. 7a Abs. 1 EnG):

- Erstens werden die in erneuerbaren Energien, welche von der KEV vergütet werden, abschliessend genannt: Sonnenenergie, Geothermie, Windenergie, Wasserkraft bis 10 MW sowie Biomasse und Abfälle aus Biomasse.²⁵
- Zweitens müssen sich die Anlagen „am betreffenden Standort eignen“. In Bezug auf die Umwelt enthält weder das EnG noch die EnV weitergehende oder differenzierte Bedingungen. Der Gesetzgeber ist davon ausgegangen, dass jede Anlage, die in der KEV angemeldet wird, im Verlauf ihrer Realisierung und des Betriebs alle gesetzlichen Grundlagen (Konzessionen, Baubewilligungen, Auflagen Natur- und Landschaftsschutz usw.) erfüllen muss. Folglich wurden explizit keine Anforderungen im EnG aufgenommen. Mit den Argumenten, geltende Gesetzesauflagen zu unterlaufen, diese widersprüchlich zu interpretieren oder in Kompetenzen von Kantonen und Gemeinden einzugreifen, wurde auch in der EnV darauf verzichtet, weitergehende Anforderungen festzulegen (BFE 2009).²⁶

terschieden. Die Investitionskosten werden nach dem Annuitätsprinzip mit einem vorgegebenen Zinssatz von 5% umgelegt (vgl. Prognos 2008).

²⁴ Vgl. Verordnung des UVEK über den Nachweis der Produktionsart und der Herkunft von Elektrizität. SR 730.010.1.

²⁵ Für die erneuerbaren Energien Wasserkraft, Sonnenenergie, Geothermie, Windenergie, Energie aus Biomasse und aus Abfällen aus Biomasse – eingeführt in Art. 1 lit. f EnV – verwenden wir diesem Bericht die in den Anhängen I.1 bis I.5 der EnV aufgeführten Begriffe: Kleinwasserkraft, Photovoltaik, Windenergie, Geothermie und Biomasse. Wie im EnG wird für diese Begriffe der Überbegriff „Technologie“ gebraucht.

²⁶ In der revidierten EnV, welche am 1. Oktober 2011 in Kraft getreten ist, wird ein eigenständiger Artikel (Art. 3a^{bis}) zur Standort-eignung eingeführt, welcher dem BFE Kriterien für die Beurteilung insbesondere für die Kleinwasserkraft und Windenergie festle-

- Drittens werden nur in der KEV nur Neuanlagen oder „erheblich erweiterte oder erneuerte“ Anlagen vergütet, die nach dem 1. Januar 2006 in Betrieb genommen wurden.
- Im Artikel 7a Absatz 2 EnG ist viertens als weitere Bedingung „die langfristige Wirtschaftlichkeit“ genannt.²⁷
- Fünftens wird die *Verteilung der Mittel nach Technologien* mittels einer so genannten *Deckelbewirtschaftung* geregelt. Grundlage dazu bildet Artikel 7a Absatz 4 EnG. Von den total zur Verfügung stehenden Mitteln (Gesamtdeckel) dürfen auf jede Technologie bis zu einem vorgegebenen Maximum Mittel vergeben werden (Teildeckel). Die Deckel betragen für das Jahr 2011 50 Prozent für Wasserkraft, je 30 Prozent für Windenergie, Geothermie und Biomasse sowie 10 Prozent für Photovoltaik, weil die durch den Marktpreis nicht gedeckten Kosten für Photovoltaikanlagen zwischen 40 und 50 Rappen pro kWh liegen. Die Deckelbewirtschaftung soll erstens gewährleisten, dass nur so viele Anlagen gefördert werden, wie der Gesamtdeckel zulässt. Zweitens sollen die Teildeckel helfen, dass einzelne Technologien nicht übermässig Mittel in Anspruch nehmen und andere diskriminiert werden.²⁸
- Für die Photovoltaik besteht schliesslich sechstens ein differenziertes System, welches die Höhe des Teildeckels abhängig von den „ungedeckten Kosten“²⁹ macht. Weiter legt das BFE auf der Basis von Artikel 3f Absatz 1 EnV jährlich Zubau-mengen fest, welche eine stetige Zunahme sicherstellen soll.

Eine weitere, nicht direkt mit dem Fördermodell in Zusammenhang stehende Bedingung betrifft die technischen Anforderungen an eine Anlage zur Einspeisung von Strom. Der Verteilnetzbetreiber kann den Netzzugang verweigern, wenn durch die Einspeisung der sichere Betrieb des Netzes nicht sichergestellt ist (Art. 13 Abs. 2 lit. a StromVG). Produzierende von Strom aus erneuerbaren Energien sind nach Artikel 2 Absatz 4 EnV verpflichtet, „störende technische Einwirkungen am Einspeisepunkt zu vermeiden“.

Flankierende Massnahmen

Flankierende Massnahmen sollen helfen, den Fördermechanismus optimal zur Geltung zu bringen. Auf der Basis der Rechtsgrundlagen können drei solche Massnahmen unterschieden werden:

gen kann (unter Einbezug des Bundesamts für Umwelt BAFU und des Bundesamts für Raumentwicklung ARE und Anhörung der Kantone).

²⁷ Die interviewten Akteure, welche bei der Ausarbeitung der Konzeption beteiligt waren, ordnen dieser Bedingung nur deklamatorischen Wert zu, sie gehe auf einen Antrag eines Mitglieds der vorberatenden Kommission zurück.

²⁸ Es bestehen grosse Unterschiede zwischen den Technologien in Bezug auf die benötigte Zeit, eine Anlage zu realisieren, oder in Bezug auf den Stand der technologischen Entwicklung (z.B. Geothermie und zu einem gewissen Grad Photovoltaik).

²⁹ Gemäss Art. 3f Abs. 2 EnV entsprechen die ungedeckten Kosten bei der Photovoltaik der Differenz zwischen den Gestehungskosten von Neuanlagen und dem Marktpreis für Elektrizität gemäss Art. 3f Abs. 3 EnV.

- Die Netzbetreibenden haben die *Pflicht zur Abnahme des produzierten Stroms* von KEV-Stromproduzierenden (Art. 7a Abs. 1 EnG).
- Artikel 13 StromVG setzt fest, dass Netzbetreibende Dritten den *Netzzugang diskriminierungsfrei zu gewähren* haben (Abs. 1) und die Lieferungen von Strom aus erneuerbaren Energien bei der Zuteilung der Netzkapazitäten Vorrang geniessen (Abs. 3).
- Artikel 10 EnG überträgt dem BFE und den Kantonen die Aufgabe, die Öffentlichkeit und die Behörden „über die Nutzung erneuerbarer Energien“ zu informieren und zu beraten. Dazu gehört auch die *Information und Beratung* zur KEV. Allerdings besteht bisher kein Gesamtkonzept, wie die Information und Beratung zu erfolgen hat.

Eine weitere flankierende Massnahme betrifft die *Kontrolle*. Wohl ist in der EnV die Berichterstattung verankert, was eine Kontrolle impliziert.³⁰ Eine explizite Bestimmung zur Kontrolle fehlt jedoch in den relevanten Rechtsgrundlagen. Ebenso sind uns keine Konzepte im BFE und bei der Swissgrid AG bekannt, die eine Kontrolle der Vollzugskosten, der korrekten Durchführung des Anmeldeverfahrens oder der Überprüfung der in Betrieb stehenden Anlagen umschreiben würden.³¹

2.3 THEORETISCHE BEURTEILUNG DER KONZEPTION

Einspeisevergütungen (englisch feed-in tariffs) sind in Europa, aber auch in Nordamerika ein stark verbreitetes Förderinstrument für erneuerbare Energien. In der Konsequenz wurden eine Vielzahl von wissenschaftlichen Artikeln, Studien und Handbüchern publiziert sowie Plattformen für den Erfahrungsaustausch aufgebaut.³² Für die Ableitung von Bewertungskriterien haben wir uns auf das Handbuch von Mendonça et al. (2010) abgestützt. Darin findet sich ein sehr detailliertes Set von Kriterien zur Ausgestaltung von Modellen für Einspeisevergütungen. Dieses Kriterienset schliesst die Elemente anderer Publikationen mit ein, welche Einspeisevergütungsmodelle diverser Länder analysieren und daraus Stärken und Schwächen sowie Empfehlungen formulieren (Klein et al. 2010; Couture et al. 2010; Pollock/McNamara 2010; Cory et al. 2009; Ragwitz et al. 2007).

Auf Basis von Mendonça et al. (2010) haben wir insgesamt 34 Kriterien abgeleitet, mit deren Hilfe wir die Konzeption beurteilen können. Die folgende Tabelle enthält die Liste der Kriterien und das Ergebnis der Beurteilung. Im Anhang DA 3 ist eine Tabelle mit einer Begründung der einzelnen Bewertungen enthalten.

³⁰ Art. 1g EnV zum Herkunftsnachweis und Art. 3q EnV zur Verwaltung des Fonds der Stiftung KEV, produzierte Menge, Vergütung und Vollzugskosten.

³¹ In ihrer Rückmeldung vom 9. Mai 2012 zum Entwurf des Schlussberichts hält die Swissgrid AG fest, dass in einem internen Kontrollsystem die Prozesse definiert sind, das verwendete Datenbanksystem von der Schweizerischen Akkreditierungsstelle SAS akkreditiert ist und Anlagen bei Inbetriebnahme von unabhängigen Auditoren oder den Verteilnetzbetreibenden beglaubigt werden. Den Evaluatoren standen diese Unterlagen nicht zur Verfügung.

³² Z.B. <<http://www.feed-in-cooperation.org>>, <<http://www.clean-coalition.org>> usw. Zugriff 9.8.11.

D 2.2: Theoretische Bewertung der Konzeption der KEV

Merkmale	Kriterien	Erfüllt
Zielsetzung	Festsetzen von kurz-, mittel- und langfristigen Zielen	Nein
Finanzierung	Gleichmässige Verteilung der Kosten auf alle Endverbraucher	Ja
	Befreiung von energieintensiven Industrien	Ja
Technologie	Einschluss möglichst aller verfügbaren Technologien	Ja
	Präzise Definitionen der Technologien	Ja
	Kein Ausschluss von bestimmten Produzierenden	Ja
	Beschränkung der Vergütung auf kürzlich erstellte Anlagen	Ja ³³
	Keine Kapazitätsgrenzen mit Ausnahme von grossen Wasserkraftanlagen	Ja
	Abzug von nicht biologisch abbaubaren und fossilen Energiekomponenten bei Biomasseanlagen	Ja
Berechnung der Vergütung	Berechnung entweder auf der Basis von Gestehungskosten oder Anlagerenditen	Ja
	Technologie-spezifische Vergütung	Ja
	Nach Leistung abgestufte Vergütung	Ja
	Möglichkeit der Kombination verschiedener Technologien	Ja
	Zusätzliche Boni für innovative Elemente	Ja
	Zusätzliche Differenzierung bei den Biomasseanlagen	Ja
	Ortsspezifische Vergütungen	Ja
	Berücksichtigung verschiedener Kosten (Investition, Betrieb und Unterhalt, Energiekosten, Rückbau usw.)	Ja
	Inflationsindexierte Vergütung	Nein
	Spezielle Vergütungen für Systemdienstleistungen in der Elektrizitätsversorgung	Ja
	Differenzierte Vergütungen unter Berücksichtigung der Nachfrage auf dem Markt	Ja
Anpassung der Vergütung	Flexible Absenkung der Vergütung	Ja
	Möglichkeit der Zunahme der Vergütung	Ja
Dauer der Vergütung	Der Lebensdauer von Anlagen entsprechende Vergütungsdauer (15–20 Jahre)	Ja
	Möglichkeit, aus dem Fördersystem auszusteigen	Ja
Pflicht zur Stromabnahme	Verpflichtung der Netzbetreibenden, den produzierten Strom abzunehmen	Ja
Netzzugang	Sicherstellen des diskriminierungsfreien Zugangs	Ja
	Gewährleisten ausreichender Netzkapazitäten	Ja
	Verteilschlüssel für die Kosten des Netzzugangs	Ja
Energiemanagement	Verpflichtung zur Erstellung von Prognosen	Ja
	Anreizsystem zum Verkauf am Spotmarkt	Nein

³³ Gemäss Art. 7a Abs. 1 EnG gelten auch erheblich erweiterte oder erneuerte Anlagen als Neuanlagen. Art. 3a EnV definiert die geltenden Bedingungen für solche Anlagen.

Merkmale	Kriterien	Erfüllt
Administrative Voraussetzungen	Einführen von Fristen im Bewilligungsprozess für Behörden	Nein
	Reduktion und Koordination der involvierten Behörden durch die Einführung einer Stelle als „one-stop-shop“	Nein
	Einbezug der Raumplanung	Ja
	Regelmässiges Reporting und Evaluation	Ja

Quelle: Mendonça et al. 2010.

Das Ergebnis fällt insgesamt positiv aus. 29 von insgesamt 34 Kriterien können als erfüllt betrachtet werden. Besonders gut schneiden die Kriterien der Bereiche Finanzierung, Technologien sowie Berechnung, Anpassung und Dauer der Vergütung ab. Die kritisch zu beurteilenden Elemente lassen sich wie folgt kommentieren:

- Ungenügend schneidet die Konzeption bei der Zielsetzung ab. Es ist lediglich das Endziel von 5'400 GWh bis im Jahr 2030 definiert. Es besteht kein System, welches auch kurz- und mittelfristige Ziele festlegt.
- Bei der Berechnung der Vergütung wird den Veränderungen der Inflation oder anderen wirtschaftlichen Einflussfaktoren (z.B. Rohstoffpreise) nicht Rechnung getragen. Die Vergütung gilt für die gesamte Laufzeit.
- In Bereich des Energiemanagements fehlen die Möglichkeit und der Anreiz, den durch die KEV geförderten Strom am Spotmarkt zu verkaufen. Die BG-EE kann den Strom der KEV-Stromproduzierenden nur an die Bilanzgruppen mit angeschlossenen Endverbrauchern zum vorgegebenen Marktpreis auf Basis von Artikel 3f Absatz 3 EnV absetzen.
- Die zwei negativ bewerteten Elemente in Bezug auf die administrativen Voraussetzungen (Frist und „one-stop-shop“) müssen im Lichte des föderalen Systems der Schweiz gesehen werden. Auf Grund der dezentralen Kompetenzverteilung bei den Konzessionsverfahren, Baubewilligungen und der Prüfung von Auflagen im Umwelt-, Natur- und Landschaftsschutz lassen sich die theoretischen Anforderungen nur schwer realisieren.

Das zentrale Element der Deckel und deren Bewirtschaftung werden in der Literatur unterschiedlich bewertet, weshalb wir darauf näher eingehen. Mendonça et al. (2010) beispielsweise führen Deckel (capacity caps) unter schlechten Designvarianten von Einspeisevergütungen auf. Sie begründen dies damit, dass Deckel den Bau neuer Anlagen limitieren und damit die Bildung eines Massenmarktes verhindern würden. Weiter würden Deckel zu einer Umsetzung nach dem Prinzip von „stop and go“ führen und zu unerwünschten Effekten wie der Torschlusspanik führen sowie die Investitionssicherheit negativ beeinflussen (z.B. bei Photovoltaikanlagen). Dies ist bei der KEV auf Grund von Artikel 7a Absatz 4 EnG auch eingetreten: Seit dem 1. Mai 2008 sind so viele Anmeldungen eingegangen, dass das BFE per 1. Februar 2009 einen Bescheid-

stopp erlassen musste, womit alle neuen Anmeldungen automatisch auf die Warteliste gesetzt werden.³⁴

Andere Autoren (Klein et al. 2010, Pollock/McNamara 2010 usw.) stellen die genannten negativen Auswirkungen zwar nicht in Abrede. Dennoch wird die Einführung der Deckel als Mittel zur Kontrolle der Gesamtkosten und zur Reservierung von Mitteln für bestimmte Technologien begrüsst. Letzteres gilt für Technologien, die grosse Verbesserungspotenziale aufweisen und bei denen in Zukunft mit erheblichen Kostensenkungen gerechnet werden kann).

2.4 BEURTEILUNG DER KONZEPTION AUS SICHT DER INTERVIEWTEN

Die Konzeption der KEV wurde total sieben Personen zur Beurteilung vorgelegt. Es sind dies ehemalige und aktuelle Mitarbeitende des BFE und Personen, die direkt am Vollzug beteiligt sind (Swissgrid AG, BG-EE).³⁵ Ebenso wurde eine vom BFE im Jahr 2009 durchgeführte, unveröffentlichte Situationsanalyse zur KEV in die Analyse mit einbezogen.

Zielsetzung und Finanzierungsmodus

Zielsetzung und Finanzierungsmodus der Konzeption werden von den Akteuren weder positiv noch negativ beurteilt. Vielmehr ist es so, dass diese beiden Elemente als Ergebnis eines politischen Aushandlungsprozesses akzeptiert werden. Die Analyse der Entwicklung der KEV hat gezeigt, dass die KEV unter anderem als Kompensation entstanden ist, um die Investitionen in erneuerbare Energien im Zuge der Liberalisierung des Strommarktes sicherzustellen, ja zu fördern (vgl. Abschnitt 2.1).

Wirkungsmechanismus

Der Wirkungsmechanismus der KEV wird von den Befragten insgesamt als sinnvoll erachtet. Allerdings gilt dies nicht im Hinblick auf die Förderung der *Geothermie*, die *Kehrichtverbrennungsanlagen* und die *Photovoltaik*:

- Bei der Geothermie ist die technologische Entwicklung aus Sicht von Interviewten noch zu wenig fortgeschritten, als dass sich eine „energiepolitische“ Förderung anbieten würde. Eine Unterstützung auf der Basis anwendungsorientierter Forschung und Entwicklung (z.B. durch die Kommission für Technologie und Innovation KTI) wird als sinnvoller betrachtet.
- Bei den Kehrichtverbrennungsanlagen wird kritisiert, dass das Modell der Referenzanlagen einerseits nur beschränkt geeignet sei für die wenigen potenziell förderungsfähigen Anlagen, die meist Einzelanfertigungen darstellen. Ebenso wird da-

³⁴ Medienmitteilung Bundesamt für Energie vom 2. Februar 2009. Im November 2008 hatte das BFE noch eine Sofortmassnahme eingeführt, welche eine Überverpflichtung des Fonds der Stiftung KEV ermöglicht. Es hat sich herausgestellt, dass zahlreiche Projekte von KEV-Stromproduzierenden als nicht oder kaum realisierbar eingestuft werden mussten und einige Mehrfachanmeldungen eingegangen waren. Mit der Überverpflichtung wird der Deckel für zusätzliche Projekte angehoben, mit geringem Risiko der Überschreitung des Gesamtdeckels aufgrund der kleinen Realisierungswahrscheinlichkeit einer grösseren Zahl von Projekten.

³⁵ Der Bilanzverantwortliche der BG-EE ist die Energie Pool Schweiz AG. Medienmitteilung Bundesamt für Energie vom 21. Juli 2008.

rauf verwiesen, dass Abfall nicht als erneuerbare Energie gelten könne und daher an sich nicht förderungswürdig sei.

- Die Eignung der Förderung von Photovoltaikanlagen mittels der KEV wird in Frage gestellt: Aus einer Perspektive des Systems wird kritisiert, dass die sehr grosse Zahl von Anmeldungen bei der Photovoltaik hauptverantwortlich für das nicht zufriedenstellende Ergebnis der Deckelbewirtschaftung ist (Warteliste, Blockieren von Mitteln usw.). Eine zweite Kritik ist grundlegender Natur und wurde auch im Verlauf der parlamentarischen Debatte aufgegriffen (z.B. Antrag Ständerat Filippo Lombardi, CVP Tessin): Die Meinung wird vertreten, dass viele Investierende auch mit einer viel geringeren Vergütung – zum Beispiel einer Anschubfinanzierung – Photovoltaikanlagen bauen würden. Weiter wird angenommen, dass der Mitnahmeeffekt gerade bei den Photovoltaikanlagen hoch ist. Und schliesslich falle im Vergleich zu den anderen Technologien der Vollzugsaufwand gemessen an der produzierten Energiemenge deutlich grösser aus (in Franken pro kWh).

Deckelbewirtschaftung

Das System der *Deckelbewirtschaftung* wird in den Interviews stark kritisiert, weshalb wir auf dieses Element der Konzeption gesondert eingehen.³⁶ Das in Artikel 7a Absatz 4 EnG definierte System der Deckel führt gemäss den Interviewten zu einem zu aufwändigen Anmeldesystem, welches verschiedene Probleme verursachen würde (zur Beschreibung des Anmeldesystems vergleiche die Ausführungen im nächsten Kapitel):

- *Vorsorgliche Anmeldungen:* Die Begrenzung durch die Deckel führt gemäss den Interviewten zu einer „Torschlusspanik“: Projekte werden mehrfach angemeldet und es werden zu wenig realistische Projektanträge eingereicht. Die Qualität der Anmeldungen (z.B. Angaben) sei teilweise ungenügend. Als Konsequenz daraus resultiert eine lange Warteliste. Dabei entsteht das Risiko, dass ausführungsfähige Projekte blockiert werden.
- *Administrativer Aufwand:* Das Anmeldeverfahren sei nicht nur für die Gesuchstellenden, sondern auch für die verantwortlichen Vollzugsakteure (primär Swissgrid) aufwändig (unmittelbare Umsetzung, Beratung, Einsprachen usw.).
- *Beschränkte Flexibilität:* Das System sei restriktiv im Hinblick auf Änderungen von bereits eingereichten Projekten. Insbesondere lassen sich der Standort und die elektrische Leistung nur noch in engen Grenzen verändern. Mit dieser Einschränkung werde die Optimierung einer Anlage im Verlaufe der Realisierung weitestgehend verhindert, was letztlich zum Bau von weniger effizienten, nicht dem aktuellsten Stand der Technik entsprechenden Anlagen führe. Mit der per 1. Oktober 2011 in Kraft getretenen Änderung der EnV (eingefügter Art. 3h^{bis} EnV) sind nun Änderungen der installierten Leistung uneingeschränkt möglich und die maximalen Abweichungen gegenüber dem angemeldeten Standort gelockert (vgl. Richtlinie kostendeckende Einspeisevergütung [KEV], allgemeiner Teil und technologiespezifische Teile vom 1. Oktober 2011).

³⁶ Dazu kommt eine grössere Zahl parlamentarischer Vorstösse, welche direkt und indirekt auf das System der Deckel abzielen.

Marktpreis

Der Marktpreis wird von allen interviewten Personen als wichtigster (exogener) Parameter des KEV-Systems betrachtet. Grob gesagt, erhalten die Produzenten eine Entschädigung, die sich aus der Differenz zwischen dem Marktpreis und den Gesteungskosten der Referenzanlagen berechnet. Das BFE hat bei der Festlegung verschiedene Modelle für den Marktpreis geprüft und sich vor allem aus Gründen der Praktikabilität und Nachvollziehbarkeit für die Variante mit dem mengengewichteten Quartalspreis entschieden.

Mit der per 1. Oktober 2011 in Kraft getretenen Revision der EnV wurde die Methode zur Berechnung des Marktpreises angepasst. Neu wird der Marktpreis gemäss Artikel 3f Absatz 3 EnV auf der Grundlage des aktuellen Quartals berechnet. Die vorherige Lösung mit den Daten des Vorquartals wurde vor allem von den interviewten Personen kritisiert, welche unmittelbar am Strommarkt partizipieren (Bilanzgruppen, Verteilnetzbetreibende). Sie monierten, dass angesichts der saisonal stark schwankenden Strompreise das Vorquartal keine angemessene Quelle sei.

Flankierende Massnahmen

Im Rahmen der Pflicht zur Stromabnahme und der Gewährleistung des Netzzugangs wurde die Kritik laut, dass der Einspeisepunkt nicht Teil der Prüfung der Standorteignung ist. Gewisse Akteure sind der Meinung, dass für den Fall einer notwendigen Netzverstärkung die verursachten Kosten ein bestimmtes Niveau nicht übersteigen dürften.

Ein Teil der interviewten Personen kritisierte die Information und Beratung. Konkret bemängelt wurde in einem Experteninterview zum Beispiel, dass gerade gegenüber den Umweltverbänden Ansatz und Vorgehen im Zusammenhang mit der Standorteignung offenbar nicht ausreichend kommuniziert worden seien. Insbesondere, dass die Bedingungen in Bezug zum Beispiel zum Umweltrecht nach den geltenden Verfahren der Kantone (Konzession, Baubewilligung usw.) geprüft werden und der Nachweis dieser Prüfung mit der Dokumentation zur Projektfortschrittsmeldung erbracht werden muss.

2.5 VORLÄUFIGE BEWERTUNG DER KONZEPTION

Fassen wir die Ergebnisse der Prüfung der Konzeption zusammen kommen wir zu folgenden Ergebnissen:

- Gemessen an den Vorgaben der Theorie schneidet die Konzeption der KEV gut ab.
- Die Kritik am Fehlen von Fristen in den Bewilligungsverfahren der Behörden und am Fehlen des „One-stop-shop-Prinzips“ ist an sich berechtigt, angesichts der föderalen Kompetenzverteilung sind diese Kriterien aber kaum zu realisieren.
- Berechtigt ist die aus theoretischer Sicht formulierte Kritik am Fehlen von mittelfristigen Zielen und an der Deckelbewirtschaftung. Der zweite Punkt lässt sich im Nachhinein rechtfertigen durch den ausdrücklichen Wunsch des Parlamentes, eine Sicherung in Bezug auf die Höhe der zu verteilenden Mittel zu haben und die Verteilung nach Energieträger zu steuern. Aus unserer Sicht ist es vertretbar gewesen,

angesichts unsicherer Reaktionen des Marktes zunächst eine eher vorsichtige, restriktive Konzeption zu etablieren. Nachdem Daten zu den Anmeldungen vorliegen, kann die Diskussion um die Bewirtschaftung der Deckel auf Grund konkreter Erfahrungen nochmals aufgenommen werden.

- Aus theoretischer Sicht zu bemängeln ist das Fehlen einer einheitlichen Informations- und Kommunikationsstrategie. Angesichts der Bedeutung von Information und Beratung für die Wirkung von Fördermassnahmen im Energiebereich (Rieder/Haefeli 2008, S. 70) stellt dies einen Mangel der Konzeption dar. Ebenso stellt aus theoretischer Perspektive das Fehlen eines Verfahrens zur Kontrolle der Finanzflüsse, der Anmeldeverfahren und der Realisierung von Projekten einen Mangel dar.³⁷

Die Evaluatoren kommen insgesamt zum Schluss, dass die Konzeption der KEV durchaus geglückt ist. Die Deckel sind angesichts der unsicheren Marktentwicklung und der hohen Fördersummen für die Anfangsphase durchaus vertretbar. Allerdings liegen nun erste Erfahrungen vor, sodass eine Anpassung geprüft werden sollte. Die Kritik am administrativen Aufwand ist gerechtfertigt. Der Gesetzgeber hat Restriktionen eingebaut, die zu einem komplexen Verfahren führen (vgl. Kapitel 3). Im nächsten Abschnitt werden die wichtigsten Änderungsoptionen der Konzeption beschrieben.

2.5.1 VERBESSERUNGSVORSCHLÄGE

Die Konzeption sollte im Hinblick auf die Deckelbewirtschaftung, den Umfang der Information und Beratung sowie die Kontrolle überprüft werden.

Deckelbewirtschaftung

Ein erster Verbesserungsvorschlag betrifft die Deckelbewirtschaftung. Auf der Grundlage der Auswertung der Interviews und von Hinweisen aus Studien (Rieder/Haefeli 2008, S. 23 ff.; EBP 2009; EBP 2011) stehen aus unserer Sicht folgende Varianten zur Diskussion:

- Die Variante 0 entspricht dem gültigen System mit Gesamt- und Teildeckeln.
- Die Variante 1 besteht in der *Aufhebung des Gesamtdeckels*. Das heisst, die totale Fördersumme ist nicht mehr limitiert und wird nicht nach einzelnen Technologien differenziert ausgestaltet (Teildeckel).
- Die Variante 2 ist das *Aufheben von Teildeckeln* gewisser Technologien, wobei nach Meinung der Interviewten lediglich ein Teildeckel oder ein Instrument zur Steuerung der Photovoltaik beibehalten werden sollte. Für Letzteres ist in der Literatur eine Reihe von Instrumenten beschrieben worden, woraus sich zwei Untervarianten ergeben:
 - Bei der Variante 2.1 wird die Fördersumme nur für Photovoltaik beschränkt.
 - Bei Variante 2.2 werden jährlich maximale Zubaumengen (GWh pro Jahr) für Photovoltaik festgelegt.

³⁷ Vgl. Rückmeldung der Swissgrid AG vom 9. Mai 2012 zum Entwurf des Schlussberichts in Fussnote 31.

Die Varianten weisen ihre Vor- und Nachteile auf. Welche der drei Varianten soll empfohlen werden? Wir haben drei Kriterien formuliert, um die Varianten bewerten zu können:

- K1: Mit Kriterium 1 soll geprüft werden, ob mit einer Variante der *Vollzugaufwand* reduziert und das Anmeldeverfahren vereinfacht werden kann.
- K2: Kriterium 2 umfasst die *fiskalpolitische* Perspektive. Gewährleistet die Variante die Kontrolle und Steuerung der entstehenden Kosten respektive die Abschätzung der Entwicklung des notwendigen Zuschlags für die Finanzierung der Förderung?
- K3: Aus *energiepolitischer* Perspektive soll mit Kriterium 3 geprüft werden, ob die gesetzten Ziele mit der Variante in kürzerer Laufzeit erreicht respektive bis 2030 stärker übertroffen werden.

Die Prüfung der Varianten anhand von Kriterium 1 führt zu folgenden Erkenntnissen: Mit der Variante 1 kann das komplexe Anmeldeverfahren stark vereinfacht und der Vollzugaufwand reduziert werden. Auch bei den Varianten 2.1 und 2.2 kann der Aufwand reduziert werden, wenn auch in geringerem Umfang als bei Variante 1 (ein Verfahren für die Anmeldung der grossen Zahl von Photovoltaikanlagen ist nach wie vor notwendig). Der Status quo (Variante 0) schneidet bei Kriterium 1 im Vergleich mit den anderen Varianten am schlechtesten ab.

Bei der Anwendung von Kriterium 2 ergibt sich im Vergleich mit Kriterium 1 genau die umgekehrte Rangfolge. Das gegenwärtige System der Variante 0 gewährleistet die beste Steuerung und stärkste Kontrolle der Ausgaben. Bei der Variante 1 ohne Gesamtdeckel würde diese wegfallen. Bei den Varianten 2.1 und 2.2 wird die Steuerungsmöglichkeit für die Photovoltaik beibehalten, wobei bei der Variante 2.1 mit einer fixierten jährlichen Fördersumme direkter gesteuert werden kann.

Beim letzten, energiepolitischen Kriterium ergeben sich folgende Ergebnisse: Bei der Variante 1 zeigen Modellrechnungen, dass bereits 2016 das Ziel von 5'400 GWh erreicht wird, im Jahr 2030 resultiert eine Produktion von 7'100 bis 10'000 GWh oder mehr (EBP 2009, S. 22f, EBP 2011a). Diese Variante schneidet unter energiepolitischen Gesichtspunkten am besten ab. Die Varianten 2.1 und 2.2 liegen an zweiter Stelle. Sie sind gegenüber der Variante 0 insofern im Vorteil, als dass erstens die Kapazität bei allen Technologien mit Ausnahme der Photovoltaik unbeschränkt ausgebaut werden kann. Zweitens kann bei der Photovoltaik der Zubau „gesteuert“ werden. Es kann davon ausgegangen werden, dass bei den Photovoltaikanlagen ein erhebliches Potenzial zur technologischen Verbesserung und Reduktion der Gestehungskosten besteht. Dem kann die Förderung gemäss Variante 2 Rechnung tragen, indem die Fördermittel auf einem bestimmten Niveau fixiert werden, so lange die Kosten hoch sind. Sinken die Kosten, kann die Fördersumme insgesamt erhöht und die Zubaumengen können viel stärker gesteigert werden, da mit den gleichen Fördermitteln viel mehr Anlagen ausgelöst werden können.

Wird jeder Variante für jedes der drei Kriterien ein Wert von eins bis drei vergeben, ergibt sich folgendes Ergebnis, wobei der Wert drei die beste Bewertung darstellt.

D 2.3: Bewertung der Varianten zur Verbesserung der Deckelbewirtschaftung

	Variante 0 Status quo	Variante 1 „Gesamtdeckel weg“	Variante 2.1 „Aufheben Teildeckel – Fördersumme PV“	Variante 2.2 „Aufheben Teildeckel – Zubaumenge PV“
K1: Vollzugskosten	1	3	2	2
K2: Fiskalpolitische Sicht	3	1	2+	2
K3: Energiepolitische Sicht	1	3	2	2
Summe der Werte	5	7	6+	6

Quelle: eigene Darstellung.

Am besten schneidet die Variante 1 mit der Aufhebung des Gesamtdeckels ab. Es bleibt letztlich zu entscheiden, ob der energiepolitischen oder der fiskalpolitischen Sicht der Vorzug gegeben werden soll.

Information und Beratung sowie Kontrolle

Zwei weitere Verbesserungsvorschläge betreffen die flankierenden Massnahmen: Die *Information und Beratung* der verschiedenen Akteure ist auf eine einheitliche Grundlage zu stellen. Die bisherigen Erfahrungen dazu – insbesondere in Bezug auf Fehler und Missverständnisse bei der Anmeldung von Anlagen – sollen ausgewertet werden. Ebenso ist die Frage der Standorteignung in der Information und Kommunikation aufzunehmen: Es muss deutlich gemacht werden, dass die KEV die bestehenden kantonalen Verfahren nicht tangiert. Somit kommt den Kantonen, obwohl nicht direkt in den Vollzug einbezogen, eine zentrale Aufgabe bei der Information und Beratung zu. Entsprechend sind diese Behörden bei konzeptionellen Anpassungen einzubeziehen. Wie bei der Information und Beratung ist auch eine klare Vorgehensweise bei der *Kontrolle* der Finanzflüsse und bei der Überprüfung der Realisierung von Anlagen festzulegen. Dabei geht es nicht um eine flächendeckende Kontrolle. Hingegen kann mit Stichproben und der Publikation der entsprechenden Tätigkeiten Missbräuchen vorgebeugt werden.

Der Vollzug *im engeren Sinne* bezeichnet den Prozess von der Anmeldung einer Anlage bei der Swissgrid AG bis hin zur Auszahlung der Vergütung an KEV-Gesuchstellende oder -Stromproduzierende. Die dabei involvierten Akteure sind das BFE, die Swissgrid AG und deren Stiftung KEV, die Bilanzgruppe für erneuerbare Energien BG-EE, die übrigen Bilanzgruppen, die KEV-Stromproduzierenden und die Verteilnetzbetreiber. Die entsprechenden Evaluationsfragen präsentieren sich wie folgt:

- Ist die gewählte Organisationsstruktur angemessen? Sind die Kompetenzen und Aufgaben zwischen den involvierten Akteuren klar verteilt? Wird die Aufgabenteilung in der Praxis respektiert?
- Wie ist der Prozess von der Anmeldung bis zur Auszahlung der Subventionen zu beurteilen? Ist dieser Prozess nachvollziehbar und verständlich, namentlich für die Gesuchstellenden? Wie sind der Aufwand und die Kosten des Vollzugs zu beurteilen?

Der Vollzug im engeren Sinne wurde mittels sieben Interviews bei den beteiligten Vollzugsinstanzen sowie auf Basis der Auswertung von Dokumenten zum Vollzug analysiert. In Bezug auf die Kosten des Vollzugs konnte auf Daten der eidgenössischen Finanzkontrolle zurückgegriffen werden, die parallel zur Evaluation eine Untersuchung bei der Swissgrid AG und der BG-EE durchführt hat.³⁸ Die Gesuchstellenden wurden ebenfalls zum Vollzug mittels eines Online-Fragebogens befragt.

Der Vollzug im engeren Sinne wird in sieben Elemente unterteilt, die getrennt bewertet werden: Organisation, Anmeldeverfahren, Informationsfluss, Vergütungssätze, Finanzflüsse, Information und Beratung sowie Vollzugskosten. Jeder Abschnitt umfasst zunächst eine Beschreibung des jeweiligen Elementes des Vollzugs und anschliessend eine Beurteilung dieses Elementes.

3.1 AKTEURE UND ORGANISATIONSSTRUKTUR

Ausgehend von der folgenden Beschreibung wird am Schluss dieses Abschnittes eine Bewertung der Organisationsstruktur vorgenommen.

3.1.1 BESCHREIBUNG DER AKTEURE UND DER ORGANISATIONSSTRUKTUR

Aus den rechtlichen Grundlagen des EnG und des StromVG und der damit verbundenen Vorordnungen ergibt sich eine Organisationsstruktur mit diversen Akteuren:

³⁸ Im Rahmen einer integralen Finanzaufsichtsprüfung der Eidgenössischen Finanzkontrolle EFK zur Wirtschaftlichkeit und Ordnungsmässigkeit bei der KEV wurden in der zweiten Hälfte des Jahres 2011 neben anderen Untersuchungsgegenständen Organisation, Führungsstrukturen und Rechtsform von BFE, Swissgrid AG und BG-EE untersucht.

- Das *Bundesamt für Energie BFE* hat die Aufsicht über den Vollzug.³⁹ Im Auftrag des BFE erbringen die BG-EE und die Swissgrid AG zentrale Leistungen im Vollzug der KEV.
- Die *nationale Netzgesellschaft Swissgrid AG* erfüllt auf der Basis der gesetzlichen Grundlagen verschiedene Aufgaben. Erstens wickelt sie das Anmeldeverfahren ab. Zweitens ist die Swissgrid AG für die Entgegennahme und die Verwaltung der Zuschläge auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze zuständig und hat dafür die Stiftung KEV gegründet. Drittens stellt die Swissgrid AG die für KEV-Stromproduzierende obligatorischen Herkunftsnachweise für die produzierte Elektrizität aus.⁴⁰ Als nationale Netzgesellschaft erfüllt die Swissgrid AG schliesslich Aufgaben im Zusammenhang mit dem Betrieb der Übertragung des Hochspannungsnetzes, sie darf aber nicht Tätigkeiten in den Gebieten der Erzeugung, der Verteilung und des Handels von Elektrizität ausüben (Art. 18 StromVG). Für die genannten Aufgaben besteht aber keine formale Vereinbarung zwischen der Swissgrid AG und dem BFE. Vielmehr gingen die beiden Parteien davon aus, dass das Verhältnis im Rahmen der gesetzlichen Vorgaben ausreichend geregelt sei.
- *Stiftung KEV*: Die Swissgrid AG hat die operativen Arbeiten bei der Abwicklung der KEV vom finanziellen Teil getrennt. Letzteres wird von der Stiftung KEV übernommen. Sie ist für das Inkasso der KEV-Mittel zuständig und übernimmt die Verwaltung der geäußerten Mittel.⁴¹
- Die *Bilanzgruppe*⁴² für erneuerbare Energien BG-EE hat den Auftrag, die Energie- und Finanzflüsse im Zusammenhang mit der KEV abzuwickeln. Die Aufgaben der BG-EE werden in Artikel 24 StromVV eingeführt. Für die Erfüllung dieser Funktion hat das BFE die Energie Pool Schweiz AG in Zürich engagiert. Sie erstellt Fahrpläne und Prognosen für den Folgetag des Stroms von KEV-Stromproduzierenden. Mit den KEV-Stromproduzierenden schliesst die BG-EE einen Abnahmevertrag für die Übernahme und die Vergütung des produzierten Stroms ab. Sie verkauft diesen Strom an andere Bilanzgruppen mit angeschlossenen Endverbrauchern zum Marktpreis und vergütet diesen den KEV-Stromproduzierenden.
- Die Netzbetreibenden sind aufgrund von Artikel 7a EnG verpflichtet, die gesamte von Neuanlagen aus erneuerbaren Energien produzierte Elektrizität abzunehmen.

³⁹ Gestützt auf Art. 16 EnG und Art. 23 Abs. 3 EnV.

⁴⁰ Verordnung des UVEK über den Nachweis der Produktionsart und Herkunft von Elektrizität vom 24. November 2006 (Stand am 1. Januar 2010), SR 730.010.1.

⁴¹ In ihrer Rückmeldung vom 9. Mai 2012 zum Entwurf des Schlussberichts hält die Swissgrid AG fest, dass zwischen der Stiftung KEV und der Swissgrid AG ein Abwicklungsvertrag besteht, welcher die Pflichten und Aufgaben der beiden Parteien regelt. Dieser Abwicklungsvertrag stand den Evaluatoren nicht zur Verfügung.

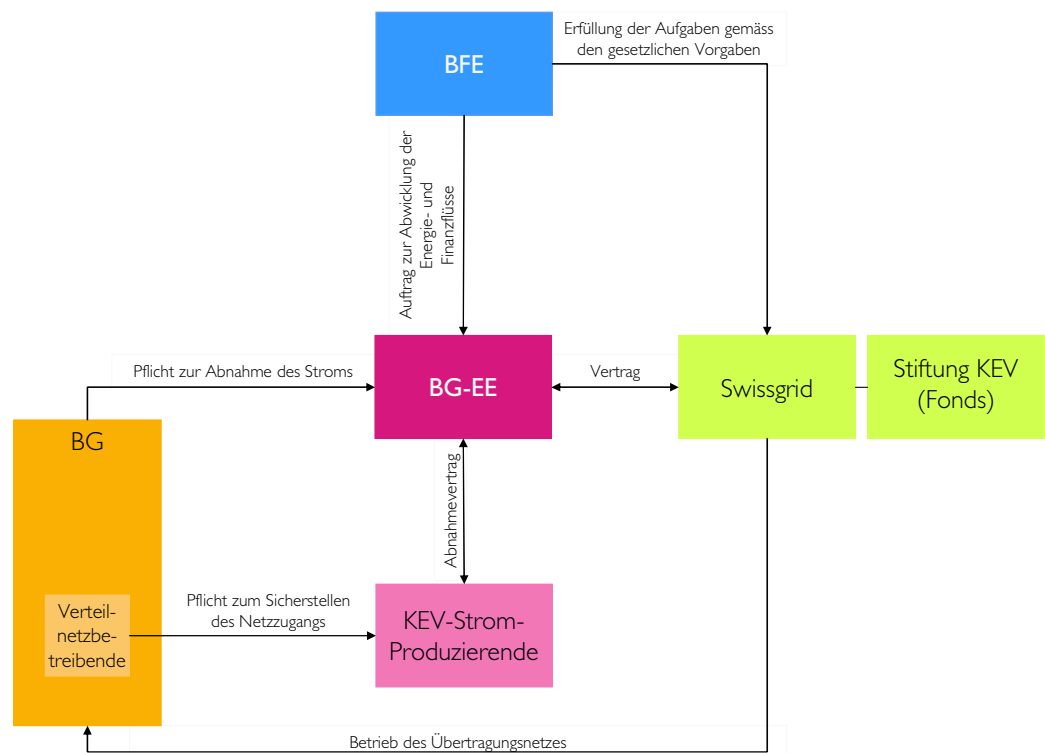
⁴² Mit der Umsetzung des StromVG wurde das so genannte Bilanzgruppen-Modell eingeführt. Eine Bilanzgruppe ist eine juristische Person (Organisation), welche der Messung und Abrechnung von Elektrizität dient. Sie besteht aus Einspeise- und Entnahmestellen von Strom. Das heisst, dass jeder Produzierende, Liefernde und Verbrauchende von Strom sowie Händler einer Bilanzgruppe angehören müssen.

Bilanzgruppen mit angeschlossenen Endverbrauchern kaufen den Strom zum Marktpreis der BG-EE ab.⁴³

- Die *Verteilnetzbetreibenden* sind gemäss Artikel 13 StromVG grundsätzlich verpflichtet, auch KEV-Stromproduzierenden Netzzugang zu gewähren.
- Die *KEV-Stromproduzierenden* schliesslich melden ihre Anlagen bei der Swissgrid AG an und schliessen mit der BG-EE einen Abnahmevertrag ab. Sie produzieren Strom aus erneuerbaren Energien gemäss Vorgaben und werden entsprechend von der BG-EE vergütet.

In der folgenden Skizze ist das Zusammenspiel der genannten Akteure schematisch dargestellt.

D 3.1: Der Vollzug der KEV im engeren Sinne



Quelle: eigene Darstellung.

3.1.2 BEWERTUNG DER ORGANISATIONSTRUKTUR

Wir verwenden drei Kriterien für die Bewertung der Organisationsstruktur: Klarheit der Aufgaben und Kompetenzen, Zahl der Schnittstellen und Umfang der gegenseitigen Abhängigkeiten (Interdependenzen). Die letzten beiden Kriterien sind mitunter eine Konsequenz der Zahl der Akteure:

⁴³ KEV-Stromproduzierende, die über Anlagen mit einer Anschlussleistung von weniger als 30 kVA und keiner Lastgangmessung mittels automatischer Datenübermittlung verfügen, werden gemäss Art. 25 Abs. 1 StromVV der Bilanzgruppe zugeordnet, welche die Endverbraucher im gleichen Verteilnetz beliefern.

- Die Aufgaben und Kompetenzen der Vollzugsakteure sind in diversen Artikeln des EnG und des StromVG klar festgelegt, wobei die Rolle des BFE nicht gleich ausführlich und explizit definiert ist. Zwischen den zentralen Vollzugsakteuren BFE, Swissgrid AG und BG-EE bestehen Verträge, welche die Aufgaben und Kompetenzen im Detail regeln. Eine Ausnahme stellt die Verbindung zwischen dem BFE und der Swissgrid AG dar, wo keine vertragliche Regelung besteht.⁴⁴ Die ElCom wurde zur Klärung von Fragen bezüglich Aufgaben und Kompetenzen der Vollzugsakteure bisher nicht angerufen.⁴⁵
- Die Zahl der Akteure ist durch die StromVG vorgegeben und ist gross. Entsprechend treten viele Schnittstellen auf. Zum Beispiel steht ein KEV-Gesuchsteller im Verlaufe des KEV-Prozesses mindestens mit der Swissgrid AG, der BG-EE, dem Verteilnetzbetreibenden und kantonalen Fachstellen in Kontakt.

Betrachten wir zunächst nur den formellen Teil der Organisationsstruktur des Vollzugs, so können wir dazu Folgendes festhalten: Die Regelung der Zusammenarbeit ist in den Rechtsgrundlagen im Detail und explizit festgehalten. Klärungsbedürftig ist die Situation der Stiftung KEV. Artikel 3k Absatz 1 der EnV schreibt lediglich vor, dass die Swissgrid AG „ein separates Konto“ zu führen hat.⁴⁶ Weiter könnte der Vertrag zwischen BFE und BG-EE mit einem stärkeren Anreiz zur Effizienz ausgestaltet werden. Gegenwärtig besteht der Anreiz nur darin, dass das BFE sich nach Ablauf der Vertragsfrist einen neuen Auftragnehmer suchen kann. Ein konkreter Anreiz mit Bonus-Malus-System zur Minimierung von Ausgleichsenergie besteht heute nicht.

Kritisch sind die grosse Zahl der Akteure und deren starke Interdependenzen zu beurteilen: Durch das Anmeldeverfahren, das Vertrags- und Energiemanagement, das Inkasso und die Fondsverwaltung usw. entstehen zwischen der Swissgrid AG, der Stiftung KEV und der BG-EE umfangreiche gegenseitige Abhängigkeiten (z.B. Informationsaustausch über Zahl, Art und Status der Anlagen im Anmeldeverfahren, Information über die Stromproduktion via HKN-Datenbank,⁴⁷ Wechsel vom Prozess der Anmeldung zur Stromabnahme usw.). Das mit der Vollzugsverantwortung betraute BFE muss eine hohe Zahl von Überwachungsaufgaben wahrnehmen. Aus einer organisationstheoretischen Sicht drängt sich in einer solchen Situation eine Zusammenfassung der organisatorischen Einheiten auf (Picot et al. 2002, S. 75 f). Mit anderen Worten, die Frage der Konzentration eines grossen Teils des Vollzugs bei der Verwaltung muss angesichts der geschilderten Interdependenzen gestellt werden.

⁴⁴ In ihrer Rückmeldung vom 9. Mai 2012 zum Entwurf des Schlussberichts hält die Swissgrid AG Folgendes fest: „Es fehlt primär die Feststellung, dass sich das BFE bei der Einführung der KEV seinerzeit weigerte, mit der Swissgrid hierzu eine Vertragsregelung zu haben. Auf das Fehlen dieser Vertragsbasis lassen sich viele Komplikationen, welche Interface festgestellt hat, zurückführen bzw. durch einen Vertrag in Zukunft auch eliminieren.“

⁴⁵ Hingegen wurde die ElCom von Gesuchstellenden mehrmals zur Klärung von Differenzen beigezogen.

⁴⁶ In ihrer Rückmeldung vom 9. Mai 2012 zum Entwurf des Schlussberichts hält die Swissgrid AG Folgendes fest: „Analog hat sich der Verwaltungsrat der Swissgrid für die Gründung der Stiftung KEV entschieden. Die Vorteile einer Stiftung sind die klare finanzielle Trennung, die Stabilität und Unabhängigkeit und diverse steuerrechtliche Aspekte.“

⁴⁷ Datenbank zur Erfassung des Herkunftsnachweises (HKN).

Wie wird die Funktionsweise der Organisationsstruktur von den Interviewten beurteilt? Grundsätzlich wird dem verantwortlichen BFE attestiert, dass es die Vorgaben in der Konzeption adäquat implementiert hat. Das Ergebnis vermag die Interviewten dennoch nicht zu befriedigen: Die bereits weiter vorne bei der Beschreibung aufgeführte hohe Komplexität und die Interdependenzen stellen auch aus Sicht der Interviewten ein Problem dar. Die Trennung zwischen dem Anmeldeverfahren und der Verwaltung der Mittel einerseits sowie der Abwicklung von Energie- und Finanzflüssen durch die BG-EE andererseits ist ein Resultat der Unsicherheit beim Start der KEV: Die Swissgrid AG lehnte die Verantwortung für die Vermarktung der Energie ab, weil das Unternehmen befürchtete, dass diese Aufgabe gekoppelt mit dem Anmeldeverfahren das Unternehmen überfordern könnte.⁴⁸ Die Bildung der BG-EE wurde anschliessend mit dem Argument gerechtfertigt, dass auf diese Weise ein Anreiz zu einer möglichst optimalen Vermarktung der erneuerbaren Energien entstehe im Vergleich zu einer Vermarktung durch die Swissgrid AG. Dieser Ansatz wurde aber wie oben beschrieben, nicht konsequent umgesetzt, da im Vertrag zwischen dem BFE und dem mit der Führung der BG-EE betrauten Unternehmen griffige Anreizmechanismen fehlen (womit nicht gesagt ist, dass das Unternehmen bisher keine erheblichen Aktivitäten unternommen hat, die durch die KEV geförderten Strommengen effizient und effektiv zu vermarkten).

Aus Sicht der Evaluation weist die gegenwärtige Organisation zu viele Interdependenzen auf. Das BFE als Aufsichtsorgan ist damit vor eine schwierige Aufgabe gestellt. Angesichts der Situation scheint es uns notwendig, die Organisationsstruktur zur Diskussion zu stellen und eine Reihe von Vereinfachungen zu prüfen (vgl. Abschnitt 3.9).

3.2 ANMELDEVERFAHREN

Das Anmeldeverfahren ist das zentrale Instrument der KEV. Nach aussen ist das Anmeldeverfahren der wichtigste Bezugspunkt für die Zielgruppe von KEV-Stromproduzierenden und steht in diesem Zusammenhang – Stichwort Warteliste – auch im Zentrum der öffentlichen Wahrnehmung der KEV. Nach innen gewinnen die Vollzugsakteure mittels des Anmeldeverfahrens die relevanten Informationen für die Umsetzung der KEV.

3.2.1 BESCHREIBUNG

Personen und Institutionen, welche eine Vergütung aus der KEV für eine Anlage zur Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien in Anspruch nehmen wollen, müssen sich bei der Swissgrid AG anmelden. Das Anmeldeverfahren kann in drei Etappen unterteilt werden (vgl. Darstellung D 3.2):

1. *Anmeldung*: In einem ersten Schritt meldet der Gesuchsteller die Anlage bei Swissgrid AG an. Dazu ist ein Online-Formular auszufüllen und auszudrucken. Dieses Formular ist zu signieren und per Post der Swissgrid AG zuzustellen, da der Post-

⁴⁸ In ihrer Rückmeldung vom 9. Mai 2012 zum Entwurf des Schlussberichts hält die Swissgrid AG Folgendes fest: „Korrekt ist, dass die Geschäftsleitung zum Zeitpunkt der Einführung der KEV festgestellt hat, dass die Ressourcen für die Führung der BG-EE, insbesondere für die Erstellung der Prognosen und die Abrechnung der Kunden, nicht vorhanden waren. Sie hat deshalb entschieden, diesen Teil der Abwicklung abzugeben.“

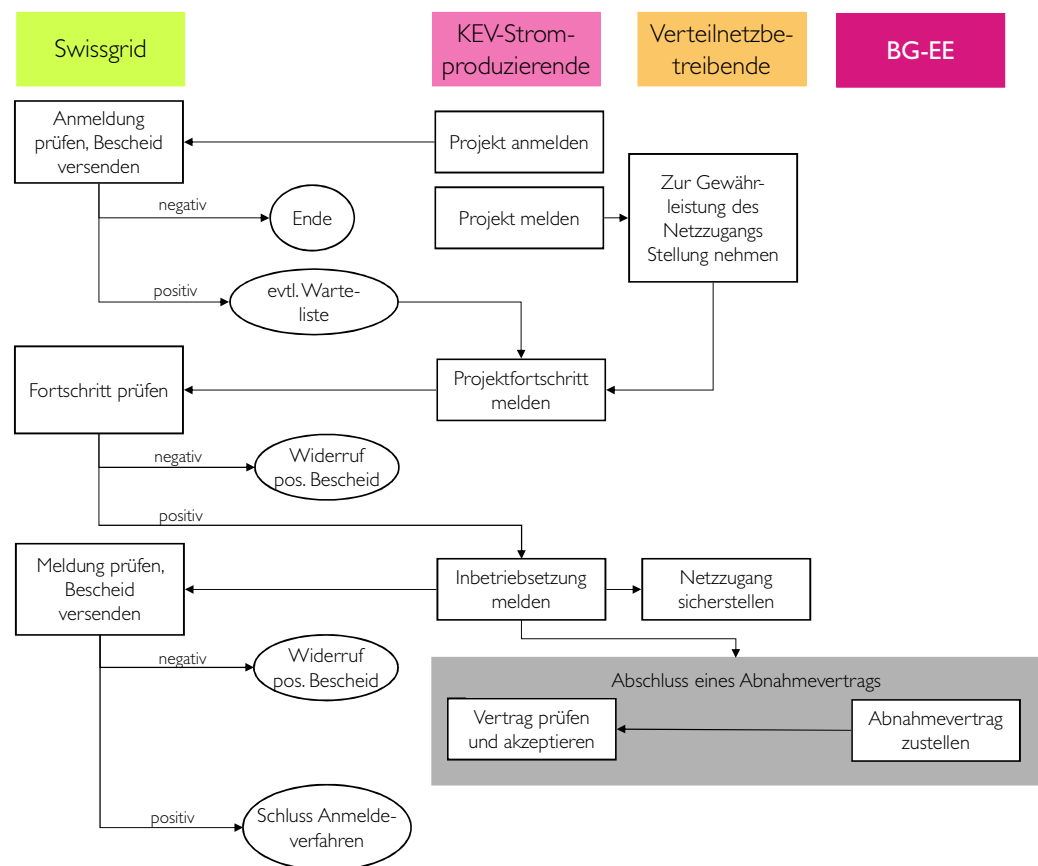
stempel als Anmeldedatum gilt (Art. 3g Abs. 2 EnV). Die Swissgrid AG prüft die Vollständigkeit der Anmeldung. Zudem wird kontrolliert, ob die Anlage im Kostendeckel – und bei Photovoltaikanlagen in den definierten Zubaumengen – Platz hat. Aus dieser Prüfung können drei Arten von Bescheiden resultieren:

- *Positiver Bescheid:* Die Anlage kann über die KEV vergütet werden.
 - *Bescheid für die Warteliste:* Die Anlage kann über die KEV vergütet werden. Es stehen aber zurzeit nicht ausreichend Mittel für die Vergütung zur Verfügung. Die Aufnahme in die Warteliste erfolgt nach dem Datum der Warteliste (Art. 3g Abs. 6 EnV) und dann nach der Grösse der Anlage (Art. 3g Abs. 5 EnV). Sind wieder ausreichend Mittel verfügbar, stellt die Swissgrid AG den Gesuchstellenden einen positiven Bescheid zu.
 - *Negativer Bescheid:* Die Anlage kann nicht über die KEV vergütet werden.
2. *Meldung des Projektfortschritts:* Mit dem positiven Bescheid wird den Gesuchstellenden eine Frist für die Einreichung einer Projektfortschrittmeldung mitgeteilt. Die Fristen und die einzureichenden Informationen unterscheiden sich jeweils nach Technologien (vgl. Tabelle D 3.3). Die Swissgrid AG prüft die Meldung zum Projektfortschritt. Liegen die erforderlichen Unterlagen zur Projektfortschrittmeldung fristgerecht vor, bleibt der positive Bescheid bestehen. Fehlen Unterlagen oder treffen diese nicht zur Frist ein, fragt die Swissgrid AG beim/bei der Gesuchstellenden nach. Werden die geforderten Unterlagen nicht eingereicht, widerruft die Swissgrid AG schliesslich den positiven Bescheid.
 3. *Meldung der Inbetriebsetzung:* Auch für die Einreichung der Inbetriebsetzungsmeldung wird mit dem positiven Bescheid in Schritt eins eine Frist gesetzt (vgl. Tabelle D 3.3). Die Swissgrid AG überprüft die Meldung und die eingereichten Unterlagen. Insbesondere wird sichergestellt, dass die Anlage in Bezug auf den Standort und die elektrische Leistung den Angaben der Anmeldung entspricht. Wird die Meldung der Inbetriebsetzung mit den notwendigen Unterlagen und fristgerecht eingereicht, teilt die Swissgrid AG dem Gesuchstellenden den Vergütungssatz der KEV mit und informiert die BG-EE über die Inbetriebsetzung. Werden diese Anforderungen durch den Gesuchstellenden nicht erfüllt, stellt die Swissgrid AG einen Widerruf des positiven Bescheids zu.

Gesuchstellende, welche einen negativen Bescheid erhalten haben, können unabhängig vom Stand ihres Anmeldeverfahrens ein neues Gesuch einreichen.

Die gesetzten Fristen für die Meldung des Projektfortschritts und die Inbetriebsetzung müssen eingehalten werden (Art. 3h Abs. 1 und 2 EnV). Ansonsten fällt die Verbindlichkeit des positiven Bescheids dahin (Art. 3h^{bis} Abs. 1 lit. a EnV). Gemäss Anhang der Richtlinie kostendeckende Einspeisevergütung (allgemeiner Teil, Version 1.3 vom 1. Oktober 2011) können Gesuchstellende vor Ablauf einer Frist bei der Swissgrid AG ein begründetes Gesuch für eine Verlängerung einreichen (Art. 3h^{bis} Abs. 2 EnV). Schliesslich steht den Gesuchstellenden der Weg an die ElCom als unabhängige staatliche Regulierungsbehörde im Elektrizitätsbereich offen.

D 3.2: Anmeldeverfahren der KEV



Quelle: eigene Darstellung. Bemerkung: nicht dargestellt sind die Erfassung in der Datenbank für den Herkunftsnachweis HKN und eine allfällige Genehmigung durch das Eidgenössische Starkstrominspektorat ESTI.

Nach positiver Beurteilung der Meldung der Inbetriebsetzung wird zwischen dem Gestuchstellenden und der BG-EE ein Abnahmevertrag abgeschlossen. Er regelt neben den gängigen Vertragsgegenständen den Umgang mit der Energielieferung und die Vergütung der produzierten Strommenge.⁴⁹ Die Berechnung und Festlegung des Vergütungssatzes erfolgt durch die Swissgrid AG auf der Basis der Daten aus dem Anmeldeverfahren sowie den Informationen aus dem Audit für die Erfassung der Anlage in der Datenbank für die Herkunftsnachweise HKN.

⁴⁹ Die Musterverträge für Produzierende mit und ohne Lastgangmessung sind auf der Webseite der Energie Pool Schweiz AG zugänglich: <<http://www.energie-pool.ch>>, Zugriff 9.8.11.

D 3.3: Fristen und geforderte Unterlagen für die Meldungen des Projektfortschritts und der Inbetriebnahme

	Projektfortschrittsmeldung		Inbetriebsetzungsmeldung	
	Frist	Geforderte Unterlagen	Frist	Geforderte Unterlagen
Kleinwasserkraftanlagen	4 Jahre	- Baubewilligung, Konzession - Stellungnahme des Verteilnetzbetreibenden	6 Jahre	- Abnahmeprotokoll - Anlagenbeglaubigung
Photovoltaikanlagen	12 Monate	- Baubewilligung - Stellungnahme des Verteilnetzbetreibenden	24 Monate	- Abnahmeprotokoll - Anlagenbeglaubigung
Windenergieanlagen	4 Jahre ⁵⁰	- Baubewilligung - Stellungnahme des Verteilnetzbetreibenden	7 Jahre	- Abnahmeprotokoll - Anlagenbeglaubigung
Geothermieanlagen	3 Jahre	- Baubewilligung - Stellungnahme des Verteilnetzbetreibenden - Beschreibung der Anschlussmöglichkeiten für thermische Energie	6 Jahre	- Abnahmeprotokoll
Biomasseanlagen	3 Jahre	- Baubewilligung - Stellungnahme des Verteilnetzbetreibenden	6 Jahre	- Abnahmeprotokoll - Anlagenbeglaubigung

Quellen: EnV, Richtlinien BFE.

Dieser Abriss zeigt, dass sich das Anmeldeverfahren auf eine Vielzahl von Elementen abstützt. Mit diesem detaillierten Verfahren wird der Zweck verfolgt, eine möglichst grosse Planungssicherheit gewährleisten zu können (BFE 2011, S. 6). Weiter sind folgende Elemente des Verfahrens von grosser Relevanz:

- *Anmeldung bei Verteilnetzbetreibenden:* Gemäss Artikel 3i EnV haben Gesuchstellende neue Anlagen dem Verteilnetzbetreibenden zu Beginn des Anmeldeverfahrens zu melden.⁵¹ Die Verteilnetzbetreibenden wiederum haben Gesuchstellende innerhalb von 30 Tagen zu informieren, ob und bis zu welchem Zeitpunkt ein Anschluss ans Verteilnetz möglich ist. Diese Stellungnahme des Verteilnetzbetreibenden ist eine der geforderten Unterlagen für die Projektfortschrittsmeldung.
- *Entscheid des BFE über den Stopp positiver Bescheide:* Artikel 7a Absatz 4 EnG definiert die maximalen Teildeckel für die verschiedenen Technologien. Gemäss Artikel 3g Absatz 4 EnV hat das BFE der Swissgrid AG mitzuteilen, wenn keine positiven Bescheide mehr erteilt werden dürfen, weil die Summe der auszuzahlenden Vergütungen „voraussichtlich“ die Summe der zur Verfügung stehenden Mit-

⁵⁰ Aufgrund praktischer Erfahrungen wurde die Frist per 1. Januar 2010 von zwei auf vier Jahre verlängert (Medienmitteilung BFE vom 4. Februar 2010).

⁵¹ Der Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke (VSE) oder die Verteilnetzbetreiber stellen ein entsprechendes Anschlussformular für Energieerzeugungsanlagen zur Verfügung.

tel oder die festgelegte Zubaumenge für Photovoltaikanlagen erreicht. Im November 2008 hat das BFE von der Möglichkeit der Überverpflichtung der Deckel für die einzelnen erneuerbaren Energien Gebrauch gemacht, da nicht alle angemeldeten Anlagen wirklich realisiert werden (z.B. Projekte, welche aus diversen Gründen nicht in den vorgegebenen Fristen errichtet werden können). Mit dieser Massnahme soll verhindert werden, dass Mittel für schliesslich nicht realisierte Projekte anderen Projekten nicht zur Verfügung stehen.⁵² Die Entscheide des BFE erfolgen auf der Basis von Grundlagen, welche die Swissgrid AG aufbereitet und in den periodischen Besprechungen der beiden Akteure diskutiert werden (vgl. Kapitel 4 zum Output).

- *Zubaumengen für Photovoltaikanlagen:* Die Voraussage der benötigten Vergütungen bei den Photovoltaikanlagen ist schwierig: Die Gestehungskosten ändern sich aufgrund der dynamischen Entwicklung der Photovoltaiktechnologie stark und das Portfolio der gebauten Anlagen ist schwierig abschätzbar (Richtlinie kostendeckende Einspeisevergütung [KEV], Art. 7a EnG. Allgemeiner Teil. Version 1.3 vom 1. Oktober 2011, S. 7). Um trotzdem eine kontinuierliche Entwicklung des Zubaus von Photovoltaikanlagen zu ermöglichen, legt das BFE jährlich Zubaumengen für das Folgejahr fest (Art. 3f Abs. 1 EnV). Gemäss Artikel 7a Absatz 4 lit. b EnG sind die „ungedeckten Kosten“ das Entscheidkriterium für die Höhe des Deckels für Photovoltaikanlagen. Die ungedeckten Kosten werden über „die mittlere Vergütung der im laufenden Jahr gebauten Neuanlagen abzüglich 8 Prozent (jährliche Absenkung) sowie abzüglich des durchschnittlichen Marktpreises in der gleichen Zeitperiode“ bestimmt (Richtlinie kostendeckende Einspeisevergütung [KEV], Art. 7a EnG. Allgemeiner Teil. Version 1.3 vom 1. Oktober 2011, S. 7). In Tabelle D 3.4 ist die Entwicklung der Deckel und der Zubaumengen für Photovoltaikanlagen dargestellt.

D 3.4: Deckel und Zubaumengen für Photovoltaikanlagen

Jahr	Deckel in Prozent	Zubaumenge in MW pro Jahr
2008	5	20* und 5**
2009	5	5
2010	5	5
2011	10	50–70

Quellen: Medienmitteilungen BFE vom 18. August 2008, 4. Februar 2010 und 10. Dezember 2010.

Legende: * Für Anlagen, die zwischen 1. Januar 2006 und 30. April 2008 in Betrieb genommen wurden oder über eine Baubewilligung und eine Stellungnahme des Verteilnetzbetreibenden verfügen; ** Für Neuanlagen, die bis zum 30. April 2008 noch keine Baubewilligung hatten.

- *Nichteinhaltung der Meldepflichten und Abweichen von Angaben in der Anmeldung:* Der per 1. Oktober 2011 in Kraft getretene Artikel 3h^{bis} EnV und die Richtlinien des BFE regeln, in welchen Fällen die „Verbindlichkeit“ eines positiven Bescheids bei der Anmeldung hinfällig wird. Genannt werden unter anderem folgen-

⁵² Vgl. Medienmitteilungen des BFE vom 28. November 2008 und vom 2. Februar 2009. Der Anteil der Überverpflichtung wurde für Windenergie auf 45%, für Biomasse auf 12% und für Kleinwasserkraft auf 7% festgelegt. Mit dieser Massnahme konnte für rund 20% mehr Anmeldungen ein positiver Bescheid ausgestellt werden.

de Tatbestände: Nichteinhaltung der Fristen, Wechsel der Technologie, erhebliches Abweichen des Standorts usw.

Die Gesuchstellenden haben die Möglichkeit, gegen Bescheide der Swissgrid AG bei der ElCom zu rekurrieren.⁵³

3.2.2 BEWERTUNG DES ANMELDEVERFAHRENS

Um das Anmeldeverfahren zu bewerten, haben wir auf Basis der Beschreibung und der Ergebnisse der Analysen und Interviews folgende Aspekte überprüft: Nachvollziehbarkeit, Kundenorientierung und Umsetzung der Vorgaben des Gesetzes:

- *Nachvollziehbarkeit:* Das Anmeldeverfahren ist aufwendig und kompliziert. Es zeigt in der Praxis jene Nachteile, die bereits im Kapitel Konzeption aufgeführt worden sind (Warteliste, doppelt angemeldete Anlagen, Blockierung von ausführungsfähigen Vorhaben, hoher administrativer Aufwand). Das Verfahren ist für die Zielgruppen unterschiedlich gut nachvollziehbar: Für Personen und Institutionen, welche nicht aus dem Energiesektor stammen, ist es schwierig, die Abläufe zu begreifen und die Rolle der verschiedenen Akteure zu verstehen. Dies zeigt sich beispielsweise daran, dass bei den Vollzugsakteuren viele Anfragen von Privaten eingehen, die an sich von einem anderen Akteur zu beantworten sind. Für professionelle Betreiber von Anlagen ist das Verfahren zwar ebenfalls kompliziert, aber ohne Probleme nachvollziehbar. Sie kennen die Akteure im Verfahren und finden sich darin zurecht.
- *Umsetzung der Vorgaben im Gesetze:* Es ist festzuhalten, dass die Vollzugsinstanzen bei der Gestaltung des Anmeldeverfahrens die Vorgaben der Konzeption umzusetzen hatten sowie die Aufgabenteilung im Rahmen der Organisationsstruktur beachten mussten. Mit anderen Worten, unter den gegebenen Vorgaben wurde das Anmeldeverfahren angemessen gestaltet und umgesetzt. Die für die Umsetzung der KEV notwendigen Informationen können im Rahmen des Anmeldeverfahrens gewonnen werden.

Die Kundenorientierung wird im separaten Abschnitt zur Bewertung des Vollzugs durch die Gesuchstellenden dargestellt (vgl. Abschnitt 3.7). Schliesslich ist noch eine Kritik aus der Literatur zu ergänzen: Die von Artikel 3g EnV eingeführte Prioritätenordnung nach dem Zeitpunkt der Einreichung einer Anmeldung („Windhundverfahren“) und dann der Grösse der Leistung wird insofern kritisiert, dass erstens weitere Kriterien nicht berücksichtigt werden (z.B. andere öffentliche Interessen als die Förderung erneuerbarer Energien). Zweitens wird mit dem Kriterium des Leistungsumfangs fälschlicherweise die wirtschaftliche und technische Effizienz angenommen, obwohl für die Effizienz andere Faktoren ebenfalls entscheidend sind (bei der Photovoltaik z.B. die spezifische Technologie, Neigung der Panels, Ausrichtung oder Sonnenscheindauer) (Hettich und Walther 2011, S. 165 f).

⁵³ Die ElCom hat bisher drei rechtskräftige und eine noch nicht rechtskräftige Verfügungen zur KEV publiziert.

3.3 INFORMATIONENSTROM

Unter dem Titel Informationsfluss beschreiben wir die verschiedenen Prozesse im Zusammenhang mit der Messung und dem Energiemanagement des produzierten Stroms von KEV-Stromproduzierenden. Am Schluss des Abschnitts wird auch dieses Element der KEV kurz bewertet.

3.3.1 BESCHREIBUNG

Aufgrund der sehr grossen Zahl von unabhängigen Produktionsanlagen, der grossen Differenzen bei der Leistung dieser Anlagen und der gegebenen Volatilität der Produktion bei gewissen erneuerbaren Energien ist das Management der Energieflüsse von zentraler Bedeutung. Der für ein optimales Management bedingte Informationsfluss zwischen Produktion und Verkauf von Strom aus von der KEV vergüteten Produktionsanlagen lässt sich in drei Gruppen zusammenfassen (vgl. Darstellung D 3.5):

- *Produktionsmengen messen und erfassen:* Die Verteilnetzbetreibenden haben die Messdaten und allfällige weitere Informationen „fristgerecht, einheitlich und diskriminierungsfrei“ den Akteuren zur Verfügung zu stellen (Art. 8 Abs. 3 StromVV). Gemessen werden muss die netto produzierte Elektrizitätsmenge am Einspeisepunkt des Verteilnetzes (Art. 4 Abs. 1 HKN-V)⁵⁴. Per 1. Januar 2010 wurde für alle erneuerbaren Energien die Messung der Nettoproduktion (Produktion minus Hilfsspeisung (Eigenverbrauch der Anlage) festgelegt.⁵⁵ Zuvor war in den entsprechenden Anhängen der EnV entweder der tatsächlich am Einspeisepunkt gemessene Strom massgebend (Wind und übrige Biomasse) oder hat eine explizite Bestimmung gefehlt (übrige Energien). Produktionsanlagen mit einer Anschlussleistung von mehr als 30 kVA müssen nach Artikel 8 Absatz 5 StromVV mit einer Lastgangmessung mit automatischer Datenübermittlung bestückt sein. Die Messdaten sind erstens täglich bis spätestens 10 Uhr an die BG-EE elektronisch weiterzuleiten. Zweitens müssen die plausibilisierten Daten monatlich vom Verteilnetzbetreibenden in die HKN-Datenbank eingetragen werden. Bei Anlagen ohne Lastgangmessung hat der Verteilnetzbetreibende die Messdaten quartalsweise in die HKN-Datenbank einzugeben (Art. 4 Abs. 4 HKN-V).
- *Verteilschlüssel festlegen:* Grundlage für den Verteilschlüssel ist Artikel 24 Absatz 5 StromVV. Der von der BG-EE zusammengefasste Strom der KEV-Stromproduzierenden ist anteilmässig von den übrigen Bilanzgruppen mit angeschlossenen Endverbrauchern abzunehmen. Die Swissgrid AG berechnet auf der Basis der Endverbräuche monatlich einen Verteilschlüssel und meldet diesen an die betroffenen Bilanzgruppen sowie die BG-EE.
- *Prognosen und Fahrpläne erstellen:* Ziel der BG-EE ist es, möglichst exakte Prognosen für die täglich produzierten Strommengen zu erstellen. Je präziser die Produktionsmengen prognostiziert werden, desto kleiner fällt die notwendige Aus-

⁵⁴ Verordnung des UVEK über den Nachweis der Produktionsart und der Herkunft von Elektrizität (HKN-V) vom 24. November 2006 (Stand am 1. Januar 2010), SR 730.010.1.

⁵⁵ Medienmitteilung des BFE vom 4. Februar 2010 und BFE 2011, S. 11–12.

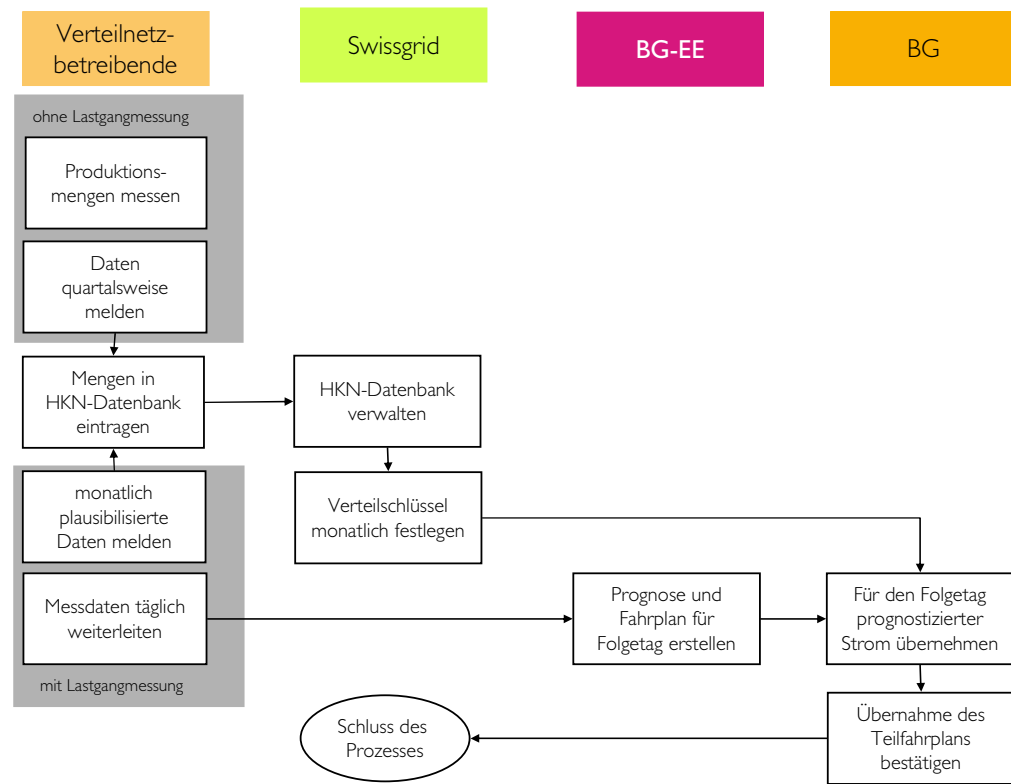
gleichsenergie der BG-EE aus.⁵⁶ Für die Berechnung von Prognosen und die Erstellung von Fahrplänen verwendet die BG-EE die Messdaten von Anlagen mit Lastgangmessung (vgl. oben). In einer auf Artikel 24 Absatz 2 StromVV abgestützten Richtlinie hat die BG-EE Regeln formuliert, die eine effizientere Verarbeitung der Informationen mit effektiveren Ergebnissen gewährleisten sollen (BG-EE 2008). Dabei wird zwischen drei Typen von Produktionsanlagen differenziert:

- Bei *wetterabhängigen Produktionsanlagen* ist eine manuelle Steuerung der Produktion zu unterlassen, weil sonst die täglich – unter Einbezug meteorologischer Grössen – erstellte Prognose nicht mehr in ausreichender Qualität möglich ist.
- Die Stromproduzierenden mit *nicht wetterabhängigen, steuerbaren Produktionsanlagen* werden verpflichtet, Strom nach einem in Absprache mit der BG-EE erstellten Fahrplan zu produzieren. Als Anreiz für diese an einen Fahrplan gebundene Produktion besteht die Möglichkeit einer zusätzlichen Vergütung (Art. 24 Abs. 2 StromVV). Für deren Umsetzung kann zwischen der BG-EE und dem KEV-Stromproduzierenden ein gegenseitig abgestimmter Fahrplan festgelegt werden.
- Ergänzend zu den Pflichten der nicht wetterabhängigen, steuerbaren Anlagen sind *Produktionsanlagen mit einer Anschlussleistung grösser als 500 kVA* an gehalten, geplante Produktionsunterbrüche sieben Arbeitstage im Voraus und unvorhergesehene „Ausfälle“ so schnell wie möglich der BG-EE mitzuteilen. Weiter ist der Produktionsfahrplan mit drei Arbeitstagen Vorlauf abzumachen.

Schliesslich übernehmen die Bilanzgruppen mit angeschlossenen Endverbrauchern Teile des für den Folgetag prognostizierten Fahrplans der BG-EE. Für die übernommene Menge Strom entrichten die Bilanzgruppen der BG-EE den vom BFE publizierten Marktpreis gemäss Artikel 3f Absatz 3 EnV (BFE 2011b).

⁵⁶ Dieser Aspekt ist von übergeordnetem Interesse. Je weniger Ausgleichsenergie die BG-EE benötigt und berappen muss, desto mehr Mittel stehen aus dem Fonds der Stiftung KEV der Vergütung von Produktionsanlagen zur Verfügung (vgl. Darstellung D 3.6).

D 3.5: Informationsfluss zwischen Produktion und Verkauf von Strom aus von der KEV vergüteten Produktionsanlagen



Quelle: eigene Darstellung.

3.3.2 BEWERTUNG DES INFORMATIONSFLOSSES

Wie lassen sich die drei Elemente des Informationsflusses bewerten? Gestützt auf die Beschreibung und die Informationen aus den Interviews kommen wir zu folgenden Ergebnissen:

- *Beurteilung der Messung und Erfassung der Produktionsmengen:* Die Voraussetzung für das Messen und Erfassen der Produktionsmengen besteht unabhängig von der KEV. In den Gesprächen mit den Vollzugsakteuren stellten sich die Kosten der Messung als Problem heraus: Der Aufwand für die Verteilnetzbetreibenden, aber auch für die Produzenten wurde von verschiedenen Akteuren als zu hoch bezeichnet (Kosten der Messgeräte, Installation der Messgeräte und Ablesen von Produktionsdaten gemäss Art. 4 Abs. 4 HKN-V). Die Produzenten kritisieren gerade bei Anlagen ohne automatische Lastgangmessung die für die Zähler und deren Ablesung verrechneten Kosten als zu hoch.
- *Beurteilung des Verteilschlüssels:* Der Schlüssel zur Verteilung der Energie aus den KEV-Anlagen wird nach dem Endverbrauch der Bilanzgruppen festgelegt. Keine der Bilanzgruppen darf besser oder schlechter gestellt werden. Dies wurde von verschiedenen der interviewten Personen kritisiert. Auch aus theoretischer Perspektive kann diese Einschränkung kritisiert werden: Es wäre an sich effizienter, wenn die BG-EE den Strom am Spotmarkt verkaufen könnte (vgl. Abschnitt 2.3).

- *Beurteilung der Prognosen und Fahrpläne:* Die interviewten Vollzugsakteure attestieren der BG-EE eine hohe Kompetenz und Erfahrung in Bezug auf das Prognose- und Fahrplanmanagement. Ein möglicher Indikator für die Bewertung der Qualität der Prognosen und Fahrpläne wären Aufwand und Ertrag bei der Ausgleichsenergie der BG-EE (Jahresrechnung 2010 der Stiftung KEV, S. 8). Es liegen dazu aber erst Grundlagen für die Jahre 2009 und 2010 vor, was nur eine unvollständige Beurteilung der Startphase des Systems zulässt. Für eine vertiefte Analyse müssten zudem die Entwicklung des Marktpreises und die Veränderung von Bestand und Portfolio der KEV-Anlagen berücksichtigt werden. Wie beim Verteilschlüssel fehlt für die Bewertung der Leistungen zu den Prognosen und Fahrplänen die empirische Grundlage von Aussagen verschiedener Bilanzgruppenverantwortlicher.
- *Nachfrageorientierte Produktion:* Die Voraussetzungen für eine sich an der Nachfrage auf dem Strommarkt orientierende Produktion mit nicht wetterabhängigen, steuerbaren Produktionsanlagen wurden mit Artikel 24 Absatz 2 StromVV und den Bestimmungen in den Verträgen zwischen der BG-EE und den KEV-Stromproduzierenden geschaffen. Diese Möglichkeit (z.B. Produktion während Spitzenzeiten) wurde bisher nicht genutzt. Ein Grund dafür war das bisherige Portfolio der Anlagen, welches die Steuerung der Produktion nur beschränkt zugelassen hat. Das Portfolio wird sich mit der zunehmenden Zahl von Biomasseanlagen und Kleinwasserkraftanlagen ändern, womit auch vermehrt Anreize für eine nachfrageorientierte Produktion gesetzt werden sollen.

Namentlich das Problem der Kosten bei der Messung der Strommengen ist von den zuständigen Akteuren bereits erkannt worden: Sowohl die ElCom als auch das BFE haben die Thematik aufgegriffen und Bestrebungen zur Begrenzung der Kosten und zur Vereinfachung der Messung eingeleitet. Das Verbesserungspotenzial ist somit aus Sicht der Evaluation bereits geortet und teilweise ausgeschöpft worden.

3.4 VERGÜTUNGSSÄTZE UND WEITERE DAMIT VERBUNDENE BESTIMMUNGEN

3.4.1 BESCHREIBUNG

In Artikel 7a Absatz 2 EnG sind die Bedingungen für die Berechnung der Vergütung aufgeführt. Sie richten sich nach dem Erstellungsjahr, nach den Gestehungskosten von Referenzanlagen (nach Technologien, Kategorien und Leistungsklassen) entsprechend der effizientesten Technologie und unter Voraussetzung der „langfristige[n] Wirtschaftlichkeit“. Zudem ist eine jährliche Absenkung vorgesehen unter Berücksichtigung der Amortisation. Es sind der ökologische Mehrwert und dessen Handelbarkeit zu definieren sowie bei der Photovoltaik periodische Zubaumengen auf der Basis der Kostenentwicklung festzulegen. Die genannten Bestimmungen werden in der EnV und deren Anhängen sowie Richtlinien des BFE zur EnV wie folgt erläutert:

- *EnV:* In den Artikeln 3b bis 3f EnV werden die Bestimmungen entweder weiter ausgeführt oder es wird auf die Anhänge der EnV verwiesen (Gestehungskosten von Referenzanlagen, jährliche Absenkung und Dauer der Vergütung). Inhaltlich weiter als das EnG geht die EnV im Zusammenhang mit der effizientesten Techno-

logie. Artikel 3b Absatz 4 EnV führt aus, dass die effizienteste Technologie „neben der grösstmöglichen Effizienz die nachhaltige Nutzung von Rohstoffen zur Energiegewinnung am besten berücksichtigt“.

- *Anhänge der EnV*: Zu jeder Technologie führt die EnV einen eigenen Anhang (1.1 Kleinwasserkraft, 1.2 Photovoltaik, 1.3 Windenergie, 1.4 Geothermie und 1.5 Biomasse). Die Gliederung der Anhänge besteht in Bezug auf die Vergütung aus Ziffern zur Anlagendefinition, zu Kategorien, zur Berechnung der Vergütung (wo bspw. Leistungsklassen definiert werden) sowie zur Absenkung und Dauer der Vergütung.
- *Richtlinien des BFE zur EnV*: Es bestehen sechs Richtlinien, welche die oben aufgeführten Grundlagen noch weiter ausführen (eine allgemeine Richtlinie und je eine zu den fünf Technologien). Die Richtlinien werden im Untertitel als „Anschlussbedingungen“ bezeichnet und sind nach den Ziffern der Anhänge der EnV gegliedert.

3.4.2 ENTWICKLUNG DER VERGÜTUNGSSÄTZE

Die EnV, deren Anhänge und die Richtlinien wurden vom BFE entwickelt. Vor der Inkraftsetzung der EnV und der Publikation der Richtlinien wurde ein externes Koreferat zu den Vergütungen und den damit verbundenen Bestimmungen in Auftrag gegeben (Prognos AG 2008). Basis war die Entwurfsfassung der EnV für die Ämterkonsultation vom 18. Dezember 2007. Das Koreferat von Prognos kommt zu folgenden Schlüssen:

- Die Berechnung der Gestehungskosten wurde in den meisten Fällen nachvollziehbar und nach standardisierten Methoden durchgeführt. Abweichungen wurden begründet.
- Die Datenbasis für die Schweiz ist für die meisten Technologien schmal. Informationen aus anderen Ländern können nur beschränkt übertragen werden. Erstens konnten deshalb nicht für alle Technologien Referenzanlagen definiert werden. Zweitens mussten Expertinnen und Experten einbezogen werden, die ein Interesse an möglichst hohen Vergütungssätzen haben könnten (Verbände, Unternehmen usw.). Um diesem Dilemma auszuweichen und die Angreifbarkeit der Definitionen zu reduzieren, empfehlen die Koreferenten den Aufbau eines „sorgfältigen“ Monitorings.
- Der Schritt von den berechneten Gestehungskosten zu den in der EnV enthaltenen Vergütungssätzen ist nicht in allen Fällen nachvollziehbar. Die Koreferenten empfehlen die Einführung eines einheitlichen Vorgehens und eine Verbesserung der Dokumentation, insbesondere hinsichtlich der Angabe der Quellen.

Seit Ende 2010 werden die Vergütungssätze durch das BFE überprüft. Im Rahmen eines externen Auftrags wurde eine Grundlage für eine einheitliche Überprüfung der Gestehungskosten geschaffen. Auf dieser Basis wurden für jede Technologie ein Prüfbericht sowie ein Synthesebericht erstellt. Diese Berichte wurden von der BFE-internen Aufsichtsstelle beurteilt. Kritiken und Empfehlungen aus dem Koreferat von Prognos aus dem Jahr 2008 wurden bei dieser Überprüfung der Vergütungssätze aufgenommen.

In Bezug auf die Vergütungssätze und den damit verbundenen Bestimmungen hat es bisher folgende Änderungen gegeben:

- Die Absenkung des Vergütungssatzes für Photovoltaikanlagen von 8 Prozent pro Jahr wurde per Anfang 2010 um zusätzliche 10 Prozent auf insgesamt 18 Prozent festgelegt.⁵⁷
- Per Anfang 2011 wurde für den Vergütungssatz für Photovoltaikanlagen wiederum eine Absenkung von 18 Prozent festgelegt. Diese Reduktion hat zur Konsequenz, dass die nicht gedeckten Kosten für die Stromproduktion mit Photovoltaikanlagen unter 50 Rappen pro kWh sinken. Gemäss Artikel 7a Absatz 4 lit. b EnG kann für Photovoltaik der Teildeckel von bisher 5 Prozent auf 10 Prozent gehoben werden. Nach Berechnungen des BFE entspricht dies einer Steigerung der Zubau- menge von Photovoltaikanlagen von bisher rund 30 MW auf künftig 50 bis 70 MW.⁵⁸
- Bei den Klärgas- und Deponiegasanlagen wurde im Jahr 2009 die Basis für die Berechnung der Vergütung von Einwohnergleichwerten auf die äquivalente Leistung umgestellt.
- Aufgrund der Umstellung von der Brutto- auf die Netto-Messung der Strompro- duktion per 1. Januar 2010 mussten die Vergütungssätze korrigiert werden.

Im August 2011 hat der Bundesrat eine Teilrevision der EnV genehmigt, welche diverse Änderungen bei der Festlegung der Vergütungssätze zur Folge hat und am 1. Oktober 2011 in Kraft trat.⁵⁹

3.4.3 BEWERTUNG DER VERGÜTUNGSSÄTZE

Die Bewertung der Vergütungssätze und der damit verbundenen Bestimmungen erfolgt ausführlich im Kapitel 7 zur Wirtschaftlichkeit der KEV. Insbesondere werden dort die Vorgaben im Rahmen der Referenzanlagen kritisch beleuchtet. An dieser Stelle be- schränken wir uns lediglich auf eine vorläufige summarische Bewertung anhand der drei Kriterien Komplexität, Nachvollziehbarkeit und Flexibilität der Vergütungssätze:

- *Komplexität:* Die Zahl der Vergütungssätze ist sehr gross. Grund ist die grosse Differenzierung nach Technologien und innerhalb der Technologien die Aufteilung nach Leistungsklassen. Die Herausforderung eines Systems mit Referenzanlagen besteht darin, nicht zu viel und nicht zu wenig zu differenzieren: Mit nur einem Vergütungssatz für alle Anlagen kann wohl der Aufwand für Vorbereitung und Vollzug massiv reduziert werden, es muss aber mit grossen Streuverlusten gerech- net werden. Werden sehr viele Vergütungssätze definiert, steigt der Verwaltungs- aufwand. Dafür können Effekte wie eine ungenügende Anreizwirkung oder über- mässige Renditen („windfall gains“) reduziert werden. Wo genau das Optimum der Anzahl von Referenzanlagen liegt, lässt sich a priori nicht sagen. Es muss aber

⁵⁷ Medienmitteilung des BFE vom 4. Februar 2010.

⁵⁸ Medienmitteilung des BFE vom 10. Dezember 2010.

⁵⁹ Medienmitteilung des BFE vom 17. August 2011 und Entwurf revidierte Energieverordnung.

der Grundsatz gelten, dass die Zahl der Kategorien und Leistungsklassen bei jeder Überprüfung der Vergütungssätze kritisch analysiert werden muss.

- *Nachvollziehbarkeit:* Die Nachvollziehbarkeit der Vergütungssätze und der damit verbundenen Bestimmungen ist aus Sicht der Evaluation gegeben. Zwar sind die entsprechenden Ausführungen durchaus anspruchsvoll. Für die Fachleute sind sie aber nachvollziehbar und klar. Ebenso wurden die Bestimmungen einer externen Prüfung unterzogen. Diese kommt insgesamt zu einem positiven Befund. Der veröffentlichte Prüfbericht schafft zudem eine zusätzliche Transparenz, was aus Sicht der Evaluation sehr positiv zu bewerten ist.
- *Flexibilität:* Die Dynamik der KEV konnte beim Start nicht abgeschätzt werden. Entsprechend darf erwartet werden, dass die Behörden sich auf eine flexible Anpassung der Vorgaben einstellen, wenn dies notwendig wird. Diesen Anspruch hat das BFE erfüllt: Namentlich die Vorgaben für die Photovoltaik wurden rasch angepasst, bereits drei Jahre nach der Lancierung des Instrumentes steht eine weitere Anpassung der Vergütungen an. Die aufmerksame Beobachtung des Marktes und die rasche Anpassung von Vorgaben dürften daher aus Sicht der Evaluation als eine Stärke des Vollzugs betrachtet werden.

3.5 FINANZFLÜSSE

Für das Verständnis der Finanzflüsse ist es wichtig, diese differenziert darzustellen und sie bezüglich ihrer Relevanz für die Evaluation zu unterscheiden.

3.5.1 BESCHREIBUNG

Es sind drei Arten von Finanzflüssen bei der KEV zu unterscheiden:

- *Finanzflüsse in unmittelbarem Zusammenhang mit dem Vollzug der KEV:* Finanzierung, Abgeltung der Kosten der Vollzugsakteure, Vergütung der KEV-Stromproduzierenden sowie Kosten für notwendige Erschliessungsleitungen, Transformation und Messung des produzierten Stroms (ausgezogene Linien in Darstellung D 3.6).
- *Finanzflüsse im Zusammenhang mit dem Betrieb des Stromnetzes* (gestrichelte Linien in Darstellung D 3.6): Sie sind Voraussetzung für die Umsetzung der KEV. Verteilnetzbetreibende sind verpflichtet, KEV-Stromproduzierende am technisch und wirtschaftlich günstigsten Einspeisepunkt anzuschliessen (Art. 2 Abs. 5 EnV). Ein solcher Netzanschluss kann ab dem Einspeisepunkt Netzverstärkungen notwendig machen. Die dadurch entstandenen Kosten sind Teil der Kosten für die Systemdienstleistungen von der Swissgrid AG (Art. 22 Abs. 3 StromVV). Will der Verteilnetzbetreibende die Kosten für eine Netzverstärkung vergütet haben, bedarf dies einer Bewilligung der ElCom (Art. 22 Abs. 4 StromVV). Die Vergütung erfolgt über die Swissgrid AG (Art. 22 Abs. 5 StromVV), welche diese Kosten wiederum den Netzbetreibern in Rechnung stellt (Art. 15 Abs. 2 lit. b StromVV). Ebenfalls nicht abgehandelt wird die Rückerstattung des Zuschlags auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze an Grossverbraucher von Strom (gemäss Art. 31 EnV und Art. 3n EnV für Härtefälle) (BFE 2010b). Schliesslich liefert Artikel 15b Absatz 2 EnG die Grundlage, dass die Netzgesellschaften den Zuschlag

auf die Betreiber unterliegender Netze und diese wiederum auf den Endverbraucher überwälzen können.

- *Rückerstattung für Grossverbraucher:* Die Rückerstattung des Zuschlags für Grossverbraucher von Strom gemäss dem vierten Abschnitt der EnV ist nicht Gegenstand der Evaluation und wird aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht dargestellt.

Im Einzelnen sind die Finanzflüsse mit folgenden Aufgaben und Kompetenzen der Vollzugsakteure verbunden:⁶⁰

- *Zuschlag:* Mit der per 1. Oktober 2011 rechtsgültigen Revision der EnV wurde die Festlegung des Zuschlags auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze neu geregelt. Der Zuschlag beträgt gemäss Artikel 3j Absatz 1 EnV 0.45 Rappen pro kWh. Das UVEK stellt dem Bundesrat Antrag zur Neufestlegung, wenn sich ein Anpassungsbedarf von mindestens 0.05 Rappen pro kWh ergibt (Art. 3j Abs. 2 EnV). Für die KEV sind gemäss EnV dabei der Anteil der KEV-Vergütung, der nicht durch den Marktpreis gedeckt wird, und die Vollzugskosten (vgl. unten) zu berücksichtigen. Die Swissgrid AG respektive deren Stiftung KEV ist die Inkassostelle der Zuschläge auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze (Art. 15b Abs. 1 EnG).
- *Marktpreis:* In der KEV ist nicht der täglich gehandelte Spotpreis für Elektrizität der Marktpreis, sondern ein mengengewichteter Durchschnitt (Art. 3f Abs. 3 EnV). Der Marktpreis für Strom wird vierteljährlich vom BFE bestimmt und publiziert (z.B. BFE 2011b). Der Marktpreis wird jeweils auf der Basis der Preise von Swissix Base für das jeweilige Quartal nach den Vorgaben der EnV berechnet. Die Bilanzgruppen bezahlen der BG-EE für die Menge des bezogenen Stroms (vgl. Darstellung D 3.5) diesen Marktpreis.
- *Vergütung:* Die den KEV-Stromproduzierenden zustehende Vergütung wird ihnen von der BG-EE überwiesen. Diese ist vierteljährlich zu entrichten (Art. 3i^{bis} EnV). Nach Artikel 3e Absatz 1 EnV ist das UVEK zuständig für die periodische Prüfung der Berechnung der Gestehungskosten und der Vergütung gemäss den Anhängen 1.1 bis 1.5 der EnV und passt diese bei Bedarf an.
- *Differenz Vergütung – Marktpreis:* Damit die BG-EE diese Vergütung entrichten kann, muss sie bei der Stiftung KEV den Betrag der Differenz zwischen Vergütung und Marktpreis einfordern (Art. 24 Abs. 6 StromVV).
- *Ausgleichsenergie:* Artikel 24 Absatz 6 StromVV regelt, dass die BG-EE die Kosten für die Ausgleichsenergie bei der nationalen Netzgesellschaft, das heisst bei der Stiftung KEV, einfordern kann. Zwischen der Swissgrid AG und der BG-EE ist vertraglich jedoch festgelegt, dass dieser Betrag von der Stiftung KEV direkt an die Swissgrid AG überwiesen wird.⁶¹

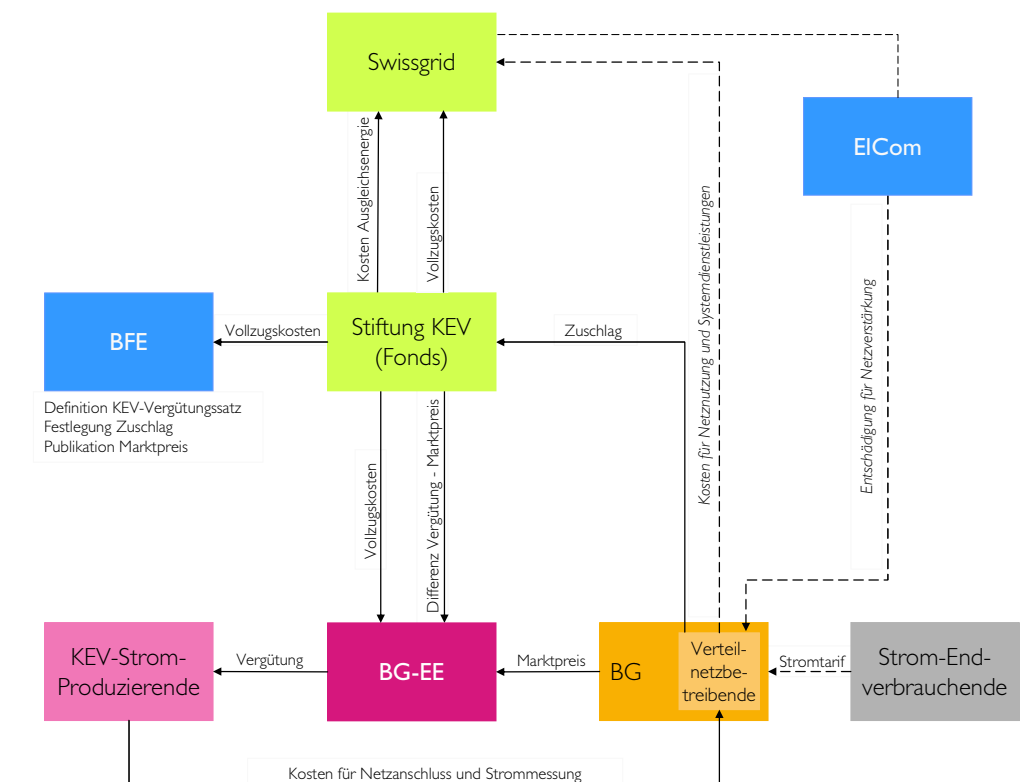
⁶⁰ In ihrer Rückmeldung vom 9. Mai 2012 hält die Swissgrid AG fest, dass sie für die Stiftung KEV jährlich das Budget erstellt, womit eine „permanente Überprüfung der kurz- und mittelfristigen Liquidität“ einhergeht.

⁶¹ In ihrer Rückmeldung vom 9. Mai 2012 hält die Swissgrid AG fest, dass für den Transfer der Kosten für die Ausgleichsenergie eine Freigabe des BFE vorliegen muss.

- **Vollzugskosten:** Die Stiftung KEV hat den berechtigten Vollzugsakteuren die angefallenen Vollzugskosten ausbezahlen. Gemäss Jahresrechnungen der Stiftung KEV sind dies die Swissgrid AG, die BG-EE und das BFE. Die BG-EE kann ihre Vollzugskosten auf der Basis von Artikel 24 Absatz 6 StromVV in Rechnung stellen (Jahresrechnungen 2009 und 2010 der Stiftung KEV). Bezüglich ihrer Vollzugskosten müssen die Swissgrid AG und die BG-EE dem BFE jährlich einen Budgetantrag zur Genehmigung vorlegen.⁶²
- **Kosten für Netzanschluss und Strommessung:** Artikel 2 EnV legt den Kostenverteiler zwischen dem KEV-Stromproduzierenden und dem Verteilnetzbetreibenden fest. Die KEV-Stromproduzierenden haben „störende technische Einwirkungen am Einspeisepunkt zu vermeiden“ und allfällige Kosten selber zu tragen (Art. 2 Abs. 4 EnV). Weiter haben sie die Kosten für die Erstellung von Erschliessungsleitungen bis zum Einspeisepunkt, für die allfällige Transformation sowie für die Anschaffung und wiederkehrende Aufwände der Strommessung zu tragen (Art. 2 Abs. 5 EnV). Die Verteilnetzbetreibenden haben die KEV-Stromproduzierenden mit dem „technisch und wirtschaftlich günstigsten Einspeisepunkt“ zu verbinden.

Das folgende Diagramm verdeutlicht die Finanzflüsse innerhalb der KEV.

D 3.6: Finanzflüsse in der KEV



Quelle: eigene Darstellung. Bemerkungen: Nicht dargestellt ist die Rückerstattung des Zuschlags auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze an Grossverbraucher von Strom.

⁶² Schriftliche Mitteilung von Regula Petersen, BFE, vom 27. September 2011.

3.5.2 BEWERTUNG DER FINANZFLÜSSE

Die Bewertung der Finanzflüsse beschränkt sich hier auf den Teil der Auszahlung der Vergütung. Marktpreis (vgl. Kapitel 2) und Vollzugskosten (vgl. Abschnitt 3.8) sind Inhalt von anderen Abschnitten dieses Berichts. Ferner sind die Finanzflüsse im Zusammenhang mit dem Betrieb des Stromnetzes (gestrichelte Linien in Darstellung D 3.6) und der Rückerstattung des Zuschlags auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze an Grossverbraucher nicht Gegenstand der Evaluation. Im Rahmen der Bewertung konzentrieren wir uns daher auf die Frage, ob die Arbeitsteilung der Akteure im Zusammenhang mit den Finanzflüssen nachvollziehbar und transparent ausfällt. In dieser Hinsicht kommen wir zu folgendem Befund:

- *Nachvollziehbarkeit:* Insgesamt sind die Finanzflüsse nachvollziehbar, wenn auch kompliziert und für den Laien wohl nur schwer zu verstehen.
- *Transparenz und Arbeitsteilung:* Ein wesentlicher Kritikpunkt, der sich sowohl aus der Beschreibung wie auch den Interviews ergibt, betrifft die Schnittstellen zwischen der Swissgrid AG, der Stiftung KEV und der BG-EE. Die Swissgrid AG bestimmt den Vergütungssatz und verwaltet mit der HKN-Datenbank die Informationsgrundlage zur vergütungsberechtigten Strommenge. Die BG-EE vergütet die KEV-Stromproduzierenden und fordert die Differenz zwischen der Vergütung und dem Betrag der an die anderen Bilanzgruppen zum Marktpreis verkauften Energie gemäss EnV bei der Stiftung KEV ein. Hier stellt sich die Frage, ob diese Verteilung der Aufgaben auf drei Akteure sinnvoll ist.
- *Kontrolle:* Angesichts der Komplexität, aber auch des Umfangs der zwischen zahlreichen Akteuren transferierten finanziellen Mitteln sollte eine Kontrolle der Finanzflüsse durch das BFE erfolgen und mit ausreichend personellen Kapazitäten versehen werden. Dies ist gegenwärtig nicht der Fall.

3.6 INFORMATION UND BERATUNG

Information und Beratung sind aus Sicht der Theorie und einer Vielzahl empirischer Studien ein wichtiger Bestandteil jeder finanziellen Massnahme (Rieder/Walker 2009, Abschnitt 7.1). Wir schildern zunächst den Umfang der entsprechenden Aktivitäten und unterziehen diese anschliessend einer Bewertung.

3.6.1 BESCHREIBUNG

Gemäss den Interviews mit den Verantwortlichen vom BFE, von der Swissgrid AG und von der BG-EE besteht weder übergeordnet noch auf der Ebene der Akteure eine konzeptionelle Grundlage hinsichtlich der Information über die KEV. Alle drei Akteure verfügen über eine Webseite, die erstens über die KEV informiert und zweitens eine grosse Zahl von Dokumenten (Rechtsgrundlagen, Richtlinien, Wegleitungen, Checklisten, Medienmitteilungen usw.) zur Verfügung stellt.⁶³ Zudem wurde die KEV vor allem zu Beginn von allen drei Akteuren im Rahmen von Präsentationen vorgestellt und wurde über deren Umsetzung und Stand informiert.

⁶³ <<http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/02073/index.html?lang=de>>,

<<https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/experts/re/crf.html>>, <<http://www.energie-pool.ch/de/bg-ee.html>> Zugriff am 9.8.11.

Darüber hinaus haben die im Bereich der erneuerbaren Energien bestehenden Akteurnetzwerke sehr aktiv über die KEV informiert.⁶⁴ Diese sind allerdings nicht Teil der Vollzugsstruktur.

3.6.2 BEWERTUNG DER INFORMATION UND BERATUNG

Wir haben überprüft, ob die Information und Beratung koordiniert erfolgt ist und wie die Zusammenarbeit mit den Marktakteuren ausfällt. Die Bewertung aus Sicht der KEV-Gesuchstellenden erfolgt in der nächsten Evaluationsphase.

Aus Sicht der Evaluation fällt das Urteil kritisch aus. Die Information und Beratung durch die verschiedenen Vollzugsakteure wurde nicht koordiniert und erfolgte nach keinem klaren Konzept. Die interviewten Vollzugsakteure haben sich dieser Kritik im Wesentlichen angeschlossen. Insbesondere gegenüber den Kantonen und verschiedenen Anspruchsgruppen (z.B. Organisationen des Natur- und Landschaftsschutzes) wurde die Kommunikation als nicht optimal bezeichnet.

3.7 BEWERTUNG DES VOLLZUGS AUS SICHT DER GESUCHSTELLENDEN

In diesem Abschnitt präsentieren wir die Ergebnisse aus der Online-Befragung von allen Personen und Institutionen, welche sich bisher in der KEV angemeldet haben.⁶⁵ Zwei Elemente des Vollzugs wurden in dieser elektronischen Umfrage abgefragt: die Zufriedenheit mit dem Anmeldeverfahren und eine Beurteilung der Vergütung.

3.7.1 ZUFRIEDENHEIT MIT DEM ANMELDEVERFAHREN

Bei der Zufriedenheit konnten die antwortenden Personen eine Einschätzung zu folgenden Aussagen abgeben:

- Der Anmeldeprozess ist einfach zu verstehen (vgl. Darstellung D 3.2).
- Die Einreichung einer Anmeldung hat wenig Aufwand erfordert.
- Die Fristen des Anmeldeverfahrens sind angemessen (vgl. Darstellung D 3.3).
- Ich fühle mich von den Verantwortlichen der KEV ausreichend informiert (vgl. Abschnitt 3.6).

Bei der Auswertung dieser Aspekte zum Anmeldeverfahren wurden verschiedene Einflussfaktoren untersucht: Erstens interessierte die generelle Zufriedenheit und deren Veränderung über die Zeit. Zweitens ist aufgrund der grossen Heterogenität der sich bei der KEV anmeldenden Personen und Institutionen von Bedeutung, ob sich Unterschiede in Bezug auf die Art der Anlage, die Rechtspersönlichkeit usw. bei der Zufriedenheit ergeben. Schliesslich galt es zu kontrollieren, ob der Status der Anmeldung einen Einfluss auf die Zufriedenheit hat.

⁶⁴ Swissolar, Suisse Eole, Biomasse Energie, Holzenergie Schweiz, GEOTHERMIE.CH usw.

⁶⁵ Die Detailinformationen zur Online-Befragung finden sich im Anhang A2.

Wird für die Beurteilung der Zufriedenheit mit dem Anmeldeverfahren keine Differenzierung der antwortenden Personen vorgenommen, sind rund zwei Drittel der Antwortenden eher sowie voll und ganz zufrieden mit den abgefragten Elementen.

Nur knapp die Hälfte der Personen ist eher oder voll und ganz zufrieden mit den Fristen (vgl. Darstellung D 3.7). Vor allem Personen, welche eine Photovoltaik- oder eine Windenergieanlage angemeldet haben, sind mit den Fristen nicht zufrieden. Bei der Windenergie kann dieses Ergebnis damit erklärt werden, dass die Fristen für die Projektfortschrittmeldung zu kurz waren und per 1. Januar 2010 von zwei auf vier Jahre verlängert werden mussten (vgl. Fussnote 50). Bei der Photovoltaik ist das Resultat schwieriger einzuordnen. Der grösste Teil der angemeldeten Anlagen musste auf die Warteliste gesetzt werden. Die Auswertung der Antworten des offenen Kommentarfeldes am Schluss des Fragebogens zeigt, dass bei den Personen mit einer angemeldeten Photovoltaikanlage eine grosse Unzufriedenheit mit der gegenwärtigen Situation respektive mit dem System besteht. Der Schluss liegt nahe, dass in den Antworten zur Angemessenheit der Fristen auch die Unzufriedenheit mit der Dauer des Verfahrens respektive den knappen Mitteln zum Ausdruck gebracht werden sollte. Die Zufriedenheit im Verlaufe der Zeit hat sich kaum verändert.

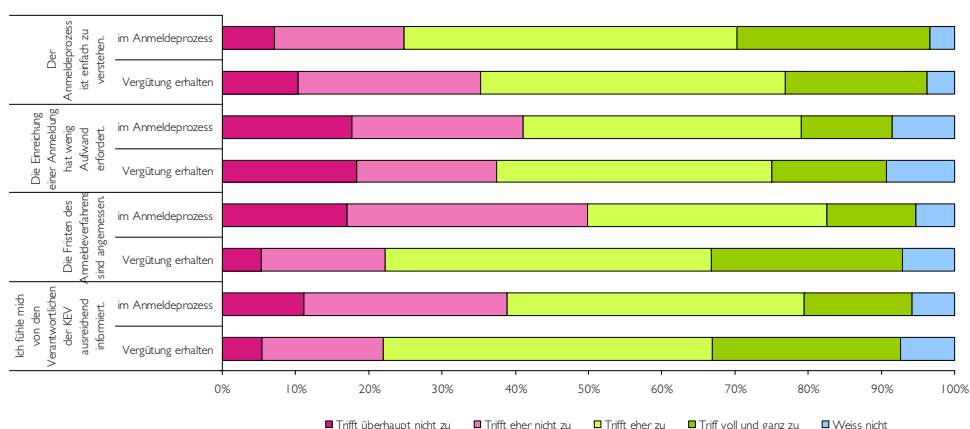
Bei der Auswertung nach der Kategorie der Eignerin oder des Eigners der Anlage⁶⁶ zeigen sich folgende Unterschiede: Die befragten Energieversorgungsunternehmen (EVU) sind zufriedener mit dem Verfahren, insbesondere im Vergleich zu den Privatpersonen (ohne Landwirte). Dieser Unterschied lässt sich durch die thematische Nähe und die Erfahrung der EVU mit dem Bewilligungsverfahren erklären. Dazu kommt, dass sich Privatpersonen von den Verantwortlichen der KEV am wenigsten gut informiert fühlen. 62 Prozent der Privaten sind eher sowie voll und ganz zufrieden mit der Information. Bei den Energieversorgungsunternehmen sind es 76 Prozent.

Weiter stellte sich die Frage, inwiefern der Status der Anmeldung einen Einfluss auf die Zufriedenheit hat. Von besonderem Interesse sind hier die Differenzen zwischen Personen, die sich im Anmeldeprozess befinden, und Personen, welche bereits eine Vergütung für ihre Anlage erhalten. In Darstellung D 3.7 ist ersichtlich, dass bei gewissen Aspekten grosse Unterschiede bestehen. Personen im Anmeldeprozess sind bezüglich den Fristen und der Information der KEV-Verantwortlichen deutlich weniger zufrieden als Personen, die den ganzen Prozess hinter sich gebracht haben.

Wie lässt sich dieses Ergebnis erklären? Es gilt festzuhalten, dass bei den Personen im Anmeldeprozess die Mehrheit Leute mit Photovoltaikanlagen auf der Warteliste sind. Folglich ist es wenig überraschend, dass sie mit dieser Situation nicht zufrieden sind und gerne wüssten, zu welchem Zeitpunkt sie von der Warteliste kommen und die Zusage für den Bau ihrer Anlage oder für die Vergütung ihrer laufenden Anlage erhalten. Diese Erklärung wird durch die Auswertung der offenen Fragen am Schluss des Fragebogens bestätigt.

⁶⁶ In der Umfrage wurden folgende Kategorien zur Auswahl gestellt: Privatperson (nicht landwirtschaftlicher Betrieb), Privatperson (landwirtschaftlicher Betrieb), Energieversorgungsunternehmen mehrheitlich im Privatbesitz, Energieversorgungsunternehmen mehrheitlich im Besitz der öffentlichen Hand, anderes privates Unternehmen und andere öffentlich-rechtliche Körperschaften (z.B. Kanton, Gemeinde, Korporation usw.).

D 3.7: Zufriedenheit über die vier Aspekte des Anmeldeverfahrens von Personen im Anmeldeprozess und Personen, die eine Vergütung erhalten



Quelle: Online-Befragung vom November 2011. n = 5'074.

3.7.2 GEWINNERWARTUNG UND BEWERTUNG DES FINANZIERUNGSMODELLS

In diesem Abschnitt präsentieren wird die Ergebnisse zur Höhe der Vergütung und zum Finanzierungsmodell.

Gewinnerwartung

Alle Personen, welche bei der KEV eine Anlage angemeldet haben, wurden nach ihrer Gewinnerwartung in Bezug auf ihre Anlage befragt. Je nach Kategorie von Antragstellenden ergeben sich erhebliche Unterschiede.

D 3.8: Gewinnerwartung der Gesuchstellenden

	Erwartet einen Gewinn	Erwartet einen Verlust	Weiss nicht
Kategorie der Antragstellenden			
Privatperson (landwirtschaftlicher Betrieb) (n = 882)	71% (622)	7% (63)	22% (197)
Andere öffentlich-rechtliche Körperschaften (z.B. Kanton, Gemeinde, Korporation usw.) (n = 244)	65% (159)	15% (36)	20% (49)
Energieversorgungsunternehmen mehrheitlich im Privatbesitz (n = 38)	63% (24)	8% (3)	29% (11)
Anderes privates Unternehmen (n = 391)	62% (244)	17% (65)	21% (82)
Energieversorgungsunternehmen mehrheitlich im Besitz der öffentlichen Hand (n = 73)	59% (43)	23% (17)	18% (13)
Privatperson (nicht landwirtschaftlicher Betrieb) (n = 3'629)	50% (1'837)	20% (713)	30% (1'079)
Total Antwortende (n = 5'257)	56% (2'929)	17% (897)	27% (1'431)

	Erwartet einen Gewinn	Erwartet einen Verlust	Weiss nicht
Technologie			
Kleinwasserkraft (n = 208)	68% (141)	13% (28)	19% (39)
Windenergie (n = 23)	65% (15)	31% (7)	4% (1)
Photovoltaik (n = 4'881)	55% (2'696)	17% (814)	28% (1'371)
Biomasse (n = 146)	54% (79)	32% (47)	14% (20)
<i>Total Antwortende (n = 5'258)</i>	<i>56% (2'931)</i>	<i>17% (896)</i>	<i>27% (1'431)</i>

Quelle: Online-Befragung vom November 2011. Die Zahl antwortender Personen mit Geothermieanlagen ist zu klein für eine Darstellung.

Die Ergebnisse lassen sich wie folgt kommentieren:

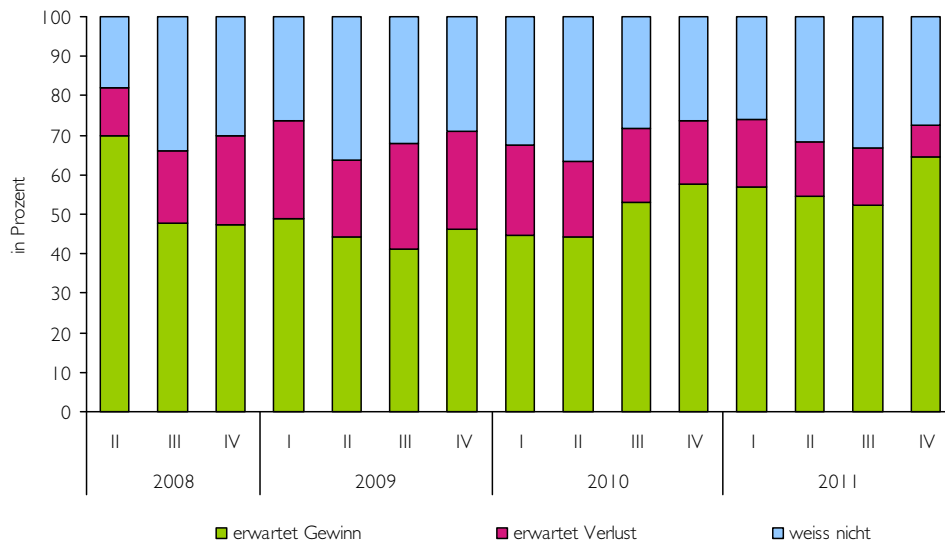
- Die Privatpersonen mit einem landwirtschaftlichen Betrieb gehen am häufigsten von einem Gewinn aus.⁶⁷
- 59 bis 65 Prozent der Befragten aus Energieversorgungsunternehmen, öffentlichen Körperschaften und Unternehmen erwarten einen Gewinn aus dem Bau einer Anlage.
- Privatpersonen haben im Vergleich zu den anderen Kategorien die deutlich geringste Gewinnerwartung.
- Auffallend ist, dass etwas mehr als ein Viertel der Befragten nicht sagen kann, ob sie Gewinn oder Verlust aus ihrem Engagement erwarten.

Betrachtet man die Gewinnerwartung in Abhängigkeit von der Technologie, fallen folgende Resultate auf: Investoren von Kleinwasserkraft- und Windenergieanlagen erwarten häufiger einen Gewinn als Bauherren von Photovoltaik- und Biomasseanlagen. Bei den Photovoltaikanlagen dürfte dies auf die Vielzahl der privaten Investoren zurückzuführen sein, für die der Gewinn im Vergleich zu den gewerblichen und bäuerlichen Investoren offenbar weniger wichtig ist.

Im Zusammenhang mit der Absenkung der Vergütung interessiert bei der Photovoltaik die zeitliche Entwicklung der Gewinnerwartung. Die Ergebnisse dazu sind in der folgenden Darstellung D 3.9 aufgeführt. Es zeigt sich, dass kurz nach Start der KEV die Gewinnerwartung am grössten war, dann abnimmt, um in den vergangenen sechzehn Monaten wieder zuzunehmen.

⁶⁷ Das Ergebnis ist in Übereinstimmung mit den Resultaten zu den Mitnahmeeffekten (vgl. Kapitel 6). Die Investitionen landwirtschaftlicher Betriebe werden durch die finanzielle Anreizwirkung der KEV ausgelöst, nicht wirtschaftliche Anlagen werden nicht realisiert. Es stellt sich die Frage, inwieweit gerade landwirtschaftliche Betriebe bei Projektierung, Bau und Betrieb einer Anlage zusätzlich Mittel anderer Subventionstatbestände in Anspruch nehmen.

D 3.9: Gewinnerwartung von Personen mit angemeldeter Photovoltaikanlage



Quelle: Online-Befragung vom November 2011. n = 4'881.

Wir haben geprüft, ob diese Entwicklung mit der Kenntnis über die KEV und dem vormaligen Verkauf des produzierten Stroms auf dem Markt für „grünen“ Strom (naturemade, Öko-Strombörse) zusammenhängt. Einen Zusammenhang konnten wir nicht entdecken. Somit kann über den Verlauf nur spekuliert werden. Naheliegender wäre die Hypothese, wonach die Reduktion der Beitragssätze die Gewinnerwartung nach 2008 zunächst gesenkt hat. Die Steigerung 2011 könnte auf den Reaktorunfall in Japan zurückzuführen sein, der bei Investoren die Erwartung eines Booms bei der Nachfrage nach Photovoltaikstrom ausgelöst haben könnte.

Einschätzung des Finanzierungsmodells

Die Personen, welche eine Anlage angemeldet haben, wurden gebeten zwischen der KEV und einem einmaligen Investitionsbeitrag auszuwählen: Rund 70 Prozent der antwortenden Personen ziehen das gegenwärtige Modell der KEV einem einmaligen Investitionsbeitrag vor (rund 20%). Im Schnitt 10 Prozent haben keine Präferenz für eines der beiden Modelle. Das Ergebnis ist stabil, egal, ob die Antworten nach Technologien, Personengruppen oder im Zeitverlauf analysiert werden.

D 3.10: Präferenz der Gesuchstellenden hinsichtlich der Finanzierungsmodelle

	Bevorzugt KEV	Bevorzugt Beitrag	Weiss nicht
Erwartet Gewinn (n = 2'689)	77% (2'070)	18% (495)	5% (124)
Erwartet Verlust (n = 811)	59% (478)	33% (265)	8% (68)
Weiss nicht (n = 1'369)	55% (754)	25% (348)	20% (267)

Quelle: Online-Befragung vom November 2011. n = 4'869.

3.7.3 FAZIT

Die Mehrheit der Befragten ist mit den einzelnen Elementen des Verfahrens zufrieden. Dennoch ergeben sich wichtige Kritikpunkte: Personen, die das ganze Verfahren durch-

laufen haben, sind skeptischer: 40 Prozent üben Kritik an der Komplexität, am Aufwand und an den Fristen im Verfahren. Im Vergleich zu den Zufriedenheitswerten des Gebäudeprogramms des Klimarappens fällt die Zufriedenheit tiefer aus.⁶⁸

Rund ein Viertel der Gesuchstellenden weiss nicht – oder gibt an, nicht zu wissen –, ob sie nach Ablauf der Amortisationsdauer einen Gewinn oder einen Verlust erwarten. 56 Prozent der Gesuchstellenden erwarten einen Gewinn. Bei der Frage, ob der KEV oder einem einmaligen Investitionsbeitrag der Vorzug gegeben würde, sprechen sich rund 70 Prozent der Antwortenden für die gegenwärtige Vergütung gemäss KEV aus.

3.8 KOSTEN DES VOLLZUGS

Die Kosten des Vollzugs sollten in einem angemessenen Verhältnis zu den eingesetzten Mitteln stehen. Angesichts der Komplexität des Vollzugs hat dieser Aspekt eine erhebliche Bedeutung und auch eine politische Brisanz. Wir präsentieren zunächst eine Berechnung der Vollzugskosten und nehmen anschliessend eine Bewertung vor.

3.8.1 BERECHNUNG DER VOLLZUGSKOSTEN

Bei der Berechnung werden die Vollzugskosten nach verschiedenen Kriterien abgegrenzt:

- *Zeit:* Es werden nur die Kosten der Vollzugsakteure für die Jahre 2009 und 2010 betrachtet, obwohl die operative Umsetzung der KEV und damit der Vollzug am 1. Mai 2008 begonnen hat.
- *Vollzugsakteure:* Die Kosten des BFE, der Swissgrid AG, der Stiftung KEV und der BG-EE fliessen hier ein. Beim Messwesen und bei der Information und Beratung fallen auch bei anderen Akteuren wie Kantonen, Verteilnetzbetreibenden und Dritten (z.B. Netzwerke verschiedener Energieformen) Kosten an. Sie sind aber im System der KEV nicht direkt für diese Aktivitäten mandatiert, und eine Erfassung in ausreichender Qualität wäre mit übermässigem Aufwand verbunden. Auch die Kosten der ElCom im Rahmen ihrer Leistungen zur KEV wurden nicht berücksichtigt.
- *Beschränkung auf Aufgaben zur KEV:* Insbesondere das BFE, die Swissgrid AG und die Stiftung KEV erfüllen diverse Aufgaben im Bereich der erneuerbaren Energien (z.B. HKN-Datenbank, Mehrkostenfinanzierung MKF). In die folgende Darstellung der Vollzugskosten fliessen nur Daten zu operativen Tätigkeiten im Zusammenhang mit der KEV ein.⁶⁹
- *Berücksichtigte Kosten:* Berücksichtigt werden Personal- (inkl. Sozialabgaben usw.) und Sachkosten (z.B. externe Mandate, Lizenzen) sowie kalkulatorische

⁶⁸ Die Zufriedenheit der Gesuchstellenden lag bei den diversen Aspekten zwischen 60 und 80 Prozent (Rieder et al. 2010, 36f.).

⁶⁹ Nicht eingeschlossen werden die von der Stiftung KEV unter sonstigem Verwaltungsaufwand geführten Positionen zur Prüfung der Rückerstattung an Grossverbraucher, die Honorare des Stiftungsrats, der Audit- und Zertifizierungsaufwand und weiterer Verwaltungsaufwand. Die entsprechenden Beträge von 267'000 Franken (2010) und 99'000 Franken (2009) müssten anteilmässig auf die KEV und die übrigen Aufgaben der Stiftung aufgeteilt werden.

Kosten (z.B. kalkulatorischer Zins auf dem Anlage- und Umlaufvermögen der Stiftung KEV).

Ausgehend von diesen Abgrenzungen wurden die Vollzugskosten der KEV unter Verwendung dreier Grundlagen berechnet. Erstens wurden die durch die Stiftung KEV in den Jahre 2009 und 2010 publizierten Jahresrechnungen verwendet. Darin werden die Verwaltungsaufwendungen der Swissgrid AG, der BG-EE und des BFE aufgeführt (Jahresrechnungen 2009 und 2010 der Stiftung KEV). Zweitens hat die Eidgenössische Finanzkontrolle EFK im dritten Quartal 2011 ebenfalls eine Untersuchung der KEV durchgeführt und die Vollzugskosten der Swissgrid AG und der BG-EE analysiert. Die entsprechenden Ergebnisse wurden für die Evaluation in Form von Faktenblättern zur Verfügung gestellt.⁷⁰ Drittens hat das BFE der Evaluation jene Kosten mitgeteilt, welche im Jahresbericht der Stiftung KEV nicht aufgeführt sind.⁷¹ In der folgenden Tabelle sind alle Vollzugskosten für die Jahre 2009 und 2010 dargestellt. Die Kosten enthalten alle Kostenarten (Personalkosten und Sachkosten).

D 3.11: Vollzugskosten der KEV für die Jahre 2009 und 2010 (in 1'000 CHF)

		2009	2010
Vollzugskosten	Swissgrid AG (inkl. Stiftung KEV)	3'064	3'208
	BG-EE	1'309	1'322
	BFE	662	670
	Total	5'035	5'200
Förderaufwand	Förderaufwand netto	45'329	71'781
	Ausgleichsenergie der BG-EE	2'062	581
	Förderaufwand brutto	47'391	72'362
	Prozentualer Anteil der Vollzugskosten am Brutto-Förderaufwand	11%	7%

Quellen: Faktenblätter der EFK vom 13. September 2011; schriftliche Mitteilung des BFE vom 4. Oktober 2011 und 9. Januar 2012; Jahresrechnungen 2009 und 2010 der Stiftung KEV.

3.8.2 BEWERTUNG DER VOLLZUGSKOSTEN

Wie sind diese Vollzugskosten einzuordnen? Die Vollzugskosten in Bezug zur geförderten Stromproduktion oder zur Anzahl Anmeldungen zu setzen, ist aus diversen Gründen schwierig: Erstens besteht eine je nach Energieform kürzere oder längere Zeitspanne zwischen dem Anfallen des grössten Vollzugaufwands (Anmeldeverfahren) und der tatsächlichen Produktion von gefördertem Strom. Zweitens ist anzunehmen, dass vor allem in den ersten Jahren eines Förderprogramms mit überdurchschnittlichen Gesuchseingängen und einer geringen Routine der Akteure die Vollzugskosten hoch ausfallen und später abnehmen. Drittens bestehen sehr grosse Differenzen bei den geförderten Technologien bezüglich dem Verhältnis zwischen administrativem Aufwand (Anmeldeverfahren, Auszahlung der Vergütung) und der Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien, welche stark wetterabhängig sind (insbesondere Photovoltaik und Windenergie). Viertens gilt es, bei der Gegenüberstellung der Vollzugskosten und dem Förderaufwand zu berücksichtigen, dass der Förderaufwand direkt von der Höhe

⁷⁰ Die beiden Faktenblätter wurden am 13. September 2011 von der EFK zugestellt.

⁷¹ Schriftliche Mitteilungen BFE von Regula Petersen vom 4. Oktober 2011 und Hans-Peter Binder, vom 9. Januar 2012.

des Marktpreises abhängt. Diese Vorbehalte gilt es bei der Beurteilung der Vollzugskosten zu berücksichtigen. Wir haben nun die Vollzugskosten zwei Bezugsgrössen gegenübergestellt:

- *Anzahl Anmeldungen:* Da das Anmeldeverfahren in den Zuständigkeitsbereich der Swissgrid AG fällt, sind vor allem deren Kosten pro Anmeldung von Relevanz. Der Aufwand pro Anmeldung konnte von 2009 auf 2010 um rund 14 Prozent reduziert werden. Die Kosten von 1'048 Franken pro Anmeldung im Jahr 2010 entspricht bei einem Stundenansatz von 112 Franken⁷² 9,3 Stunden oder etwas mehr als einem Arbeitstag.
- *Produzierte elektrische Energie:* Die gesamten Vollzugskosten pro produzierte MWh haben von 2009 auf 2010 um 20 Prozent abgenommen und betragen 10,3 Franken. Gemessen am für die KEV geltenden mengengewichteten Jahrespreis für das Jahr 2010 (BFE 2011b) von 71,3 Franken/MWh entspricht dies 14,4 Prozent.

In der folgenden Tabelle sind die Kennzahlen dargestellt.

D 3.12: Vollzugskosten der KEV im Verhältnis zur Anzahl der Anmeldungen und zur produzierten Strommenge

		In Bezug zu angemeldeten Anlagen ⁷³	In Bezug zur produzierten Strommenge
2009	Vollzugskosten	5'035'000 CHF	-
	Anzahl Anmeldungen/ Produktionsmenge	2'517	390'519 MWh
	In Bezug zu gesamten Vollzugskosten	2'000 CHF/Anmeldung	12,9 CHF/MWh
	In Bezug zu Vollzugskosten der Swissgrid AG (inkl. Stiftung KEV)	1'217 CHF/Anmeldung	-
	In Bezug zu Vollzugskosten der BG-EE	-	3,4 CHF/MWh

⁷² Stundenansatz des BFE für Experten- und Forschungsverträge 2009 Kategorie D wissenschaftlicher Sachbearbeiter und Spezialist ohne Führungsfunktion.

⁷³ Eine genauere Bezugsgrösse für den Aufwand der Swissgrid AG wäre die Summe der Anmeldungen, der Bescheide (positiv, Warteliste, Widerrufe) sowie der bearbeiteten Projektfortschritts- und Inbetriebsetzungsmeldungen. Diese Grösse lässt sich aber auf der Basis der vorhandenen Dokumentationen (z.B. Quartalsberichte der Stiftung KEV) für die Jahre 2009 und 2010 nicht bestimmen.

		In Bezug zu angemeldeten Anlagen ⁷³	In Bezug zur produzierten Strommenge
2010	Vollzugskosten	5'200'000 CHF	-
	Anzahl Anmeldungen/ Produktionsmenge	3'062	505'196 MWh
	In Bezug zu gesamten Vollzugskosten	1'698 CHF/Anmeldung	10,3 CHF/MWh
	In Bezug zu Vollzugskosten der Swissgrid AG (inkl. Stiftung KEV)	1'048 CHF/Anmeldung	-
	In Bezug zu Vollzugskosten der BG-EE	-	2,6 CHF/MWh

Quellen: Faktenblätter der EFK vom 13. September 2011; schriftliche Mitteilung des BFE vom 4. Oktober 2011 und 9. Januar 2012; Jahresrechnungen 2009 und 2010 der Stiftung KEV.

Die Daten zeigen, dass der Vollzugaufwand im Jahr 2010 gegenüber dem Vorjahr um etwas mehr als 3 Prozent zugenommen hat. Diese Entwicklung der Vollzugskosten ist der Entwicklung der Zahl der Anmeldungen gegenüberzustellen, welche im gleichen Zeitraum um mehr als 20 Prozent zugenommen hat. Dieser Gang der Vollzugskosten ist durchaus positiv zu beurteilen. Dies sagt allerdings noch nichts aus über die Beurteilung der absoluten Höhe der Vollzugskosten. Diese lässt sich am ehesten mit einem Vergleich mit anderen Förderprogrammen beurteilen. Zu diesem Zweck haben wir Vergleichsdaten aus drei Förderprogrammen der Schweiz herangezogen.

D 3.13: Vergleich der Vollzugskosten verschiedener Förderprogramme

	KEV	Investitionsprogramm Energie 2000	Subventionsprogramm für Solaranlagen	Gebäudeprogramm Klimarappen
Zeit	Seit 2009	1998	1997–1999	2008–2012
Gegenstand	Förderung von Anlagen zur Stromproduktion aus erneuerbaren Energien	Sanierung von bestehenden Gebäuden	Förderung thermischer und photovoltaischer Solaranlagen	Sanierung von bestehenden Gebäuden
Anzahl geförderte Gesuchsteller	2009: 1'340 2010: 1'636 ⁷⁴	2'113	Thermische Anlagen: 5'600 Photovoltaische Anlagen: 312	8'578
Fördersumme	2009: 47,4 Mio. CHF 2010: 72,4 Mio. CHF	60,8 Mio. CHF	Thermische Anlagen: 7,3 Mio. CHF Photovoltaische Anlagen: 8,6 Mio. CHF	186 Mio. CHF

⁷⁴ Die Werte entsprechen der kumulierten Zahl von Anlagen, die bis Ende 2009 bzw. Ende 2010 in Betrieb genommen wurden. Zu berücksichtigen gilt es, dass bisher auch für Anlagen Vollzugaufwand geleistet wurde, die sich noch im Anmeldeverfahren oder auf der Warteliste befinden.

	KEV	Investitionsprogramm Energie 2000	Subventionsprogramm für Solaranlagen	Gebäudeprogramm Klimarappen
Vollzugskosten absolut	2009: 5,0 Mio. CHF 2010: 5,2 Mio. CHF	3,2 Mio. CHF	Rund 0,95 Mio. CHF, mittlere Administrationskosten von 161 CHF pro Gesuch	-
Vollzugskosten in Prozent der Fördersumme	2009: 11% 2010: 7%	Rund 5%	Rund 6%	Rund 5% ⁷⁵

Quellen: Tabelle D 3.12; Auswertung HKN-Datenbank; mündliche Mitteilung TNC Consulting vom 28. September 2011; Gerheuser 2000; Programmleitung Energie 2000 1998.

Bei der KEV betrug der Anteil der Vollzugskosten an der gesamten Fördersumme im Jahr 2009 rund 11 Prozent. Der Anteil hat sich im Jahr 2010 mit rund 7 Prozent stark reduziert. Ein von der Logik vergleichbares Programm ist das Subventionsprogramm für Solaranlagen Ende der 1990er Jahre. Der Anteil der Vollzugskosten betrug bei diesem Programm rund 6 Prozent. Beim Investitionsprogramm Energie 2000 respektive beim ähnlich gelagerten Gebäudeprogramm des Klimarappens lagen die Vollzugskosten bei rund 5 Prozent. Somit liegt die KEV im Quervergleich über diesen Förderprogrammen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass beim Vollzug der KEV bisher keine koordinierte Information und Beratung stattgefunden hat (vgl. Abschnitt 3.6). Angesichts der Komplexität des Vollzugs bewerten wir dieses Ergebnis jedoch durchaus positiv. Für die endgültige Beurteilung der Vollzugskosten wird entscheidend sein, ob sich die absoluten Beträge in den nächsten Jahren weiter absenken oder mindestens stabil bleiben.

3.9 VARIANTEN FÜR VERBESSERUNGSVORSCHLÄGE DES BEWILLIGUNGSVERFAHRENS

Insbesondere die Analyse der Organisationsstruktur zeigt, dass der gegenwärtige Vollzug auf Grund der hohen Zahl von Akteuren viele Interdependenzen aufweist. Dadurch wird das Verfahren namentlich für die Antragsteller kompliziert: Sie haben je nach Verfahrensschritt mit der Swissgrid AG, dem Elektrizitätsunternehmen oder mit der BG-EE Kontakt. Soll nun der Vollzug vereinfacht werden, bieten sich zwei Möglichkeiten an: Es kann eine graduelle Verbesserung erreicht werden durch die Optimierung der bestehenden Zusammenarbeit. Entsprechende Vorschläge haben wir unter Variante 1 der Verbesserungsvorschläge zusammengefasst. Ein radikalerer Schritt besteht darin, Aufgaben so zusammenzulegen, dass mindestens ein Vollzugsakteur überflüssig wird. In diesem Sinne haben wir Verbesserungsvorschläge in Form der Varianten 2 und 3 skizziert. Wir gehen auf die Varianten im Detail ein.

⁷⁵ Der Schlussbericht zum Gebäudeprogramm weist einen Vollzugaufwand von weniger als einem Prozent bezogen auf die ausgelöste energetische Investition aus (Stiftung Klimarappen 2011).

3.9.1 VARIANTE 1: OPTIMIERUNG DES BESTEHENDEN VERFAHRENS

Als Variante 1 zur Verbesserung des Vollzugs stellen wir eine Optimierung des bestehenden Verfahrens vor. Die Zahl der Akteure bleibt unverändert, es wird lediglich bei den Aufgaben angesetzt. Aus Sicht der Evaluation gilt es, folgende Verbesserungsvorschläge zu prüfen:

- *Verstärkung der Information und Beratung:* Die Information und Beratung wurde in der Phase der Konzeption und in der Umsetzung vernachlässigt. Wir empfehlen, dies nachzuholen und ein einfaches Konzept zu entwickeln, welches die Aufgabenteilung festlegt. In diesem Konzept sollten namentlich auch die bestehenden Netzwerke im Bereich der erneuerbaren Energien eingebunden werden (z.B. die Agentur für Erneuerbare Energien und Energieeffizienz AEE und die angeschlossenen technologiespezifischen Verbände). Die Information und Beratung ist sinnvoll, um die Zielgruppen über das Verfahren besser zu informieren, um Missverständnisse zu vermeiden und den Verwaltungsaufwand zu minimieren. Information und Beratung führt aber auch dazu, dass effiziente Anlagen gebaut werden. Bei Förderprogrammen reagieren zunächst immer jene Zielgruppen, welche die Thematik bereits kennen. Die mit der Thematik eher wenig vertrauten Zielgruppen oder solche, die den erneuerbaren Energien eher kritisch gegenüberstehen, werden nicht erreicht. Diese Zielgruppen gilt es ebenfalls anzusprechen. Information und Beratung hilft, Informationen über die Rentabilität und die Vorteile von erneuerbaren Energien breiter zu streuen, die Akzeptanz von Anlagen zu erhöhen und damit möglichst gute Standorte für den Bau zu erschliessen.
- *Kontrolle:*⁷⁶ Aus Sicht der Evaluation drängt sich momentan ein Ausbau der Kontrolle auf. Eine Kontrolle ist in der Konzeption nicht vorgesehen und findet in der Praxis bisher nicht statt. Untersuchungen weisen darauf hin, dass Differenzen zwischen gemeldeten und tatsächlichen Spezifikationen von Anlagen auftreten können.⁷⁷ Wie häufig solche Abweichungen auftreten, ist nicht bekannt. Die verantwortlichen Personen im BFE haben dies denn auch erkannt. Die rasche Etablierung eines Kontrollsystems drängt sich somit bei den Finanzflüssen (Kontrolle von einzelnen Gesuchsdossiers) als auch in Form von Ausführungskontrollen vor Ort auf. Es wird von Seiten der Evaluation empfohlen, ein entsprechendes Verfahren mit Stichproben aufzubauen.
- *Leistungsauftrag zwischen dem BFE und der Swissgrid AG:* Zwischen der Swissgrid AG und dem BFE existiert im Moment keine formale, vertragliche Regelung der Leistungserbringung und deren Kontrolle. Die Swissgrid AG erbringt die Leistungen lediglich auf der Basis der gesetzlichen Vorgaben (EnG, EnV, StromVG und StromVV). Wir empfehlen dem BFE, mit der Swissgrid AG einen Leistungs-

⁷⁶ Den Begriff Kontrolle verwenden wir hier als Durchführung eines Vergleichs zwischen Soll- (geplanten) und Ist-Grössen im Sinne einer Überwachung beispielsweise durch eine Inspektion (z.B. Überprüfung installierter Anlagen). Davon abgegrenzt, wird der Begriff Controlling hier als zielorientiertes Steuerungsinstrument zur Beurteilung von Leistungen und Wirkungen verstanden (vgl. Balthasar 2005, S. 70, Rieder 2003, S. 33, Bussmann et al. 1997, S. 21).

⁷⁷ Zum Beispiel wurde eine als integrierte Anlage gemeldete Photovoltaikanlage nur angebaut, womit unrechtmässig höhere Vergütungen bezogen worden sind.

auftrag abzuschliessen, welcher eine Steuerung und Kontrolle der Leistungen und der damit verbundenen Kosten erlaubt sowie das Controlling⁷⁸ festlegt.

- *Auflösung der Stiftung KEV:* Die Stiftung KEV wurde von der Swissgrid AG vor allem aus finanztechnischen Überlegungen geschaffen (Entgegennahme und Verwaltung der Zuschläge) (Geschäftsbericht 2009 von Swissgrid). Damit wurde eine zusätzliche – wenn auch nur intern bei der Swissgrid AG – Schnittstelle in Kauf genommen. Auf Grund der ersten Erfahrungen ist die Stiftung nicht notwendig für die effiziente Abwicklung des Verfahrens. Daher empfehlen wir, deren Auflösung zu prüfen, um den Vollzugsaufwand zu reduzieren.
- *Veränderung des Leistungsauftrags des BFE an die BG-EE:* Die BG-EE respektive die mit dem Energie- und Vertragsmanagement beauftragte Energie Pool Schweiz AG hat heute keine Risiken zu tragen. Sie vermarktet die Energie aus den KEV-Anlagen und hat dabei den Umfang der Ausgleichsenergie zu minimieren. Allerdings werden die Kosten für die Ausgleichsenergie vollumfänglich durch die KEV-Mittel gedeckt. Es besteht einzig eine Limite für die Menge der zulässigen Ausgleichsenergie. Um eine möglichst optimale Verwendung der von KEV-Anlagen erzeugten Energiemengen zu gewährleisten, sollte aus Sicht der Evaluation der Leistungsauftrag an die BG-EE mit einem Bonus-Malus-System ergänzt werden.

3.9.2 VARIANTE 2: VERZICHT AUF EINE EIGENSTÄNDIGE BG-EE

Variante 2 geht über Variante 1 hinaus und schlägt vor, die BG-EE abzuschaffen. Die BG-EE wurde ursprünglich geschaffen, weil die Swissgrid AG beim Aufbau des Vollzugs der KEV zögerte, die Prognose und die Vermarktung der produzierten Energie zu übernehmen. Zudem sollte mit der Schaffung einer eigenen Bilanzgruppe ein Anreiz zur effizienten Verwendung des Stroms erreicht werden (Minimierung der Ausgleichsenergie). Der Nachteil dieser Lösung besteht aus Sicht der Gesuchstellenden darin, dass das Anmeldeverfahren über die Swissgrid AG läuft, am Schluss die Abnahmeverträge aber mit der BG-EE abgeschlossen werden müssen. Dieses Verfahren könnte durch einen Verzicht auf die BG-EE vereinfacht werden. Es bieten sich zwei Untervarianten an:

- 2.1 *Integration der BG-EE in die Swissgrid AG:* Die Integration der Aufgaben der BG-EE bei der Swissgrid AG (Finanzierung, Anmeldeverfahren, Vergütung, Energiemanagement usw.) würde eine grosse Zahl von gegenseitigen Abhängigkeiten zwischen der BG-EE und der Swissgrid AG eliminieren. Dadurch entstehen Möglichkeiten zur Effizienzsteigerung und zur Senkung der Vollzugskosten. Ob die Swissgrid AG entscheidet, bestimmte Leistungen extern einzukaufen (z.B. die Erstellung von Fahrplänen und Prognosen), ist für das BFE als Aufsichtsorgan nicht von Relevanz. Analog zur Variante 1 ist der Abschluss eines Leistungsauftrags zwischen dem BFE und der Swissgrid AG ein entscheidendes Element, gerade auch im Zusammenhang mit dem Energiemanagement.
- 2.2 *Anschluss/Zuordnung der KEV-Stromproduzierenden an andere Bilanzgruppen:* Alle Anlagen mit einer Anschlussleistung von maximal 30 kVA und die ohne Lastgangmessung ohne automatische Datenübermittlung ausgestattet sind, werden ge-

⁷⁸ Vgl. Fussnote 76.

mäss Artikel 25 Absatz 1 StromVV der Bilanzgruppe zugeordnet, welche die festen Endverbraucher in diesem Netzgebiet beliefert. Bei dieser Variante würden auch die übrigen KEV-Stromproduzierenden den Bilanzgruppen mit festen Endverbrauchern zugewiesen. Die heute von der BG-EE übernommenen Aufgaben würden somit auf mehrere Bilanzgruppen (maximal 12) verteilt. Das Monitoring und das Controlling der Produktion der KEV-Stromproduzierenden würden dadurch aber aufwendiger.

3.9.3 VARIANTE 3: ZENTRALE UMSETZUNG DURCH DAS BFE

Variante 3 sieht vor, die Umsetzung der KEV oder grosse Teile davon (z.B. Finanzierung, Anmeldeverfahren, Abrechnung, Information und Beratung, Controlling usw.) durch das BFE abwickeln zu lassen. Dadurch würde auf einen Schlag die Zahl der Kontakte im Vollzugssystem reduziert. Beim BFE müsste eine operative Einheit zur Abwicklung der Verfahren geschaffen werden. Die notwendige strategische Kontrollinstanz mit entsprechenden Kompetenzen und Ressourcen müsste bestimmt werden. So etwa könnte die Aufsicht durch das UVEK übernommen werden. Die Kontrolle über die Finanzen könnte die Eidgenössische Finanzkontrolle (EFK) wahrnehmen. Weiter könnte die Finanzierung der KEV und die Abwicklung der Vergütung beispielsweise über eine Einheit des Eidgenössischen Finanzdepartements (EFD) erfolgen oder sich an Modellen aus anderen Politikbereichen orientieren (z.B. Mineralölbesteuerung der Eidgenössischen Zollverwaltung [EZV]). Aus der Praxis anderer Bundesämter, die ebenfalls mit dem direkten Vollzug betraut sind, liessen sich allenfalls Strukturen und Prozesse übernehmen. So führen das Bundesamt für Verkehr (BAV), das Bundesamt für Strassen (ASTRA) oder das Bundesamt für Migration (BFM) direkte Vollzugsaufgaben durch und verfügen über die entsprechenden Personalbestände, Aufsichtsorgane und Finanzierungsverfahren.

Was bei Variante 3 bleibt, ist eine Interdependenz zur Swissgrid AG: Diese ist nach wie vor für die Lieferung von Daten verantwortlich (z.B. Strommenge, Übertragungsnetz für Erhebung des Zuschlags, Produktionsmengen der KEV-Anlagen).

3.9.4 BEWERTUNG DER VARIANTEN UND EMPFEHLUNGEN

Welche der drei Varianten ist vorzuziehen? Wir empfehlen zunächst, die Verbesserungsmöglichkeiten gemäss Variante 1 auf jeden Fall umzusetzen, weil sie unabhängig von weiteren Varianten sinnvoll und kurzfristig umsetzbar sind. Variante 1 kann als erster kurzfristiger Schritt erfolgen, dem die Umsetzung weiterer Optimierungen folgen kann.

Um Empfehlungen zu den Varianten 2 und 3 formulieren zu können, sind etwas weiterführende Überlegungen notwendig. Wir haben drei Kriterien formuliert, um entsprechende Hinweise geben zu können:

K1: Das Kriterium 1 stützt sich auf den organisationstheoretischen Grundsatz, dass je weniger Interdependenzen zwischen Aufgaben respektive den für diese Aufgaben zuständigen Akteure bestehen, desto geringer der Bedarf der Koordination ausfällt. Es ist somit jene Variante zu wählen, die mit am wenigsten Vollzugsakteuren auskommt.

K2: Das Kriterium 2 besteht darin, zu prüfen, ob Elemente des Verfahrens zwingend durch die öffentliche Verwaltung selber erbracht werden müssen oder aber an Dritte delegiert werden können. Zur Operationalisierung haben wir auf die Überlegungen von Thom und Ritz (2006, S. 219 f.) sowie auf Argumente aus dem Corporate-Governance-Bericht des Bundesrates (2006, S. 21 f.) zurückgegriffen. Lassen sich die Aufgaben weitgehend delegieren, ist Variante 2 zu empfehlen. Sind mehrere Aufgaben mit Vorteil in der Verwaltung zu erfüllen, sollte der Variante 3 der Vorzug gegeben werden.

K3: Das Kriterium 3 ist die betriebswirtschaftliche Effizienz. Es ist zu prüfen, ob ein Akteur ausserhalb der Verwaltung betriebswirtschaftliche Vorteile bei der Aufgabenerfüllung hat. Ist dies der Fall, so wäre Variante 2 der Variante 3 vorzuziehen.

Wir haben nun die drei Kriterien auf die Varianten 2.1, 2.2 und 3 angewendet und sind dabei zu folgenden Ergebnissen gekommen.

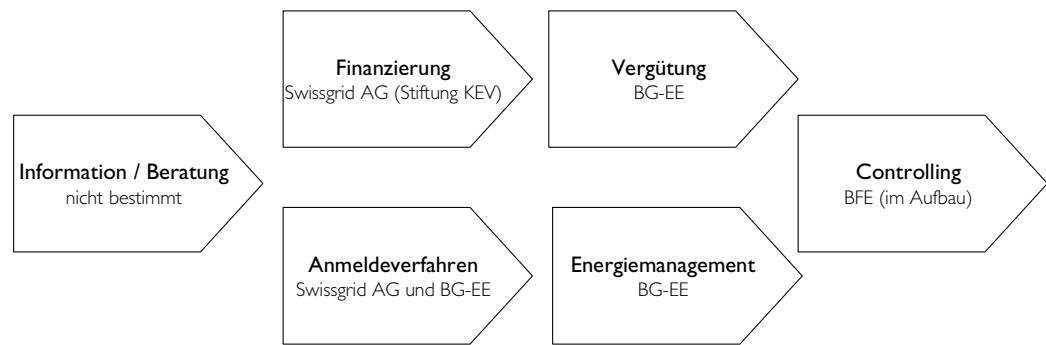
Anwendung Kriterium 1: Reduktion der Zahl der Akteure

Kriterium 1 führt uns zu folgenden Erkenntnissen:

- Variante 2.1 kommt mit einem Akteur weniger aus und hat damit gegenüber dem Status quo Vorteile.
- In Variante 2.2 fällt zwar ebenfalls ein Akteur weg. In Bezug auf das Controlling steigt aber die Zahl der Akteure stark an, weil die Bilanzgruppen mit festen Endverbrauchern die Aufgaben der BG-EE übernehmen müssten. Das BFE hätte statt einem Akteur rund ein Dutzend zu überwachen. Diese Variante schneidet daher bezüglich des Kriteriums 1 im Vergleich zu den anderen beiden Varianten am schlechtesten ab.
- Variante 3 schneidet bezüglich Kriterium 1 am besten ab: Bei dieser Variante fällt ein Akteur – die BG-EE – weg. Infolge der Konzentration der Aufgaben beim BFE reduziert sich der Umfang der Interdependenz zur Swissgrid AG auf die Lieferung von für die Finanzierung und den Vollzug notwendigen Daten.

Kriterium 2: Auslagerungsentscheid

Um das Kriterium 2 anwenden zu können, haben wir den Bewilligungsprozess in seine sechs Elemente zerlegt. Diese Elemente wurden danach beurteilt, ob sie inner- oder ausserhalb der Verwaltung zu erbringen sind. Die sechs Elemente des Verfahrens werden in der folgenden Darstellung D 3.14 präsentiert.

D 3.14: Leistungserstellungsprozess der KEV reduziert auf sechs Elemente

Quelle: eigene Darstellung.

Zunächst haben wir die sechs Elemente mit Hilfe der Überlegungen von Thom und Ritz bewertet. Die Frage der Auslagerung wurde wie folgt operationalisiert:

- *Strategische Relevanz:* Besitzt ein Element des Leistungserstellungsprozesses eine solch grosse Bedeutung, dass der Fortbestand der KEV bei mangelhafter Umsetzung entscheidend tangiert werden könnte? Muss das Element vom Bund umgesetzt werden, damit dieser eine maximale Kontrolle auszuüben vermag?
- *Spezifität:* Sind für die Erstellung eines Elements Fähigkeiten, Ressourcen und Prozesse notwendig, welche spezifisch und einmalig sind und von so hoher Bedeutung, dass sie zwingend durch den Bund wahrgenommen werden müssen?

Die Antworten auf diese zwei Fragen sind in der untenstehenden Tabelle D 3.15 aufgeführt. Lediglich das Controlling hat eine solch hohe strategische Bedeutung, dass es durch das BFE umgesetzt werden sollte. Ferner weist das Energiemanagement (Erstellen von Prognosen und Fahrplänen) als einziges Element des Vollzugs eine hohe Spezifität auf. Es ist aber nicht zwingend, dass das entsprechende Know-how unbedingt vom Bund aufgebaut werden muss. Ein Einkauf dieser spezifischen Leistung ist möglich.

D 3.15: Relevanz der Elemente des Leistungserstellungsprozesses der KEV

	Strategische Relevanz	Spezifität
Information und Beratung	Nein	Nein
Anmeldeverfahren	Nein	Nein
Energiemanagement	Nein	Ja
Finanzierung	Nein	Nein
Vergütung	Nein	Nein
Controlling	Ja	Nein

Quelle: eigene Darstellung nach dem Ansatz von Thom und Ritz (2006).

Betrachten wir nun die im Corporate-Governance-Bericht des Bundesrates enthalten Überlegungen zur Frage der Auslagerung von Aufgaben aus der Bundesverwaltung. Der

Bericht führt vier Gruppen von Aspekten auf, die es zu berücksichtigen gilt.⁷⁹ Wir haben diese Aspekte mit Fragen soweit konkretisiert, dass eine Anwendung auf den vorliegenden Fall möglich wird.

- *Rechtliche Sicht:* Wie stark greift eine durch den Staat erfüllte Aufgabe in die Rechte Privater ein? Je stärker der Eingriff ausfällt, desto eher muss die Aufgabe in der Verwaltung bleiben.
- *Politikwissenschaftliche Sicht:* Welchen politischen Spielraum lassen die Gesetzesgrundlagen bei der Aufgabenerfüllung zu? Wie gross ist die Abhängigkeit von technischen und/oder internationalen Standards? Wie stark fördert die Aufgabenerfüllung die Glaubwürdigkeit und Neutralität der beauftragten Institutionen? Je höher der politische Spielraum, je stärker die Verflechtung mit internationalen Standards und je höher die Ansprüche an Glaubwürdigkeit und Neutralität sind, desto eher soll eine Aufgabe durch die Verwaltung erfüllt werden.
- *Volkswirtschaftliche Sicht:* Wie ausgeprägt ist die Marktfähigkeit der erstellten Güter/Leistungen? Je näher ein Gut am Markt ist, desto eher soll es ausgelagert werden.
- *Betriebswirtschaftliche Sicht:* Wie gross ist der Koordinationsbedarf zwischen den verschiedenen Akteuren? Wie gross ist der Bedarf nach einem eigenständigen Auftritt (Visibilität)? Je höher der Koordinationsbedarf zwischen verschiedenen Abteilungen der Verwaltung und je wichtiger die Visibilität der Verwaltung sind, desto eher soll die Leistung durch die Verwaltung erbracht werden.

Das Ergebnis der Prüfung der einzelnen Elemente des Verfahrens führt uns zu folgenden Ergebnissen.

D 3.16: Relevanz der Elemente des Leistungserstellungsprozesses der KEV

	Rechtliche Sicht	Politikwissenschaftliche Sicht	Volkswirtschaftliche Sicht	Betriebswirtschaftliche Sicht
Information und Beratung	-	Tief	Tief	Hoch
Anmeldeverfahren	Tief	Tief	-	Tief
Energiemanagement	-	Tief	Tief	Tief
Finanzierung	Tief	Tief	-	Tief
Vergütung	-	Tief	-	Tief
Controlling	Tief	Hoch	Tief	Hoch

Quelle: eigene Darstellung nach dem Ansatz des Corporate-Governance-Berichts des Bundesrates.

Die Bewertung auf der Basis dieser beiden Ansätze zeigt, dass – mit Ausnahme des Controllings – alle Elemente des Leistungserstellungsprozesses der KEV an Dritte ausgelagert werden können. Die Analyse nach Thom und Ritz und jene nach den Kriterien

⁷⁹ Der Corporate-Governance-Bericht des Bundesrats führt weitere Kriterien auf. Sie kamen hier nicht zur Anwendung, weil gewisse Voraussetzungen durch die Konzeption der KEV gegeben sind.

des Corporate-Governance-Berichts des Bundesrates fallen etwa gleich aus und sprechen dafür, die Variante 2.1 umzusetzen.

Kriterium 3: Betriebswirtschaftliche Effizienz

Es ist zu prüfen, ob ein Akteur ausserhalb der Verwaltung betriebswirtschaftliche Vorteile bei der Aufgabenerfüllung hat oder nicht. Die Anwendung des Kriteriums 3 führt uns zu folgendem Ergebnis: Die Variante 3 weist gegenüber der Variante 2 den Nachteil auf, dass die Einstellung von Personal und die Beschaffung der Sachmittel in der Verwaltung weniger flexibel gehandhabt werden können als in einem privaten Unternehmen. Grund dafür sind das im Vergleich zu einem privaten Unternehmen weniger flexible Personalreglement des Bundes (z.B. bei der kurzfristigen Rekrutierung von temporärem Personal) und die Vorschriften bei der Verwendung der Budgetmittel (z.B. bei der Flexibilität in Bezug auf die Übertragbarkeit von Mitteln ins nächste Jahr oder die Verschiebung zwischen Ausgabenrubriken).

Bewertung der Varianten und Empfehlung

In der folgenden Tabelle D 3.17 sind die Ergebnisse der Bewertung der Varianten 2.1, 2.2 und 3 zusammenfassend gegenübergestellt. Jede der Varianten wird für jedes der drei Kriterien mit einem Wert von eins bis drei versehen, wobei eine Drei den besten Wert darstellt.

D 3.17: Gegenüberstellung der drei Varianten zur Verbesserung der Organisation des Vollzugs der KEV

Kriterien	Variante 2: Verzicht auf eine eigenständige BG-EE		Variante 3: Zentrale Umsetzung durch das BFE
	Variante 2.1: Integration in die Swiss-grid AG	Variante 2.2: Zuordnung in andere Bilanzgruppen	
Organisations- theorie	2 Reduktion auf zwei Akteure	1 Vervielfachung der Akteure durch Bilanzgruppen	2 Reduktion auf zwei Akteure
Auslagerung von Aufgaben	3 Auslagerung ist sachgerecht bis auf Controlling	3 Auslagerung ist sachgerecht bis auf Controlling	2 Integration in Verwaltung nicht sachgerecht mit Ausnahme des Controllings
Effizienz	3 Minimierung des Aufwands für Koordination und Aufsicht	1 Starke Zunahme des Koordinations- und Kontrollaufwandes	1 Aufbau neuer bundesinterner Vollzugsorganisation
Summe der Werte	8	5	5

Quelle: eigene Darstellung.

Am besten schneidet die Variante 2.1 mit dem Verzicht auf eine eigenständige BG-EE ab und der Integration von deren Aufgaben bei der Swissgrid AG. Die Vorteile dieser Variante liegen darin, dass Interdependenzen reduziert werden können. Die Gesuchstellenden haben neben den Verteilnetzbetreibenden nur einen Ansprechpartner im An-

meldeverfahren und bei der Produktion. Die Auslagerung der Aufgaben vom Staat an die Swissgrid AG ist sachgerecht. Mit dem Leistungsauftrag steht dem BFE auch ein Instrument zur Verfügung, welches es erlaubt, die Aufgaben und deren Erfüllung durch die Swissgrid AG zu steuern. Es ist – im Vergleich zur vollständigen Integration der Vollzugsaufgaben in die Verwaltung – zudem mit einem Effizienzgewinn zu rechnen. Aus Sicht der Evaluation empfehlen wir daher, die Umsetzung der unter Variante 1 skizzierten operativen Verbesserungen am Status quo sofort an die Hand zu nehmen und in den nächsten zwei bis drei Jahren mit der Realisierung der Variante 2.1 zu beginnen.

Als Vollzug *im weiteren Sinne* bezeichnen wir die Bewilligungsverfahren, welche die KEV-geförderten Anlagen auf Stufe der Kantone durchlaufen müssen. Im Wesentlichen handelt es sich dabei um Baubewilligungsverfahren und die Erteilung von Konzessionen. Teilweise bestehen kantonale Förderprogramme, welche den Bau von Anlagen zur Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien unterstützen (BFE 2011a). Dieser Teil des Vollzugs hat formal durch die Einführung der KEV keine Änderung erfahren. Offen ist allerdings, ob sich durch die Umsetzung der KEV die Vollzugspraxis der Kantone verändert hat und ob die KEV allenfalls Anpassungen kantonaler Gesetze induziert hat. Zum Vollzug im weiteren Sinne zählt an sich auch die Zusammenarbeit des BFE mit anderen Bundesämtern (BAFU, ARE usw.). Dieser Teil des Vollzugs wurde aber nicht untersucht. Die Evaluationsfragen für den Vollzug im weiteren Sinne präsentieren sich wie folgt:

- Wie ist das Zusammenspiel zwischen den Akteuren? Ist die Koordination namentlich mit den Kantonen ausreichend? Ergeben sich Synergien oder treten Konflikte zwischen Zielen der KEV und jenen der Raumplanung, des Umweltschutzes und der Denkmalpflege auf?
- Bei welchen Anlagentypen sind kantonale Bewilligungen (Baubewilligungen, Konzessionen) besonders relevant und welchen Effekt haben sie auf den Bau von Anlagen? Wirken sie fördernd oder hindernd?
- Lassen sich auf Basis der Beurteilung der kantonalen Instanzen Auswirkungen der KEV auf die kantonale Bewilligungspraxis (Baubewilligungen, Konzessionen) erkennen? Wenn ja, gibt es Indizien dafür, dass infolge der Einführung der KEV ökologische Anforderungen in den Bewilligungsverfahren zurückgenommen werden?

Der Vollzug im weiteren Sinne auf der *Ebene der Kantone* wurde auf Basis von Interviews in sechs Kantonen untersucht (Genf, Jura, Obwalden, St. Gallen, Solothurn und Wallis). In diesen Kantonen wurden die für die Bewilligung von Anlagen zur Produktion von erneuerbaren Energien zuständigen Behörden interviewt. Zusätzlich dazu kann auf Ergebnisse einer parallel zur Evaluation laufenden Untersuchung im Auftrag des BFE zurückgegriffen werden (BFE 2011n). Diese Untersuchung umfasst 13 Fallstudien in elf Kantonen zum Bewilligungsverfahren für Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien.⁸⁰

Die Bewertung ist in drei Abschnitte gegliedert: In einem ersten Abschnitt beschreiben wir den kantonalen Vollzug im Zusammenhang mit dem Bau von Anlagen zur Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien. Insbesondere werden unter Einbezug der im Auftrag des BFE erstellten Studie (BFE 2011n) die Faktoren, welche die Dauer der

⁸⁰ Methodisch wurden für die hier vorliegende Evaluation Kantone ausgewählt, die nicht bereits durch Fälle der Studie im Auftrag des BFE abgedeckt sind. Das hat zur Konsequenz, dass Kantone wie Bern, Zürich, Waadt oder Graubünden in dieser Evaluation nicht untersucht wurden.

kantonalen Verfahren bestimmen, dargestellt. In einem zweiten Abschnitt gehen wir der Frage nach, ob sich seit 2008 Veränderungen der relevanten kantonalen Verfahren ergeben haben und ob diese auf die KEV zurückzuführen sind. In einem dritten Abschnitt kommen wir auf die Evaluationsfragen zurück und versuchen diese zu beantworten.

4.1 BESCHREIBUNG DES VOLLZUGS IM WEITEREN SINNE

Der Vollzug auf Stufe der Kantone besteht im Wesentlichen aus vier Elementen: Den Bewilligungsverfahren, den gesetzlichen und konzeptionellen Grundlagen, den Zuständigkeiten sowie den kantonalen Programmen zur Förderung erneuerbarer Energien. Unter Einbezug der Analyse im Auftrag des BFE (BFE 2011n) werden zudem die wesentlichen Elemente benannt, welche die Dauer des Bewilligungsverfahrens bestimmen.

4.1.1 BESCHREIBUNG KANTONALER BEWILLIGUNGSVERFAHREN

Die Bewilligungsverfahren in den sechs untersuchten Kantonen für den Bau von Kleinwasserkraft-, Photovoltaik-, Windenergie-, Geothermie- und Biomasseanlagen sind meist in der Baugesetzgebung (generell oder im Fall der Wasserkraft in der Wasserbaugesetzgebung) und/oder im Energiegesetz festgelegt. Auf Basis der Interviews und der ausgewerteten Dokumente können im Kontext der KEV folgende Verfahren als relevant bezeichnet werden:

- *Baubewilligungsverfahren:* Für die Erstellung fast aller Anlagen bedarf es einer Baubewilligung. Eine Ausnahme stellen in gewissen Kantonen Photovoltaikanlagen bis zu einer bestimmten Fläche dar, welche – sofern diese nicht öffentliches Interesse wie beispielsweise den Denkmalschutz eines Objektes tangieren – ohne Baubewilligung gebaut werden können. Je nach Kanton sind die Baubewilligungsverfahren weiter differenziert nach betroffenen Zonen (innerhalb oder ausserhalb der Bauzone) und dem Umfang des Vorhabens. Dies kann zu unterschiedlichen Typen von Verfahren führen (vereinfachte oder ordentliche Verfahren). Bei den Baugesuchen kennt keiner der untersuchten Kantone eine spezifische Regel für Produktionsanlagen von Strom aus erneuerbaren Energien. Das heisst, die Gesuche sind anderen Anlagen wie Mobilfunkantennen oder dergleichen gleichgestellt.
- *Konzessionsverfahren:* Konzessionsverfahren kommen bei der Nutzung von Gewässern (Kleinwasserkraftanlagen) oder für die Geothermie zu Anwendung. Mit dem Bau dieser Anlagen verbunden sind in den meisten Kantonen ebenfalls Baubewilligungsverfahren.
- *Nutzungsplanänderungen:* In gewissen Kantonen löst die Planung des Baus von Windenergieanlagen und Kleinwasserkraftwerken Verfahren zur Änderungen von Richt- und/oder Nutzungsplänen aus. Entscheidend dafür ist, ob der Richtplan oder die Nutzungspläne entsprechende Bestimmungen zu erneuerbaren Energien enthalten.

In den Interviews nicht erwähnt wurden Änderung von Zonenplänen oder die Durchführung von Umweltverträglichkeitsprüfungen im Zusammenhang mit dem Bau von Anlagen. Dies heisst allerdings nicht, dass diese Verfahren in der Praxis nicht vorkommen.

4.1.2 GESETZLICHE UND WEITERE GRUNDLAGEN

Die Interviewten in fast allen Kantonen geben an, dass die vorhandenen gesetzlichen Grundlagen (Baurecht und Konzessionsrecht) ausreichen, um die Verfahren angemessen durchführen zu können. Bei den kantonalen Richtplänen sieht die Situation etwas anders aus. Bei einem Teil der Kantone wird das Thema Energie im Richtplan nicht oder nur am Rande behandelt (z.B. sind lediglich die grossen Energieinfrastrukturen aufgeführt). Eine zweite Gruppe von Kantonen verfügt hingegen in der Richtplanung explizit über Bestimmungen zu erneuerbaren Energien, insbesondere zu Windenergie und Kleinwasserkraftwerken. In einigen Kantonen laufen momentan Bemühungen, in der Richtplanung Grundlagen für eine bessere Information der potenziellen Bauherren und für die Steuerung des Zubaus von Anlagen zu schaffen.

Uneinheitlich ist die Situation, was Konzepte und Studien angeht. Diverse Kantone verfügen über Energiekonzepte oder spezifische Studien, beispielsweise zu Potenzial und Nutzung von Biomasse. In anderen Kantonen fehlen diese Grundlagen teilweise oder gar vollständig.

4.1.3 ZUSTÄNDIGKEITEN UND ORGANISATION DER VERFAHREN

Erste Anlaufstelle für Gesuchstellende bei der Einreichung eines Baugesuchs sind in der Regel die Gemeinden. Handelt es sich um ein Verfahren innerhalb der Bauzone sind in den meisten Kantonen die Gemeinden selber für die Bewilligung verantwortlich. Verfahren ausserhalb der Bauzone fallen dann in die Zuständigkeit des Kantons. In bestimmten Kantonen wird die Zuständigkeit aber auch über das Bauvolumen (z.B. Investitionssumme, zu bebauende Fläche) geregelt. Sind übergeordnete öffentliche Interessen betroffen, ist generell der Kanton zuständig oder er muss mindestens in das Verfahren einbezogen werden.

Je nach Kanton sind unterschiedliche Fachstellen für den Vollzug verantwortlich. Eine einheitliche Systematik der Kompetenzverteilung besteht nicht. Meist wird allerdings das Baubewilligungsverfahren und das Konzessionsverfahren unterschiedlichen Fachstellen zugeordnet (z.B. in St. Gallen dem Amt für Raumentwicklung und Geoinformation, Sektion Bauen ausserhalb Bauzonen beziehungsweise dem Amt für Energie und Umwelt, Sektion Gewässernutzung und Grundwasser).

In den Interviews mit den kantonalen Fachstellen wurde auf zwei Konfliktfelder bei der Regelung der Zuständigkeit hingewiesen:

- In diversen Kantonen vergeben die Gemeinden die Konzession zur Gewässernutzung. Der Kanton ist aber verantwortlich für den Gewässerschutz. Das bedeutet, dass eine Interessensabwägung zum Beispiel zwischen dem Ausbau der Nutzung und dem Schutz (z.B. Restwassermenge) nicht auf der gleichen hierarchischen Ebene stattfindet.

- Ein weiteres Konfliktpotenzial wird in jenen Fällen geortet, bei denen beispielsweise die Energiefachstelle gleichzeitig für die Vergabe der Wassernutzungskonzessionen und für die Förderung erneuerbarer Energien zuständig ist.

In allen untersuchten Kantonen bestehen die gegenwärtig eingesetzten Verfahren seit mehreren Jahren und sind standardisiert (vgl. Abschnitt 4.2). Zudem werden in allen sechs Kantonen die Verfahren von einer Amtsstelle koordiniert, welche die verwaltungsinternen Dienststellen einbezieht und koordiniert. Eine Ausnahme bilden spezialrechtliche Bewilligungen (z.B. Rodungsgesuche), die in einigen Kantonen getrennt eingeholt werden müssen.

Die Mehrzahl der befragten Mitarbeitenden von Fachstellen weist auf knappe bis ungenügende personelle Ressourcen für die Durchführung der Verfahren hin. Vereinzelt wird auch auf fehlendes Know-how hingewiesen, namentlich bei Projekten der Geothermie.

4.1.4 FÖRDERPROGRAMME DER KANTONE

Im thermischen Bereich verfügen alle sechs untersuchten Kantone über ein breites Portfolio von finanziellen Förderprogrammen (BFE 2011a). Mehr als die Hälfte der untersuchten Kantone fördert auch die Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien. Ein Beispiel ist der Kanton Genf, wo per 1. Januar 2009 durch eine Änderung des Gesetzes für die industriellen Werke⁸¹ eine subsidiäre Förderung der KEV in Kraft gesetzt wurde, welche die Vergütung von Photovoltaikanlagen, die auf der Warteliste der KEV sind, ermöglicht.

4.1.5 DAUER DER BEWILLIGUNGSVERFAHREN

Unabhängig von der KEV lassen sich die Faktoren benennen, welche die Dauer der Bewilligungsverfahren auf der Ebene der Kantone beeinflussen. Auf Basis der geführten Interviews mit den Verantwortlichen der kantonalen Fachstellen und der Studie im Auftrag des BFE lassen sich folgende Einflussfaktoren nennen:⁸²

- Der wichtigste Faktor, der die Dauer eines Bewilligungsverfahrens beeinflusst, ist die Vollständigkeit und Qualität der Gesuchsunterlagen, und zwar unabhängig von der Grösse und Komplexität des Projektes. Die Unterschiede hinsichtlich der Professionalität der Gesuche sind beträchtlich, entsprechend ergeben sich auch starke Differenzen bei der Dauer des Bewilligungsverfahrens.
- Einen zweiten Faktor stellt der Zeitpunkt des Kontaktes zwischen Gesuchstellenden und Bewilligungsbehörde dar. Bei grossen und komplexen Vorhaben kann ein Kontakt vor der formalen Einreichung des Gesuchs das Verfahren stark beschleunigen. Der Grund liegt darin, dass Missverständnisse vermieden und offene Fragen früh erkannt und bearbeitet werden können. Damit lassen sich Rückfragen und Verzögerungen des Verfahrens vermeiden.

⁸¹ Loi sur l'organisation des Services industriels de Genève (LSIG), vom 1. Januar 1974, L 2 35.

⁸² Es ist darauf hinzuweisen, dass im Rahmen dieser Evaluation bisher nur Mitarbeitende von Fachstellen interviewt wurden. Die Perspektive der Gesuchstellenden wurde nicht erfragt. In der Untersuchung im Auftrag des BFE wurden ein Interview mit Projektleitenden geführt und anschliessend die zuständigen Leitbehörden befragt (BFE 2011n, S. 4).

- Die Ressourcenausstattung der kantonalen Fachstellen ist ein dritter Faktor, welcher die Dauer des Verfahrens wesentlich mitprägt. Fehlt das Personal oder das Know-how, so verzögert sich das Verfahren.
- Viertens bestimmt die tatsächliche Koordination der kantonalen Instanzen die Dauer des Verfahrens. Obwohl in allen untersuchten Kantonen die Verfahren koordiniert werden sowie gestützt auf standardisierte Prozesse und elektronische Hilfsmittel ablaufen, kann es zu Defiziten in der Abstimmung der Vollzugsinstanzen und Konflikten innerhalb der Behörden kommen, die das Verfahren verzögern.
- Schliesslich ist fünftens auf die frühe Einbindung und rechtzeitige Information von Interessengruppen und der Öffentlichkeit bei heiklen Projekten hinzuweisen. Auf diese Weise lassen sich Einsprachen allenfalls verhindern. Wird dieser Punkt vernachlässigt, kann sich ein Verfahren durch Einsprachen stark verzögern oder das Projekt muss in einem fortgeschrittenen Stadium stark angepasst werden.

4.2 VERÄNDERUNGEN INFOLGE DER KEV

Zunächst wurde mit den kantonalen Verantwortlichen die Entwicklung der Zahl der Anlagen in ihrem Kanton diskutiert. Anschliessend wurde gefragt, ob die Einführung der KEV den Vollzug auf kantonomer Stufe beeinflusst hat.

4.2.1 ENTWICKLUNG DER ZAHL VON ANLAGEN

Die Zahl der Anlagen ist von Kanton zu Kanton stark verschieden. In der folgenden Tabelle D 4.1 sind die Zahlen für die sechs untersuchten Kantone aufgeführt. Im Rahmen der Interviews wurden die Zahlen den kantonalen Verantwortlichen vorgelegt und gefragt, wie weit die KEV gemäss ihrer Meinung den Bau von zusätzlichen Anlagen gefördert habe.

D 4.1: Zahl der angemeldeten Anlagen in den untersuchten Kantonen (ohne Geothermieranlagen)

Kanton	Biomasse-anlagen	Photovoltaikanlagen	Kleinwasserkraftanlagen	Windenergieanlagen	Total
GE	<5	226	0	0	228
JU	6	113	6	33	158
OW	<5	74	5	0	82
SG	31	1'104	79	42	1'257
SO	6	680	21	18	725
VS	14	394	157	14	579
Schweiz	374	12'561	935	660	14'533

Quelle: Anmeldebank der Swissgrid AG, Stand 25.7.11.

Alle interviewten Personen bestätigen, dass die Zahl der Anmeldungen um Bewilligungen (Bau und Konzessionen) entsprechend der Zunahme der KEV-Gesuche angestiegen sei. Allerdings ist der Zusammenhang nicht immer eindeutig: In einem Kanton ist die Zunahme von Konzessionsverfahren bei der Wasserkraftnutzung in erster Linie auf eine grosse Zahl von Erneuerungen bestehender Konzessionen zurückzuführen und

nicht auf die KEV. In einem anderen Kanton war die befragte Person überrascht über die hohe Zahl der in der KEV angemeldeten Anlagen in ihrem Kanton: Auf kantonaler Ebene war diese Entwicklung bisher nicht aufgefallen. Schliesslich zweifelte ein Kantonsvertreter an, ob die aus seinem Kanton angemeldete Zahl von Kleinwasserkraftanlagen und Windenergieanlagen tatsächlich realisiert werden könne. Die Zahl der geeigneten Standorte sei aus seiner Sicht dafür zu klein. In jüngster Zeit seien zudem vermehrt Anfragen zu Projekten eingegangen, deren Wirtschaftlichkeit zumindest in Frage zu stellen ist. Schliesslich weist ein Befragter darauf hin, dass eine namhafte Zahl von projektierten Anlagen in seinem Kanton im Herbst 2012 eine Projektfortschrittsmeldung einreichen müssen. An sich würde dies bedeuten, dass zum jetzigen Zeitpunkt die Zahl der Bewilligungs- und Konzessionsgesuche steigen müsste.⁸³ Dies sei aber nicht der Fall. Entsprechend wird vermutet, dass einige der angemeldeten Anlagen wohl nicht realisiert würden oder Gesuche dann kurzfristig im „Schnellverfahren“ bearbeitet werden sollten.

Insgesamt gehen die Befragten der kantonalen Fachstellen davon aus, dass die KEV den Bau von Anlagen fördert. Überprüfen lässt sich dies für die Verantwortlichen in den Kantonen aber nicht: Sie verfügen erst mit dem in der Revision per 1. Oktober 2011 eingefügten Artikel 3s EnV über die Möglichkeit, Informationen zu Projekten auf ihrem Kantonsgebiet erhalten zu können.

In den Interviews wurden auch einige ausgewählte Entwicklungen diskutiert: In Bezug auf die Katastrophe in Fukushima beobachteten die Befragten folgende Effekte. In einigen Kantonen konnte eine stärkere Zunahme von Gesuchen – vor allem von Photovoltaikanlagen – beobachtet werden. In einem Kanton wurde eine Zunahme der Gesuche aber bereits Anfang 2011 registriert, ohne dass es dafür eine plausible Erklärung geben würde. Ein Interviewpartner stellte fest, dass es unabhängig von der Technologie eine Veränderung bei den Gestellstellenden gegeben habe: Die Zahl der Gesuche von Privatpersonen und Elektrizitätsversorgungsunternehmen sei eher rückläufig, die Zahl von Gesuchen von Firmen, die Anlagen projektieren und/oder bauen, habe hingegen zugenommen.

4.2.2 VERÄNDERUNGEN DER GESETZLICHEN GRUNDLAGEN UND DEREN ANWENDUNG

In drei der sechs untersuchten Kantone haben sich nach Aussage der interviewten Personen die Bau- und Konzessionsverfahren seit 2008 nicht verändert. In den anderen Kantonen haben sich seit 2008 folgende Änderungen ergeben:

- In einem Kanton hat sich das Konzessionsverfahren für die Gewässernutzung aufgrund einer Revision des Wasserbaugesetzes leicht geändert. Grund der Revision war aber nicht die Wasserkraftnutzung, sondern der Hochwasserschutz. Ein direkter Zusammenhang mit der KEV ist nicht gegeben.
- In einem zweiten Kanton hat sich das Baubewilligungsverfahren bei Photovoltaikanlagen geändert. Seit dem 1. Juli 2011 können Photovoltaikanlagen mit bis zwölf

⁸³ Ausgehend von den vier Jahren von der Anmeldung bis zur Projektfortschrittsmeldung bei den hier im Vordergrund stehenden Projekten von Windenergie und Kleinwasserkraftanlagen und einer Anmeldung im Jahr 2008.

Quadratmetern Panelfläche ohne Baubewilligung gebaut werden. Dies erleichtert zweifellos den Bau von Anlagen. Welcher Einfluss die KEV, das generelle energiepolitische Umfeld oder andere Faktoren auf diese Änderungen hatten, konnte nicht eruiert werden.

- Schliesslich besteht in einem dritten Kanton seit dem April 2011 ein Bewilligungsstopp für Windenergie und Wasserkraftanlagen. Grund dafür waren Lücken in den gesetzlichen Grundlagen für die Bewilligung solcher Anlagen. Bis diese gefüllt und Teile des Richtplans angepasst sind, werden keine Bewilligungen für diese beiden Kategorien erneuerbarer Energien erteilt. Ob eine durch KEV-Anlagen verursachte stärkere Zunahme von Gesuchen Auslöser für diese Anpassungen sind, konnte nicht eruiert werden.

Insgesamt konnten somit keine unmittelbar durch die KEV induzierten Gesetzesänderungen beobachtet werden. In diesem Zusammenhang ist aber auf eine weitere formelle Änderung rechtlicher Grundlagen zu verweisen, nämlich Artikel 18a RPG.⁸⁴ Seit dem 1. Januar 2008 ist dieser spezifische Artikel zu Solaranlagen in Kraft. Er besagt, dass in Bau- und Landwirtschaftszonen integrierte „Solaranlagen“ zu bewilligen sind, sofern keine Kultur- und Naturdenkmäler kantonaler oder nationaler Bedeutung beeinträchtigt werden. In mehreren Interviews und auch in einer Studie im Auftrag des BFE (BFE 2011n, S. 8) wird auf offene Fragen bei der Umsetzung dieses Artikels verwiesen.

Neben den materiellen Änderungen im Gesetz ist aber auch deren Interpretation in den Verfahren von grosser Bedeutung. Wir haben die kantonalen Vertreterinnen und Vertreter gefragt, ob und wie weit sich die Auslegung der Verfahren geändert habe und ob ein positiver Entscheid von der Swissgrid AG von Gesuchstellenden als „Druckmittel“ für einen raschen Entscheid verwendet werde. In drei von sechs untersuchten Kantonen geben die befragten kantonalen Mitarbeitenden an, dass Einwänden gegen den Bau von Photovoltaikanlagen, beispielsweise von Seiten des Denkmalschutzes in letzter Zeit weniger Rechnung getragen werde. Keine Informationen liegen hingegen vor, wie sich diese Situation auf der Ebene der Gemeinden präsentiert, welche für die Bewilligung von Anlagen innerhalb der Bauzone zuständig sind. Zudem wurde in zwei Interviews über einen Fall berichtet, in dem ein Gesuchsteller versuchte, mit Hinweis auf den positiven Entscheid von der Swissgrid AG das kantonale Verfahren in seinem Sinne zu beeinflussen. Ansonsten gibt es keine Indizien dafür, dass Gesuchstellende versuchen, mittels Durchlaufen des KEV-Verfahrens direkten Einfluss auf die kantonalen Verfahren zu nehmen.

Einsprachen können den Bau von Anlagen stark beeinflussen. Wir haben die kantonalen Interviewpartner gebeten, eine Einschätzung vorzunehmen, ob sich die Zahl der Einsprachen in Verfahren für erneuerbare Energien verändert habe. Das Ergebnis ist ambivalent: Während einige Kantone keine Veränderung bei der Zahl der Einsprachen melden, hat diese in anderen Kantonen zugenommen. Einsprachen von Privatpersonen sind eher selten und kommen primär in Bauzonen vor. Ein Interviewter erklärt diesen Umstand damit, dass Private auf Einsprachen verzichten, weil sie allenfalls später selber Anlagen (insbesondere Photovoltaikanlagen) bauen werden. Die meisten Einspra-

⁸⁴ Bundesgesetz über die Raumplanung (Raumplanungsgesetz, RPG), vom 22. Juni 1979 (Stand am 1. Juli 2011), SR 700.

chen erfolgen somit von Organisationen des Natur-, Landschaft- und Umweltschutzes. Die Einsprachen betreffen in erster Linie Anlagen der Windenergie und der Wasserkraft. In diversen Kantonen wird versucht, durch frühzeitige Information und Einbindung potenzieller Einsprechender die Zahl von Einsprachen tief zu halten, was gemäss Aussagen der Mitarbeitenden der befragten Fachstellen oft auch gelingt. Insgesamt fällt es den Befragten aber schwer, einen Zusammenhang zwischen der KEV und der Zahl und Art der Einsprachen herzustellen. Auch die Gründe für diese unterschiedlichen Entwicklungen der Zahl der Einsprachen liessen sich aus den Gesprächen nicht ermitteln.

4.2.3 VERÄNDERUNG IM POLITISCHEN UMFELD

Die stärkste Veränderung beobachten die kantonalen Verantwortlichen weniger beim Verfahren, sondern bei der politischen Diskussion um die Förderung von erneuerbaren Energien. Alle interviewten Personen bestätigen, dass erstens der politische Druck zur raschen Erteilung von Bewilligungen von Anlagen zur Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien zugenommen und sich zweitens der Interessenskonflikt zwischen der Förderung erneuerbarer Energien einerseits und dem Natur-, Umwelt- und Denkmalschutz andererseits zugespitzt habe. Ein Indiz dafür ist die Zunahme der Zahl der politischen Vorstösse zu erneuerbaren Energien in den Legislativen der Kantone.⁸⁵ Viele Vorstösse beinhalten die Förderung der erneuerbaren Energien und die Vereinfachung der Bewilligungs- und Konzessionsverfahren. Bisher ist aber eine direkte Folge auf die Bewilligung von Anlagen in den untersuchten sechs Kantonen noch nicht zu beobachten. In anderen Kantonen wurden ähnliche Vorstösse bereits angenommen. Es ist daher zu erwarten, dass sich die Gesetzgebung auf kantonaler Stufe mittelfristig zu Gunsten einer raschen Bewilligung von Anlagen verändern wird.

4.3 BEWERTUNG UND VERBESSERUNGSVORSCHLÄGE

Wir nehmen am Schluss des Kapitels die eingangs gestellten Fragen auf. Zunächst können wir festhalten, dass die Zusammenarbeit zwischen den kantonalen Verantwortlichen und den Vollzugsakteuren der KEV auf nationaler Ebene recht bescheiden ist. Die kantonalen Fachstellen haben beispielsweise erst mit der Revision der EnV per 1. Oktober 2011 die Möglichkeit, sich über die Zahl und den Standort von Anlagen, welche eine KEV beantragt haben, zu informieren (Art. 3s EnV). Genau diese kantonalen Fachstellen verfügen über Informationen, welche eine wichtige Eingangsgrösse für die Steuerung der KEV darstellen (z.B. Einschätzung der Realisierungswahrscheinlichkeit von Anlagen auf der Warteliste). Eine systematische Information und Beratung fehlt und ist im Konzept der KEV auch nicht vorgesehen. Weiter kennt ein Teil der interviewten Personen der Kantone nach eigener Einschätzung die Bestimmungen der KEV nicht ausreichend genug.

⁸⁵ Die relevanten Vorstösse in den untersuchten Kantonen wurden nicht systematisch zusammengestellt. Folgende zwei Indizien geben aber einen Eindruck auf die Zahl der Vorstösse und die damit verbundene Bindung von Ressourcen in der Verwaltung: Im Kanton St. Gallen wurden nur zur Wasserkraft in den letzten beiden Jahre vier Vorstösse beantwortet. In der Bundesversammlung waren in den Jahren 2008 und 2009 nicht weniger als 32 Vorstösse mit direktem Bezug zur KEV und zu erneuerbaren Energien eingereicht worden.

Konflikte zwischen den Zielen der KEV und den kantonalen Verfahren dürften wohl vorhanden sein: Indiz dafür ist der Umstand, dass kantonale Verantwortliche sich teilweise erstaunt zeigen über die Zahl der angemeldeten Anlagen in ihrem Kanton und Zweifel daran äussern, dass alle Projekte realisiert werden können (zu wenig Standorte und fragliche Wirtschaftlichkeit). Bisher sind diese Konflikte aber nicht besonders ausgeprägt und wenn überhaupt nur latent vorhanden.

Die kantonalen Verfahren sind für die Realisierung aller Anlagentypen relevant. Die Arbeitsteilung zwischen den Anmeldeverfahren der KEV und den kantonalen Verfahren ist an sich klar geregelt: Im nationalen KEV-Verfahren werden die Kriterien für die Aufnahme und die allfällige Vergütung geprüft. Die kantonalen Stellen prüfen die Einhaltung der gesetzlichen Grundlagen (z.B. Konzessionen, Bau- und Betriebsbewilligung, Auflagen des Umwelt-, Natur-, Landschaft- oder Denkmalschutzes). Die grösste Dynamik zeigt sich dabei im Bereich der Photovoltaikanlagen: Bis zu gewissen Grössen von Anlagen sind diese bereits in einigen Kantonen von der Baubewilligungspflicht befreit, hingegen nicht von den Auflagen des Denkmalschutzes. Der Konflikt zwischen energiepolitischen Zielen und Anforderungen des Denkmalschutzes wird sich in Zukunft akzentuieren.

Die grössten Konfliktpotenziale zwischen kantonalen Verfahren und der KEV ergeben sich aber weniger in Bezug auf inhaltliche Aspekte, sondern in Bezug auf die Dauer des Verfahrens. Der Druck entsteht dabei primär von Seiten der Politik, die eine Beschleunigung kantonalen Verfahren wünscht. Zentral scheint uns in diesem Kontext, dass die Dauer der Verfahren in grossen Teilen durch die Gesuchsteller selber beeinflussbar ist: Je professioneller die Gesuche vorbereitet werden, je früher mit den Bewilligungsbehörden Kontakt aufgenommen wird, desto rascher kann das Verfahren durchlaufen werden. Die Behörden ihrerseits können das Verfahren durch eine Priorisierung des Ressourceneinsatzes und eine optimale Koordination der kantonalen Stellen positiv beeinflussen (z.B. durch eine interdepartementale Kommission). Die Dauer des Verfahrens kann somit optimiert werden, ohne dass materielle Änderungen der Ziele bei der KEV oder bei den Umwelt-, Raumplanungs- und Denkmalschutzvorschriften notwendig sind.

Lassen sich auf Basis der Beurteilung der kantonalen Instanzen Auswirkungen der KEV auf die kantonale Bewilligungspraxis (Baubewilligungen, Konzessionen) erkennen? Bisher sind die Indizien dafür eher bescheiden. Anpassungen von Gesetzen infolge der Einführung der KEV sind einzig im Bereich der Photovoltaikanlagen zu beobachten. Die Bewilligungsbehörden selber beobachten nur im Bereich des Denkmalschutzes einen Trend, die Bewilligungskriterien zu Gunsten der Bewilligung von Photovoltaikanlagen zu verändern. Hinweise auf eine Veränderung der Zahl der Einsprachen oder einer generellen Zunahme des Drucks auf die Bewilligungsbehörden infolge der Einführung der KEV lassen sich auf Basis unserer Erhebungen bisher nicht erkennen.

Sind die kantonalen Verfahren nun fördernd oder hindernd? Aus den Interviews dieser Evaluation und den Ergebnissen einer Studie im Auftrag des BFE konnten Hinweise sowohl auf die Verzögerung als auch auf die Beschleunigung von Verfahren gefunden werden (BFE 2011n, S. 24). Zudem bestehen keine Indizien, dass Gesuche von Anla-

gen, die in der KEV angemeldet sind, in Baubewilligungs- und Konzessionsverfahren anders behandelt werden als andere Gesuche zu erneuerbaren Energien.

Welche Massnahmen zur Verbesserung des kantonalen Vollzugs lassen sich formulieren? Auf Grund der Analyse stellen wir folgende Vorschläge zur Diskussion:

- Es fehlen in Teilen der Kantone die konzeptionellen Grundlagen für die Beurteilung einer grösseren Zahl von Gesuchen, namentlich im Bereich der Geothermie oder der Wasserkraft. Wenn in der Raumplanung oder in gesonderten Energiekonzepten die möglichen Standorte für verschiedene Anlagentypen ausgeschieden und die entsprechenden Bewilligungskriterien genannt werden, lassen sich dadurch die Erwartungssicherheit für die Planer erhöhen und die Verfahren beschleunigen. Vorbilder für solche konzeptionellen Grundlagen gibt es bereits in einigen Kantonen; diese könnten von anderen übernommen werden. Auf nationaler Ebene ist in diesem Kontext auf die Aktivitäten der Wasseragenda 21 hinzuweisen, die ein Konzept zur Ausscheidung von Standorten für die Wasserkraftnutzung entwickelt hat.⁸⁶
- Wie die Untersuchung im Auftrag des BFE gezeigt hat, haben es Behörden und Gesuchsteller in weiten Teilen selber in der Hand, das Verfahren kurz zu gestalten (BFE 2011n). Durch geeignete Information und Beratung für Kantone und Gesuchstellende lässt sich das Know-how auf beiden Seiten erhöhen und das Verfahren beschleunigen.
- Bei einer starken Zunahme der Gesuche wird sich die Frage nach einer Aufstockung des Personals bei den Bewilligungsbehörden stellen. Dem kann entweder durch eine Priorisierung beim Ressourceneinsatz innerhalb der Verwaltung, durch eine stärkere Zusammenarbeit zwischen den Vollzugsbehörden der Kantone oder mit einer Bewilligung von mehr Mitteln durch die Politik begegnet werden.

⁸⁶ Vgl. <<http://www.wa21.ch/index.php?page=244>>, Zugriff 9.8.11.

Die Outputs bezeichnen die Zahl der angemeldeten, bewilligten und realisierten Anlagen sowie deren installierte Leistung und die durchschnittliche erwartete Jahresproduktion. Bei der Analyse der Outputs standen die folgenden Fragen im Vordergrund:

- Wie viele Anlagen wurden angemeldet? Wie viele sind auf der Warteliste und wie viele Anträge wurden abgelehnt oder zurückgezogen? Gibt es Hinweise auf Gründe für den Rückzug von Anträgen?
- Welche Veränderungen bei den Anmeldungen zeigen sich über die Zeit? Sind bei den einzelnen Technologien unterschiedliche Entwicklungen feststellbar?
- Wie verteilen sich die Anmeldungen über die Kantone? Ergeben sich Zusammenhänge zwischen den Determinanten des Vollzugs (namentlich dem Einfluss der Kantone) und der Verteilung der Outputs?
- Welche Leistungsklassen und Anlagentypen (Unterkategorien bei den einzelnen Technologien) dominieren?

Die folgenden Auswertungen zur Beantwortung dieser Fragen ergänzen die von der Stiftung KEV regelmässig publizierte Anmeldestatistik.⁸⁷

5.1 DATENGRUNDLAGEN

Die Analysen der Outputs basieren auf den in der Datenbank der Swissgrid AG erfassten Anmeldungen im Zeitraum 1. Mai 2008 bis 30. Juni 2011.⁸⁸ Neben der Anzahl der Anlagen wurden die folgenden Grössen analysiert: geplante installierte Leistung, voraussichtliche Jahresproduktion, erwartete Vergütung gemäss bei der Anmeldung geltenden Tarifen. Die Angaben zu diesen Grössen beziehen sich auf Planungswerte, die bei der Anmeldung von den Projekteignern anzugeben sind. In der Datenbank sind alle angemeldeten Anlagen erfasst. Nach dem Stand der Realisierung werden die folgenden Status unterschieden:

- *In Betrieb:* Anlagen, die realisiert worden sind und Strom ins Netz einspeisen.
- *Projektfortschritt:* Anlagen, die eine Projektfortschrittmeldung innerhalb der vorgegebenen Frist eingereicht haben.
- *Positiver Bescheid:* Anlagen, die einen positiven Förderbescheid erhalten, aber noch keine Projektfortschrittmeldung eingereicht haben. Die erforderlichen Bewilligungs- und Konzessionsverfahren müssen noch durchgeführt werden. Die Anlagen können nur realisiert werden, wenn die Fristen für die Projektfortschrittmeldung und die Inbetriebnahme eingehalten werden.
- *Warteliste:* Anlagen, die vorläufig nicht in der KEV aufgenommen werden können.

⁸⁷ Vgl. <<http://www.stiftung-kev.ch/berichte/anmeldestatistiken.html>>, Zugriff 9.8.11.

⁸⁸ Datenbankabfrage am 25. Juli 2011.

- *Ausgetreten:* Anlagen, die von der KEV auf den freien Markt gewechselt haben.
- *Zurückgezogen:* Anlagen, für welche die Anmeldung bereits vor Inbetriebnahme zurückgezogen wurde.
- *Abgelehnt:* Anlagen, die einen negativen Bescheid erhalten haben, da sie die Anforderungen für die KEV nicht erfüllen.

Ergänzend zu den in der Datenbank erfassten Status hat das BFE diejenigen Anlagen identifiziert, die gemäss dem heutigen Stand des Wissens aus folgenden Gründen nicht realisiert werden:

- *Duplikat:* Anlagen, die eindeutig doppelt angemeldet wurden, zum Beispiel mit verschiedenen Leistungsklassen.
- *Abbruch:* Anlagen, die gemäss Information des BFE nicht realisiert werden, aber noch nicht zurückgezogen wurden. Dabei handelt es sich um Grossprojekte, die zum Beispiel aufgrund fehlender Bewilligung oder Finanzierung nicht weiter verfolgt wurden, aber trotzdem noch in der Datenbank sind.

Als „Duplikat“ oder „Abbruch“ bezeichnete Anlagen können in der Datenbank unterschiedliche Status aufweisen. So ergibt sich eine Matrix, in der die Grundgesamtheit aller Anmeldungen wie folgt aufgeteilt wird (vgl. Darstellung D 5.1).

D 5.1: Grundgesamtheit der Anmeldungen

Status	Weder Duplikat noch Abbruch	Duplikat	Abbruch	Anmeldungen Total
In Betrieb = 2'603 (16,8%)	Aktive = 14'533	79	226	15'455
Projektfortschritt = 56 (0,4%)				
Positiver Bescheid = 2'007 (13%)				
Warteliste = 10'143 (65,6%)				
Ausgetreten = 5 (0,03%)	617			
Zurückgezogen = 591 (3,8%)				
Abgelehnt = 50 (0,3%)				

Quelle: Anmeldedatenbank der Swissgrid AG, Stand 25.7.11.

Die im Rahmen der Evaluation vorgenommenen Analysen beziehen sich auf die folgenden Grundgesamtheiten, die wir gemäss der obigen Tabelle wie folgt bezeichnen:

- *Alle Anmeldungen:* Sämtliche vom 1.5.2008 bis 30.6.2011 eingegangenen und bis zum 25. Juli 2011 in der Datenbank erfassten Anmeldungen (15'455).

- *Aktive Anmeldungen:* Alle erfassten Anlagen abzüglich der Anlagen, die sicher nicht realisiert werden (d.h. ausgetretene, zurückgezogene und abgelehnte Anmeldungen) sowie abzüglich Duplikate und Abbrüche (14'533).

In den folgenden Abschnitten wird jeweils einleitend darauf hingewiesen, ob alle Anmeldungen oder nur die aktiven berücksichtigt wurden. Die Gründe für den Rückzug von Anmeldungen sind in der Datenbank nicht erfasst. Die Auswertungen nach Technologien und Kantonen können einzelne Hinweise auf Gründe geben (vgl. Abschnitt 5.5).

5.2 ANMELDUNGEN TOTAL UND NACH STATUS

Die Auswertungen zum Total der Anmeldungen, zur Aufteilung nach Technologie und zum Status beziehen sich, wo nichts anderes erwähnt, auf die Grundgesamtheit aller Anmeldungen.

In den gut drei Jahren seit dem Start des Anmeldeverfahrens am 1. Mai 2008 sind über 15'000 Anmeldungen eingegangen. Die geplante installierte Leistung der angemeldeten Anlagen liegt bei knapp 3,4 GW, die erwartete Jahresproduktion bei 9,4 TWh. Gemäss den Planungswerten wäre bei einer Realisierung aller Anlagen mit einer Vergütung von insgesamt 1,8 Milliarden Franken zu rechnen.

Werden nur die als aktiv bezeichneten Anmeldungen betrachtet, so reduzieren sich diese Werte deutlich. Die 14'533 aktiven Anmeldungen (94%) verfügen gemäss den Planungswerten über eine installierte Leistung von rund 2,6 GW. Die erwartete Jahresproduktion liegt bei knapp 6,9 TWh und die erwartete Vergütung bei gut 1,3 Milliarden Franken. Dabei ist zu berücksichtigen, dass nur ein Teil der gesamten Vergütungssumme mit Geldern aus dem Fonds der Stiftung KEV finanziert wird. Der andere Teil wird über den Marktpreis gedeckt.

D 5.2: Übersicht über die Anzahl Anmeldungen

	Anzahl	Leistung (GW)	Jahresproduktion (TWh)	Vergütung (Mrd. CHF)
Alle Anmeldungen	15'455	3,4	9,4	1,8
Aktive Anmeldungen	14'533	2,6	6,9	1,3

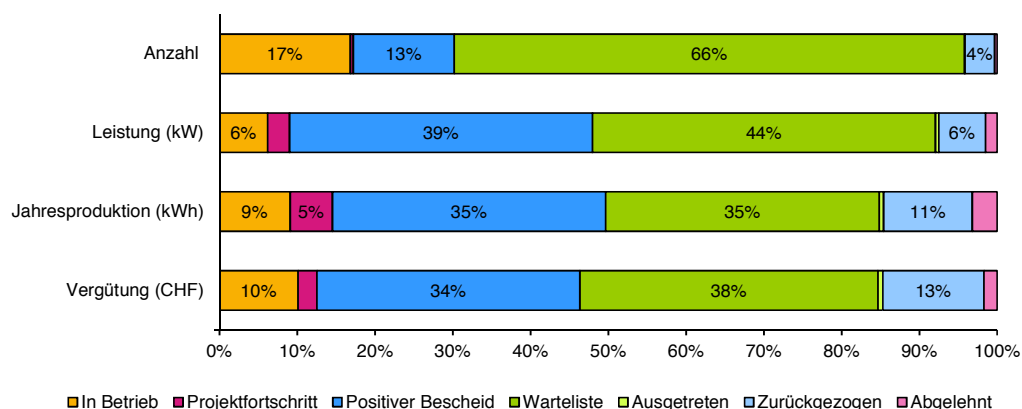
Quelle: Anmelde Datenbank der Swissgrid AG, Stand 25.7.11.

Die Aufschlüsselung der Anmeldungen nach Status zeigt, dass sich die Mehrheit der Gesuche (66%) auf der Warteliste befindet. Bezogen auf die geplante Leistung machen diese nur noch 44 Prozent aus, bei der erwarteten Jahresproduktion 35 Prozent und bei der Vergütung 38 Prozent (vgl. Darstellung D 5.3). Diese Differenz hat in erster Linie damit zu tun, dass vor allem Photovoltaikanlagen auf der Warteliste stehen (vgl. Abschnitt 5.3).

Bereits in Betrieb sind 17 Prozent der angemeldeten Anlagen (2'603). Diese verfügen über eine installierte Leistung von rund 210'000 kW (6% aller Anmeldungen) und eine

erwartete Jahresproduktion von knapp 860 GWh (9%). Diese Strommenge wird mit knapp 190 Millionen Franken jährlich vergütet, was rund 10 Prozent der Vergütungssumme aller angemeldeten Anlagen ausmacht. Die durchschnittliche Vergütung liegt somit bei knapp 22 Rappen pro Kilowattstunde. Mit dem aktuellen Marktpreis von gut 7 Rappen pro Kilowattstunde (BFE 2011b) sind etwa zwei Drittel der Vergütung aus dem Fonds der Stiftung KEV zu decken.

D 5.3: Status bezogen auf die Anzahl Gesuche, Leistung, Jahresproduktion und Vergütungssumme



Quelle: Anmeldedatenbank der Swissgrid AG, Stand 25.7.11.

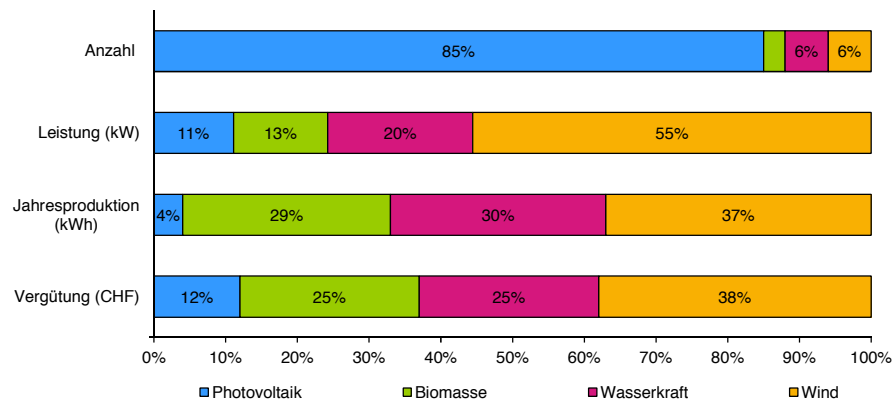
Einige grössere Anlagen haben eine Projektfortschrittsmeldung eingereicht. Diese 56 Anlagen machen zwar nur 2 Prozent aller angemeldeten Anlagen aus, sie würden aber 5 Prozent der erwarteten Jahresproduktion erzeugen. Einen positiven Entscheid erhalten, aber noch keine Projektfortschrittsmeldung eingereicht haben 13 Prozent der angemeldeten Anlagen. Die ausgetretenen und zurückgezogenen Anmeldungen machen nur 4 Prozent aller Anmeldungen aus. Abgelehnt wurden 50 Projekte (35 Photovoltaik, 10 Biomasse, 5 Wasserkraft).

5.3 ANMELDUNGEN NACH TECHNOLOGIE

Die Analysen zur Aufteilung nach Technologie beziehen sich in einem ersten Schritt auf alle Anmeldungen, anschliessend wird nach Status differenziert.

Die Verteilung der Anmeldungen nach Technologie zeigt, dass der grösste Teil, nämlich 85 Prozent, Photovoltaikanlagen betrifft (vgl. Darstellung D 5.4). Diese machen 4 Prozent der erwarteten Jahresproduktion aus. Der Anteil der Anmeldungen für Biomasseanlagen beträgt 3 Prozent und macht 29 Prozent der gesamten erwarteten Jahresproduktion aus. Wasserkraft- und Windenergieanlagen machen je 6 Prozent der eingegangenen Anmeldungen und 30 beziehungsweise 37 Prozent der erwarteten Jahresproduktion aus. Anmeldungen für Geothermieanlagen wurden in den Auswertungen nach Technologie nicht berücksichtigt, da bisher nur drei Anlagen angemeldet wurden.

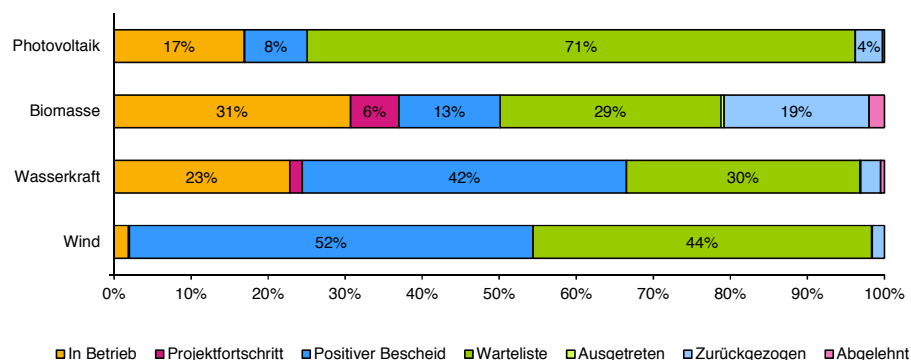
D 5.4: Anmeldungen total nach Technologie



Quelle: Anmeldebank der Swissgrid AG, Stand 25.7.11.

Die Verteilung der Anmeldungen nach Technologie und Status (vgl. Darstellung D 5.5) zeigt, dass bei den Photovoltaikanlagen 17 Prozent in Betrieb sind. 71 Prozent der Anmeldungen im Bereich der Photovoltaik befinden sich auf der Warteliste. Anders sieht es bei den Biomasseanlagen aus, wo 31 Prozent der angemeldeten Anlagen in Betrieb und 29 Prozent auf der Warteliste sind. Mit 19 Prozent ist der Anteil der zurückgezogenen Anmeldungen in diesem Bereich hoch. Bei der Wasserkraft ist knapp ein Viertel der Anlagen bereits in Betrieb, ein grosser Anteil (42%) hat einen positiven Bescheid erhalten, jedoch noch keine Projektfortschrittmeldung eingereicht. Bei der Windenergieanlagen befindet sich schon in Betrieb (2%). Etwas mehr als die Hälfte der Anlagen erhielt einen positiven Bescheid. Gemäss den Auswertungen des BFE ist zu erwarten, dass ein bedeutender Anteil der Anlagen mit positivem Bescheid nicht realisiert werden kann. Gründe dafür sind beispielsweise Widerstände in der lokalen Bevölkerung oder rechtliche Bestimmungen bezüglich Natur- und Landschaftsschutz. Wenn diese Anmeldungen zurückgezogen werden oder die Frist für die Projektfortschrittmeldung nicht eingehalten werden kann, werden Projekte davon profitieren, die heute auf der Warteliste stehen. Mit knapp 400 Anmeldungen (44%) ist der Anteil der Windenergieanlagen auf der Warteliste hoch.

D 5.5: Status der Gesuche nach Technologie



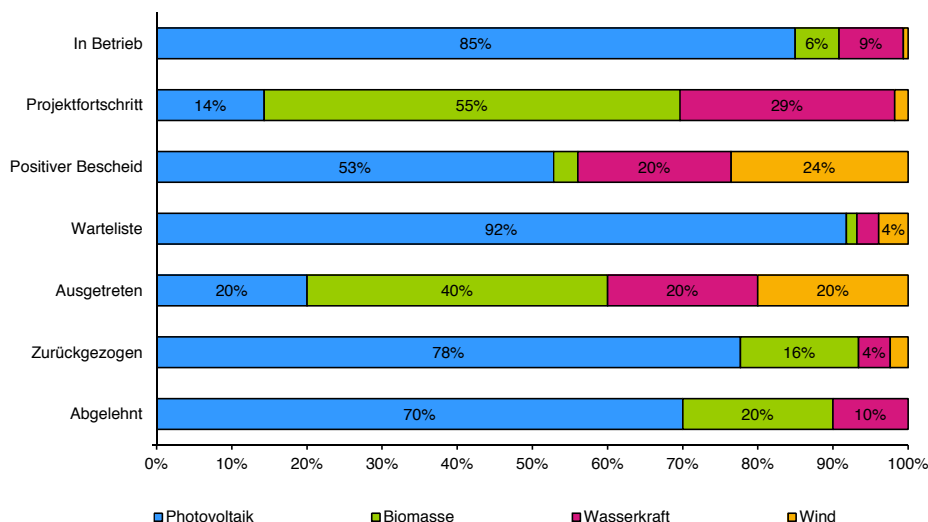
Quelle: Anmeldebank der Swissgrid AG, Stand 25.7.11.

Wird der Anteil der Technologien nach Status betrachtet (vgl. Darstellung D 5.6), so fällt der hohe Anteil der Photovoltaikanlagen auf, die sich bereits im Betrieb befinden (85%). Dies ist auf die kurze Realisierungszeit von Photovoltaikanlagen zurückzuführen. Bei den Projektfortschrittsmeldungen machen die Biomasseanlagen mit 55 Prozent die Mehrheit aus, gefolgt von den Wasserkraftanlagen mit 29 Prozent.

Auf der Warteliste stehen in erster Linie Photovoltaikanlagen (92%). Bezogen auf die erwartete Jahresproduktion machen diese allerdings nur 8 Prozent aus.

Einen positiven Bescheid haben vor allem Photovoltaikanlagen (53%) bekommen, gefolgt von Windenergieanlagen (24%) und Wasserkraftanlagen (20%). Ausgetreten sind mehrheitlich Biomasseanlagen (40%), bei den zurückgezogenen und abgelehnten Anmeldungen sind wieder Photovoltaikanlagen mit 78 beziehungsweise 70 Prozent in der Mehrheit. Angesichts der hohen Anzahl der angemeldeten Anlagen ist die Rückzugs- und Ablehnungsquote aber trotzdem unterdurchschnittlich (vgl. Darstellung D 5.5).

D 5.6: Technologie nach Status



Quelle: Anmeldedatenbank der Swissgrid AG, Stand 25.7.11.

Für die tatsächlich erreichte Wirkung der KEV sind diejenigen Anlagen relevant, die in Betrieb sind und Strom produzieren (vgl. Darstellung D 5.7). Wie bereits oben dargestellt, dominiert die Photovoltaik gemessen an der Anzahl Anlagen. Am meisten Elektrizität wird mit Wasserkraftanlagen produziert.

D 5.7: Anlagen in Betrieb nach Technologie

Technologie	Anzahl	Leistung (MW)	Jahresproduktion (GWh)	Vergütung (Mio. CHF)
Photovoltaik	2'212 (85%)	34 (16%)	32 (4%)	22 (12%)
Biomasse	152 (6%)	61 (29%)	361 (42%)	83 (45%)
Wasserkraft	222 (9%)	92 (44%)	418 (49%)	72 (39%)
Windenergie	17 (1%)	23 (11%)	46 (5%)	9 (5%)
Total	2'603 (100%)	210 (100%)	857 (100%)	186 (100%)

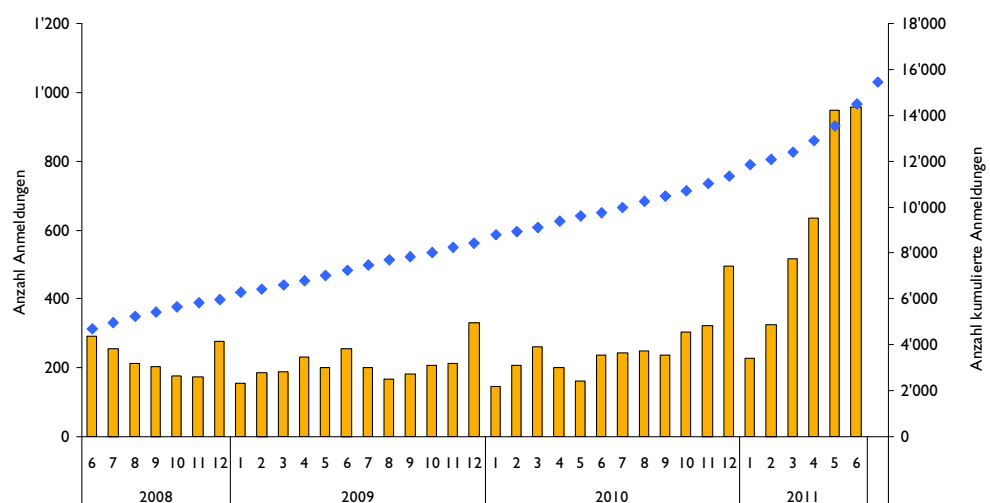
Quelle: Anmeldedatenbank der Swissgrid AG, Stand 25.7.11.

5.4 ENTWICKLUNG ÜBER DIE ZEIT

In diesem Kapitel wird die zeitliche Entwicklung der Gesuche analysiert. Dabei werden alle 15'455 Anmeldungen betrachtet, die in den gut drei Jahren seit dem Start der KEV am 1. Mai 2008 bis Ende Juni 2011 eingegangen sind.

Im ersten Monat der Anmeldeöglichkeit sind bereits 4'676 beziehungsweise 30 Prozent aller Anmeldungen eingegangen. Die Entwicklung ab Juni 2008 (vgl. Darstellung D 5.8) zeigt bis Mitte Februar 2011 eine kontinuierliche Entwicklung mit einem Durchschnitt von 234 Gesuchen pro Monat. Auffallend sind der Anstieg jeweils im Dezember und die unterdurchschnittliche Anzahl Anmeldungen im Januar. Die Verantwortlichen der Swissgrid AG erklären sich dies vor allem mit einer Torschlusspanik. Eine grosse Zahl von Gesuchstellenden weiss offenbar nicht, dass für die Höhe der Vergütung nicht das Anmeldedatum, sondern das Datum der Inbetriebnahme ausschlaggebend ist.

D 5.8: Entwicklung der Anmeldungen über die Zeit (ab Juni 2008)



Quelle: Anmeldedatenbank der Swissgrid AG, Stand 25.7.11. Die Anzahl Anmeldungen im Mai 2008 (4'676) ist nicht dargestellt. Grund ist die bessere Lesbarkeit der Darstellung.

Ab März 2011 zeigt sich eine steigende Tendenz und es sind über 900 Gesuche pro Monat eingegangen. Da die Förderbedingungen zu diesem Zeitpunkt nicht geändert worden sind, darf hier eine Reaktion auf die Reaktorkatastrophe in Fukushima vermutet werden.⁸⁹

Informationen zum Stand respektive Ankündigungen zur Anpassung des Förderprogramms haben offenbar keine direkten Auswirkungen auf die Zahl der Anmeldungen: So etwa zeigt sich in den Daten kein Zusammenhang zwischen der Ankündigung vom November 2008, dass der Gesamtdeckel bald erreicht ist. Ebenso scheint sich der Förderstopp im Februar 2009 oder der Entscheid im Juni 2010 zur Erhöhung der Fördermittel nicht auf die Zahl der Anmeldungen ausgewirkt zu haben.

Die Verteilung nach Technologie im Zeitverlauf zeigt, dass Wasserkraftanlagen hauptsächlich in den ersten beiden Jahren angemeldet wurden. Anmeldungen für Biomasseprojekte sind ebenfalls leicht zurückgegangen. Die Anteile der Windenergie schwanken stark. Dies kann darauf zurückgeführt werden, dass bei Windparks alle Turbinen einzeln angemeldet werden müssen, was zu einer starken Zunahme der Anmeldungen führt. Eine steigende Tendenz weisen die Anmeldungen für Photovoltaikanlagen auf. Diese Entwicklung zeigte sich schon vor dem Unfall in der Kernanlage Fukushima, wurde ab März 2011 dadurch jedoch verstärkt.

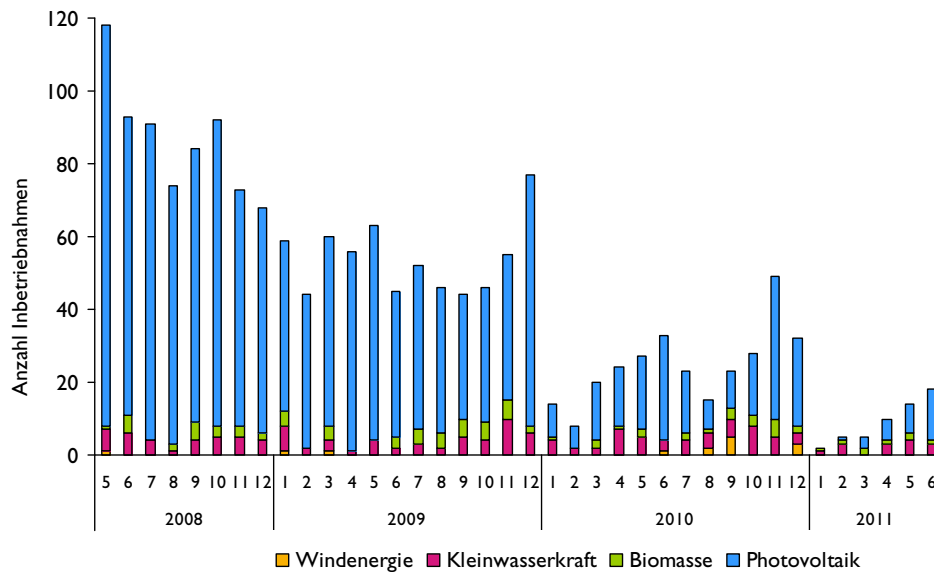
Die Entwicklung der Inbetriebnahmen von KEV-Anlagen zeigt, dass zu Beginn der Anmeldeperiode viele Projekte angemeldet wurden, welche entweder bereits in Betrieb waren und in das KEV-System wechselten oder kurz vor der Inbetriebnahme standen (vgl. Darstellung D 5.9).⁹⁰ Die Swissgrid AG hat bei den bereits produzierenden Anlagen ein vereinfachtes rascheres Anmeldeverfahren angewendet, bei welchem die Projektfortschrittmeldungen übersprungen und die Inbetriebnahme direkt gemeldet wurde.⁹¹ Zu Beginn des Jahres 2010 ist die Anzahl der Inbetriebnahmen sehr stark eingebrochen. Auffallend ist der Anstieg jeweils auf Ende des Jahres. Dieser ist ausschliesslich auf die Inbetriebnahmen von Photovoltaikanlagen zurückzuführen und lässt sich durch die Absenkung der Vergütungstarife jeweils auf den 1. Januar erklären.

⁸⁹ In der Darstellung D 5.8 ist im Juni 2011 kein weiterer Zuwachs festzustellen. Dies ist allerdings darauf zurückzuführen, dass es bei der Swissgrid AG aufgrund der hohen Anzahl an Anmeldungen zu Verzögerungen bei deren Erfassung gekommen ist. Deshalb wurden bis zum Datum des zur Verfügung stehenden Auszugs aus der Datenbank noch nicht alle bis Ende Juni 2011 eingegangenen Anmeldungen eingetragen.

⁹⁰ Gemäss Art. 7a Abs. 1 EnG gelten als Neuanlagen, Anlagen die nach dem 1. Januar 2006 in Betrieb gegangen sind oder erheblich erweitert oder erneuert wurden.

⁹¹ Mündliche Mitteilung von Swissgrid AG vom 12. August 2011 und schriftliche Mitteilung von Hans-Heiri Frei, Swissgrid AG vom 9. September 2011.

D 5.9: Entwicklung der Inbetriebnahme über die Zeit

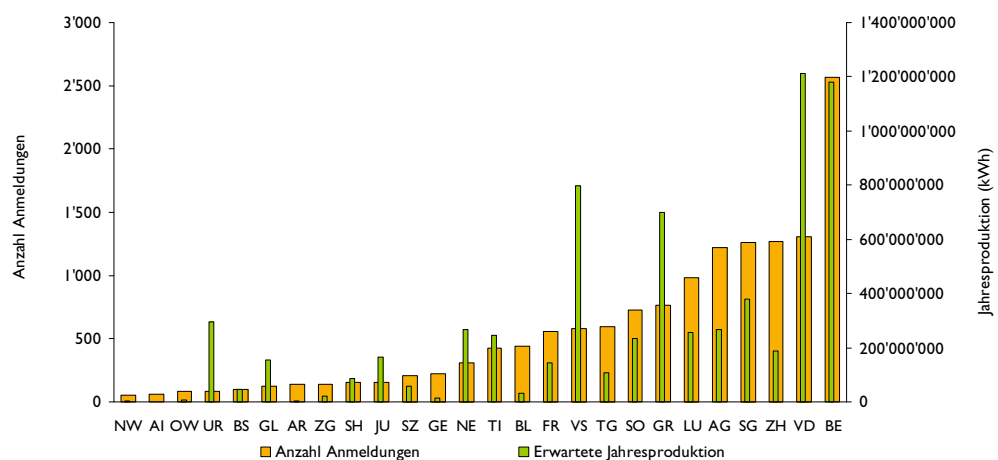


Quelle: Anmeldebank der Swissgrid AG, Stand 25.7.11.

5.5 VERTEILUNG NACH KANTONEN

Die Verteilung der Anzahl Anmeldungen nach Kantonen und der erwarteten Jahresproduktion nach Technologie wird für alle aktiven Anmeldungen analysiert. Weitere Hinweise auf kantonale Unterschiede geben die Auswertungen nach Status, die sich auf alle Anmeldungen beziehen. Die Darstellung D 5.10 zeigt die Verteilung der Anmeldungen nach Kantonen (breite Balken). Auf der rechten Achse ist die entsprechende erwartete Jahresproduktion (schmale Balken) abgebildet.

D 5.10: Anzahl Anmeldungen und erwartete Jahresproduktion nach Kantonen

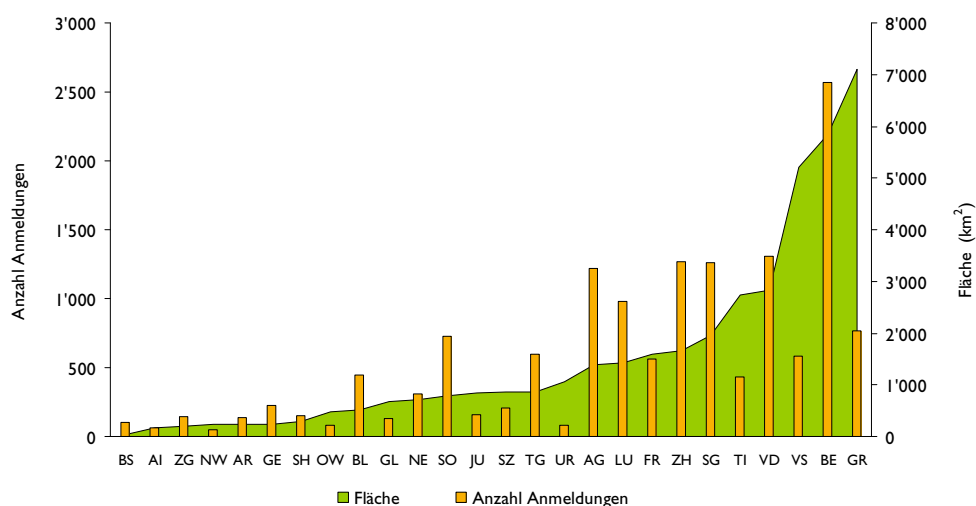


Quelle: Anmeldebank der Swissgrid AG, Stand 25.7.11.

Die Differenzen zwischen der Anzahl Anmeldungen und der Höhe der Jahresproduktion weisen auf unterschiedliche Anteile der einzelnen Technologien hin: In Kantonen in der Jura- und Alpenregion ist die Jahresproduktion überdurchschnittlich, da viele Windenergie- und Wasserkraftanlagen angemeldet wurden. In den stärker städtisch geprägten Kantonen hingegen dominieren Photovoltaikanlagen. Diese Unterschiede zeigen sich anhand der folgenden Analysen zu den kantonalen Anteilen der Technologien sowie zu den Leistungsklassen (vgl. Abschnitt 5.6).

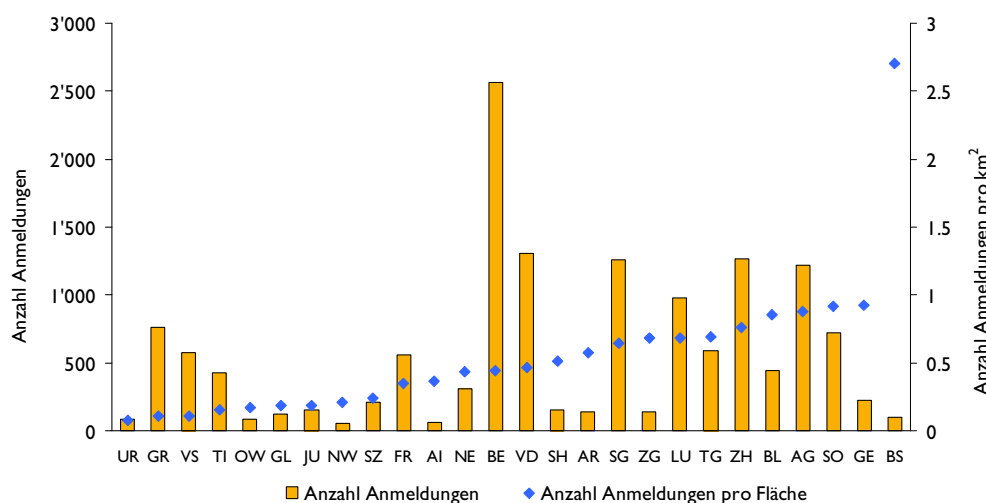
Die Anzahl der Anmeldungen ist unter anderem von den vorhandenen Potenzialen verschiedener Energieträger abhängig. Diese wiederum sind durch naturräumliche Gegebenheiten wie Gewässer oder Windexpositionen gegeben. Auch die Grösse der Kantone spielt eine Rolle.

D 5.11: Anzahl Anmeldungen nach Kantonsfläche



Quelle: Anmelde Datenbank der Swissgrid AG, Stand 25.7.11.

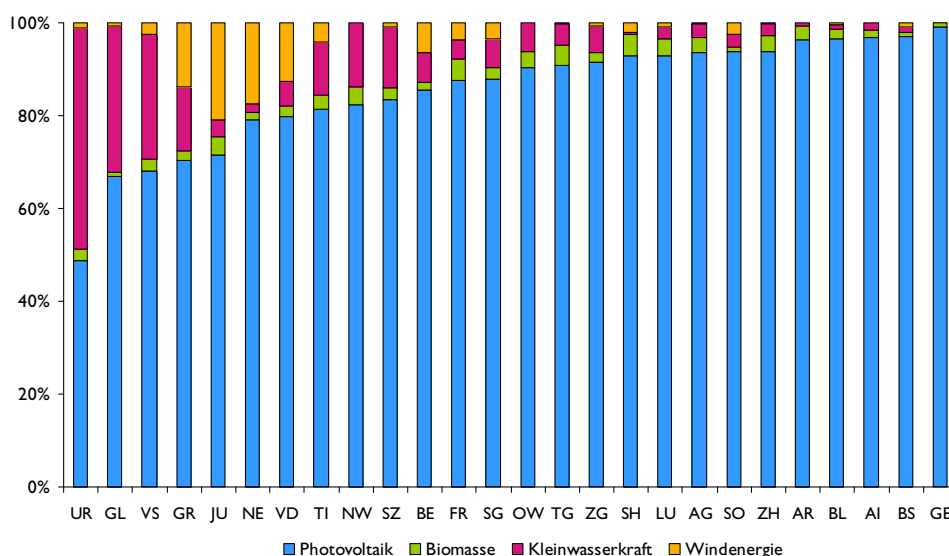
Die Analyse der Anzahl Anmeldungen nach Kantonsfläche (vgl. Darstellung D 5.11) sowie der Anzahl Anmeldungen pro Quadratkilometer Kantonsfläche (vgl. Darstellung D 5.12) zeigt, dass die Grösse allein nur einen Teil der kantonalen Unterschiede erklären kann.

D 5.12: Anmeldungen nach Kantonen pro Fläche (km²)

Quelle: Anmelde Datenbank der Swissgrid AG, Stand 25.7.11.

Die kantonale Verteilung nach Technologie ist nach aufsteigendem Anteil von Photovoltaikanlagen geordnet (vgl. Darstellung D 5.13). Mit Ausnahme der Photovoltaik sind die natürlichen Voraussetzungen ein wesentlicher Erklärungsfaktor für die Verteilung der Anlagen: Die Wasserkraftanlagen sind in den Kantonen Uri (48%), Glarus (31%) und Wallis (27%) stark vertreten. In den Kantonen Graubünden, Nidwalden, Schwyz und Tessin beträgt der Anteil der Wasserkraft zwischen 11 und 14 Prozent. Windenergieanlagen sind vor allem in den Kantonen Jura (21%), Neuenburg (17%), Graubünden (14%) und Waadt (13%) angemeldet worden. Die Anmeldungen für Biomasseanlagen sind gleichmässig schweizweit eingegangen und machen in jedem Kanton zwischen 1 und 5 Prozent der totalen Anmeldungen aus.

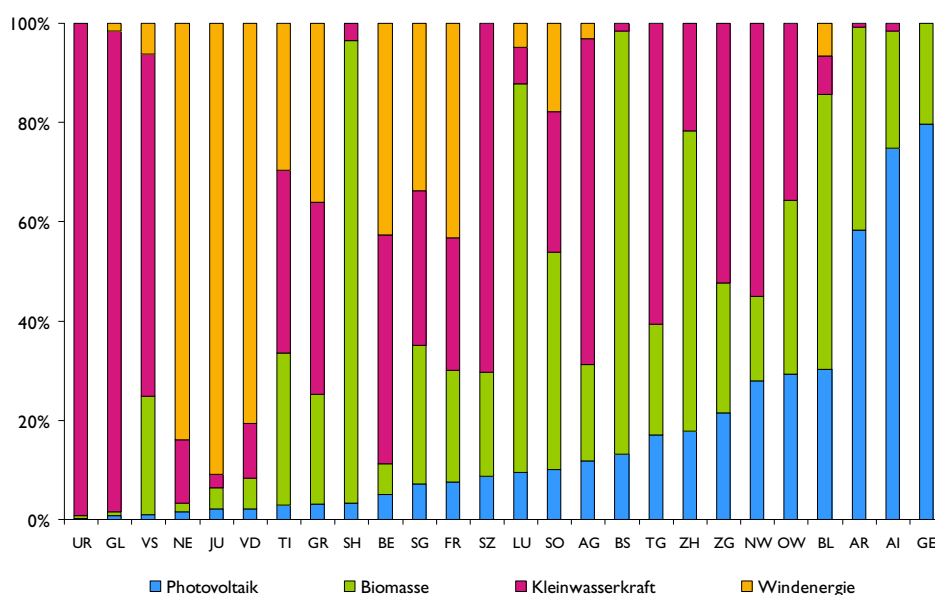
D 5.13: Verteilung der Anmeldungen nach Kantonen und Technologie



Quelle: Anmelde Datenbank der Swissgrid AG, Stand 25.7.11.

Bei der erwarteten Jahresproduktion sieht diese Verteilung anders aus. In vielen Kantonen überwiegen die Beiträge der Wasserkraft und der Windenergie. Auch bei der Biomasse decken einzelne Anlagen einen grösseren Teil der kantonalen Produktion ab. Die Photovoltaik hat nur in Kantonen mit einer geringen Anzahl Anmeldungen oder in städtisch geprägten Kantonen einen Anteil von über 20 Prozent (vgl. Darstellung D 5.14).

D 5.14: Verteilung der Produktion nach Kanton und Technologie

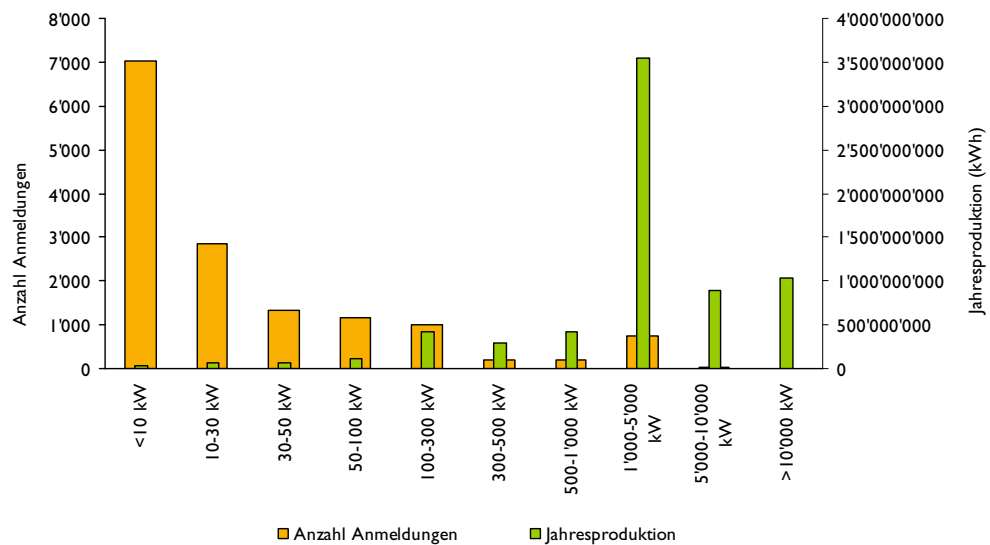


Quelle: Anmeldebank der Swissgrid AG, Stand 25.7.11.

5.6 LEISTUNGSKLASSEN UND ANLAGENTYPEN

Die aktiven Anmeldungen wurden nach Leistungsklasse und Technologie ausgewertet. Wie Darstellung D 5.15 zeigt, spielen die Anlagen mit einer Leistung kleiner als 10 kW die Hauptrolle (48%). Die fünf kleinsten Leistungsklassen (von <10 kW bis 300 kW) machen 92 Prozent aller Anmeldungen aus. Umgekehrt ist das Bild für die erwartete Jahresproduktion: Die fünf grössten Leistungsklassen decken 90 Prozent der Produktion ab. Der grösste Beitrag wird mit 52 Prozent der gesamten erwarteten Jahresproduktion von Anlagen in der Leistungsklasse zwischen 1'000 kW und 5'000 kW geleistet.

D 5.15: Anzahl Anmeldungen und Jahresproduktion nach Leistungsklasse

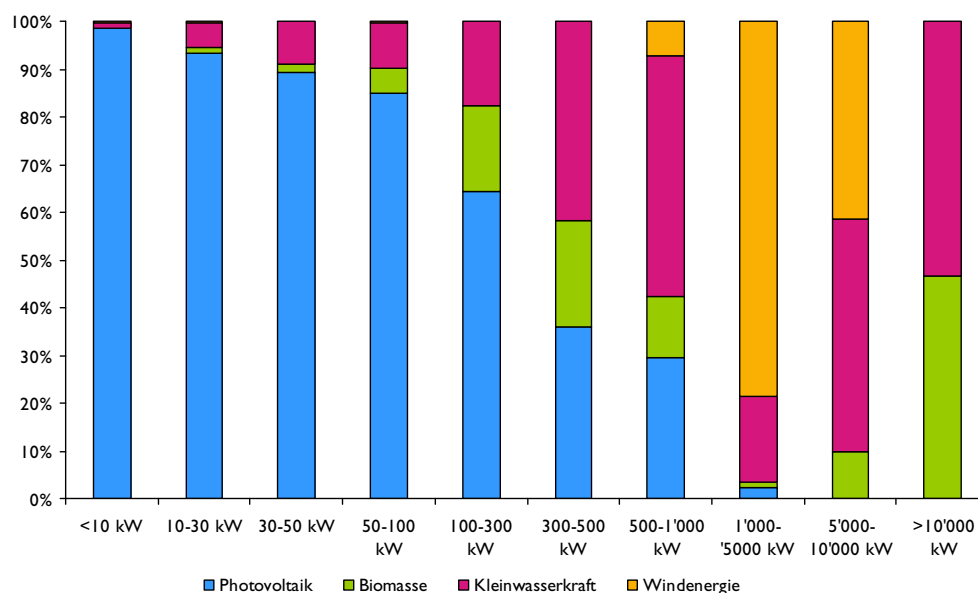


Quelle: Anmelddatenbank der Swissgrid AG, Stand 25.7.11.

Die Grösse der Anlagen ist unter anderem von der Technologie abhängig (vgl. Darstellung D 5.16). Photovoltaikanlagen sind in den tieferen Leistungsklassen (bis 100 kW) stark vertreten und machen mehr als 80 Prozent der Anmeldungen aus. In den höheren Leistungsklassen verkleinert sich der Anteil der Photovoltaikanlagen deutlich. Wasserkraftanlagen sind in den Leistungsklassen ab 100 kW stärker vertreten, wo sie zwischen 18 und 53 Prozent der Anmeldungen ausmachen.⁹² Biomasseanlagen machen vor allem in der grössten Leistungsklasse (>10'000 kW) einen grossen Anteil aus (47%). Die absolute Anzahl der Biomasseanlagen in dieser Kategorie ist jedoch gering (7 Anmeldungen). Die grösste Anzahl von Biomasseanlagen (153 Anmeldungen) ist in der Kategorie 100 bis 300 kW Leistung. Schliesslich ist zu bemerken, dass Windenergieanlagen bezüglich Leistung am homogensten sind und nur in den Klassen zwischen 500 kW und 10'000 kW vorkommen.

⁹² Diese Auswertung berücksichtigt acht Wasserkraftanlagen in der Leistungsklasse >10 MW, obwohl die Obergrenze gemäss EnG bei 10 MW liegt. Grund dafür ist Folgendes: Die Leistungsgrenze für die KEV entspricht der mittleren mechanischen Bruttoleistung nach Wasserrechtsgesetz, während in der Datenbank des BFE die installierten elektrischen Leistungen erfasst sind. Insbesondere bei Kraftwerken mit einem sehr variablen Wasserdargebot und einer grossen Ausbauwassermenge kann der Unterschied zwischen der installierten elektrischen Leistung und der mittleren mechanischen Bruttoleistung gross sein.

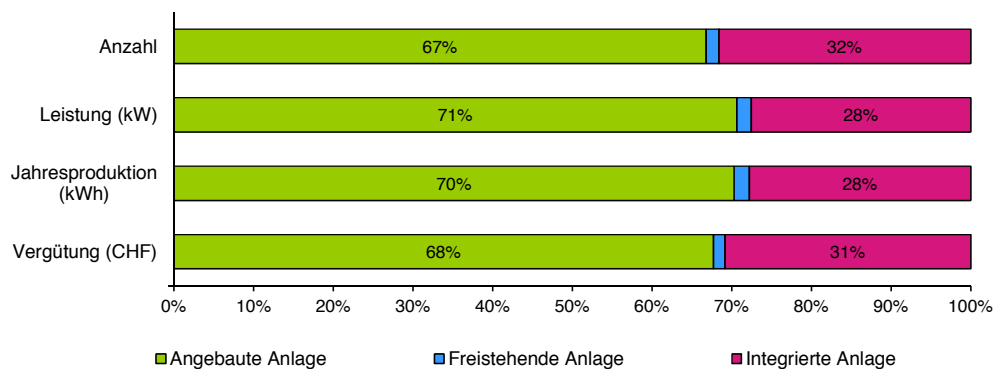
D 5.16: Anteile nach Technologie in den Leistungsklassen



Quelle: Anmelddatenbank der Swissgrid AG, Stand 25.7.11.

Eine weitere Differenzierung der Anlagen nach verschiedenen Typen ist bei der Photovoltaik und bei der Wasserkraft möglich. Bei den Photovoltaikanlagen werden unterschiedliche Tarife für freistehende, angebaute oder integrierte Anlagen vergütet. Rund zwei Drittel der Anlagen sind angebaut, knapp ein Drittel integriert in Dächer und Fassaden. Freistehende Anlagen sind kaum von Bedeutung (vgl. Darstellung D 5.17).

D 5.17: Photovoltaik: Anzahl Anmeldungen nach Art der Anlage

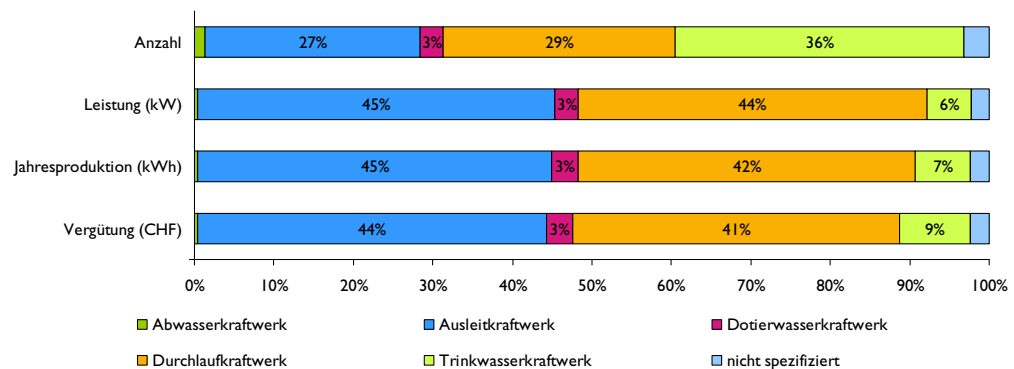


Quelle: Anmelddatenbank der Swissgrid AG, Stand 25.7.11.

In der Anmeldung für Wasserkraftanlagen wird der Anlagentyp nach den in Darstellung D 5.18 dargestellten Kategorien erfasst. Trinkwasserkraftwerke stehen von der Anzahl her an erster Stelle (36%), gefolgt von Durchlaufkraftwerken, die direkt in den Flusslauf gebaut sind. An dritter Stelle stehen Ausleitkraftwerke, bei denen Wasser aus einem Fließgewässer entnommen und über eine Turbine geführt wird, bevor es zurück ins Gewässer geleitet wird. Da Trinkwasserkraftwerke über eine geringe Leistung verfügen, ist ihr Anteil bezogen auf die Leistung beziehungsweise erwartete Jahresproduk-

tion deutlich tiefer. Ausleit- und Durchlaufkraftwerke decken zusammen rund 90 Prozent ab. Von untergeordneter Bedeutung sind Abwasserkraftwerke sowie Dotierwasserkraftwerke, bei denen das Restwasser von Ausleitkraftwerken genutzt wird.

D 5.18: Wasserkraft: Anzahl Anmeldungen nach Art der Anlage



Quelle: Anmelde Datenbank der Swissgrid AG, Stand 25.7.11.

Für eine Differenzierung der Biomasseanlagen fehlen die Datengrundlagen. In der Datenbank wird bei den Anmeldungen nur erfasst, ob es sich um Wärmekraftkopplungs- (WKK) oder Dampfprozesse handelt. Eine für die Praxis relevante Unterscheidung nach Kategorien wie Holzkraftwerke, Biogasanlagen oder Kehrlichtverbrennungsanlagen ist anhand der vorliegenden Daten nur mit einer separaten Beurteilung jeder einzelnen Anlage möglich. Eine entsprechende Ergänzung im Anmeldeformular ist beispielsweise im Hinblick auf Fragen zu Holzenergiepotenzialen zu empfehlen.

5.7 WEITERE IN DER HKN-DATENBANK ERFASSTE ANLAGEN

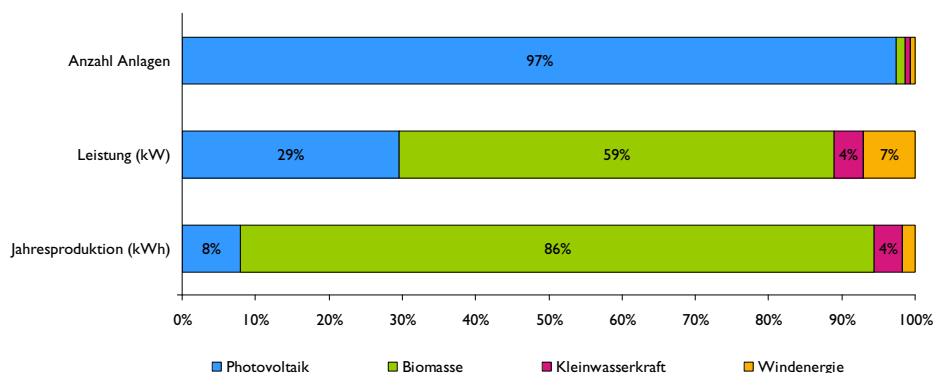
Produzierende von Strom aus erneuerbaren Energien haben auf der Basis des EnG grundsätzlich die Möglichkeit, zwischen dem Modell der KEV (Art. 7a EnG) und dem freien Markt (Art. 7b EnG) zu wählen. Jetzt stellt sich die Frage, wie viele Anlagen nicht für die KEV angemeldet wurden, obwohl sie grundsätzlich beitragsberechtigt wären.

In der HKN-Datenbank werden ab 2013 alle Anlagen erfasst, die aus erneuerbaren Energien Strom produzieren. Bisher ist neben den KEV-Anlagen nur ein Teil der Anlagen in der HKN-Datenbank erfasst. Eine Auswertung der HKN-Datenbank nach folgenden Kriterien ermöglicht, die Zahl der beitragsberechtigten Anlagen zu bestimmen, die nicht in der KEV sind: erstens keine Anmeldung für die KEV, zweitens Inbetriebnahme nach dem 1. Januar 2006 und drittens installierte Leistung bis 10 Megawatt.

Von den insgesamt 33'275 erfassten Anlagen in der HKN-Datenbank (Stand 27. Juli 2011) erfüllen 754 Anlagen diese drei Kriterien. Sie verfügen über eine installierte Leistung von rund 55 MW und eine Jahresproduktion von knapp 200 GWh. Der weitaus grösste Anteil davon sind Photovoltaikanlagen (732), gefolgt von neun Biomasseanla-

gen, je fünf Wind- und Wasserkraftanlagen sowie drei Anlagen, bei denen die Angabe zur Technologie fehlt (vgl. Darstellung D 5.19).

D 5.19: Total Anlagen nach Technologie



Quelle: HKN-Datenbank, Stand 27.7.11. Ohne Anlagen, die nicht näher spezifiziert sind.

Nur eine dieser Anlagen ist im MKF-System (Mehrkostenfinanzierung gemäss Regelung vor Einführung der KEV). 339 Anlagen (45%) sind naturmade-zertifiziert.⁹³ Davon sind 332 Photovoltaikanlagen, 4 Biomasse- und 3 Windenergieanlagen.

Der grosse Anteil Photovoltaikanlagen weist darauf hin, dass hauptsächlich kleinere Anlagen von privaten Betreibern auch ohne Unterstützung durch die KEV realisiert werden. Was die Gründe der Investoren für dieses Vorgehen sind und inwieweit diese durch kantonale oder kommunale Investitionsbeiträge unterstützt werden, ist anhand der vorliegenden Daten nicht ersichtlich. Antworten auf diese Fragen können nur über eine Befragung der Projekteigner dieser 754 Anlagen gefunden werden. Weitere Anlagen, die noch nicht in der HKN-Datenbank sind, könnten zudem über Informationen zu Labels (naturemade, TÜV Süd), Ökostrombörsen oder kantonalen Förderprogrammen identifiziert werden.

5.8 FAZIT ZU DEN OUTPUTS

Betrachten wir die eingangs gestellten Fragen, so können wir auf Grund der Analysen folgende Antworten ableiten:

- Von den total 15'455 angemeldeten Anlagen können 94 Prozent als relevant betrachtet werden: Diese Anlagen haben theoretisch Aussicht darauf, realisiert zu werden. Die Differenz ergibt sich aus den zurückgezogenen, abgelehnten oder aus der KEV ausgetretenen Anlagen. Würden alle Anlagen realisiert, wäre eine Jahresproduktion von rund 7 TWh zu erwarten.
- Bisher sind knapp ein Fünftel dieser Anlagen in Betrieb. Sie produzieren jährlich rund 850 GWh Strom. 85 Prozent der Anlagen sind Photovoltaikanlagen, welche aber nur einen Beitrag von 4 Prozent an die Jahresproduktion leisten.

⁹³ Vgl. <<http://www.naturemade.ch/>>, Zugriff 9.8.11.

- Bemerkenswert ist die Entwicklung der Inbetriebnahmen von KEV-Anlagen. Von den bis dato erfolgten Inbetriebnahmen von KEV-Anlagen erfolgten 79 Prozent oder 1'340 von insgesamt 1'690 Anlagen vor Ende 2009. Mit der Definition von Neuanlagen nach Artikel 7a Absatz 1 EnG gewährt der Gesetzgeber im Prinzip eine rückwirkende Entschädigung. Bei Investoren von vor dem Mai 2008 in Betrieb gegangenen Anlagen konnte die KEV keine Anreizwirkung zeitigen. Sie müssen daher als Mitnehmende bezeichnet werden. Die Ergebnisse zum Mitnahmeeffekt aus der Online-Befragung sind im Abschnitt 6.1 im Detail dargestellt.
- Rund 66 Prozent der angemeldeten Anlagen befinden sich momentan auf der Warteliste. Beim grössten Teil handelt es sich dabei um Anmeldungen von Photovoltaikanlagen (92%).
- Die Anzahl der abgelehnten oder zurückgezogenen Anlagen ist mit 0,3 Prozent respektive 3,8 Prozent relativ tief (641 im Vergleich zu 14'533 aktiven Anmeldungen). Zum überwiegenden Teil handelt es sich dabei um Photovoltaikanlagen. Hinweise für den Rückzug von Anträgen lassen sich aus den Daten nicht ableiten.
- Die Zahl der Anmeldungen war beim Start der KEV im Mai 2008 sehr hoch. In diesem Monat wurden nicht weniger als 30 Prozent aller Anlagen angemeldet. Die spätere Entwicklung der Zahl der Anlagen verläuft gleichmässig mit zwei Ausnahmen: Jeweils Ende des Jahres stellt sich eine Art Torschlusspanik ein. Zudem hat die Reaktorkatastrophe in Fukushima im März 2011 die Zahl der Anmeldungen beträchtlich erhöht. Keine Auswirkungen auf die Zahl der Anmeldungen hatten hingegen die Änderung der Förderbedingungen oder die Ankündigung, dass die Fördermittel vergeben sind.
- Die Verteilung der Anmeldungen nach Kantonen ist ausser bei der Photovoltaik auf die natürlichen Voraussetzungen zurückzuführen. Ob – wie sich in anderen Förderprogrammen gezeigt hat (z.B. Rieder et al. 2010, Kapitel 4) – kantonale Programme sowie Information und Beratung einen Einfluss auf die Verteilung haben, lässt sich aus den Daten nicht herauslesen.

Mit Impacts werden die Reaktionen der Zielgruppen auf die Umsetzung der KEV bezeichnet. Wir unterscheiden dabei zwischen den Personen, die eine Vergütung beantragen, und Personen, die indirekt ebenfalls von der KEV betroffen sind. Dazu zählen Berater, Planer sowie Hersteller von Anlagen. Die Evaluation hat auf Stufe der Impacts folgende Fragen untersucht:

- *Direkte Wirkungen:* Welche Wirkungen löst die KEV beim Entscheid zum Bau oder zur Erweiterung⁹⁴ einer Anlage aus? Wie gross ist der Mitnahmeeffekt? Treten weitere Effekte auf, zum Beispiel im Hinblick auf den Einsatz neuer Anlagenelemente?
- *Nebenwirkungen:* Welche Wirkungen der KEV sind in Bezug auf die Eigenschaften von Anlagen (Grösse, Wahl der Technologie) zu beobachten? Können positive Nebeneffekte beobachtet werden (z.B. Auslösen von Innovationen)? Treten allenfalls negative Nebeneffekte auf (z.B. Preissteigerungen, Strukturierungseffekte usw.)?

Wichtigste Grundlage für die Beantwortung der aufgeführten Fragen sind die Ergebnisse einer Online-Befragung bei allen Gesuchstellenden der KEV (vgl. Anhang A2). Quelle für die Untersuchung der Nebeneffekte waren Fragen in der Online-Befragung sowie drei leitfadengestützte Interviews mit Personen, die langjährige Erfahrung im Zusammenhang mit der Realisierung von Anlagen zur Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien ausweisen.

6.1 DIREKTE WIRKUNGEN DER KEV

Finanzielle Anreize wie die KEV wollen bestimmte Personengruppen zu einem Verhalten stimulieren, das sie ohne die finanzielle Zuwendung nicht an den Tag legen würden. Finanzielle Anreize kämpfen dabei immer mit dem Problem des Mitnahmeeffektes: Dieser liegt dann vor, „wenn Individuen finanzielle Zuwendungen des Staates für eine Handlung erhalten, die sie auch ohne die Förderung des Staates vorgenommen hätten (z.B. Kauf einer energieeffizienten Anlage, welche finanziell gefördert wird). Mitnehmer betreiben keinen Missbrauch. Ein solcher würde dann vorliegen, wenn Gelder ertrogen werden. Vielmehr erfüllen Mitnehmer die Kriterien zum Erhalt einer Subvention, ohne dass sie dafür ihr Verhalten ändern müssen“ (Rieder/Haefeli 2008, S. 44). Aus dieser Definition folgt direkt: Je höher der Mitnahmeeffekt ist, desto geringer die Programmwirkung und umgekehrt. Diese Betrachtung ist einzig dem Effizienzkriterium verpflichtet: Es geht darum, mit begrenzten Mitteln eine möglichst hohe Wirkung zu erzielen.

⁹⁴ Im Interesse der besseren Lesbarkeit verwenden wir die Formulierung „Bau einer Anlage“ und schliessen – wenn im Text nicht differenziert wird – auch die Erweiterung und Erneuerung von Anlagen ein.

Bevor wir auf die Ergebnisse eintreten, soll kurz die Methodik zur Erfassung der Mitnehmer vorgestellt werden und eine zeitliche Abgrenzung bei der Analyse vorgenommen werden.

Methodik

Um die Wirkungen der KEV abschätzen zu können, ist zunächst deren Wirkungsabsicht festzuhalten. Diese ergibt sich aus der Konzeption (vgl. Abschnitt 2.2) und wird aus dem Ziel von Artikel 1 Absatz 3 EnG abgeleitet, die Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien zu erhöhen. Demnach kann die KEV potenziell drei Wirkungen auslösen, wobei jeweils zwischen den Wirkungen bei Neuanlagen und bei bestehenden Anlagen zu unterscheiden ist:

- Die KEV löst den *Bau neuer Anlagen oder die Erweiterung/Erneuerung von bestehenden Anlagen* zur Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien aus.
- Die KEV führt dazu, dass geplante Neubauten oder geplante Erweiterungen/Erneuerungen *in grösserem Umfang als geplant* realisiert werden (streng genommen darf in diesen Fällen nicht die gesamte Produktion der Anlagen der KEV angerechnet werden; wir haben diesen Aspekt aber in der Analyse vernachlässigt).
- Die KEV führt dazu, dass der Bau neuer Anlagen respektive die Erweiterung/Erneuerung bestehender Anlagen *zeitlich vorgezogen* werden. Streng genommen taucht diese beabsichtigte Wirkung in der Konzeption nicht auf. Sie ist aber sicherlich beabsichtigt angesichts der Zeitkomponente im Ziel von Artikel 1 Absatz 3 EnG, bis 2030 die Jahresproduktion gegenüber 2000 um 5'400 GWh zu erhöhen.

Ausgehend von den drei Wirkungen lässt sich der Mitnahmeeffekt im Kontext der KEV wie folgt definieren: Ein Mitnahmeeffekt liegt vor, wenn Personen Vergütungen im Rahmen der KEV erhalten, ohne dass sie aufgrund der KEV Anlagen neu gebaut, erweitert/erneuert oder zeitlich vorgezogen realisiert haben.

Um den Mitnahmeeffekt zu messen, haben wir in der Umfrage die drei Aspekte getrennt abgefragt. Die Antworten konnten auf einer Viererskala angegeben werden.⁹⁵ Antwortende, die auf die Frage, ob eine Anlage durch die KEV ausgelöst worden ist, mit „trifft eher nicht zu“ oder „trifft überhaupt nicht zu“ geantwortet haben, gelten als Mitnehmer. Antworten in der Kategorie „weiss nicht“ wurden nicht berücksichtigt.⁹⁶ Daneben haben wir eine Kontrollfrage gestellt, indem wir von den Gesuchstellenden wissen wollten, ob sie vor dem Entscheid zum Bau einer Anlage von der KEV wussten (auf eine weitere Kontrollfrage gehen wir weiter hinten ein).

Zeitliche Abgrenzung der verwendeten Antworten

In der KEV gelten Anlagen gemäss Artikel 7a Absatz 1 EnG als Neuanlagen sowie erheblich erweiterte oder erneuerte Anlagen, wenn diese nach dem 1. Januar 2006 in Betrieb genommen wurden. Die KEV selber trat aber erst im Mai 2008 in Kraft. Der Gesetzgeber hat also allen Anlagen, die vor diesem Zeitpunkt in Betrieb genommen

⁹⁵ Trifft voll und ganz zu, trifft eher zu, trifft eher nicht zu, trifft überhaupt nicht zu.

⁹⁶ Die Zahl der Antworten mit „weiss nicht“ und die Zahl der fehlenden Antworten sind klein (zusammen 201 von total 5'074 Befragten). Sie beeinflussen das Ergebnis nur unwesentlich.

worden sind, die Entschädigung quasi rückwirkend gewährt. Diese Empfänger einer Vergütung sind Mitnehmende, da das Instrument der KEV für sie keine Anreizwirkung entfalten konnte (sieht man davon ab, dass einige Investoren die parlamentarische Debatte möglicherweise antizipiert und daher eine Anlage realisiert haben). Wir schliessen daher für die Analyse alle Anlagen, welche vor dem 1. Mai 2008 in Betrieb gegangen sind, aus. Gemäss dem Auszug aus der Anmeldedatenbank der Swissgrid AG (Stand von Ende Oktober 2011) sind dies 949 Anlagen. Dies entspricht 5,7 Prozent vom Total der 16'610 per Ende Oktober 2011 angemeldeten Anlagen, von denen 2'703 zu diesem Zeitpunkt in Betrieb standen.

D 6.1: Zahl der in der KEV angemeldeten Anlagen

	Inbetriebnahme vor 2006	Inbetriebnahme im 2006	Inbetriebnahme von 2007 bis 30. April 2008	Anmeldung ab 1. Mai 2008
Kleinwasserkraftanlagen	2 (18%)	33 (16%)	45 (6%)	865 (6%)
Photovoltaikanlagen	3 (27%)	148 (72%)	646 (88%)	13'568 (87%)
Windenergieanlagen	-	1	2 (0%)	920 (6%)
Geothermieranlagen	-	-	-	3 (0%)
Biomasseanlagen	6 (55%)	24 (12%)	39 (5%)	305 (2%)
Total	11 (100%)	206 (100%)	732 (100%)	15'661 (100%)

Quelle: Anmeldedatenbank der Swissgrid AG vom 27. Oktober 2011.

6.1.1 MITNAHMEEFFEKTE BEI PHOTOVOLTAIKANLAGEN

Wir haben die Auswertung zunächst für die Photovoltaikanlagen durchgeführt. Der überwiegende Anteil der Gesuchstellenden hat eine solche Anlage beantragt. Es handelt sich zu 99 Prozent um Neuanlagen, womit auf eine Differenzierung zwischen neuen und bestehenden Anlagen verzichtet werden kann, die Analyse umfasst somit alle Photovoltaikanlagen. In der untenstehenden Tabelle sind die Ergebnisse dargestellt. Diese sind wie folgt zu interpretieren: Als Mitnehmende gelten jene Personen, bei denen die KEV weder den Bau der Anlage ausgelöst, noch zu einer Erweiterung einer bestehenden Planung einer Neuanlage beigetragen hat noch zu einer früheren Realisierung einer Anlage führte. Der Mitnahmeeffekt beträgt somit mindestens 26 Prozent.

D 6.2: Mitnahmeeffekt bei Photovoltaikanlagen (nur Neuanlagen)

	Prozent
Programmwirkung	
Personen, die entweder - wegen der KEV die Anlage gebaut haben (Bau der Anlage wurde durch KEV ausgelöst) oder - wegen der KEV den geplanten Neubau grösser als geplant realisiert haben oder - wegen der KEV den Neubau vorgezogen haben.	74
- Davon Personen, die vor dem Entscheid keine Kenntnisse von der KEV hatten (Kontrollfrage).	6,3
Minimaler Mitnahmeeffekt	
Die KEV war weder - ausschlaggebend für den Entscheid zum Neubau noch - wurde die Investition zeitlich vorgezogen noch - wurde eine Anlage in einem grösseren Umfang als ursprünglich geplant gebaut.	26
Total	100

Quelle: Online-Befragung vom November 2011. n = 4'703. Ohne die Personen, die auf die entsprechenden Fragen mit „weiss nicht“ oder gar nicht geantwortet haben.

Der so ermittelte Mitnahmeeffekt kann mit Hilfe der Kontrollfrage diskutiert werden. 6,3 Prozent der Befragten, die angaben, die KEV hätte bei ihnen eine Wirkung ausgelöst, hatten vor dem Entscheid keine Kenntnis von der KEV. Diese Aussage lässt sich nun dahingehend interpretieren, dass die 6,3 Prozent der Befragten taktisch geantwortet haben, ihre Motive verschleiern wollten und somit zu den Mitnehmenden zählen. Wenn wir von dieser Annahme ausgehen, lässt sich der Mitnahmeeffekt auf minimal 26 Prozent und maximal rund 32 Prozent für die Photovoltaikanlagen schätzen.

Interessant ist eine Betrachtung nach den verschiedenen Arten von Antragstellern. Wir haben zum vereinfachten Verständnis eine partielle Betrachtung gewählt und nur den Effekt der KEV auf die Auslösung neuer Photovoltaikanlagen untersucht. Die Werte für alle Fragen weichen nicht von diesem Ergebnis ab. Die untenstehende Tabelle zeigt die Zahl der Mitnehmenden nach Art des Antragstellers.

D 6.3: Partielle Betrachtung des Mitnahmeeffekts gemessen an der Anzahl neu ausgelöster Photovoltaikanlagen durch die KEV

Fragestellung und Antwortkategorie	Die in Aussicht gestellte Vergütung war ausschlaggebend für den Entscheid.
Art der Gesuchstellenden	Trifft überhaupt nicht zu; trifft eher nicht zu.
Energieversorgungsunternehmen mehrheitlich im Besitz der öffentlichen Hand (n = 27)	52,9%
Energieversorgungsunternehmen mehrheitlich im Privatbesitz (n = 20)	40%
Privatperson (nicht landwirtschaftlicher Betrieb) (n = 3'501)	38,4%
Andere öffentlich-rechtliche Körperschaften (z.B. Kanton, Gemeinde, Korporation usw.) (n = 92)	35,9%
Anderes privates Unternehmen (n = 337)	22,9%
Privatperson (landwirtschaftlicher Betrieb) (n = 827)	12,5%

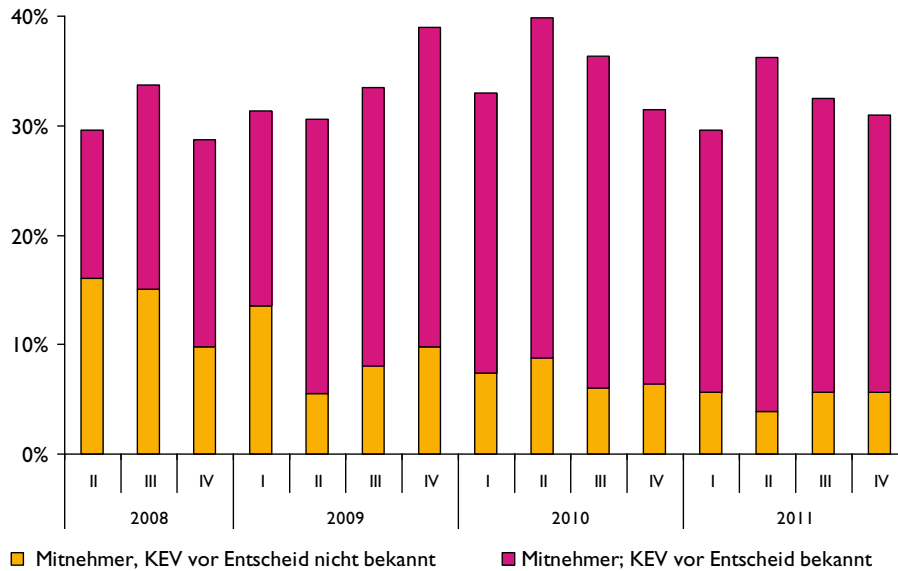
Quelle: Online-Befragung vom November 2011.

Es zeigt sich, dass die Zahl der Mitnehmer bei Energieversorgungsunternehmen sowie Privatpersonen (ohne Landwirtschaft) am höchsten ausfällt. Dies ist intuitiv nachvollziehbar, da öffentliche Energieversorger teilweise unter Druck der öffentlichen Hand und teilweise aus eigenem Antrieb Anlagen zur Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien bauen und diese zum Teil auch ohne die KEV-Gelder realisiert hätten. Ebenso sind Private (wenn auch in weniger grossem Ausmass) offenbar weniger auf die Unterstützung der KEV angewiesen. Umgekehrt scheinen die Landwirte am genauesten zu rechnen: Lohnt sich die Investition, so wird diese getätigt. Die Antworten auf die Frage nach dem erwarteten Gewinn passen sehr gut zu dieser Interpretation (vgl. dazu Kapitel 3).

Aus theoretischer Perspektive kann erwartet werden, dass der Mitnahmeeffekt bei zunehmender Laufzeit eines Förderprogramms abnimmt. Diese Annahme basiert auf der Überlegung, dass sich zu Beginn eines Programms jene Zielgruppe beteiligt, welche bereits gut informiert und sensibilisiert ist und sich daher bereits für den Bau einer Anlage entschieden hat. Je länger ein Programm dauert, desto mehr Personen können erreicht werden, die sich bis anhin wenig für erneuerbare Energien interessiert haben. Bei diesen Personengruppen sollte der finanzielle Anreiz besonders wirksam sein, wodurch der Mitnahmeeffekt im Verlauf der Programmdauer kleiner werden sollte (Rieder/Haefeli 2008, S. 45–46 und S. 63–64).

Der geschilderte Effekt lässt sich mit den erhobenen Daten nicht belegen. Der Anteil der Personen, die vor dem Investitionsentscheid Kenntnisse von der KEV hatten, nimmt kontinuierlich zu, die Zahl der Mitnehmer insgesamt schwankt aber zufällig und bleibt über die gesamte Periode betrachtet konstant bei etwas über 30 Prozent. Die theoretisch erwartete Abnahme ist nicht zu beobachten. Wenn wir die Daten aus der Gesamtbetrachtung des Mitnahmeeffektes verwenden, präsentiert sich das Ergebnis nahezu gleich.

D 6.4: Entwicklung des Mitnahmeeffekts bei Photovoltaikanlagen in Quartalen (nur Neuanlagen)



Quelle: Online-Befragung vom November 2011. n = 1'575.

6.1.2 MITNAHMEEFFEKT BEI DEN ÜBRIGEN TECHNOLOGIEN

Bei den übrigen Technologien – Biomasse, Kleinwasserkraft und Windenergie – haben wir die Analyse zunächst nur für neue Anlagen durchgeführt. Die Ergebnisse sind vergleichbar mit jenen der Photovoltaikanlagen: Der Mitnahmeeffekt liegt bei mindestens 24 Prozent und je nach Interpretation der Kontrollfrage bei rund 33 Prozent.

D 6.5: Mitnahmeeffekt bei übrigen Technologien (nur Neuanlagen)

Beobachtetes Verhalten	Prozent
Programmwirkung	
Personen, die entweder - wegen der KEV die Anlage gebaut haben (Bau der Anlage wurde durch KEV ausgelöst) oder - wegen der KEV den geplanten Neubau grösser als geplant realisiert haben oder - wegen der KEV den Neubau vorgezogen haben.	76
- Davon Personen, die vor dem Entscheid keine Kenntnisse von der KEV hatten (Kontrollfrage).	9,4
Minimaler Mitnahmeeffekt	
Die KEV war weder - ausschlaggebend für den Entscheid zum Neubau noch - wurde die Investition zeitlich vorgezogen noch - wurde eine Anlage in einem grösseren Umfang als ursprünglich geplant gebaut.	24
Total	100

Quelle: Online-Befragung vom November 2011. n = 243. Ohne die Personen, die auf die entsprechenden Fragen mit „weiss nicht“ oder gar nicht geantwortet haben.

Ein leicht anderes Bild zeigen die Daten für den Mitnahmeeffekt bei bestehenden Anlagen. Der Mitnahmeeffekt beträgt hier im Minimum 31 Prozent.

D 6.6: Mitnahmeeffekt bei übrigen Technologien (nur erweiterte oder erneuerte Anlagen)

	Prozent
Programmwirkung	
Personen, die entweder - wegen der KEV eine Erweiterung/Erneuerung an die Hand genommen haben oder - wegen der KEV eine bereits geplante Erweiterung/Erneuerung grösser als geplant realisiert haben oder - wegen der KEV die Erweiterung/Erneuerung vorgezogen haben.	69
- Davon Personen, die vor dem Entscheid keine Kenntnisse von der KEV hatten (Kontrollfrage).	12,6
Minimaler Mitnahmeeffekt	
Die KEV war weder - ausschlaggebend für den Entscheid zur Erweiterung/Erneuerung noch - wurde die Investition zeitlich vorgezogen noch - wurde eine Anlage in einem grösseren Umfang als ursprünglich geplant erweitert/erneuert.	31
Total	100

Quelle: Online-Befragung vom November 2011. n = 128. Ohne die Personen, die auf die entsprechenden Fragen mit „weiss nicht“ oder gar nicht geantwortet haben.

Die Ergebnisse lassen sich pro Technologie detaillierter analysieren, wobei wir uns auf die partielle Betrachtung des Mitnahmeeffektes konzentrieren. Die Auswertung zeigt, dass bei den Biomasseanlagen die Zahl der Mitnehmenden vergleichsweise hoch ist. Ferner sind die Mitnehmenden in der Tendenz häufiger bei Erweiterungen und Erneuerungen anzutreffen. Die Gründe für diese grossen Differenzen bleiben unklar. Wir vermuten, dass die sehr spezifischen Rahmenbedingungen der Anlagen massgeblich für das Ergebnis sind. So gehört die Stromproduktion bei Kehrlichtverbrennungsanlagen sowie Abwasserreinigungsanlagen oft zum Standard, die Erträge der KEV sind hier vermutlich weniger bedeutsam für den Bau von Anlagen. Aus den Interviews mit Expertinnen und Experten konnten wir allerdings keine detaillierteren Hinweise für die beobachteten Differenzen finden.

Eine weitere Differenzierung der Analyse nach Art der Gesuchstellenden ist aufgrund der kleinen Zahl von Antwortenden bei diesen Technologien nicht sinnvoll.

D 6.7: Partielle Betrachtung des Mitnahmeeffektes bei Kleinwasserkraftanlagen, Windenergie und Biomasseanlagen

Fragestellung und Antwortkategorie		Die in Aussicht gestellte Vergütung war ausschlaggebend für den Entscheid zum Bau bzw. zur Erweiterung oder Erneuerung.
Technologie	Art des Ausbaus	Trifft überhaupt nicht zu; trifft eher nicht zu.
Kleinwasserkraft	Neuanlage (n = 143)	23.0%
	Erweiterte/erneuerte Anlage (n = 62)	33.9%
Biomasse	Neuanlage (n = 81)	37.0%
	Erweiterte/erneuerte Anlage (n = 64)	42.0%
Windenergie	Neuanlage (n = 19)	26.3%

Quelle: Online-Befragung vom November 2011.

6.1.3 MITNAHMEEFFEKT: GESAMTBETRACHTUNG UND BEURTEILUNG

Betrachten wir das Gesamtergebnis der Analyse, so kommen wir zu folgendem Befund: Rund ein Viertel der Antragsteller können als Mitnehmer identifiziert werden. Bei den verbleibenden 74 Prozent der Gesuchstellenden hat die KEV den Bau oder die Erweiterung respektive Erneuerung der Anlage ausgelöst oder dazu geführt, dass bei einer bereits geplanten Anlage eine Erweiterung vorgenommen worden ist oder ein für später geplanter Bau einer Anlage vorzogen worden ist.

D 6.8: Gesamtbetrachtung (Neuanlagen und erweiterte/erneuerte Anlagen)

	Prozent der Befragten
Programmwirkung	
Personen, die entweder - wegen der KEV eine neue Anlage gebaut haben oder - wegen der KEV eine Erneuerung/Erweiterung vorgenommen haben oder - wegen der KEV den geplanten Neubau, die geplante Erweiterung/Erneuerung grösser als geplant realisiert haben oder - wegen der KEV den Neubau oder die Erneuerung/Erweiterung vorgezogen haben.	74
- <i>Davon Personen, die vor dem Entscheid keine Kenntnisse von der KEV hatten (Kontrollfrage).</i>	6,6
Minimaler Mitnahmeeffekt	
Die KEV war weder - ausschlaggebend für den Entscheid noch - wurde die Investition zeitlich vorgezogen noch - wurde eine Anlage in einem grösseren Umfang als ursprünglich geplant gebaut.	26
Total	100

Quelle: Online-Befragung vom November 2011. n = 5'074. Ohne die Personen, die auf die entsprechenden Fragen mit „weiss nicht“ oder gar nicht geantwortet haben (total 201 Befragte).

Wir haben die ermittelten Werte mit einer weiteren Kontrollfrage plausibilisiert. Alle Gesuchstellenden wurden gefragt, ob sie ihre Anlage auch ohne die KEV gebaut respektive erneuert oder erweitert hätten. Die Antworten auf diese Fragen lassen sich mit den Ergebnissen aus der Berechnung des Mitnahmeeffektes vergleichen. Es zeigt sich, dass 31 Prozent der Befragten angaben, die KEV habe keinen Einfluss auf ihren Investitionsentscheid gehabt. Dieser Wert liegt etwa in dem Bereich, den wir für die Höhe des Mitnahmeeffektes ermittelt haben. Im Weiteren haben wir zur Kontrolle den Mitnahmeeffekt berechnet ohne die Antworten der Personen, welche inkonsistent geantwortet haben.⁹⁷ Das Ergebnis weicht nur marginal von den präsentierten Resultaten ab.

Wie sind die berechneten Mitnahmeeffekte der KEV nun zu beurteilen? Als Vergleichsmassstab können Grössen aus anderen Programmen zur Förderung von erneuerbaren Energien herangezogen werden. Verschiedene empirische Studien haben den Mitnahmeeffekt in schweizerischen Förderprogrammen berechnet (vgl. Übersicht in Rieder/Haefeli 2008, S. 58 f.). In der folgenden Tabelle sind die Mitnahmeeffekte von Programmen im Bereich der erneuerbaren Energien zusammengestellt.

D 6.9: Mitnahmeeffekte von Programmen zur Förderung erneuerbarer Energien in der Schweiz

Erneuerbare Energie	Programm und Jahr der Publikation	Höhe des Mitnahmeeffekts	Bemerkungen
Sonnenenergie	Startprogramm Solar aktiv, 1994	60%	Subvention gilt für den Anlagenbauer als Qualitätszeichen ⁹⁸
Holzenergie	Förderprogramm Holz und Wärmepumpen, 1995	50%	Subvention als Qualitätszeichen
Wärmepumpen	Förderprogramm Holz und Wärmepumpen, 1995	85%	Subvention als Qualitätszeichen
Diverse Energien	Zusatzkredite für die direkte und indirekte Förderung von erneuerbaren Energien, 2003	Hoch (nicht genau quantifizierbar)	Subvention als finanzieller Anreiz, aber auch Qualitätszeichen

Quelle: Rieder/Haefeli 2008, S. 58 f.

⁹⁷ Eine inkonsistente Antwort liegt zum Beispiel dann vor, wenn jemand gleichzeitig angibt, die KEV sei entscheidend für den Bau der Anlage gewesen und die Anlage wäre auch ohne die KEV gebaut worden.

⁹⁸ Die entsprechenden Untersuchungen haben gezeigt, dass die Subvention nur einen geringen finanziellen Anreiz auslöst. Vielmehr ist der Effekt ein symbolischer: Die Tatsache, dass der Staat die Anlage bezuschusst, wird als Qualitätssiegel interpretiert. Die Investition gilt als energiepolitisch sinnvoll und die Technik als zuverlässig.

Der ermittelte Mitnahmeeffekt der KEV liegt deutlich unter jenem anderer Programme. Was sind die Gründe für die grossen Unterschiede?

- *Höhe des finanziellen Anreizes:* Die Untersuchungen zu den früheren Programmen kommen alle zum Schluss, dass die finanziellen Beiträge zu tief angesetzt waren, um einen in der Breite wirksamen finanziellen Anreiz für Investitionen auszulösen.
- *Bekanntheit und Akzeptanz der Technologien:* Bei den Programmen der Neunzigerjahre gilt es zu berücksichtigen, dass die Technologien zur Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien noch nicht so bekannt und akzeptiert waren. Einerseits haben die Programme vor allem Insider erreicht. Andererseits haben die Programme einen wichtigen Beitrag zur Verbreitung von Wissen zu diesen Technologien geleistet, wovon die KEV heute stark profitiert.

6.2 NEBENEFFEKTE

Es wurden zwei Arten von Nebeneffekten untersucht. Der erste Effekt betrifft die Bedeutung der Vergütung bei der Wahl von Komponenten sowie der Optimierung von Anlagen. Die anderen Effekte betreffen den Einfluss auf den Markt für Güter und Dienstleistungen zum Bau von Anlagen. Die Ergebnisse sind sehr allgemein formuliert, weil die Online-Befragung sowie die drei Experteninterviews keine vertiefte Analyse der Nebeneffekte ermöglicht haben.

6.2.1 WIRKUNGEN DER KEV AUF DEN KAUF VON KOMPONENTEN UND DEN BETRIEB VON ANLAGEN

Im Online-Fragebogen wurden den Gesuchstellenden zwei Fragen gestellt:

- Hat die in Aussicht gestellte Vergütung der KEV dazu geführt, dass bessere Komponenten als ursprünglich geplant gekauft wurden?
- Hat die Vergütung der KEV zur Folge, dass versucht wird die Leistung der Anlage zu optimieren?

Wir gehen auf die beiden Aspekte separat ein.

Kauf besserer Komponenten

Bei den neuen und erweiterten Kleinwasserkraftanlagen geben je rund 10 Prozent der Antwortenden an, dass die KEV zum Kauf höherwertiger Komponenten geführt habe (total haben 93% auf die Frage geantwortet). Bei Photovoltaikanlagen (es handelt sich hier ausschliesslich um Neuanlagen) geben 25 Prozent der Antwortenden an, in bessere Anlagenteile investiert zu haben. Bei den Biomasseanlagen antworten 11 Prozent der Personen mit Neuanlagen und 8 Prozent mit erweiterten/erneuerten Anlagen, dass sie aufgrund der Aussicht auf eine Vergütung der KEV bessere Komponenten erstanden haben. Insgesamt scheint der Effekt bei den Photovoltaikanlagen am grössten zu sein.

Optimierung der Leistung der betriebenen Anlage

Bei der Frage der Optimierung der Produktion der Anlage wurden nur jene Personen berücksichtigt, deren Anlage in Betrieb steht und die eine Vergütung aus der KEV er-

halten. Relevant sind nur Anlagen, bei denen der Betreiber die Produktion auch steuern kann, also Kleinwasserkraftanlagen und Biomasseanlagen. Drei von vier KEV-Stromproduzierenden mit einer Biomasseanlage antworten, dass sie versuchen, die Leistung ihrer Anlage aufgrund der KEV zu optimieren. Bei den Kleinwasserkraftanlagen sind es 63 Prozent. Der Effekt ist bei diesem kleinen Segment von Anlagenbetreibern recht beachtlich. Es haben 96 Prozent aller befragten Personen mit Kleinwasserkraftwerken und Biomasseanlagen geantwortet.

6.2.2 WIRKUNGEN DER KEV AUF DEN MARKT

Ein Förderprogramm wie die KEV kann nicht nur Effekte bei den unmittelbar angestrebten Zielgruppen, sondern auch im Markt auslösen. Mittels dreier Experteninterviews haben wir einige qualitative Ergebnisse ermittelt. Diese lassen die Bildung von Hypothesen zu, können darüber hinaus aber keine Gültigkeit beanspruchen.

Wirkungen der KEV auf den Markt für Komponenten

Der Markt für die Komponenten der Anlagen aller Technologien, aber auch für die meisten Rohstoffe für die Produktion von Komponenten in der Schweiz (z.B. seltene Erden), ist international. Die Schweiz ist ein zu kleiner Markt, als dass die KEV nach Meinung der drei Experten einen Einfluss auf Preise und Marktstrukturen bei den Anlagen(-komponenten) haben könnte. Ebenso sei die durch die KEV ausgelöste Nachfragesteigerung zu gering, um auf den Weltmarkt einen Effekt auslösen zu können. Einen Innovationseffekt halten alle drei Experten für unwahrscheinlich.

Wirkungen der KEV bei den Dienstleistenden

Als Dienstleistende im Zusammenhang mit dem Bau von Anlagen von KEV-Stromproduzierenden bezeichnen wir Planer, Installateure und allenfalls mandatierte Betreiber von Anlagen. Die Experten haben je nach Technologie in den vergangenen Jahren unterschiedliche positive wie negative Entwicklungen beobachtet.

Bei der Photovoltaik und den Kleinwasserkraftanlagen wurde in den Interviews darauf hingewiesen, dass unter anderem mit der KEV Anreize für den Markteintritt von neuen Dienstleistenden geschaffen worden sind. Die zunehmende Konkurrenz auf dem Markt habe erwartungsgemäss zu Preissenkungen geführt. Negativ wird vermerkt, dass aber auch die Qualität der Leistungen von einzelnen Dienstleistenden unter dem Preis- und Konkurrenzdruck gelitten habe.

Ein etwas anderes Bild wird vom Bereich der Biomasseanlagen gezeichnet, wo die Dynamik der vergangenen Jahre – ob mit oder ohne KEV – zu einer weiteren Professionalisierung geführt habe. Mit verantwortlich ist der steigende Wettbewerb um den Rohstoff Biomasse.

Negative Effekte wie übermässige Preissteigerungen oder Strukturhaltung wurden von den interviewten Personen nicht beobachtet.

Innovationswirkungen der KEV

Eine Innovationswirkung bei den Komponenten von Anlagen vermag keiner der Experten zu beobachten. Bei der Projektierung und Realisierung von Anlagen konnten die Experten aber Innovationseffekte beobachten. Die Vorgehensweisen seien professionel-

ler und ideenreicher geworden. Gerade bei Technologien wie der Kleinwasserkraft und der Biomasse seien aufgrund der grossen Heterogenität der Standortbedingungen oder der Verfügbarkeit der Energie immer wieder spezifische Lösungen gefragt. Dies führe zu neuen Lösungen und der Weiterentwicklung der Technologie.

Zentraler Faktor für das Verhalten der Zielgruppen der KEV ist die zu erwartende Rendite. In diesem Kontext galt es, folgende Fragen zu beantworten:

- Wie wirkt sich die KEV auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen aus? Welche Faktoren beeinflussen die Wirtschaftlichkeit einer Anlage? Unter welchen Bedingungen sind die Vergütungssätze kostendeckend?
- Wie sind die Annahmen für die Referenzanlagen zu beurteilen? Handelt es sich um Durchschnittswerte oder Werte für besonders effiziente Anlagen?
- Wie sind die Absenkpfade im Vergleich mit der tatsächlichen Kostenentwicklung in den Jahren 2008 bis 2012 zu beurteilen?

Zur Beantwortung dieser Fragen werden die Technologien Photovoltaik, Windenergie, Kleinwasserkraft und Biomasse einzeln betrachtet.⁹⁹ Die Ausführungen dazu sind wie folgt aufgebaut:

- Zuerst werden die technologiespezifischen Grundlagen und das Vorgehen zur Festlegung und Überprüfung der Vergütungssätze beschrieben. Als Grundlage werden die Vergütungssätze mit den verschiedenen Abstufungen und Boni sowie die Absenkpfade im Überblick dargestellt.
- Anschliessend wird beschrieben, welche Faktoren die Gestehungskosten beeinflussen und wie sich diese seit der Einführung der KEV entwickelt haben.
- Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit von KEV-Anlagen wird die Differenz zwischen Gestehungskosten und Vergütungssätzen betrachtet. Ist diese so genannte Deckungsdifferenz positiv, resultiert ein Gewinn, eine negative Deckungsdifferenz bedeutet, dass die Vergütung nicht kostendeckend ist.
- Schliesslich werden Folgerungen abgeleitet zu den Vergütungssätzen und deren Entwicklung sowie zum Vorgehen bei der Festlegung und Überprüfung der Vergütungssätze.

Die allgemeinen Grundsätze zu den Förderbedingungen und Vergütungssätzen sind in den Kapiteln zur Konzeption und zum Vollzug erläutert (vgl. Abschnitte 2.2 und 3.4). Diese werden hier durch allgemeine Grundlagen zur Festlegung der Vergütungssätze sowie durch technologiespezifische Angaben ergänzt. Die empirische Basis bilden dabei die entsprechenden Bestimmungen in der EnV (Anhänge 1.1 bis 1.5), Studien zur Festlegung und Überprüfung der Vergütungssätze (Prognos AG 2008, BFE 2011m), Ergebnisse von Analysen des BFE zur Festlegung und Überprüfung der Vergütungssätze (vgl. entsprechende Referenzen bei den einzelnen Technologien) und Kostendaten aus einer eigenen Zusammenstellung von Werten aus der Literatur und von Einzelprojekten.

⁹⁹ Die Geothermie wird nicht untersucht, da seit der Festlegung der Vergütungssätze im Jahr 2007 keine entsprechende Anlage gebaut wurde und Erfahrungswerte für die Beurteilung von Gestehungskosten und Vergütungssätzen fehlen.

7.1 VORGEHEN UND GRUNDLAGEN ZUR BERECHNUNG DER GESTEHUNGSKOSTEN

Die Herausforderung bei der Festlegung und Anpassung der Vergütungssätze besteht darin, die heterogenen Voraussetzungen für einzelne Anlagen sowie die dynamischen Marktentwicklungen möglichst gut abzubilden. Die Höhe der Vergütungssätze ist so festzulegen, dass einerseits ein ausreichender Anreiz für die Investition in Stromproduktionsanlagen gesetzt wird und andererseits keine „Übervergütung“ mit übermässigen Renditen resultiert („windfall gains“). Eine weitere Herausforderung liegt darin, dass die projektspezifischen Gestehungskosten nur den Investoren bekannt sind. Das BFE ist bei der Festlegung der Vergütungssätze darauf angewiesen, objektive Marktinformationen zu erhalten.

Die Vergütungssätze werden laufend an die entsprechenden Marktverhältnisse angepasst. Wie die Vergütungssätze bisher angepasst wurden, ist in Abschnitt 3.4.2 im Überblick beschrieben und bei den nachfolgenden Ausführungen zu den einzelnen Technologien im Detail erläutert.

7.1.1 GESTEHUNGSKOSTEN UND KOSTENKOMPONENTEN

Zur Beurteilung der Auswirkungen der KEV auf die Wirtschaftlichkeit von Stromproduktionsanlagen werden die Stromgestehungskosten betrachtet. Die Gestehungskosten wurden bei der Festlegung der Vergütung nach der Annuitätenmethode berechnet. Diese Methode hat das BFE auch bei der Überprüfung der Vergütungssätze angewendet.

Die *Gestehungskosten pro Kilowattstunde (CHF/kWh)* berechnen sich aus der Summe der Kapitalkosten (CAPEX, Annuität der Investitionskosten) und der jährlichen Betriebskosten (OPEX), dividiert durch den jährlichen Ertrag in kWh.

Folgende Kostenkomponenten werden dabei berücksichtigt (BFE 2011f):

- Die *Kapitalkosten (CHF)* berechnen sich anhand der *Annuität der Investitionskosten*. Diese umfassen neben den verschiedenen Bestandteilen der jeweiligen Anlage und deren Installation auch Bau- und Planungskosten. Weitere wichtige Parameter zur Berechnung der Annuität sind der Kapitalzinssatz (WACCs) und die Abschreibedauer (vgl. Tabelle D 7.1).
- Die *Betriebskosten (CHF)* setzen sich grundsätzlich aus folgenden Elementen zusammen: Unterhalt, Personalaufwand für den Betrieb der Anlage, Kosten für Energie und Betriebsmittel, Versicherungsprämien, Mietkosten für Grundstücke oder Dächer. Allfällige Nebenerlöse, wie beispielsweise aus dem Wärmeverkauf bei gekoppelten Anlagen, werden von den Betriebskosten abgezogen.
- Der *Ertrag (kWh)* entspricht der erwarteten jährlichen Stromproduktion.

Nicht berücksichtigt werden in den Berechnungen des BFE die Rückbau- und Entsorgungskosten sowie die Restwerte nach Ablauf der Vergütungsdauer. Auch die Inflation wird nicht berücksichtigt. Dies aufgrund der gesetzlichen Vorgabe, dass sich die Vergü-

tung nach den im Erstellungsjahr geltenden Gestehungskosten richten muss (Art. 7a Abs. 2 EnG).

7.1.2 ALLGEMEINE ANNAHMEN

Zentrale Parameter für Wirtschaftlichkeitsanalysen sind die Zinssätze, Abschreibedauern und Steuersätze. Bei der Überprüfung der Vergütungssätze hat das BFE die folgenden Werte verwendet (BFE 2011f).

D 7.1: Annahmen in der Berechnung der Vergütungssätze

	Photo-voltaik	Wind-energie	Kleinwas-serkraft	KVA/Holz/Schlamm	Übrige Biomasse
Total Kapitalzinssatz (WACCs)	5.26%	5.26%	5.26%	5.61%	5.61%
Abschreibedauer (Jahre):					
- Elektromechanik	25	20	25	15	10
- Bau	25	20	50	25	20
- übrige Komponenten	25	20	35	20	--
Direkte Steuern (in WACCs inbegriffen)	21%				
Mehrwertsteuer	8%				

Quelle: BFE 2011f.

Der *Kapitalzinssatz* (WACC Weighted Average Cost of Capital) entspricht dem gewichteten Durchschnitt von Eigen- und Fremdkapitalzinsen. Diese setzen sich aus dem risikolosen Zins und einer Marktrisikoprämie zusammen. Beim steueradjustierten Kapitalzinssatz WACCs wird zusätzlich der Steuereffekt auf den abzugsfähigen Fremdkapitalzinsen berücksichtigt. Dadurch werden die Kapitalkosten leicht reduziert. Der Zins für Biomasseanlagen ist aufgrund des Risikos bezüglich Nebenerträge (Veränderungen bei Entsorgungsgebühren und beim Wärmeabsatz) und schwankendem Gasertrag höher.

Die vom BFE verwendeten oben dargestellten Zinssätze wurden anhand von marktüblichen Parametern und Expertenwissen hergeleitet und entsprechen gemäss einer Studie im Auftrag des BFE (BFE 2011m) branchenüblichen Werten. Da die internen Vorgaben zur Eigenkapitalrendite sowie die Zinskonditionen für Fremdkapital von den Energieversorgungsunternehmen nicht offen gelegt werden, können diese nicht zur Validierung der empfohlenen Werte herangezogen werden. Es gibt aber verschiedene Hinweise darauf, dass ein steueradjustierter Kapitalzinssatz von über 5 Prozent hoch angesetzt ist. Für tiefere Zinssätze sprechen unter anderem die folgenden Aspekte: Öffentlich-rechtliche Körperschaften und Energieversorgungsunternehmen, die mehrheitlich im Besitz der öffentlichen Hand sind, können Kapital zu guten Zinskonditionen aufnehmen. Landwirtschaftliche Investoren können oft einen Teil der Investitionen über zinslose Darlehen finanzieren.¹⁰⁰ Private Investitionen in Photovoltaikanlagen werden häu-

¹⁰⁰ Investitionskredite gemäss Verordnung vom 7. Dezember 1998 über die Strukturverbesserungen in der Landwirtschaft (Strukturverbesserungsverordnung, SVV), SR 913.1.

fig über Eigenkapital finanziert, sodass der Vergleich mit Renditen aus alternativen Geldanlagen massgebend ist.

Die *Abschreibedauern* entsprechen den aktuell bekannten Lebensdauern der Anlagen, die auch in der Literatur verwendet werden (z.B. Prognos AG 2008, BFE 2007b, Konstantin 2009).

Die direkten Steuern sind Teil der Gestehungskosten, sie werden über den steueradjustierten Zinssatz WACCs berücksichtigt. Der Wert von 21 Prozent entspricht dem aktuellen Schweizer Durchschnitt (KPMG 2010). Die Mehrwertsteuer wird bei der Berechnung der Gestehungskosten berücksichtigt. In den Vergütungssätzen gemäss den Anhängen 1.1 bis 1.5 der EnV ist die Mehrwertsteuer bereits enthalten.¹⁰¹

7.2 PHOTOVOLTAIK

7.2.1 GRUNDLAGEN DER VERGÜTUNG

Zur Festlegung der Vergütungen für Photovoltaikanlagen wurden verschiedene Referenzanlagen definiert. Diese repräsentieren die verschiedenen Anlagentypen und Leistungsklassen von Photovoltaikanlagen. So resultieren insgesamt 12 Referenzanlagen respektive 15 Referenzanlagen nach einer weiteren Unterteilung der Kategorie über 100 kWp ab 2011 (vgl. Darstellung D 7.2).

D 7.2: Referenzanlagen für Photovoltaik

Anlagentypen	Grösse (kWp)	Referenzanlage (kWp)
Freistehend, angebaut, integriert	≤10	10
	≤30	30
	≤100	70
	>100	300

Quelle: Prognos AG 2008.

Die ursprüngliche Festlegung der Vergütungssätze basierte auf einer Markterhebung an der Solarstrombörse Zürich 2005 und 2006 sowie auf Offerten für die definierten Referenzanlagen. Dabei wurden für die Investitionskosten nicht der Mittelwert, sondern Werte im unteren Kostenbereich berücksichtigt. Die Werte für Grossanlagen wurden anschliessend mit Werten der Statistik der Elektrizitätswerke Zürich EWZ „kalibriert“ (Prognos AG 2008).

Die im Jahr 2010 vorgenommene Überprüfung der Stromgestehungskosten stützt sich auf Offerten von Anlagenherstellern und Installateuren sowie auf Empfehlungen von Experten (BFE 2010c). Bei der Datenerhebung im Jahre 2010 waren dies Preisinformationen von 13 Firmen betreffend 43 Anlagen. In einer erneuten Überprüfung 2011 wurden die Entwicklungen bei den Betriebs- und Unterhaltskosten sowie bei den Kosten für Photovoltaik-Module analysiert (BFE 2011c).

¹⁰¹ Vgl. Verfügung der ElCom vom 19.2.2009.

Besonders teure Anlagen, die 15 Prozent und mehr über dem mittleren Preisniveau der eingegangenen Offerten der entsprechenden Kategorie lagen, wurden nicht in die Berechnung der durchschnittlichen Gestehungskosten einbezogen (BFE 2010c). Die Kosten für die *Referenzanlagen* entsprechen diesem korrigierten Durchschnitt.

Die *Vergütungssätze* für Photovoltaikanlagen unterscheiden sich nach Anlagentypen und Leistungsklassen. Bei den Anlagentypen wird zwischen freistehenden, angebauten und integrierten Anlagen unterschieden. Zudem wurden anfänglich fünf und ab 2011 sechs Leistungsklassen unterschieden.

Gemäss den verschiedenen Änderungen der EnV entwickelten sich die Vergütungssätze wie folgt.

D 7.3: Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen

Anlagentypen	Grösse	Tarif 2009	Tarif 2010	Tarif 2011 – 29.2.2012	Tarif ab 1.3.2012
	kWp	Rp.	Rp.	Rp.	Rp.
Freistehend	≤10	65.0	53.3	42.7	36.5
	≤30	54.0	44.3	39.3	33.7
	≤100	51.0	41.8	34.3	32.0
	≤1'000	49.0	40.2	30.5	29.0
	>1'000	49.0	40.2	28.9	28.1
Angebaut	≤10	75.0	61.5	48.3	39.9
	≤30	65.0	53.3	46.7	36.8
	≤100	62.0	50.8	42.2	34.9
	≤1'000	60.0	49.2	37.8	31.7
	>1'000	60.0	49.2	36.1	30.7
Integriert	≤10	90.0	73.8	59.2	48.8
	≤30	74.0	60.7	54.2	43.9
	≤100	67.0	54.9	45.9	39.1
	≤1'000	62.0	50.8	41.5	34.9
	>1'000	62.0	50.8	39.1	33.4

Quelle: EnV, Anhang 1.2, Änderung vom 27. Januar 2012.

Der jährliche *Absenkpfad* für Photovoltaikanlagen wurde auf jährlich 8 Prozent festgelegt.

Die unerwartet dynamische Marktentwicklung und die damit verbundenen starken Preisreduktionen führten zu mehreren ausserordentlichen Anpassungen der Vergütungssätze. 2010 sind die Vergütungssätze für alle Kategorien insgesamt um 18 Prozent gesenkt worden und 2011 um 11 bis 28 Prozent (BFE 2011c). Ab März 2012 werden die Vergütungssätze erneut gesenkt. Neben der in der EnV vorgesehenen Absenkung von 8 Prozent sollen die Sätze aufgrund der weiteren Preissenkungen sowie verminderter Kosten für die Lastgangmessungen reduziert werden (BFE 2011d).

Die *Vergütungsdauer* wurde auf 25 Jahre festgelegt.

7.2.2 GESTEHUNGSKOSTEN

Die *Investitionskosten* werden hauptsächlich durch die Preise für Photovoltaik-Module bestimmt. Die Module machen den grössten Anteil der Investitionskosten aus. 2010 bis 2011 waren es rund 50 bis 60 Prozent (BFE 2010c, BFE 2011c, EBP 2011b). Der Anteil nimmt aufgrund sinkender Modulpreise kontinuierlich ab. Rund 10 Prozent der Investitionskosten entfallen auf den Wechselrichter. In einer ähnlichen Grössenordnung liegen die Kostenanteile für die Tragestruktur sowie für die Montage und Installation der Anlage. Weitere Kosten entstehen für die Verkabelung, Planung usw.

Die *Betriebskosten* pro produzierte Kilowattstunde sinken mit zunehmender Anlagengrösse. Der grösste Kostenanteil entfällt auf die Reparatur und Wartung sowie den Ersatz von defekten Anlagekomponenten. Bei kleinen Anlagen sind ausserdem die Kosten für Überwachung sowie Service und Kontrolle relativ hoch, da der Aufwand praktisch gleich gross ist wie bei einer grossen Anlage. Bei grösseren Anlagen sind die Versicherungskosten ein wichtiger Kostenpunkt, da diese von der Höhe der Investitionssumme abhängen. Bei kleineren, privaten Anlagen sind diese Kosten deutlich geringer, dies aufgrund der Möglichkeit, dass private Anlagen in die Gebäudeversicherung des Hausbesitzers aufgenommen werden können (BFE 2008b).

Die *Erträge* werden mit dem schweizerischen Mittelwert von 950 kWh/kW_{pa} berechnet (Prognos AG 2008). Sie sind hauptsächlich von folgenden Faktoren abhängig (Vogel 2010):

- *Sonneneinstrahlung*: Die Sonneneinstrahlung gibt einen globalen Anhaltspunkt zu den möglichen Erträgen. Viele standortspezifische Aspekte wie beispielsweise die Ausrichtung der Anlage und mögliche Beschattung durch Bäume können die Einstrahlung jedoch signifikant verändern.
- *Höhenlage*: Höher gelegene Standorte generieren tendenziell höhere Erträge. Längere Schneebedeckung der Anlagen kann jedoch den Ertrag vermindern.
- *Wirkungsgrad*: Der Wirkungsgrad ist einerseits von der technischen Spezifikation abhängig, andererseits spielen der Standort der Anlage als lokaler Faktor sowie der regelmässige Unterhalt eine wichtige Rolle. Der Unterhalt beinhaltet sowohl die regelmässige Überwachung der Anlage wie auch die Reinigung von Schmutz und Schnee.

Entwicklung der Gestehungskosten

Die Kosten für die Photovoltaik-Module sind in den letzten Jahren weltweit stark gesunken. Dies beeinflusst auch einige betriebsrelevante Kosten, die von der Höhe der Investitionskosten abhängig sind. Gemäss einer Umfrage zu Kosten von Photovoltaikanlagen (Ziegler 2011) sind die durchschnittlichen Preise für Anlagen zwischen 2009 und 2010 um durchschnittlich 24 Prozent gesunken; je nach Grösse und Typ der Anlage liegt die Reduktion zwischen 8 und 37 Prozent. Die Erhebung des BFE (2011c) zeigt, dass die Modulpreise zwischen 2010 und 2011 erneut um 27 bis 30 Prozent gesunken sind. Dadurch wurden die Investitionskosten für Photovoltaikanlagen um rund 15 Prozent reduziert. Diese Senkungen der Investitionskosten bewirken, dass die Gestehungskosten seit der Einführung der KEV deutlich gesunken sind. Ein weiterer kostenreduzierender Faktor ist die Reduktion der Kosten für Lastgangmessungen, die ge-

mäss einer Mitteilung der ElCom (2011) mit 600 Franken pro Jahr deutlich unter den bisher eingerechneten Werten von jährlich 1'500 Franken liegen.

7.2.3 WIRTSCHAFTLICHKEIT VON PHOTOVOLTAIK-ANLAGEN

Die Gestehungskosten für Photovoltaikanlagen sind stärker gesunken als der ursprünglich festgelegte Absenkpfad. Deshalb wurden 2010 und 2011 zusätzliche Reduktionen der Vergütungssätze vorgenommen. Im Durchschnitt der verschiedenen Kategorien sind die Vergütungssätze im Zeitraum von 2009 bis 2012 um 43 Prozent reduziert worden. Dies entspricht der durchschnittlichen Senkung der Investitionskosten in diesem Zeitraum, wie der Vergleich mit den uns vorliegenden Markt- und Literaturodaten zeigt (EBP 2011b). Die durchschnittliche Vergütung liegt ab März 2012 bei 36 Rp./kWh und entspricht ziemlich genau den von uns anhand von Marktinformationen zu den Preisen gegen Ende 2011 berechneten durchschnittlichen Gestehungskosten von 37 Rp./kWh.¹⁰² Angesichts der weiterhin dynamischen Preisentwicklung könnten diese Kosten jedoch bereits bald wieder unterschritten werden und es gibt bereits Projekte, die mit tieferen Gestehungskosten rechnen. Deshalb ist eine weitere Absenkung bereits wieder vorzubereiten.

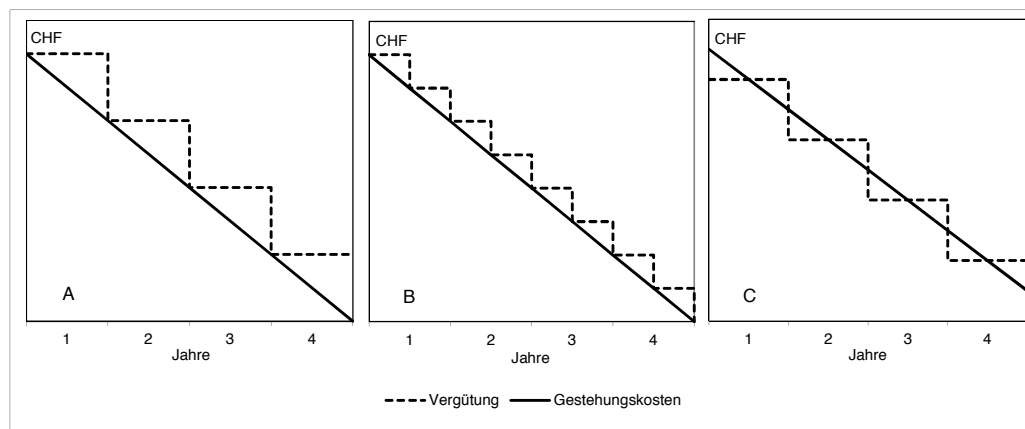
Zwischen der Erhebung von Marktdaten als Grundlage für die Anpassung der Vergütungssätze und der Einführung der reduzierten Vergütung besteht immer eine Verzögerung. Deshalb ist davon auszugehen, dass es bei einer sehr dynamischen Marktentwicklung immer wieder Phasen gibt, in denen die Vergütung über den Gestehungskosten liegt. Anhand der vorliegenden Daten kann nicht empirisch überprüft werden, wie gross diese Differenzen in der Vergangenheit waren. Der im Juli 2011 vorgenommene Vergleich der Vergütungssätze mit den Gestehungskosten der Referenzanlagen hat ergeben, dass die Vergütungen rund 6,5 Prozent unter den Gestehungskosten lagen (BFE 2011c).

Mit der seit 1. Oktober 2011 eingeführten Änderung der EnV können die Vergütungssätze jederzeit angepasst und die Marktentwicklung besser abgebildet werden. Wie die folgende Grafik illustriert, ist die Differenz zwischen Vergütung und Gestehungskosten höher, wenn die Vergütung nur jährlich in grossen Stufen angepasst wird (Grafik A) und nicht mehrmals pro Jahr (Grafik B). Weiter zeigt die modellhafte Darstellung, dass dem Problem der zeitlichen Verzögerung entgegengewirkt werden kann, wenn sich die Vergütungssätze an den durchschnittlich erwarteten Kosten der kommenden Monate orientieren (Grafik C) und nicht an den jeweils aktuell geltenden Kosten.¹⁰³

¹⁰² Basierend auf Investitionskosten von 4'200 CHF/kW und Betriebskosten von jährlich 70 CHF/kW.

¹⁰³ Die Vergütung darf allerdings nicht zu tief festgelegt werden, damit der gesetzliche Anspruch auf Kostendeckung erfüllt ist.

D 7.4: Exemplarische Darstellung zur Entwicklung der Gestehungskosten und Vergütungssätze



Quelle: eigene Darstellung.

7.2.4 FAZIT PHOTOVOLTAIK

Die Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen orientieren sich an korrigierten Durchschnittskosten für die jeweiligen Anlagenkategorien. Mit der Korrektur werden Anlagen, die 15 Prozent und mehr über dem mittleren Preisniveau der eingegangenen Offerten der entsprechenden Kategorie lagen, bei der Berechnung der Referenzwerte ausgeschlossen. Bei einer korrekten Abbildung der Marktentwicklung sind also jene Anlagen wirtschaftlich, deren Gestehungskosten höchstens dem korrigierten Durchschnitt entsprechen.

Der Markt für Photovoltaikanlagen war in den letzten Jahren sehr dynamisch. Auf die starken Preisreduktionen wurde mit Sonderdegressionen der Vergütungssätze reagiert. Damit wurde erreicht, dass die Vergütung im Durchschnitt jeweils den aktuellen Gestehungskosten entspricht.

Trotzdem ist davon auszugehen, dass vor dem Zeitpunkt der Anpassung jeweils eine Situation entstand, in der die Vergütungen höher waren als die tatsächlichen Gestehungskosten. Damit dieses Problem reduziert wird, sind die Vergütungssätze häufiger anzupassen, bei starken Preissenkungen mehrmals jährlich. Zudem empfehlen wir, die Vergütung jeweils leicht unter den aktuellen Gestehungskosten anzusetzen und so weiter zu erwartende Kostensenkungen zu antizipieren.

Das bisherige Vorgehen des BFE zur Überprüfung der Vergütungssätze beurteilen wir als angemessen. Informationen zu aktuellen Marktpreisen werden am besten direkt bei den Installateuren und Anlagenbauern eingeholt.¹⁰⁴ Mit einer Erhebung bei den Eigentümern bereits realisierter Anlagen könnten Differenzen zwischen Gestehungskosten und Vergütungssätzen im Nachhinein festgestellt werden. Ein solches Vorgehen würde sich als Grundlage für die Anpassung der Vergütungssätze aufgrund der dynamischen Entwicklung jedoch nicht eignen.

¹⁰⁴ Zur Vermeidung von strategischem Verhalten sollten die Offerten nicht im Namen des BFE eingeholt werden.

Für eine möglichst zeitnahe Anpassung der Vergütungssätze an Marktentwicklungen empfehlen wir ein kontinuierliches Monitoring der Preise von Photovoltaikanlagen anhand von nationalen und internationalen Marktinformationen. Bei Hinweisen auf Preisänderungen sind die Vergütungssätze jeweils rasch anzupassen.

7.3 WINDENERGIE

7.3.1 GRUNDLAGEN DER VERGÜTUNG

Die Vergütungssätze für Windenergieanlagen wurden anhand von Informationen zu Gestehungskosten aus der Literatur und von verschiedenen Projekten in der Schweiz, Deutschland und Österreich festgelegt (Prognos AG 2008). Der „Referenzstandort Schweiz“ wurde von Meteotest (2007) anhand von diversen Parametern wie beispielsweise der mittleren Windgeschwindigkeit hergeleitet. Der für den Referenzstandort berechnete *Referenzertrag* ist relevant für die Vergütung ab dem sechsten Betriebsjahr einer Anlage (vgl. Darstellung D 7.5). Ab März 2012 wird der Referenzstandort neu definiert. Die Windgeschwindigkeit ist auf 5 m/s (bisher 4.5 m/s) festgelegt. Dies ist in erster Linie mit Technologieentwicklungen begründet (BFE 2011d).

Die 2011 vorgenommene Überprüfung der Vergütung durch das BFE basiert auf einer Erhebung bei den Betreibern von kürzlich realisierten oder baureifen KEV-Anlagen. In der Umfrage wurden Daten zu vier realisierten und sechs geplanten Projekten mit insgesamt 27 Anlagen erfasst (BFE 2011g).

Bei Windenergieanlagen werden zwei Kategorien unterschieden:

- Kleinwindanlagen mit einer elektrischen Nennleistung bis und mit 10 kW
- Grosswindanlagen mit einer elektrischen Nennleistung grösser als 10 kW

Die Definition der Kategorien und die *Vergütungssätze* sind in der EnV, Anhang 1.3 geregelt.

D 7.5: Vergütungssätze für Windenergieanlagen

	Bisheriger Tarif (Rp./kWh)	Tarif für Inbetriebnahme ab 1.3.2012 (Rp./kWh)
Kleinwindanlagen (<10 kW)	20	21.5
Grosswindanlagen (>10 kW)		
1.–5. Betriebsjahr	20	21.5
Ab 6. Betriebsjahr (abhängig vom Ertrag)	17–20	13.5–21.5

Quelle: EnV, Anhang 1.3, Änderung vom 27. Januar 2012.

Der Vergütungssatz für Grosswindanlagen ab dem sechsten Betriebsjahr ist vom effektiven Ertrag gegenüber dem Referenzertrag abhängig (EnV, Anhang 1.3). Ab dem 1. März 2012 gelten folgende Werte:¹⁰⁵

- Übersteigt der effektive Ertrag 130 Prozent des Referenzertrags, dann wird der Tarif sofort bis zum Ende der Vergütungsdauer auf 13.5 Rp./kWh reduziert.
- Falls der effektive Ertrag tiefer ist als 130 Prozent des Referenzertrags, dann wird die Vergütung von 21.5 Rp./kWh um folgenden Zeitraum verlängert: 1 Monate pro 0,3 Prozent der Differenz zwischen dem effektiven Ertrag und den 130 Prozent des Referenzertrags.

Der *Absenkpfad* wurde ursprünglich auf jährlich 1,5 Prozent ab 2013 festgelegt. In der Änderung der EnV vom 17. August 2011 wurde die Absenkung aber gestrichen. Die Vergütung wird über die *Amortisationsdauer* von 20 Jahren gewährt.

7.3.2 GESTEHUNGSKOSTEN

Bei den *Investitionskosten* machen die Kosten für die Windturbine durchschnittlich 70 Prozent aus. Dieser aus der Umfrage des BFE (2011g) hergeleitete Wert entspricht Referenzwerten aus der Literatur (Konstantin 2009). Hinzu kommen Kosten für Trafo- und Netzanschluss, Montage und Installationen, Fundament, Projektierung und diverse weitere Kostenkomponenten wie Windgutachten oder Versicherungen.

Bei den *Betriebskosten* fällt die Wartung der Anlage mit rund 50 bis 70 Prozent der gesamten Betriebskosten am stärksten ins Gewicht. Der grösste Teil der Kosten für Wartung und Ersatzteile wird oft über einen so genannten Vollwartungsvertrag abgedeckt. Die weiteren Betriebskosten setzen sich zusammen aus Aufwendungen für Administration und Versicherungen sowie den Kosten für Pacht sowie diverse Beratungen und Dienstleistungen. In die Berechnung der Gestehungskosten fliessen auch Beiträge an Landbesitzer und Gemeinden mit ein, die als Kompensationszahlungen geleistet werden (BFE 2011g).

Die *Erträge* von Windenergieanlagen sind stark von den Windverhältnissen am jeweiligen Standort abhängig. Sie nehmen zu mit steigender durchschnittlicher Windgeschwindigkeit und steigender Anzahl Volllaststunden. Zudem nimmt der spezifische Jahresertrag mit steigender Nabenhöhe zu. Bei grösseren Anlagen ist der Ertrag dadurch tendenziell höher. An höher gelegenen Standorten nehmen die Erträge einer Windenergieanlage aufgrund der geringeren Luftdichte ab.

Entwicklung der Gestehungskosten

Die Investitionskosten für Windenergieanlagen sind entgegen den Erwartungen in den vergangenen Jahren nicht gesunken. Allfällige Lern- und Skaleneffekte wurden durch steigende Materialkosten (über-)kompensiert. Wie eine Untersuchung zu den Investi-

¹⁰⁵ Werte bis zum 29. Februar 2012:

- Grenze des Referenzertrags 150%
- Minimaler Vergütungssatz 17 Rp./kWh
- Verlängerung des hohen Vergütungssatzes 2 Monate pro 0.75%

onskosten für Windenergieanlagen vor der Einführung der KEV zeigt, sind die Kosten in der Schweiz von 1986 bis 2005 gesunken, anschliessend bis 2008 aber deutlich gestiegen (Zoller 2008). Als Grund wird neben den steigenden Rohstoffkosten die Marktsituation genannt, die auch heute noch durch eine Überschussnachfrage geprägt ist. Auf internationaler Ebene sind die Investitionskosten von 2007 bis 2010 um rund 2 Prozent gestiegen (GWEC 2010).

Die spezifischen Erträge von neuen Windenergieanlagen sind tendenziell steigend, solange grössere Anlagen mit erhöhter Nennleistung und grösserem Rotordurchmesser gebaut werden. Dadurch können steigende Investitionskosten teilweise wieder ausgeglichen werden. Insgesamt haben sich die durchschnittlichen Gestehungskosten in den vergangenen Jahren kaum verändert. Die Gestehungskosten von aktuellen Projekten weisen jedoch darauf hin, dass die Situation je nach Anlagentyp und Standort differenziert zu betrachten ist (BFE 2011g).

7.3.3 WIRTSCHAFTLICHKEIT VON WINDENERGIEANLAGEN

Die Analyse der Gestehungskosten von Windenergieanlagen (BFE 2011g) zeigt eine Bandbreite von rund 13 bis 29 Rp./kWh. Die Differenz zwischen Gestehungskosten und Vergütungssätzen für die einzelnen Anlagen wird nicht ausgewiesen. Bei vielen Anlagen liegt der Ertrag bei 150 Prozent und mehr über dem Referenzertrag. Die aktuelle Vergütung an Standorten mit optimalen Windverhältnissen ist somit zu hoch. Für Standorte mit Windgeschwindigkeiten von rund 5 m/s auf Nabenhöhe hingegen ist sie nicht kostendeckend (BFE 2011d).

Mit den beschlossenen Anpassungen der Vergütungssätze werden gemäss Modellrechnungen des BFE (2011g) die heute bestehenden Deckungsdifferenzen reduziert. Der Grundtarif von neu 21.5 Rp./kWh liegt gemäss den Auswertungen des BFE und Literaturangaben (z.B. ETHZ 2011, ECG 2009) im oberen Bereich der Bandbreite der Gestehungskosten. Die Vergütung wird jedoch abgesenkt, wenn der Referenzertrag überschritten wird. So beurteilen wir die revidierten Bestimmungen zur Senkung der Vergütung ab dem sechsten Jahr in Abhängigkeit von den Erträgen und insbesondere die Reduktion des minimalen Vergütungssatzes als angemessen.

7.3.4 FAZIT WINDENERGIE

Die Wirtschaftlichkeit der Windanlagen hängt stark vom spezifischen Standort ab. Unterschiede zwischen den Windbedingungen werden durch das Vergütungssystem, das sich an einem Referenzertrag orientiert, teilweise ausgeglichen. Dieser Referenzstandort soll so festgelegt werden, dass die darauf basierende Vergütung den Gestehungskosten von „typischen Schweizer Projekten“ entspricht (BFE 2011g). Die Auswertung der Daten von aktuellen Projekten zeigt, dass diese Bedingung mit den bestehenden Bestimmungen nicht erfüllt ist. Dies kann erstens darauf zurückgeführt werden, dass bei der Einführung der KEV nur beschränkte Erfahrungswerte vorlagen. Zweitens hat sich die Technologie weiter entwickelt, die Grösse und Effizienz der Anlagen sind gestiegen.

Die Untersuchungen des BFE zeigten einen klaren Bedarf zur Anpassung der Vergütungssätze. Mit der Änderung der EnV ab März 2012 wurde darauf reagiert und die

Unterschiede zwischen den Gestehungskosten und den Vergütungssätzen werden reduziert.

Die Datenlage ist allerdings immer noch beschränkt, und es stehen keine Informationen zur Verfügung von Projekten, die nicht von der KEV unterstützt werden oder aufgrund mangelnder Wirtschaftlichkeit nicht realisiert wurden. Anhand von weiteren Anlagedaten ist kritisch zu prüfen, wie sich die vorgeschlagenen Änderungen der EnV auf die Wirtschaftlichkeit auswirken. Insbesondere soll dabei untersucht werden, ob die heute zu hohe Vergütung bei optimalen Windverhältnissen mit den angepassten Bestimmungen korrigiert wird.

Die Erhebung von Kosten- und Ertragsdaten bestehender Windanlagen beurteilen wir als sinnvoll. So können Erfahrungswerte gesammelt werden, die eine Anpassung des Vergütungssystems an die Bedingungen in der Schweiz erlauben. Angesichts der eher geringen Anzahl realisierter Anlagen ist die Datenbasis jedoch beschränkt. Deshalb ist es wichtig, Informationen zu allen Anlagen zu erhalten und die Betreiber von KEV-Anlagen zur Datenlieferung zu verpflichten.

In der Analyse des BFE wurden grundsätzlich positive Erfahrungen mit Umfragedaten von Anlagenbetreibern gemacht. Ergänzend dazu sollten die Kostenentwicklungen aber auch anhand von Angaben von Anlagenherstellern verfolgt und dokumentiert werden. Dabei sind auch Vergleichsdaten aus dem Ausland zu berücksichtigen.

7.4 KLEINWASSERKRAFT

7.4.1 GRUNDLAGEN DER VERGÜTUNG

Die Festlegung der Vergütungssätze für Kleinwasserkraftanlagen basierte auf bestehenden Studien und verschiedenen Projekten, die analysiert und ausgewertet wurden. Als Ausgangsbasis diente das deutsche Erneuerbare-Energien-Gesetz.¹⁰⁶ Die Werte wurden an die Schweizer Verhältnisse angepasst und mit den Daten zu verschiedenen bestehenden Anlagen validiert. Ausserdem wurden verschiedene Stakeholder und Partner in die Erarbeitung einbezogen. Aufgrund der grossen Anzahl und Komplexität der Anlagen hat das BFE keine Referenzanlagen definiert (Prognos AG 2008).

Zur Überprüfung der Vergütung hat das BFE (2011h) eine Erhebung bei Betreibern von kürzlich realisierten oder baureifen Anlagen durchgeführt. Von 187 kontaktierten Betreibern von Kleinwasserkraftanlagen konnten die Angaben zu 128 Anlagen analysiert werden. Davon sind knapp die Hälfte Trinkwasserkraftwerke, gut ein Drittel Laufwasserkraftwerke und der Rest Ausleitungskraftwerke sowie drei Abwasserkraftwerke und ein Dotierwasserkraftwerk. Die Datenqualität wird als variabel beurteilt, insbesondere Angaben zu finanziellen Aspekten fehlen oft oder sind unterschiedlich zusammengefasst, sodass Vergleiche schwierig sind.

¹⁰⁶ Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 29. März 2000 (BGBl. I S. 305); seit 2008 ersetzt durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), das zuletzt durch das Gesetz vom 11. August 2010 (BGBl. I S. 1170) geändert worden ist.

Die *Vergütung* für Kleinwasserkraftanlagen setzt sich aus einer Grundvergütung sowie dem Druckstufen-Bonus und dem Wasserbau-Bonus zusammen. Die Höhe des Letzteren wird aufgrund des Anteils der Wasserbaukosten an den gesamten Investitionskosten festgelegt. Bei einem Anteil von weniger als 20 Prozent entfällt dieser Bonus ganz. Die Details betreffend Vergütungssätze und Boni sind in der EnV in Anhang 1.1 geregelt.

D 7.6: Vergütungssätze für Kleinwasserkraftanlagen

Grundvergütung		Druckstufen-Bonus		Wasserbau-Bonus	
Leistung	Rp./kWh	Fallhöhe	Rp./kWh	Leistung	Rp./kWh
≤10 kW	26.0	≤5 m	4.5	≤10 kW	5.5
≤50 kW	20.0	≤10 m	2.7	≤50 kW	4.0
≤300 kW	14.5	≤20 m	2.0	≤300 kW	3.0
≤1 MW	11.0	≤50 m	1.5	>300 kW	2.5
≤10 MW	7.5	>50 m	1.0		

Quelle: EnV, Anhang 1.1.

Die Vergütung berechnet sich aufgrund der tatsächlich eingespeisten Nettoproduktion des jeweiligen Kraftwerks. Die minimale Vergütung beträgt 8.5 Rp./kWh, das Maximum liegt bei 35 Rp./kWh.

Gemäss EnV ist für Kleinwasserkraftanlagen kein *Absenkepfad* vorgesehen. Die *Vergütungsdauer* liegt bei 25 Jahren.

7.4.2 GESTEHUNGSKOSTEN

Bei Kleinwasserkraftanlagen hängen die Gestehungskosten stark von Standort, Hydrologie und bestehenden Infrastrukturen ab. Diese Faktoren sind standortbedingt und können nicht mit einfachen Parametern beschrieben werden (BFE 2011h). Eine Studie von Chenal (2008) zeigt, dass die Gestehungskosten mit zunehmender installierter Leistung sowie mit zunehmender Fallhöhe sinken. Der Turbinentyp wirkt sich in einem geringeren Ausmass auf die Kosten aus (Konstantin 2009).

Die *Investitionskosten* setzen sich zu rund der Hälfte aus Kosten für Turbine, Elektronik und Mechanik der Kleinwasserkraftanlage zusammen. Ein weiterer bedeutender Anteil entfällt auf den Bau der Anlage. Der Rest setzt sich zusammen aus Kosten für Planung, Genehmigung, Netzanschluss usw.

Bei den *Betriebskosten* überwiegen die Personalkosten für Überwachung, Bedienung und Unterhalt der Anlage. Weitere Komponenten sind die Aufwendungen für Reparatur und Wartung, Versicherungen usw. Hinzu kommen Abgaben an Kantone und Gemeinden für die Wasserrechtskonzessionen.

Der *Ertrag* ist abhängig von den lokalen Gegebenheiten und schwankt in Abhängigkeit von der Witterung. Von Bedeutung sind auch Konzessionsbestimmungen, insbesondere die Vorschriften bezüglich Restwassermengen.

Entwicklung der Gestehungskosten

Die heute verbreitet eingesetzten Technologien für Kleinwasserkraftanlagen sind ausgereift. Es gibt keine grösseren Lern- oder Skaleneffekte mehr. Steigende Rohstoffpreise wirken sich auf einzelne Anlagekomponenten aus. Kostensteigernd wirken die Erhöhung der Obergrenze für Wasserzinsen ab 2011 und verschärfte Bestimmungen des Gewässerschutzes, die zu Mehrkosten oder Mindererträgen führen können, die bei Neuanlagen ohne bestehende Konzessionierung nicht vergütet werden. Zu tendenziell steigenden Kosten führt auch die Tatsache, dass zuerst die besten Standorte genutzt werden. Bei neuen Anlagen ist mit höheren Kosten beziehungsweise tieferen Erträgen zu rechnen als bei den bestehenden Anlagen an den besten Standorten.

7.4.3 WIRTSCHAFTLICHKEIT VON KLEINWASSERKRAFT-ANLAGEN

Die Analyse der Deckungsdifferenzen zeigt eine grosse Heterogenität der verschiedenen Anlagen, wobei kleinere Anlagen grössere Unterschiede aufweisen als grössere Anlagen (BFE 2011h):

- Bei Anlagen bis 100 kW liegen die Deckungsdifferenzen zwischen minus 40 und plus 20 Rp./kWh. Die Streuung der Deckungsdifferenzen ist also sehr gross und tendenziell sind die Vergütungen laut den Umfrageergebnissen tiefer als die Gestehungskosten.
- Bei Anlagen ab 100 kW zeigen die Umfragedaten eine Differenz zwischen minus 10 und plus 10 Rp./kWh. Die Streuung der Deckungsdifferenzen ist wesentlich geringer als bei kleinen Anlagen und tendenziell sind die Vergütungen etwas höher als die Gestehungskosten.

Die Wirtschaftlichkeit ist also vor allem bei Anlagen bis 100 kW sehr unterschiedlich zu beurteilen und hängt stark von den lokalen Bedingungen ab. Bei Anlagen ab 100 kW werden die Gestehungskosten bei den meisten Anlagen durch die KEV gedeckt oder sogar bis maximal 10 Rp./kWh überschritten.

Da die Gestehungskosten stark abhängig sind von topographischen, geologischen und hydrologischen Gegebenheiten, sind die in der Literatur angegebenen Bandbreiten sehr gross. Der Vergleich der Vergütungssätze mit Kostendaten aus dem Handbuch Kleinwasserkraftwerke (BFE 2011e) zeigt, dass die Vergütungssätze im unteren Bereich der Bandbreiten der einzelnen Leistungsklassen liegen.¹⁰⁷

¹⁰⁷ Kosten für den Neubau einer Kleinwasserkraftanlage an Fließgewässern. Die Kostendaten für die Leistungsklasse <10 kW beziehen sich auf die Kategorie „Haus- und Kleingewerbe-Wasserkraftwerke“ (1 bis 5 kW).

D 7.7: Minimale und maximale Vergütung für Kleinwasserkraftanlagen

Leistungsklasse	Einspeisevergütung (Rp./kWh)	Gestehungskosten (Rp./kWh)
≤10 kW	27–35	30–80
≤50 kW	21–28.5	20–60
≤300 kW	15.5–22	15–40
≤1 MW	12–18	12–30
≤10 MW	8.5–14.5	9–25

Quelle: EnV Anhang 1.1, BFE (2011e).

7.4.4 FAZIT KLEINWASSERKRAFT

Aufgrund der grossen Bandbreite der Gestehungskosten und der Vielzahl der Kategorien können nicht für jede Kategorie typische Referenzanlagen definiert werden. Ebenso ist es nicht möglich, Durchschnittswerte der Gestehungskosten für einzelne Kategorien zu bilden. Für jede Kategorie stehen aus der Umfrage des BFE nur Daten zu einzelnen Anlagen zur Verfügung, trotz der umfangreichen Stichprobe von insgesamt über 100 Anlagen.

Die Wirtschaftlichkeit der Kleinwasserkraftanlagen ist sehr unterschiedlich. Die Umfrageergebnisse weisen darauf hin, dass die Vergütungssätze für kleine Anlagen oft nicht kostendeckend sind, bei mittleren und grösseren Anlagen aber häufig über den Gestehungskosten liegen. Aus Sicht des BFE sprechen aber verschiedene Gründe gegen eine Anpassung der Vergütung, insbesondere die mangelnde Qualität der vorliegenden Datengrundlagen. Zudem zeigen die Deckungsdifferenzen eine grosse Streuung. Es gibt auch kleine Anlagen, die wirtschaftlich sind, und grössere mit negativer Deckungsdifferenz. Ansätze für eine völlig neue Berechnungsmethode wurden vom BFE geprüft, aber als nicht umsetzbar beurteilt.

Die Folgerung, die Vergütungssätze nicht aufgrund der Umfrageergebnisse anzupassen (BFE 2011f), ist anhand der vorliegenden Unterlagen nachvollziehbar. Die mangelnde Datenqualität ist jedoch kein Grund, ganz auf eine Anpassung der Vergütungssätze zu verzichten. Sowohl die Umfragedaten als auch die Vielzahl der Projekte gewinnorientierter Energieversorger sind Hinweise darauf, dass die Vergütungen bei vielen Anlagen über den Gestehungskosten liegen. Deshalb raten wir, die Vergütungssätze zu überprüfen. Dabei ist ein Vorgehen zu empfehlen, bei dem die Gestehungskosten in Abhängigkeit von wichtigen Einflussfaktoren berechnet werden.

Der Verzicht auf eine jährliche Absenkung ist als angemessen zu beurteilen, da es keinerlei Hinweise auf Veränderungen der Gestehungskosten gibt.

Das Vorgehen zur Überprüfung der Vergütungssätze anhand von Daten von bestehenden Kleinwasserkraftanlagen erachten wir als sinnvoll. Nur so kann die spezifische Situation verschiedener Anlagen berücksichtigt werden. Eine Schwierigkeit bei schriftlichen Umfragen ist jedoch die mangelnde Datenqualität, wie die Erfahrung des BFE (2011h) zeigt. Ein weiterer Mangel der Umfrage ist, dass nur Anlagen berücksichtigt wurden, die der KEV unterstehen. Eine breitere Abstützung sowie Massnahmen zur Verbesserung der Datenqualität sind zu empfehlen.

Eine spezielle Schwierigkeit bei Kleinwasserkraftanlagen ist, dass viele Anlagen nicht neu gebaut werden. Bei Erneuerungen und Erweiterungen ist der Restwert der bestehenden Anlagen zu berücksichtigen. Damit dies nach einheitlichen Vorgaben geschieht, sind präzise Angaben dazu im Fragebogen anzugeben.

7.5 BIOMASSE

7.5.1 GRUNDLAGEN DER VERGÜTUNG

Bei der Festlegung der Vergütungssätze wurden Kostendaten aus bestehenden Studien ausgewertet und mit exemplarischen Anlagendaten verglichen. Je nach Anlagenkategorie wurde unterschiedlich vorgegangen (Prognos AG 2008):

- Für die Berechnung der Gestehungskosten bei Abwasserreinigungs- (ARA) und Deponiegasanlagen wurde anhand der Daten von fünf Referenzanlagen ein repräsentativer Durchschnitt ermittelt (BFE 2008c).
- Für Kehrrechtverbrennungsanlagen (KVA) wurden die Gestehungskosten aufgrund der Erfahrungen von jüngeren Projekten in der Schweiz berechnet. Dafür wurden drei Referenzanlagen betrachtet: CH Standard, CH real-effizient, Zukunft maximal-effizient. Die Vergütungssätze orientieren sich an der Variante CH real-effizient, in der eine auf die Stromproduktion optimierte Anlage mit realistischen, technisch erprobten Massnahmen betrachtet wird. Die Annahmen, Berechnungen und Ergebnisse wurden mit Betreibern von KVA diskutiert. Da jede Anlage spezifische Eigenschaften aufweist, ist es kaum möglich, typische Kosten anhand von Referenzanlagen herzuleiten.
- Für übrige Biomasseanlagen wurde die Methode des deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetz übernommen und auf Schweizer Verhältnisse angepasst. Änderungen waren insbesondere bei den Grössenklassen notwendig, da die Schweiz kleinräumiger ist und die Anlagen dementsprechend kleiner ausfallen. Die Vergütungssätze wurden anhand von Berechnungen für einzelne Anlagenkategorien hergeleitet. Aufgrund der grossen Heterogenität konnte jedoch nicht für jede Kategorie eine Referenzanlage definiert werden.

Zur Überprüfung der Vergütungssätze im Jahr 2011 wurde auch bei den Biomasseanlagen eine Umfrage bei den Betreibern von kürzlich realisierten oder baureifen Anlagen durchgeführt (BFE 2011i). Mit einem Rücklauf von 74 Prozent stehen Informationen zu 111 Anlagen zur Verfügung. Aufgrund von fehlenden Daten zu wichtigen Fragen wurde die Stichprobe auf 98 Anlagen reduziert (59% der angeschriebenen Anlagen). 92 Anlagen sind Klärgasanlagen sowie landwirtschaftliche und gewerblich-industrielle Biogasanlagen. Die 6 weiteren Anlagen verteilen sich über verschiedene Kategorien, zu denen keine allgemeinen Aussagen abgeleitet werden können. Zusätzlich zur Umfrage konnten Informationen von 7 Anlagen ausgewertet werden, die sich in der Projektierung als nicht wirtschaftlich erwiesen. In die Befragung nicht einbezogen wurden Keh-

richtverbrennungsanlagen (KVA). Dazu stehen Informationen aus einer separaten Untersuchung zur Verfügung (BFE 2010d).¹⁰⁸

Die Bestimmungen zur Vergütung für Biomasseanlagen beziehen sich auf die folgenden Kategorien:

- Kehrlichtverbrennungsanlagen (KVA)
- Schlammverbrennungsanlagen
- Klärgas- und Deponiegasanlagen
- Übrige Biomasseanlagen

Die Definition der Kategorien sowie die im Folgenden beschriebenen Vergütungssätze sind in der EnV, Anhang 1.5 geregelt.

KVA und Schlammverbrennungsanlagen

Bei KVA wird nur 50 Prozent der produzierten Energiemenge als erneuerbar angerechnet.¹⁰⁹ Damit die Vergütung gewährt wird, muss bei KVA und Schlammverbrennungsanlagen ein minimaler Gesamtenergienutzungsgrad erreicht werden. Dieser berechnet sich aus dem Stromnutzungsgrad und dem Wärmenutzungsgrad.

Die Vergütung für KVA und Schlammverbrennungsanlagen wird jährlich aufgrund des durchschnittlichen Wärmenutzungsgrads des Vorjahres berechnet. Die aktuell gültigen Sätze sind in der folgenden Übersicht dargestellt.

D 7.8: Vergütungssätze für KVA und Schlammverbrennungsanlagen

Wärmenutzungsgrad (%)	Vergütung (Rp./kWh)
0–15	11.4
16–64	Lineare Interpolation
65–100	14.2

Quelle: EnV, Anhang 1.5.

Die einzige Anpassung der Vergütungssätze erfolgte aufgrund der Umstellung von Brutto- auf Nettomessung per 1. Januar 2010. Dabei wurden die Ansätze um rund 14 Prozent erhöht, dafür wurde nur noch die Nettoproduktion (Bruttoproduktion abzüglich Eigenverbrauch der Anlage) vergütet. Zudem wurde die Berechnungsformel vereinfacht.

Für KVA und Schlammverbrennungsanlagen ist keine *jährliche Absenkung* enthalten und die *Vergütungsdauer* beträgt 20 Jahre.

¹⁰⁸ Die Berechnung der Referenzanlage KVA basiert nicht auf standardisierten Parametern und Berechnungsmethoden, wie sie in einer erst später durchgeführten Studie von BFE (2011m) empfohlen wurden.

¹⁰⁹ In den Interviews wurde darauf verwiesen, dass Abfall nicht als erneuerbare Energie gelten könne und daher an sich nicht förderungswürdig sei. Die vom BFE festgelegten 50%, die als erneuerbar gelten, entsprechen dem Biomasseanteil im Abfall.

Klärgas- und Deponiegasanlagen

Für Klärgas- und Deponiegasanlagen muss die Heizung des Faulturms mit Abwärme erfolgen. Zudem muss die Anlage einen minimalen elektrischen Wirkungsgrad aufweisen. Dieser wird in Abhängigkeit von der elektrischen Leistung der Wärme-Kraftkopplungsanlage (WKK) definiert und liegt für Anlagen ab 252 kW_{el} bei 38 Prozent.

Die *Vergütung* wird jährlich aufgrund der erfassten Elektrizitätsmenge im Vorjahr berechnet. Zudem wird ein maximaler Satz festgelegt.

D 7.9: Vergütungssätze für Klärgas- und Deponiegasanlagen

	Klärgasanlagen	Deponiegasanlagen
Vergütung	$55,34 \cdot x^{-0,2046}$ x = äquivalente Leistung	$60,673 \cdot x^{-0,2853}$ x = elektrische Leistung
Maximale Vergütung	24 Rp./kWh	20 Rp./kWh

Quelle: EnV, Anhang 1.5.

Auch hier wird die Nettoproduktion vergütet. Die Berechnungsformel wurde im Zuge der Umstellung von Brutto- auf Nettomessung mit den anderen Biomasse-Kategorien harmonisiert. Die Tarife wurden aber aufgrund des tiefen Eigenverbrauchs von 1 bis 6 Prozent nicht angepasst. Ein Ausgleich wurde dadurch geschaffen, dass die *jährliche Absenkung* von ursprünglich 1 Prozent gestrichen wurde. Die *Vergütungsdauer* beträgt 20 Jahre.

Übrige Biomasseanlagen

In der Kategorie „übrige Biomasseanlagen“ sind Anlagen verschiedener Technologien zusammengefasst, die Elektrizität aus feuchter oder holzartiger Biomasse produzieren. Bei den Technologien wird unterschieden zwischen Dampfprozessen und übrigen WKK-Anlagen, zu denen insbesondere Blockheizkraftwerke gehören. Für beide Typen wird ein minimaler Gesamtenergienutzungsgrad definiert. Speziell berücksichtigte Biomassefraktionen sind Holz und landwirtschaftliche Biomasse.

Die *Vergütung* setzt sich aus einer Grundvergütung und aus verschiedenen Boni zusammen. Bei der Umstellung von Brutto- auf Nettomessung wurden die Vergütungssätze so angepasst, dass sich die Jahresvergütung bei einem Eigenstromverbrauch von etwa 15 Prozent nicht änderte. Weitere Anpassungen wurden bisher nicht vorgenommen. Ab März 2012 wird der Holzbonus für kleine Anlagen erhöht.

D 7.10: Vergütungssätze für übrige Biomasseanlagen

Vergütungsklasse	Anwendung	Leistungsklasse	Vergütung (Rp./kWh)
Grundvergütung	immer	≤50 kW	28.0
		≤100 kW	25.0
		≤500 kW	22.0
		≤5 MW	18.5
		>5 MW	17.5
Holzbonus	für energetische Nutzung von Holz <i>gemäss vorgeschlagener Änderung ab 1.3.2012 bis dahin pauschal 3.5 Rp./kWh)</i>	≤50 kW	8.0
		≤100 kW	7.0
		≤500 kW	6.0
		≤5 MW	4.0
		>5 MW	3.5
Bonus für landwirtschaftliche Biomasse	Einsatz von Hofdünger und weiteren landwirtschaftlichen Produkten/Abfällen; Anteil nicht landwirtschaftlicher Co-Substrate und Energiepflanzen ≤ 20%	≤50 kW	18.0
		≤100 kW	16.0
		≤500 kW	13.0
		≤5 MW	4.5
		>5 MW	0.0
WKK-Bonus	Für übrige WKK-Anlagen, wenn externe Wärmenutzung die Mindestanforderungen um mindestens 20% übersteigt.	alle	2.5

Quelle: EnV, Anhang 1.5.

Für übrige Biomasseanlagen ist keine *jährliche Absenkung* vorgesehen und die *Vergütungsdauer* beträgt 20 Jahre.

7.5.2 GESTEHUNGSKOSTEN

Die *Investitionskosten* für Biomasseanlagen lassen sich auf bauliche und technische Anlagenkomponenten aufteilen. Der grössere Anteil entfällt auf die technischen Anlagen. Von besonderer Bedeutung ist hier die eigentliche Energieerzeugungsanlage wie Dampfturbine oder Blockheizkraftwerk (BFE 2007a, BFE 2010d). Hinzu kommen Kosten für Planung, Bewilligungen, Bauversicherungen usw.

Zu den *Betriebskosten* tragen Personal-, Wartungs- und Unterhaltskosten bei. Darüber hinaus entstehen Kosten für die Bereitstellung der Biomasse sowie die Entsorgung oder Weiterverarbeitung von Rückständen (z.B. Gärgut, Filterasche usw.). Ein weiterer Faktor sind die Brennstoffkosten; vor allem bei Holzheizkraftwerken sind diese ein dominierender Kostenfaktor (BFE 2011d). Bei der Verwertung von feuchter Biomasse sind die Substrate kein Kostenfaktor, sondern ein wichtiger Nebenerlös, da Gebühren für Entsorgungsdienstleistungen entrichtet werden.¹¹⁰ Als weiterer Nebenerlös werden die Einnahmen aus dem Wärmeverkauf von den Betriebskosten abgezogen. Als durchschnittlichen Wärmepreis hat das BFE 12 Rp./kWh angenommen für Anlagen mit

¹¹⁰ Ausnahmen bilden sehr energiereiche Substrate wie beispielsweise Glycerin.

Wärmeverteilung und 8 Rp./kWh für Anlagen mit einem Fernwärmenetz, deren Investition nicht Bestandteil der Energieanlage ist (BFE 2011i).

Der *Ertrag* ist stark von Jahresnutzungsgrad und Wirkungsgrad der Anlage abhängig. Diese sind durch technische Auslegungen, aber auch durch den Betrieb der Anlage beeinflusst. Weiter ist die Qualität der eingesetzten Biomasse wichtig. Insbesondere bei Biogasanlagen ist der Energiegehalt der Biomasse beziehungsweise der erzielte Gasertrag von Bedeutung.

Entwicklung der Gestehungskosten

Seit der Einführung der KEV sind keine grösseren Veränderungen der Investitions- und Betriebskosten sowie der Erträge feststellbar. Die Gestehungskosten sind tendenziell jedoch gestiegen. Bei Biogasanlagen sind die Nebenerträge zurückgegangen, da die Entsorgungsgebühren aufgrund der steigenden Nachfrage gesunken sind. Die Energieholzpreise sind hingegen gestiegen, was die Gestehungskosten für Holzheizkraftwerke erhöht.

Kostenaufteilung

Eine besondere Herausforderung bei Wirtschaftlichkeitsberechnungen für Biomasseanlagen ist die Aufteilung von Kosten und Erträgen bei WKK-Anlagen (Strom- und Wärmeproduktion) oder bei Anlagen, die verschiedenen Zwecken dienen (insbesondere Kehrlichtverbrennung und Abwasserreinigung). Für die Aufteilung auf die Koppelprodukte Strom und Wärme werden verschiedene Verfahren vorgeschlagen, die sich entweder an thermodynamischen Grundsätzen oder an den erzielbaren Einnahmen aus Strom- und Wärmeverkauf orientieren (Konstantin 2009).

In den vorliegenden Analysen des BFE wurden die folgenden Verfahren angewendet:

- *Klärgasanlagen, landwirtschaftliche und gewerblich-industrielle Biogasanlagen (BFE 2011i)*: Einnahmen aus dem Wärmeverkauf werden als Nebenerlös von den Betriebskosten abgezogen.¹¹¹ Bei Klärgasanlagen werden zur Abgrenzung von den Kosten für die Abwasserreinigung nur die Kosten für Gasometer, Gasaufbereitung und Blockheizkraftwerke berücksichtigt (gemäss BFE 2008c). Eine klare Abgrenzung ist jedoch sowohl bei den Investitionskosten als auch bei den Betriebskosten schwierig und wurde gemäss den Erhebungen des BFE (2011i) nicht konsequent gemacht.
- *Kehrlichtverbrennungsanlagen (BFE 2010d)*: Für jede Anlagenkomponente wird ein Schlüssel zur Aufteilung der Kosten auf die drei Funktionen Entsorgung, Strom- und Wärmeproduktion bestimmt.
- *Holzheizkraftwerke*: Zu Holzheizkraftwerken liegen dem Evaluationsteam keine Unterlagen zur Überprüfung der Vergütungssätze vor. In einer früheren Grundlage für die Festlegung der Vergütungssätze (BFE 2007a) wurden die Gesamtkosten auf die Summe der Strom- und Wärmeproduktion umgelegt, wobei als Variante der

¹¹¹ Dies entspricht dem Restwertverfahren (oder Opportunitätskostenprinzip), bei dem von den Gesamtkosten die Opportunitätskosten des einen Produktes (z.B. Wärme) abgezogen und der Restbetrag dem zweiten Produkt (z.B. Strom) zugeschrieben wird (Konstantin 2009: S. 385).

Strom mit einer um zweieinhalbfach höheren energetischen Wertigkeit berücksichtigt wurde.

Unabhängig vom gewählten Verfahren ist einer klaren Abgrenzung bei der Überprüfung der Vergütungssätze ein besonderes Gewicht beizumessen.

7.5.3 WIRTSCHAFTLICHKEIT VON BIOMASSEANLAGEN

Die Resultate der Umfrage des BFE (2011i) zeigen eine grosse Streuung der Deckungsdifferenzen. Dies kann teilweise durch die grosse Heterogenität des Biomasseenergiesektors erklärt werden. Eine weitere Erklärung ist aber auch die mangelnde Qualität der Umfragedaten. Die Originaldaten zeigen teilweise unplausible Werte und grosse Abweichungen zu Referenzwerten aus der Literatur oder von vergleichbaren Projekten (z.B. BFE 2007b, Prognos AG 2008, EBP 2011b).

- Bei den landwirtschaftlichen Biogasanlagen liegt die spezifische Deckungsdifferenz zwischen minus 20 Rp./kWh und plus 28 Rp./kWh. Sie ist bei rund 60 Prozent der 31 untersuchten Anlagen positiv. Der Mittelwert liegt bei 4, der Median bei knapp 3 Rp./kWh. Die in der Umfrage genannten Investitions- und Betriebskosten beurteilen wir im Durchschnitt als tief. Es ist zu vermuten, dass nicht die gesamten Kosten berücksichtigt wurden. Insbesondere der eigene Arbeitsaufwand wird bei landwirtschaftlichen Anlagen oft unterschätzt. Denkbar ist, dass durch ein Missverständnis bei der Datenerhebung die eigene Arbeit bei vielen landwirtschaftlichen Betrieben nicht miteinbezogen wurde und die Kosten deshalb so tief liegen.
- Bei den gewerblich-industriellen Anlagen wurde mit einer kleineren Stichprobe von elf Anlagen eine grosse Streuung zwischen minus 65 Rp./kWh bis plus 15 Rp./kWh festgestellt. Nur zwei Anlagen weisen eine positive Differenz aus. Die genannten Investitions- und Betriebskosten liegen jedoch klar über uns vorliegenden Vergleichswerten. Zudem sind die spezifischen Investitions- beziehungsweise Betriebskosten pro Kilowattstunde elektrische Leistung rund dreimal respektive doppelt so hoch wie bei den landwirtschaftlichen Biogasanlagen.
- Die untersuchten Klärgasanlagen weisen eine Deckungsdifferenz zwischen minus 27 Rp./kWh und plus 14 Rp./kWh aus. Sie ist bei rund 40 Prozent der 42 untersuchten Anlagen positiv. Sowohl der Mittelwert als auch der Median liegen bei rund minus 3 Rp./kWh. Die ausgewiesenen Investitionskosten beurteilen wir als hoch. Die grosse Streuung zwischen den einzelnen Anlagen weist zudem auf die Schwierigkeit hin, die Kosten für die Energieerzeugung klar von den Kosten für die Abwasserreinigung abzugrenzen.
- Da nur zwei mit Pflanzenöl betriebene Anlagen analysiert wurden, können dazu keine fundierten Aussagen gemacht werden.
- Holzenergieanlagen wurden in der vorliegenden Erhebung zu Biomasseanlagen (BFE 2011i) nicht erfasst. Aus einer Überprüfung der Investitionskosten, Jahres-Vollbetriebsstunden, Brennstoffkosten und erzielbaren Wärmepreise bei 19 in Betrieb stehenden Holzenergieanlagen hat das BFE einen Bedarf zur Anpassung der Vergütungssätze bei Kleinanlagen abgeleitet (BFE 2011f). Eine entsprechende Anhebung des Holzbonus um 0.5 bis 4.5 Rp./kWh (je nach Leistungsklasse) tritt am

1. März 2012 in Kraft. Anhand der uns vorliegenden Grundlagen können wir diese nach Leistungsklassen abgestufte Anpassung nicht beurteilen.

Die Ergebnisse der Umfragen und Wirtschaftlichkeitsrechnungen zu einzelnen Projekten weisen darauf hin, dass die Auswirkungen der KEV auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen im Einzelfall sehr verschieden sind. Während einige Anlagen trotz KEV ein negatives Resultat ausweisen, können andere deutliche Gewinne realisieren. Keinen Einfluss auf die Deckungsdifferenz hat die Grösse der Anlage. Die Abstufung der Vergütung nach Grössenklasse ist dementsprechend als angemessen zu beurteilen.

Ein entscheidender Faktor für die Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen sind die Nebenerlöse aus der Annahme von biogenen Abfällen. Diese Co-Substrate sind auch für den wirtschaftlichen Betrieb von landwirtschaftlichen Biogasanlagen wichtig, da sie energiereicher sind als Hofdünger. Letzterer steht aber in grösserem Umfang zur Verfügung und angesichts der sich abzeichnenden Verknappung bei nicht-landwirtschaftlichen Substraten ist zu prüfen, wie ein wirtschaftlicher Betrieb reiner Hofdüngeranlagen ermöglicht werden kann. Eine entsprechende Empfehlung, den Landwirtschaftsbonus bei diesen Anlagen zu erhöhen (BFE 2011f), wurde in den Vorschlägen zur Anpassung der Vergütungssätze nicht weiter verfolgt.

7.5.4 FAZIT BIOMASSEANLAGEN

Bei den Biomasseanlagen hängt die Wirtschaftlichkeit stark von Faktoren ab, die bei jeder einzelnen Anlage unterschiedlich sind. Dies sind beispielsweise die regionale Verfügbarkeit von Biomasse oder die Brennstoffkosten und Entsorgungsgebühren, die ebenfalls sehr heterogen sind.¹¹² Aufgrund der grossen Heterogenität und der Vielzahl der Unterkategorien wurden in der Kategorie „übrige Biomasseanlagen“ Berechnungen anhand von typischen Anlagen vorgenommen, aber keine Referenzanlagen für alle Unterkategorien definiert. Bei den ARA und den KVA hingegen orientieren sich die Vergütungssätze an den Gestehungskosten von Referenzanlagen (BFE 2008c, 2010d). In den Interviews zur Konzeption wurde allerdings betont (vgl. Abschnitt 2.4), dass das Modell der Referenzanlagen bei KVA wenig geeignet ist, da jede der beschränkten Anzahl Anlagen unterschiedlich ausgelegt ist.

Die Umfrageergebnisse zur Überprüfung der Vergütungssätze zeigen, dass viele Biogasanlagen mit der KEV kostendeckend betrieben werden. Ebenso gibt es aber auch zahlreiche Anlagen, bei denen die Vergütungen die Gestehungskosten nicht decken. Eine mögliche Erklärung dafür sind die seit der Einführung der KEV gesunkenen Nebenerlöse aus Entsorgungsgebühren. Die grosse Streuung der Deckungsdifferenzen weist darauf hin, dass die grossen Unterschiede zwischen einzelnen Anlagen mit den Abstufungen der Vergütungssätze und den Boni (vgl. Abschnitt 7.4.1) nur teilweise aufgefangen werden. Diese Aussagen beziehen sich nur auf Biogasanlagen. Entsprechende Datengrundlagen zu Holzenergieanlagen und Kehrlichtverbrennungsanlagen standen für die Evaluation nicht zur Verfügung.

¹¹² Wie eine Untersuchung zu Flurholz zeigte, sind die Preise regional unterschiedlich. Gleichwertiges Material wird an einigen Orten verkauft, während andernorts dafür Entsorgungsgebühren bezahlt werden (vgl. Walther et al. 2009).

Das Vorgehen des BFE, Daten zur Wirtschaftlichkeit von bestehenden oder geplanten Biomasseanlagen anhand einer Umfrage zu erheben, ist grundsätzlich sinnvoll. Die Erfahrungen zeigen jedoch auch hier, dass die Datenqualität sehr unterschiedlich ist. Deshalb sind Massnahmen zur Verbesserung der Datenqualität zu empfehlen. So braucht es beispielsweise klare Anweisungen zur Zuordnung der verschiedenen Kostenkomponenten und zur Berechnung des eigenen Arbeitsaufwandes.

Bei Anlagen mit anderen Betriebszwecken als der Stromproduktion (Abwasserreinigung oder Kehrrichtentsorgung) ist die Abgrenzung der verschiedenen Zwecke bei der Ermittlung der Gestehungskosten zu verbessern und ein einheitliches Vorgehen sicherzustellen. Sonst besteht das Risiko einer Quersubventionierung zwischen verschiedenen Betriebstätigkeiten. Dies könnte beispielsweise dazu führen, dass die Gebühren für die Kehrrichtentsorgung auf Kosten der KEV gesenkt werden oder umgekehrt Kosten der Stromproduktion mit Abwasserreinigungsgebühren finanziert werden.

7.6 FAZIT ZUR WIRTSCHAFTLICHKEIT

Im abschliessenden Fazit zur Wirtschaftlichkeit nehmen wir die eingangs formulierten Fragen auf und gehen zuerst darauf ein, wie sich die KEV auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen auswirkt.

Die Analysen zu den einzelnen Technologien zeigen insgesamt, dass die KEV einen wichtigen Beitrag für einen wirtschaftlichen Betrieb von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien leistet. Die durchschnittlichen Gestehungskosten liegen trotz Kostendegressionen noch deutlich über dem durchschnittlichen Marktpreis für Elektrizität von rund 8 Rp./kWh im Jahr 2011 (BFE 2011b). Bei der Produktion für den Eigenverbrauch ist die Differenz zum Strompreis für Endkunden relevant, der im Schweizer Durchschnitt bei rund 18 Rp./kWh liegt.¹¹³ Dieser Wert kann bei einzelnen Technologien bereits erreicht werden. Die meisten Anlagen könnten ohne Einspeisevergütung mit den heutigen Marktbedingungen jedoch nicht wirtschaftlich betrieben werden. Alternativ zur KEV können die Mehrkosten über die Vermarktung des ökologischen Mehrwerts gedeckt werden. Allerdings ist das Marktpotenzial mit den heutigen wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen beschränkt.

Die Auswirkungen der KEV auf die Wirtschaftlichkeit einzelner Anlagen sind je nach Technologie und spezifischen Rahmenbedingungen zu beurteilen. Unsere Analysen liefern die folgenden Hinweise:

- Bei allen Technologien gibt es Anlagen, bei denen die Vergütung über den Gestehungskosten liegt, aber auch solche, bei denen die Vergütung nicht kostendeckend ist. Die grossen Unterschiede zwischen den Voraussetzungen für die einzelnen Anlagen werden teilweise über die Abstufung der Vergütungssätze nach Leistungsklasse und weiteren Kriterien ausgeglichen.

¹¹³ Marktpreis für Elektrizität gemäss Art. 3f, Abs. 3 EnV; Strompreis für Endkunden gemäss Daten ElCom
<http://www.elcom.admin.ch/themen/00002/00097/index.html?lang=de>.

- Ein wichtiger Parameter, der die Gestehungskosten bei allen Technologien massgeblich beeinflusst, ist der Zinssatz. Aufgrund von Hinweisen, dass die in den Berechnungen des BFE verwendeten Zinssätze über den marktüblichen Werten liegen könnten, empfehlen wir eine vertiefte Prüfung der zugrundeliegenden Annahmen.
- Bei den Betriebskosten ist der Personalaufwand eine wichtige Komponente. Bei einigen Anlagentypen kann dieser anhand von Lohnzahlungen hergeleitet werden. Damit aber auch Eigenleistungen bewertet werden können und vergleichbar sind, sollten bei den allgemeinen Parametern auch einheitliche Stundensätze festgelegt werden.
- Die Gestehungskosten schwanken in Abhängigkeit von Wechselkursen, Rohstoffpreisen und auch von der Konjunkturlage. Kurzfristige Schwankungen können und sollen bei der Berechnung der Gestehungskosten nicht einbezogen werden. Zeigen sich jedoch eindeutige Markttendenzen in die eine oder andere Richtung, sind die Vergütungssätze möglichst rasch anzupassen. Dies gilt insbesondere für die Investitionskosten von Photovoltaikanlagen sowie die Brennstoffkosten beziehungsweise Nebenerlöse aus Entsorgungsgebühren bei Biomasseanlagen.

Referenzanlagen

Eine weitere leitende Frage bei den Analysen zur Wirtschaftlichkeit lautete, wie die Annahmen für die Referenzanlagen zu beurteilen sind. Wie das Konzept der Referenzanlagen bei der Festlegung der Vergütungen umgesetzt wurde, ist nicht bei allen Technologien klar nachvollziehbar (Prognos AG 2008). Bei der Überprüfung der Vergütungssätze wurden ebenfalls nur zum Teil Referenzanlagen betrachtet:

- Bei der Photovoltaik wurden die Referenzanlagen für die einzelnen Leistungsklassen und Anlagentypen anhand eines korrigierten Durchschnitts definiert. Mit der Korrektur wurden Anlagen mit überdurchschnittlich hohen Kosten ausgeschlossen.
- Bei der Windenergie orientieren sich die Vergütungssätze an einem Referenzstandort. Die Charakteristika dieses virtuellen Standorts sind in der EnV (Anhang 1.3) festgelegt. Dieser Standort ist nicht als „effizientester Standort“ zu verstehen, sondern als Grenzwert für eine wirtschaftliche Nutzung. Ausgehend von diesem Grenzwert wird die Vergütung für Anlagen mit höheren Erträgen reduziert.
- Bei der Kleinwasserkraft wurde aufgrund der grossen Anzahl an Leistungsklassen und Abstufungen nach weiteren Kriterien (Fallhöhe, Anteil Wasserbaukosten) auf Referenzanlagen verzichtet. Für die jeweiligen Kategorien liegen nur einzelne Daten aus der Umfrage vor, sodass die Definition von Referenzanlagen anhand von Durchschnittswerten als nicht zweckmässig erachtet wurde.
- Die Grenzen des Konzepts der Referenzanlagen zeigen sich auch bei der Biomasse. Aufgrund der Vielzahl an Kategorien von Anlagen bei den „übrigen Biomasseanlagen“ ist die Berechnung von Referenzwerten für diese Kategorien nicht praktikabel und die Datengrundlage unzureichend. Einzig bei Abwasserreinigungsanlagen und Kehrlichtverbrennungsanlagen wurden Referenzanlagen betrachtet. Die ARA wurden so ausgewählt, dass sie einen repräsentativen Durchschnitt über die Schweiz bilden. Bei den KVA wurden drei Anlagen untersucht, die Vergütungssätze orientieren sich an einer auf reine Stromproduktion optimierten Anlage (BFE 2010d).

Insgesamt lässt sich das Konzept der Referenzanlagen in den Bereich Wind und Photovoltaik umsetzen, es stösst in den Bereichen Wasserkraft und Biomasse aber an seine Grenzen. Folgende Verbesserungen scheinen uns angezeigt:

- Für die wichtigsten Kategorien sollen Referenzanlagen anhand zentraler Parameter definiert werden.
- Ergänzend dazu wird der Einfluss von wichtigen Faktoren auf die Wirtschaftlichkeit anhand von Informationen aus Umfragen und Offerten abgeschätzt. Voraussetzung dafür sind Daten einer genügend grossen Stichprobe und in guter Qualität.
- Anstelle von Referenzanlagen für jede einzelne Kategorie können mit diesen Daten Modellrechnungen vorgenommen werden. Der Einfluss verschiedener Parameter kann anhand von Sensitivitätsanalysen aufgezeigt werden und die Kosten für die weiteren Kategorien können so hergeleitet werden. Diese Modellrechnungen können auch dazu verwendet werden, den Einfluss von veränderten Marktbedingungen abzuschätzen und so die Vergütungssätze zu überprüfen. Damit sind beispielsweise bei Änderungen der Investitionskosten oder der Energieholzpreise keine neuen Erhebungen vorzunehmen. Die Auswirkungen auf die Gestehungskosten können anhand der Modelle berechnet werden.
- Weiter ist die Komplexität im Auge zu behalten. Es soll überprüft werden, ob die Differenzierung der Vergütungssätze nach Kategorien und Leistungsklassen die Marktsituation widerspiegelt oder ob die Komplexität allenfalls vereinfacht werden kann.

Absenkpfade

Die Vergütungssätze sollen gemäss den Bestimmungen der Energieverordnung mit der Zeit gesenkt werden. Damit sollen die Vergütungen an die Entwicklungen der Gestehungskosten angepasst werden. Aktuell ist eine jährliche Absenkung nur bei der Photovoltaik wirksam. Bei der Geothermie ist eine Absenkung ab 2018 vorgesehen.

Die Fragestellung, wie die Absenkpfade im Vergleich mit der tatsächlichen Kostenentwicklung in den Jahren 2008 bis 2012 zu beurteilen sind, ist somit bei der Photovoltaik besonders interessant. Die Marktdynamik wurde bei der Festlegung der Vergütungssätze unterschätzt. Die Kosten sind deutlich stärker gesunken als die jährlich vorgesehene Absenkung um ursprünglich 5 beziehungsweise 8 Prozent ab Januar 2010. Aufgrund dieser Entwicklung wurden die Vergütungssätze wiederholt über den Absenkpfad hinaus reduziert.

Bei der Geothermie wird mit den zukünftigen Absenkungen eine voraussichtliche Entwicklung der Gestehungskosten abgebildet. Da Marktentwicklungen jedoch nicht mit Sicherheit vorausgesagt werden können, sind sowohl die Vergütungssätze als auch die jährlichen Absenkpfade weiterhin regelmässig zu überprüfen und bei Bedarf anzupassen.

Vorgehen zur Überprüfung der Vergütungssätze

Für die Überprüfung der Vergütungssätze hat das BFE umfassende Erhebungen durchgeführt. Anhand der Daten aus Umfragen bei Gesuchstellenden und KEV-Stromprodu-

zierenden wurden die Gestehungskosten berechnet. Das Vorgehen und die Annahmen zu wichtigen Parametern der Wirtschaftlichkeitsrechnungen stützen sich auf eine Untersuchung im Auftrag des BFE (BFE 2011m) und sind weitgehend nachvollziehbar.

Bei der Photovoltaik wurden die Gestehungskosten anhand von Referenzofferten überprüft. Dieses Vorgehen ist geeignet, da so die aktuellsten Marktdaten erhoben werden. Zudem sind die Investitionskosten bei Photovoltaikanlagen weniger vom konkreten Standort der Anlage abhängig.

Bei den anderen Technologien zeigt sich eine grössere Bandbreite der Kosten in Abhängigkeit von den lokalen Gegebenheiten. Deshalb ist die Erhebung von Daten zu konkreten Projekten sinnvoll. Allerdings ist die Stichprobe aus den Umfragen des BFE nicht repräsentativ für alle in der Schweiz gebauten Anlagen, da fast ausschliesslich KEV-Anlagen berücksichtigt wurden. Dies kann einerseits dazu führen, dass die Kosten tendenziell unterschätzt werden, da mit den aktuellen Vergütungssätzen unrentable Anlagen nicht realisiert werden. Andererseits könnten die Kosten überschätzt werden, da bei der Umfrage ein Anreiz zu strategischem Verhalten besteht. Ein weiteres Problem der schriftlichen Umfragen betrifft die Datenqualität, die gemäss den Erfahrungen des BFE sehr unterschiedlich und in einigen Bereichen schlecht ist.

Bei weiteren Überprüfungen der Vergütungssätze sind die folgenden Empfehlungen zur Verbesserung der Datengrundlagen zu berücksichtigen:

- Bei schriftlichen Befragungen ist eine klare Formulierung der Fragen wichtig. Der Fragebogen ist auf allfällige Missverständnisse und Unklarheiten hin zu überprüfen. Insbesondere ist es wichtig, dass Hinweise zur Abgrenzung klar erläutert werden.
- Bei fehlenden oder unplausiblen Daten sind Nachfragen und vertiefte Abklärungen bei den Anlagenbetreibern notwendig.
- Angesichts der bei vielen Technologien beschränkten Anzahl Projekte ist eine möglichst vollständige Erhebung bei allen Anlagen anzustreben. Da die Investoren und Betreiber nicht unbedingt an einer vollen Kostentransparenz interessiert sind, ist eine obligatorische Angabe von Kostendaten zu den geförderten Anlagen in Betracht zu ziehen (unter Gewährung der Vertraulichkeit der Daten).
- Eine Ausweitung der Erhebung auf weitere Anlagen, die nicht in der KEV sind, ist zu prüfen. Dies gilt sowohl für Anlagen, die für den freien Markt produzieren als auch für nicht realisierte Projekte.
- Zur Plausibilisierung der Daten sind ergänzende Informationen aus Offerten und Abrechnungen zu einzelnen Projekten sowie Informationen zur Entwicklung wichtiger Kostenkomponenten einzubeziehen.
- Damit Aussagen über die Entwicklung der Gestehungskosten möglich sind, ist das Jahr der Investition festzuhalten, bei Photovoltaikanlagen angesichts der dynamischen Entwicklung zusätzlich der Monat.

Um die Kosten solcher Tarifüberprüfungen tief zu halten, sollte die standardisierte Kostenerhebung weiterentwickelt werden. Erste Harmonisierungen sind bereits erfolgt. Damit wurde auf Kritikpunkte zur Festlegung der Vergütungssätze eingegangen (vgl. Abschnitt 3.4.2) und das Vorgehen verbessert. Zentrale Schritte für einen weiteren Ausbau eines systematischen Monitorings sind erstens die Erhebung standardisierter Angaben als Bedingung bei Projektfortschritt- und/oder Inbetriebnahme-Meldungen und zweitens die Schaffung einer zentralen Datenbank, in der die Entwicklung der zentralen Parameter für die Berechnung der Gestehungskosten dokumentiert werden.

Bei weiteren Überprüfungen und Anpassungen der Vergütungssätze ist unabhängig vom gewählten Vorgehen wichtig, dass die einzelnen Schritte und Annahmen transparent und nachvollziehbar sind.

Die Wirkung der KEV im Hinblick auf die im EnG formulierten Ziele lässt sich anhand der zusätzlich produzierten Elektrizität aus erneuerbaren Energien beurteilen. Weiter werden die Förderkosten sowie die Effizienz analysiert und damit die folgenden Evaluationsfragen beantwortet:

- Wie viel Strom wird in den Anlagen erzeugt, die bisher im Rahmen der KEV in Betrieb sind? Wie hoch ist die zusätzliche Stromproduktion unter Berücksichtigung von Mitnahmeeffekten?
- Welchen Beitrag leisten die bisher von der KEV geförderten Anlagen zur Erhöhung der Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien gemäss den im EnG festgehaltenen Zielen? Welche Faktoren beeinflussen den weiteren Beitrag der KEV zur Zielerreichung?
- Wie hoch ist die Summe der ausbezahlten Vergütungen und welcher Anteil davon stammt aus dem KEV-Förderfonds?
- Wie hoch sind die Einnahmen aus dem Zuschlag auf die Übertragungskosten von bisher 0.45 Rp./kWh? Wofür wurden die Mittel eingesetzt und welcher Anteil bleibt als Reserve im Fonds?
- Wie hoch sind die Kosten der Stromproduktion in KEV-Anlagen aus gesamtwirtschaftlicher Sicht (CHF/kWh) beziehungsweise welche Wirkung wird mit den eingesetzten Mitteln erzielt (kWh/CHF)? Wie wirken sich die bisher gewählten Vergütungssätze sowie die Bestimmungen zur maximalen Summe der Zuschläge pro Technologie (Teildeckel) auf die Effizienz der KEV aus?

Die Beantwortung dieser Fragestellungen ist in drei Abschnitte gegliedert. Der erste Abschnitt beinhaltet die Schätzung der zusätzlichen Stromproduktion und eine Ausleageordnung zu Faktoren, welche den Beitrag der KEV zur Erhöhung der Stromproduktion beeinflussen. Im zweiten Teil werden die Kosten der Stromproduktion in KEV-Anlagen und die Bewirtschaftung des Fonds der Stiftung KEV untersucht. Schliesslich werden die Effizienz und die Wirkung der KEV aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive beurteilt.

8.1 ZUSÄTZLICHE STROMPRODUKTION

Die 2'603 KEV-Anlagen, die Ende Juni 2011 in Betrieb waren, weisen eine erwartete Jahresproduktion von 857 GWh aus (vgl. Darstellung D 5.7). Im Vergleich zu dem im EnG festgehaltenen Ziel von 5,4 TWh (vgl. Abschnitt 2.2) leisten die bisher von der KEV geförderten Anlagen knapp 16 Prozent der angestrebten Erhöhung der Jahresproduktion bis 2030. Der Hauptbeitrag stammt aus Kleinwasserkraft- und Biomasse-Anlagen, die zusammen mehr als 90 Prozent ausmachen. Ein kleiner Teil kommt aus der Windenergie (5%) und von Photovoltaikanlagen (4%).

Bei der Kleinwasserkraft ist zudem das Ziel einer Erhöhung um 2 TWh im EnG festgelegt. Mit einer Jahresproduktion von 418 GWh tragen die Kleinwasserkraftanlagen, die bisher in der KEV in Betrieb sind, 21 Prozent zur Zielerreichung bei.

In diesen Zahlen sind alle KEV-Anlagen inbegriffen, auch erweiterte und erneuerte Anlagen. Insgesamt stammt rund ein Drittel der Jahresproduktion aus erweiterten oder erneuerten Anlagen. Wie gross die Steigerung der Produktion und die Produktion vor der Erweiterung oder Erneuerung dieser Anlagen sind, wird in der HKN-Datenbank nicht erfasst. Hingegen ist aufgeführt, ob es sich um eine erweiterte oder erneuerte Anlage handelt. Gemäss Abklärungen des BFE – zum Beispiel bei der Windenergie – sind diese Angaben allerdings nicht immer plausibel.¹¹⁴ Erweiterte und erneuerte Anlagen werden vor allem bei der Kleinwasserkraft und der Biomasse ausgewiesen. Bei der Photovoltaik handelt es sich fast ausschliesslich um Neuanlagen.

Zu berücksichtigen ist weiter, dass hier nur die KEV-Anlagen betrachtet werden. Zur Zielerreichung tragen auch Anlagen bei, die sich über den Handel mit dem ökologischen Mehrwert des Stroms finanzieren (gemäss Art. 7b EnG). Wie sich die Stromproduktion dieser Anlagen entwickelt hat, wird nicht erfasst.¹¹⁵ Die gesamte Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien ist jedoch in der Statistik der erneuerbaren Energien ausgewiesen (BFE 2011k). Diese zeigt, dass die Jahresproduktion aus erneuerbaren Energien im Zeitraum von 2000 bis 2010 um 0,4 TWh gesunken ist. Der Rückgang ist auf eine verminderte Produktion aus Wasserkraftanlagen zurückzuführen. Ohne die Grosswasserkraft ist ein Anstieg um 0,6 TWh zu verzeichnen.

Wie gross ist nun die Wirkung der KEV gemessen an der Jahresproduktion der geförderten Anlagen? Unter Berücksichtigung des Mitnahmeeffektes hat die KEV zu einer Zunahme der Jahresproduktion um rund 585 GWh geführt (vgl. Tabelle D 8.1). Bei der Interpretation dieses Ergebnisses sind folgende Aspekte zu berücksichtigen:

- *Mitnahmeeffekt:* Aufgrund geringer Fallzahlen kann bei der Berechnung des Mitnahmeeffektes nicht zwischen Anlagen in Betrieb oder erst in Planung differenziert werden (vgl. Abschnitt 6.1).¹¹⁶
- *Ausbau der Produktion bei erweiterten und erneuerten Anlagen:* Aus den vorhandenen Datengrundlagen kann nicht eruiert werden, wie gross die zusätzliche Produktion von erweiterten/erneuerten Anlagen ist. Da hier die gesamte produzierte Strommenge der Anlagen berücksichtigt wird, wird die Wirkung der KEV in Bezug auf die zusätzlich produzierte Strommenge überschätzt. In welchem Umfang kann nicht eruiert werden.

¹¹⁴ Schriftliche Mitteilung BFE von Sophie Perrin vom 28. März 2012.

¹¹⁵ Die Entwicklung im Markt für Stromprodukte aus erneuerbaren Energien wird in einer Umfrage vom Verein für umweltgerechte Energie VUE regelmässig erhoben (VUE 2011). Aus dem Absatz der entsprechenden Stromprodukte kann jedoch nicht auf die Entwicklung von Produktionsanlagen geschlossen werden.

¹¹⁶ Weiter wurden für die Berechnung des Mitnahmeeffektes keine Anlagen berücksichtigt, welche vor dem Mai 2008 in Betrieb genommen wurden, weil die KEV bei diesen Gesuchstellenden keine Anreizwirkung entfalten konnte. Für eine ausführliche Darstellung siehe Abschnitt 6.1.

D 8.1: Steigerung der Jahresproduktion der von der KEV geförderten Anlagen unter Berücksichtigung des Mitnahmeeffekts

	Anzahl Anlagen in Betrieb	Jahresproduktion (GWh)	Mitnahmeeffekt ¹¹⁷	Jahresproduktion ohne Mitnehmende (GWh)
Photovoltaik	2'212 (85%)	32 (4%)	26%	24 (4%)
Biomasse	152 (6%)	361 (42%)	39%	219 (37%)
Kleinwasserkraft	222 (9%)	418 (49%)	26%	308 (53%)
Windenergie	17 (1%)	46 (5%)	26%	34 (6%)
Total	2'603 (100%)	857 (100%)		585 (100%)

Quelle: Anmeldebank der Swissgrid AG, Stand 25.7.11 und Online-Befragung vom November 2011.

Weitere Entwicklung

Werden zusätzlich zu den Anlagen, die bereits in der KEV in Betrieb sind, diejenigen mit positivem Bescheid berücksichtigt (mit oder ohne Projektfortschrittsmeldung), erhöht sich die erwartete Jahresproduktion auf 3,8 TWh insgesamt und 1,9 TWh für die Wasserkraft. Dabei wird die gesamte Produktion von KEV-Anlagen ausgewiesen, inklusive der bisherigen Produktion von erweiterten und erneuerten Anlagen.

Würden alle bis Mitte Juni 2011 bei der KEV angemeldeten Anlagen realisiert, das heisst auch diejenigen auf der Warteliste, würde sowohl das Gesamtziel als auch das Teilziel bei der Wasserkraft übertroffen. Die erwartete Jahresproduktion liegt bei total 6,9 TWh, für die Wasserkraft bei 2,7 TWh. Gemäss den in der Anmeldestatistik der Swissgrid AG erfassten Angaben würde der Strom aus diesen Anlagen mit insgesamt rund 1,3 Milliarden Franken pro Jahr vergütet. Ein Teil der Gesamtvergütung wird über den Marktpreis gedeckt, der Rest mit den Mitteln aus dem Fonds der Stiftung KEV. Wie eine grobe Schätzung zeigt, würden die Mittel mit dem heutigen Zuschlag von maximal 0.9 Rappen auf jede in der Schweiz verbrauchte Kilowattstunde nicht ausreichen.¹¹⁸

Obwohl bei diesen Schätzungen nur die als aktiv bezeichneten Anmeldungen betrachtet werden,¹¹⁹ ist davon auszugehen, dass ein Teil dieser Anlagen nicht realisiert wird. Gründe dafür sind beispielsweise Anforderungen für die Baubewilligung, die bei der Anmeldung noch nicht berücksichtigt wurden. Dies gilt insbesondere für projektierte Windenergie- und Kleinwasserkraftanlagen, die teilweise in Schutzgebieten liegen. Bei den Biomasseanlagen sind die mangelnde Verfügbarkeit von Biomasse oder der Widerstand der lokalen Bevölkerung Rückzugsgründe, wie verschiedene aktuelle Beispiele zeigen. Würden bei diesen Technologien nur die Hälfte der angemeldeten Anlagen er-

¹¹⁷ Bei Photovoltaik und Windenergie nur Neuanlagen; bei Kleinwasserkraft und Biomasse Neuanlagen und erweiterte/erneuerte Anlagen gewichteter Effekt nach der Anzahl Antworten (vgl. Darstellung D 6.2).

¹¹⁸ Die Schätzung basiert auf den Angaben zur Vergütung in der HKN-Datenbank (rund 1,3 Mrd. CHF/a), einem Marktpreis von durchschnittlich 8 Rp./kWh (vgl. BFE 2011b) und einem jährlichen Stromverbrauch von rund 59 TWh. So resultiert in einer Überschlagsrechnung ein Zuschlag von rund 1.3 Rp./kWh. Schätzungen zur Entwicklung des Zuschlags sind aber mit grosser Unsicherheit verbunden, da der Zuschlag von vielen Faktoren abhängig ist (Vergütungssätze, Marktpreis, Stromverbrauch usw.), vgl. dazu auch die Modellrechnungen und Sensitivitätsanalysen zur Aufhebung des Deckels (EBP 2011a).

¹¹⁹ Nicht berücksichtigt werden zurückgezogene, ausgetretene und abgelehnte Projekte sowie solche, die gemäss dem heutigen Stand des Wissens nicht realisierbar sind (vgl. Abschnitt 5.1).

stellt, bei den Photovoltaikanlagen aber alle, so würde eine Jahresproduktion von rund 3,6 TWh erreicht. Damit würde das Ausbauziel nicht erreicht. Der Zuschlag von 0.9 Rp./kWh würde gemäss einer groben Schätzung reichen, um die Vergütung zu decken.

Ob das im EnG formulierte Ziel zur Erhöhung der Stromproduktion erreicht werden kann, ist von vielen Faktoren abhängig, in erster Linie von folgenden Potenzialen:

- *Technisch-ökonomische Potenziale:* Die Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien kann mit den heute verfügbaren Technologien und den bestehenden Bestimmungen zur Umweltverträglichkeit weit über das gesetzliche Ziel hinaus ausgebaut werden. Dies gilt auch ohne den heute noch unsicheren Beitrag der Geothermie, wie verschiedene Studien zu Potenzialen und Perspektiven der erneuerbaren Energien zeigen (z.B. BFE 2011j, Energie Trialog Schweiz 2009, Axpo 2006).
- Das *gesellschaftliche Potenzial* ist gegenüber dem technisch-ökologischen Potenzial erheblich eingeschränkt. Die lokale Akzeptanz von Biomasse-, Kleinwasserkraft- und Windenergieanlagen ist oft schlecht, auch technisch-ökologisch geeignete Standorte können nicht genutzt werden.
- *Wirtschaftliche Potenziale:* Die wirtschaftlichen Potenziale sind von der Entwicklung der Gestehungskosten und der Strompreise abhängig. Wie die Analysen zur Wirtschaftlichkeit zeigen (vgl. Kapitel 7), sind die Marktpreise heute nicht kostendeckend. Deshalb sind Zusatzeinnahmen zur Deckung der Differenz zwischen Gestehungskosten und Marktpreisen für Elektrizität entscheidend. Solche Zusatzeinnahmen werden bei Anlagen im freien Markt durch die Vermarktung des ökologischen Mehrwertes generiert. Bei KEV-Anlagen ist die Höhe der Vergütungssätze ausschlaggebend.

Das Potenzial zur Vermarktung von erneuerbarem Strom (Ökostrom) im freien Markt ist aufgrund mangelnder Nachfrage limitiert. Die Zielerreichung ist also vorwiegend von der Ausgestaltung der Förderinstrumente sowie von der Akzeptanz der lokalen Bevölkerung abhängig. In Bezug auf die KEV sind die folgenden Faktoren entscheidend dafür, wie stark die Stromproduktion durch das Fördersystem erhöht werden kann:

- *Höhe der Vergütungssätze:* Die Vergütungssätze sind je nach Technologie und Anlagentyp unterschiedlich. Durch Lern- und Skaleneffekte sind mit der Zeit sinkende Gestehungskosten zu erwarten, dies gilt insbesondere für die Photovoltaik. So werden die Unterschiede zu anderen Technologien reduziert.
- *Anteile der Technologien:* Aufgrund der unterschiedlichen Vergütungssätze ist die Verteilung zwischen den Technologien relevant für die zusätzliche Stromproduktion, die mit den eingesetzten Mitteln erreicht werden kann. Die Verteilung zwischen den Technologien ist durch die Teildeckel geregelt (Art. 7a Abs. 4 EnG).
- *Mittel im Fonds der Stiftung KEV:* Die gesamthaft zur Verfügung stehenden Fördermittel sind aktuell durch die maximale Abgabe von 0.9 Rp./kWh beschränkt.
- *Stromverbrauch:* Da die Mittel im Fonds der Stiftung KEV über einen Zuschlag auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze (Art. 15b Abs. 1 EnG) gene-

riert werden, sind die zur Verfügung stehenden Mittel vom Schweizer Stromverbrauch abhängig.

- *Marktpreis:* Da ein Teil der Vergütung über den Marktpreis gedeckt wird, sinkt der Anteil der Finanzierung aus dem Fonds der Stiftung KEV mit steigenden Marktpreisen und es können mehr Anlagen berücksichtigt werden und vice versa.

Mit der aktuellen Ausgestaltung der Vergütungssätze und Absenkpfade ist es grundsätzlich möglich, die Zubauziele bis 2030 mit dem bestehenden Deckel und nur mit KEV-Anlagen zu erreichen. Dies zeigt eine grobe Schätzung, die auf eher konservativen Annahmen beruht.¹²⁰

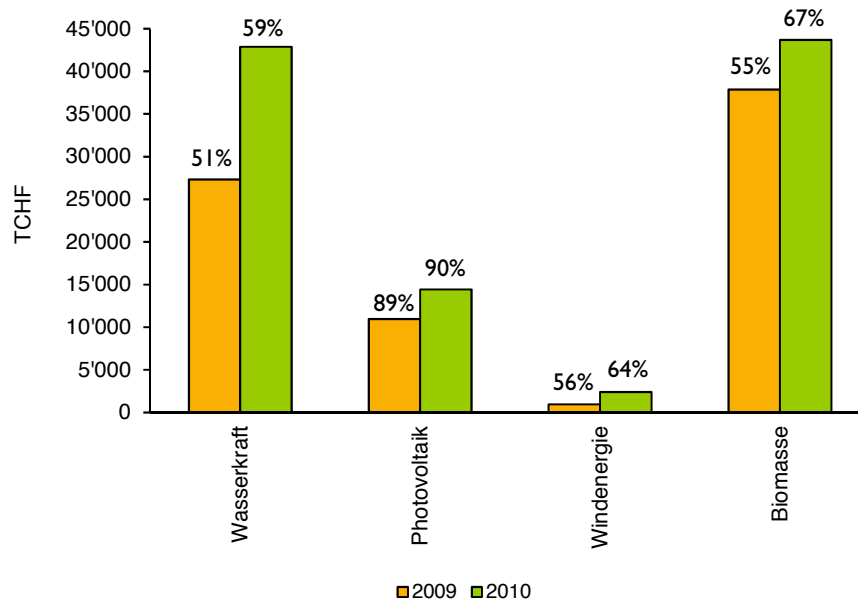
Wie sich die oben beschriebenen Faktoren entwickeln werden, kann jedoch nicht mit Sicherheit vorausgesagt werden. Besonders unsicher ist die Bedeutung der Photovoltaik, da hier die grösste Dynamik bei den Gestehungskosten zu erwarten ist. Zudem ist das bis 2050 erschliessbare Potenzial bei der Photovoltaik gemäss heutigem Wissensstand am grössten (BFE 2011j).

8.2 FÖRDERKOSTEN UND FONDS DER STIFTUNG KEV

Die Kosten der Stromproduktion in KEV-Anlagen sind in Abschnitt 7 aus betriebswirtschaftlicher Sicht untersucht worden. Hier werden die Förderkosten analysiert und dazu zuerst die Summe der Vergütungen betrachtet. Diese setzt sich aus dem Marktpreis und dem Förderbeitrag aus dem Fonds der Stiftung KEV zusammen und lag 2010 bei total rund 103 Millionen Franken (2009: 77 Mio. CHF). Die Gesamtvergütungen für 2009 und 2010 nach Technologie sind in Darstellung D 8.2 dargestellt, die Zahlen dazu sind in Anhang A4 aufgeführt. Die prozentualen Angaben bezeichnen die jeweils aus dem Fonds der Stiftung KEV stammenden Anteile an der Gesamtvergütung.

¹²⁰ Marktpreis 8 Rp./kWh, Erhöhung um nominal 1,5% pro Jahr, Stromverbrauch bis 2030 gegenüber 2011 leicht sinkend auf 58,8 TWh/a, Vergütungssätze konstant, ausser bei Photovoltaik jährliche Absenkung um 8% und bei Geothermie um 5% ab 2018.

D 8.2: Gesamtvergütungen (in 1'000 CHF) und Anteile aus dem Fonds der Stiftung KEV (in %)



Quelle: Geschäftsbericht 2010 der Stiftung KEV.

Die höchsten Beiträge wurden für Strom aus Biomasse- und Kleinwasserkraftanlagen geleistet, gefolgt von Photovoltaik und Windenergie. Die Gesamtvergütungen sind 2010 im Vergleich zum Vorjahr höher, da die Stromproduktion entsprechend gewachsen ist. Der Anteil der Mittel aus dem Fonds der Stiftung KEV ist mit rund 90 Prozent bei der Photovoltaik am höchsten, während er bei den anderen Technologien zwischen 59 und 67 Prozent liegt. Er ist im Jahr 2010 bei allen Technologien höher als im Vorjahr, da der Marktpreis gesunken ist.

Zusätzlich zu den Förderkosten fallen Vollzugskosten an (vgl. Abschnitt 3.8), die ebenfalls aus dem Zuschlag auf die Übertragungskosten finanziert werden. Der Zuschlag lag in den Jahren 2009 und 2010 bei 0.45 Rp./kWh. Werden die Rückvergütungen an Grossverbraucher und der Verwaltungsaufwand abgezogen, betrug der für die Förderfonds verfügbare Betrag 2009 rund 217 Millionen Franken und 266 Millionen Franken im Jahr 2010.

D 8.3: Nettoertrag aus dem Zuschlag auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze (in 1'000 CHF)

	2009	2010
Einnahmen aus dem Zuschlag	249'148	258'751
Rückvergütung an Grossverbraucher	-25'000	-12'791
Sonstiger Verwaltungsaufwand	-7'357	-5'509
Nettoertrag für Fonds	216'791	240'451

Quelle: Geschäftsbericht 2010 der Stiftung KEV.

Die Gelder verteilen sich auf drei Zwecke (vgl. Jahresbericht 2010 der Stiftung KEV):

- **Fondskapital KEV/MKF:** Mit diesen Geldern wird für den Strom aus KEV-Anlagen die Differenz zwischen Marktpreis und Vergütungssätzen gedeckt. Zudem wird auch das frühere System der Mehrkostenfinanzierung (MKF) aus diesem Fonds finanziert. 2010 wurden durch die Mehrkostenfinanzierung 1'529 Anlagen, die insgesamt 413 GWh produzierten, mit 27,6 Millionen Franken gefördert.
- **Fondskapital wettbewerbliche Ausschreibungen:** Mit diesen Geldern werden Projekte und Programme zur Erhöhung der Energieeffizienz finanziert (gemäss Art. 7a Abs. 3 EnG).
- **Fondskapital Bürgschaftsverpflichtungen:** Zur Risikoabsicherung von Geothermie-Projekten können Bürgschaften gewährt werden (Art. 17a Abs. 2 EnV und Anhang 1.6 EnV). Im Jahr 2010 wurden zwei Bürgschaften zur Risikoabsicherung von Anlagen zur Nutzung von Geothermie beantragt.

D 8.4: Verteilung des Nettoertrags des Fonds der Stiftung KEV (in 1'000 CHF)

	2009	2010
KEV/MKF	195'791	147'033
Wettbewerbliche Ausschreibungen	1'000	9'000
Bürgschaftsverpflichtungen (Risikoabsicherung Geothermie)	20'000	110'000
Total	216'791	266'033

Quelle: Geschäftsbericht 2010 der Stiftung KEV.

Die im Fonds der Stiftung KEV verfügbaren Gelder sind 2010 im Vergleich zum Vorjahr um 25 Prozent auf 147 Millionen Franken gesunken, da die Einlage in den Fonds für Bürgschaftsverpflichtungen für Geothermie-Projekte von 20 auf 110 Millionen Franken erhöht wurde. Gestiegen ist auch die Summe, die für die wettbewerblichen Ausschreibungen zur Verfügung steht. Die Verteilung der Mittel basiert auf den folgenden Bestimmungen: Für wettbewerbliche Ausschreibungen werden maximal 5 Prozent der Summe der Zuschläge verwendet (Art. 7a Abs. 4 EnG). Für die Risikoabsicherung bei Geothermie-Projekten stehen maximal 150 Millionen Franken zur Verfügung (Art. 15b Abs. 4 EnG). Diese Informationen sowie weitere Hintergründe zur Zuteilung der Mittel sind im Jahresbericht 2010 der Stiftung KEV nicht dargestellt. Eine vertiefte Untersuchung zur Bewirtschaftung des Fonds der Stiftung KEV war nicht Gegenstand der vorliegenden Evaluation.

Wird das zur Verfügung stehende Fondskapital KEV/MKF mit den Auszahlungen verglichen, so zeigt sich folgendes Bild: Im Jahr 2009 wurden 64 Prozent der dem Fonds zugewiesenen Mittel verwendet, im Jahr 2010 72 Prozent der neu zugewiesenen Mittel. Unter Berücksichtigung der Verzinsung und des Bestandes zu Jahresbeginn hat sich der Bestand bis Ende Dezember 2010 auf 111,5 Millionen Franken erhöht.

D 8.5: Verteilung des Fondskapitals KEV/MKF (in 1'000 CHF)

	2009	2010
Zuweisung Fondskapital KEV/MKF	195'791	147'033
Netto-Aufwand KEV (Anteil an zugewiesenen Mitteln)	47'391 (24%)	72'366 (49%)
Aufwand MKF (Anteil an zugewiesenen Mitteln)	78'244 (40%)	33'397 (23%)
Nicht ausgeschöpfte Mittel	70'158	41'270
Einnahmen aus Verzinsung	20	101
Bestand per 31. Dezember	70'178	111'549

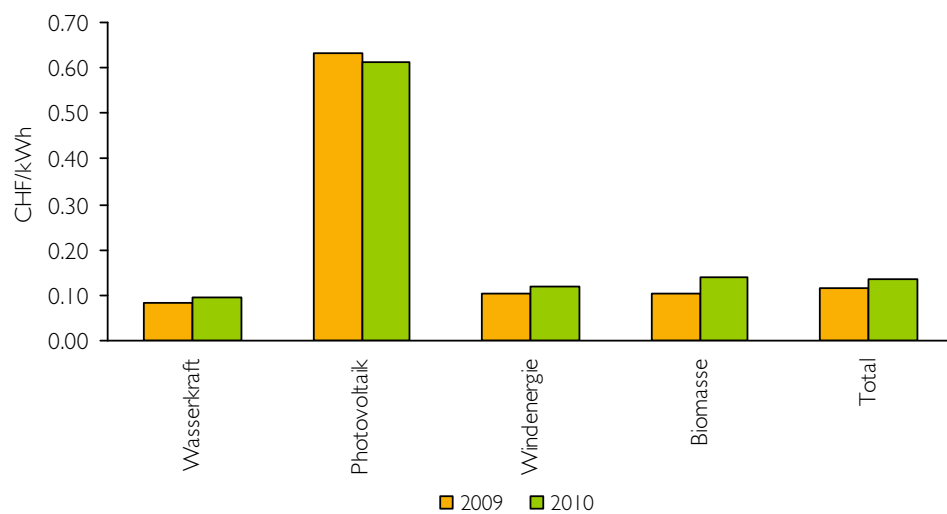
Quelle: Jahresrechnung 2010 der Stiftung KEV.

8.3 EFFIZIENZ UND WIRKUNG DER KEV

Die Effizienz der KEV wird beurteilt, indem die Stromproduktion in KEV-Anlagen ins Verhältnis gesetzt wird zu den Kosten. Dabei werden hier nur die reinen Förderkosten (also die aus dem Fonds der Stiftung KEV stammenden Gelder) berücksichtigt. Die Vollzugskosten wurden in Abschnitt 3.8 untersucht und lassen sich nicht auf die einzelnen Technologien aufteilen. Insgesamt machen die Vollzugskosten 0.013 CHF/kWh im 2009 beziehungsweise 0.010 CHF/kWh im Jahr 2010 aus. Die Förderkosten werden ohne Berücksichtigung der Mitnahmeeffekte ausgewiesen. Im Durchschnitt werden sie mit dem Mitnahmeeffekt um rund einen Viertel erhöht.

Darstellung D 8.6 zeigt die Förderkosten nach Technologie, die im Durchschnitt von 0.12 CHF/kWh im Jahr 2009 auf 0.14 CHF/kWh im Jahr 2010 gestiegen sind. Dies ist in erster Linie darauf zurückzuführen, dass der Marktpreis von durchschnittlich 0.08 Franken auf 0.07 Franken gesunken ist. Klar am höchsten sind die Kosten bei der Photovoltaik (0.63 bzw. 0.61 CHF/kWh). Bei den anderen Technologien liegen die Kosten zwischen 0.08 und 0.14 CHF/kWh.

D 8.6: Förderkosten netto der KEV nach Technologie in Franken pro kWh



Quelle: Geschäftsbericht 2010 der Stiftung KEV.

Betrachtet man umgekehrt die Wirkung der KEV, das heisst die zusätzliche Stromproduktion im Verhältnis zu den Förderkosten, so ist diese bei der Photovoltaik mit 1,64 kWh/CHF am tiefsten, während bei den anderen Technologien 7,24 kWh/CHF (Biomasse) bis 10,34 kWh/CHF (Wasserkraft) erreicht werden. Im Durchschnitt ist die Wirkung von 2009 auf 2010 um 15 Prozent von 8,62 auf 7,34 kWh/CHF gesunken, was primär auf den tieferen Marktpreis zurückzuführen ist. Bei der Photovoltaik ist die Wirkung jedoch gestiegen (geringere Förderbeiträge) und bei der Biomasse überdurchschnittlich gesunken. Dies ist vermutlich dadurch zu erklären, dass bei der Biomasse zu Beginn in erster Linie Anlagen in Betrieb waren mit vergleichsweise tiefen Vergütungssätzen (insbesondere Kehrlichtverbrennungsanlagen).

D 8.7: Effizienz und Wirkung der KEV

Technologie	2009		2010	
	Effizienz (CHF/kWh)	Wirkung (kWh/CHF)	Effizienz (CHF/kWh)	Wirkung (kWh/CHF)
Kleinwasserkraft	0.08	11.83	0.10	10.34
Photovoltaik	0.63	1.58	0.61	1.64
Windenergie	0.10	9.64	0.12	8.39
Biomasse	0.10	9.72	0.14	7.24
Total	0.12	8.62	0.14	7.34

Quelle: Geschäftsbericht 2010 der Stiftung KEV.

Die hier ausgewiesenen Förderkosten erhöhen sich, wenn zusätzlich die Kosten des Vollzugs und ein Effizienzverlust durch den Mitnahmeeffekt berücksichtigt werden. Sowohl die Vollzugskosten als auch die Mitnahmeeffekte können anhand der vorliegenden Daten nicht differenziert auf die produzierte Kilowattstunde bei den einzelnen Technologien umgerechnet werden. Werden diese beiden Effekte gleichmässig auf die von KEV-Anlagen erzeugte Jahresproduktion umgelegt, würde eine Kilowattstunde bei

der Kleinwasserkraft 13.5 Rappen, bei Windanlagen 16 Rappen, bei der Biomasse 18.5 Rappen und bei der Photovoltaik 77 Rappen kosten.

Die Auswertungen zu Effizienz und Wirkung der KEV beziehen sich auf die gesamte Produktionsmenge der Anlagen. Dies gilt auch für erneuerte und erweiterte Anlagen. Würde nur die durch die KEV ausgelöste Produktionssteigerung betrachtet, reduziert sich die Wirkung respektive verschlechtert sich die Effizienz bei der Kleinwasserkraft und der Biomasse.¹²¹

Die Verteilung zwischen den Technologien ist durch die Teildeckel geregelt. Die entsprechende Bestimmung war bisher jedoch nur bei der Photovoltaik relevant. Bei den anderen Technologien wurde die Entwicklung durch den Gesamtdeckel gestoppt, bevor die maximalen Anteile erreicht wurden.

Der Teildeckel bei der Photovoltaik wurde bereits im ersten Anmeldemonat erreicht. So sind bis zur vorliegenden Auswertung (Stand Datenbank 25. Juli 2011) immer noch 408 der im Mai 2008 angemeldeten Anlagen auf der Warteliste. Bei den anderen Technologien sind die ab August 2009 angemeldeten Anlagen auf der Warteliste.

Ohne den Teildeckel bei der Photovoltaik, würde diese einen grösseren Anteil der Projekte ausmachen und entsprechend mehr Fördergelder beanspruchen. Wie die obigen Darstellungen zeigen, würde dadurch die Summe der Jahresproduktion der geförderten Anlagen reduziert. Verschiedene Varianten zur Verbesserung der Deckelbewirtschaftung werden in Abschnitt 2.5 diskutiert.

8.4 FAZIT ZU DEN OUTCOMES

Aus den Resultaten zur Wirkung der KEV im Hinblick auf die Erhöhung der Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien lassen sich die folgenden zentralen Erkenntnisse ableiten:

- Die Jahresproduktion der KEV-Anlagen, die Mitte 2011 in Betrieb waren, liegt bei rund 850 GWh und steigt kontinuierlich an. Damit leisten die bisher von der KEV geförderten Anlagen knapp 16 Prozent der angestrebten Erhöhung der Jahresproduktion um 5'400 GWh bis 2030. Unter Berücksichtigung des Mitnahmeeffektes von rund einem Viertel sind es noch rund 630 GWh beziehungsweise 12 Prozent.
- Werden alle Anlagen realisiert, die bisher eine Zusage für die KEV erhalten haben, würden diese rund 70 Prozent zur Zielerreichung beitragen. Alle angemeldeten Anlagen (inkl. Warteliste) würden die angestrebte Erhöhung der Jahresproduktion übertreffen, die Mittel aus dem Zuschlag von maximal 0.9 Rp./kWh würden aber mit den heutigen Bedingungen nicht ausreichen. Zudem ist davon auszugehen, dass die Machbarkeit nicht bei allen Anlagen gegeben ist.

¹²¹ Bei der Kleinwasserkraft und der Biomasse stammen rund 30 beziehungsweise 40 Prozent der Produktion aus erweiterten oder erneuerten Anlagen. Welcher Anteil davon eine Produktionssteigerung ist, die durch die KEV ausgelöst wurde, ist nicht bekannt.

- Mit dem Instrument der KEV und der momentan geltenden Abgabe von maximal 0.9 Rp./kWh kann die Zielsetzung erreicht werden, die Jahresproduktion von Strom aus erneuerbaren Energien bis ins Jahr 2030 um 5'400 GWh im Vergleich zum Jahr 2000 zu erhöhen.
- Zur Frage, wovon der weitere Beitrag der KEV zur Zielerreichung abhängig ist, lassen sich die folgenden zentralen Elemente des Systems identifizieren: erstens die Höhe der Vergütungssätze, die wiederum von den Gestehungskosten und deren Entwicklung abhängig ist, zweitens die Verteilung auf die einzelnen Technologien, da diese unterschiedliche Gestehungskosten haben, drittens die Mittel im Fonds der Stiftung KEV beziehungsweise der Zuschlag auf den Stromendverbrauch und die Stromnachfrage, viertens die Entwicklung des Marktpreises, da bei einem höheren Marktpreis ein geringerer Anteil der Vergütung aus dem Fonds der Stiftung KEV stammt, und fünftens technisch-ökologische sowie gesellschaftliche Potenziale.
- Mit den aktuellen Gestehungskosten und der Deckelung des Zuschlags braucht es einen Teildeckel bei den Photovoltaikanlagen, damit das Ziel von 5'400 GWh erreicht werden kann. Bei den anderen Technologien sind jedoch die Potenziale gemäss heutigem Wissensstand stärker limitiert durch technisch-ökologische sowie gesellschaftliche Einschränkungen.
- Angesichts der Neuausrichtung der Energiepolitik werden neue Ziele gesetzt (vgl. BFE 2011j). Für einen verstärkten Ausbau der Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien werden die bestehenden Förderinstrumente auszubauen beziehungsweise durch neue Instrumente zu ergänzen sein.

Die Analysen zu Förderkosten und Effizienz zeigen folgende Ergebnisse:

- Im Jahr 2009 wurde der Strom aus KEV-Anlagen mit insgesamt 77 Millionen Franken vergütet, im Jahr 2010 waren es 103 Millionen Franken. Aufgrund des sinkenden Marktpreises ist der Anteil aus dem Fonds der Stiftung KEV von 59 Prozent auf 67 Prozent gestiegen.
- Bisher sind vor allem Wasserkraft- und Biomasseanlagen in Betrieb, entsprechend ist die Vergütungssumme für diese Technologien am höchsten. Rund 14 Prozent der Mittel wurden in den beiden Jahren für Photovoltaikanlagen eingesetzt.
- Die Mittel stammen aus dem Zuschlag auf die Übertragungskosten. Insgesamt resultierten in den Jahren 2009 und 2010 Einnahmen von rund 217 beziehungsweise 266 Millionen Franken. Davon wurden 196 beziehungsweise 147 Millionen Franken dem KEV-/MKF-Fonds zugeteilt. Im Jahr 2009 wurden 64 Prozent der dem Fonds zugewiesenen Mittel verwendet, im Jahr 2010 72 Prozent der neu zugewiesenen Mittel.
- Die Effizienz, gemessen an den spezifischen Förderkosten pro Kilowattstunde, liegt 2010 im Durchschnitt bei 14 Rp./kWh. Der Wert ist gegenüber dem Vorjahr in erster Linie aufgrund des sinkenden Strommarktpreises gestiegen. Die spezifischen Förderkosten sind bei der Wasserkraft am tiefsten, wobei die Unterschiede zu Windenergie und Biomasse gering sind. Deutlich höher sind sie bei der Photovolta-

ik. Dies ist hingegen die einzige Technologie, bei der die spezifischen Kosten gesunken sind.

- Für die zukünftige Entwicklung ist bei der Photovoltaik von deutlichen Reduktionen der spezifischen Förderkosten auszugehen (vgl. Kapitel 7). Bei den anderen Technologien hingegen gibt es verschiedene Faktoren, welche die Effizienz tendenziell reduzieren können. Bei der Windenergie und Wasserkraft werden zuerst die wirtschaftlichsten Standorte genutzt, was die Gestehungskosten neuer Anlagen erhöht. Bei der Biomasse stammt der überwiegende Anteil des bisher vergüteten Stroms aus Kehrlichtverbrennungs- und Abwasserreinigungsanlagen, die im Durchschnitt etwas tiefere Vergütungssätze haben als die übrigen Biomasseanlagen.

Neben der KEV ist im EnG subsidiär das Quotenmodell verankert (Art. 7b Abs. 4 EnG; vgl. Abschnitt 2.1). Zeichnet sich ab, dass die im EnG gesetzten Ziele nicht erreicht werden, kann der Bundesrat den Energieversorgungsunternehmen ab dem Jahr 2016 verbindliche Vorgaben zur Lieferung von Strom aus erneuerbaren Energien machen.

In der gegenwärtigen energiepolitischen Diskussion wird das Quotenmodell aus verschiedenen Gründen als Alternative zur KEV ins Spiel gebracht. In diesem Abschnitt werden deshalb die drei Instrumente zur Förderung der Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien, welche die grösste Verbreitung finden, einander gegenübergestellt: Einspeisevergütung (feed-in tariffs), Quotenmodell in Verbindung mit einem Zertifikatshandel (quota-based trading systems) und Ausschreibungen (bidding/tendering systems). Als empirische Basis für den Vergleich der Instrumente dienen diverse Studien aus dem Ausland (Haas et al. 2011, Haas et al. 2010, Ragwitz et al. 2007, Ragwitz et al. 2006, Held et al. 2006). Eine weitere Grundlage stellt eine Studie im Auftrag der Energiekommission der Schweizerischen Akademie der technischen Wissenschaften SATW dar, welche unter anderem eine Analyse genau dieser Instrumente aus in erster Linie ökonomischer Perspektive liefert (Hammer et al. 2011).

Diesen Abschnitt gliedern wir wie folgt: In einem ersten Teil stellen wir kurz die beiden alternativen Instrumente zur KEV vor. In einem zweiten Teil präsentieren wir einen Vergleich der drei Instrumente. Vor dem Hintergrund der Ergebnisse der vorliegenden Evaluation und dieser Gegenüberstellung ziehen wir schliesslich in einem dritten Teil ein kurzes Fazit.

9.1 BESCHREIBUNG DER INSTRUMENTE QUOTEN-MODELL IN VERBINDUNG MIT EINEM ZERTIFIKATSHANDEL UND AUSSCHREIBUNGEN

Im Folgenden beschreiben wir kurz die Instrumente Quotenmodell in Verbindung mit einem Zertifikatshandel sowie Ausschreibungen und führen wichtige Voraussetzungen für deren erfolgreiche Umsetzung an.

Quotenmodell

Beim Quotenmodell definiert der Staat erst eine Zielmenge für den aus erneuerbaren Energien zu produzierenden Strom. Auf dieser Basis werden dann Quoten für den Anteil Strom aus erneuerbaren Energien festgelegt, welcher jedes Energieversorgungsunternehmen seinen Kunden anbieten muss. Die EVU haben nun die Möglichkeit, die verpflichtete Menge Strom aus erneuerbaren Energien selber zu produzieren oder von Stromproduzierenden zu erwerben. Darüber hinaus wird ein eigener Markt für den Handel von Zertifikaten für Strom aus erneuerbaren Energien eingerichtet. Dieser Markt bietet den EVU die Möglichkeit, beim Übertreffen der Quote Zertifikate zu verkaufen respektive bei ungenügendem Erfüllen der Quote solche zu kaufen. Falls die

EVU ihre Quote in einer vorgegebenen Periode nicht erreichen, haben sie eine Strafe zu bezahlen.

Diverse Voraussetzungen tragen zum Gelingen der Förderung mittels eines Quotenmodells in Verbindung mit einem Zertifikatshandel bei: Das Quotenmodell muss für einen so langen Zeitraum Gültigkeit haben, dass sich für die EVU eine ausreichende Garantie zur Absicherung der Investitionen und den damit verbundenen Risiken ergibt. Für das Funktionieren des Zertifikatshandels bedarf es ausreichender Liquidität von Zertifikaten und Wettbewerb auf dem Markt für Zertifikate. Ein Monitoring muss laufend die Erreichung der übergeordneten Zielmenge überprüfen und diese mit den Entwicklungen des Marktpreises sowie den Produktionspotenzialen vergleichen, um bei Bedarf die Zielmenge anzupassen. Die zu entrichtende Strafe beim Nichterfüllen der Quote muss ausreichend hoch angesetzt werden. Werden mehrere Technologien im gleichen System integriert, ist allenfalls zur Förderung noch nicht marktreifer Technologien eine finanzielle Förderung vorzusehen. Weiter ist die Vergabe von Zertifikaten spezifisch nach Technologien und Alter der Produktionsanlagen zu differenzieren.

Ausschreibungen

Beim zweiten Förderinstrument, das wir vorstellen, wird von der zuständigen Behörde eine bestimmte Menge zu produzierenden Stroms oder eine bereitzustellende Kapazität zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien ausgeschrieben. Anbieter von Strom aus erneuerbaren Energien bewerben sich um diese Mengen oder Kapazitäten. Es entsteht im Prinzip ein Wettbewerb um die Vergabe dieser Kontingente. Für die Selektion der Anbietenden können verschiedene Kriterien angewendet werden. Meistens werden die Angebote nach der Höhe des Preises sortiert und dann vom billigsten Angebot aufsteigend bis zur Erfüllung des gewünschten Kontingents Zuschläge vergeben.

Auch beim Instrument der Ausschreibungen sind gewisse Voraussetzungen zu erfüllen. Die Anforderungen an die Angebote müssen erstens klar sein. Zweitens gewährleisten hohe Anforderungen, dass bei einem kleineren Bieterkreis weiter fortgeschrittene Projekte mit einer besseren Wahrscheinlichkeit der Realisierung angeboten werden. Gleichzeitig sind den Anbietenden die nötigen Sicherheiten für die Investition zu garantieren. Werden bei der Realisierung der Projekte oder der Lieferung der vertraglich abgemachten Mengen die vereinbarten Bedingungen nicht eingehalten, muss sanktioniert werden.

9.2 VERGLEICH DER DREI INSTRUMENTE

In diversen Publikationen stützt sich der Vergleich von Instrumenten zur Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien primär auf die beiden Kriterien der Effizienz (economic efficiency) und der Effektivität (effectiveness) (z.B. Haas et al. 2011, Haas et al. 2010, Ragwitz et al. 2007). Hammer et al. (2011) haben ergänzend zu diesen beiden Kriterien fünf weitere für ihre Analyse verwendet. Die insgesamt sieben Kriterien können wie folgt beschrieben werden:

- Effektivität: „treffsichere“ Erreichung des vorgegebenen Mengenziels, Zielerreichung unter veränderten Rahmenbedingungen, Erfüllen technologiespezifischer Ziele, Flexibilität, Einschränkung durch Investitionsrisiken.
- Effizienz: kostengünstigste Produktion, energetische Wirkung im Verhältnis zu den eingesetzten Fördermitteln (unter Berücksichtigung von Mitnahmeeffekten usw.), Effizienz unter veränderten Rahmenbedingungen, Flexibilität, Einschränkung durch Transaktionskosten oder Fehlentscheidungen, Komplexität und Kostenintensität des Vollzugs.
- Anreizwirkung: mittel- bis langfristige Wirkung des Instruments, Anreize zu technischem Fortschritt und zum Kostensenken, Anreiz zu Forschung und Entwicklung.
- Vorbereitung zur Markteinführung: Schaffung realistischer Marktbedingungen als Vorbereitung auf den Wettbewerb im Strommarkt.
- Volkswirtschaftliche Auswirkungen: kostentragende Akteure, Verteilungswirkungen (Regionen, Branchen usw.), Wettbewerbsstellung der Schweiz/Branchen, weitere Effekte (Beschäftigte, Strukturen, Preise usw.).
- Praktikabilität: Verständlichkeit und Konsistenz des Instruments, Vollzugaufwand, Risiken bei der Umsetzung.
- Politische Durchsetzbarkeit: öffentliche Akzeptanz.

In der folgenden Tabelle D 9.1 sind die Ergebnisse der vergleichenden Bewertung der Instrumente durch Hammer et al. (2011) dargestellt:

D 9.1: Vergleich der Instrumente Einspeisevergütung, Quotenmodell in Verbindung mit Zertifikatshandel und Ausschreibungen

Kriterien	Einspeisevergütung	Quotenmodell	Ausschreibungen
Effektivität	++ (4)	+ (3)	+ (3)
Effizienz	+ (3)	- (2) (kurzfristig), ++/+ (3.5) (langfristig)	++ (4) (grosse Projekte, Aufforderung zur Eingabe), -- (1) (kleine Projekte, ohne Aufforderung, strategische Absprachen)
Anreizwirkung	++/+ (3.5)	++ (4)	+ (3)
Vorbereitung zur Markteinführung	- (2)	++ (4)	+/- (2,5)
Volkswirtschaftliche Auswirkungen	++ (4) (Verursacherprinzip, spezifische Vergütung), +/- (2,5) (steuerfinanziert, pauschale Vergütung)	+ (3) (kurzfristig), ++ (4) (langfristig)	+/- (2,5) (Verursacherprinzip), - (2) (steuerfinanziert)

Kriterien	Einspeisevergütung	Quotenmodell	Ausschreibungen
Praktikabilität	++ (4)	+/- (2,5) (während Lernphase), + (3) (später)	+/- (2,5) (strategische Absprachen, ineffiziente Ausschreibungsprozesse)
Politische Durchsetzbarkeit	+ (3) (Verursacherprinzip, spezifische Vergütung), - (2) (steuerfinanziert, pauschale Vergütung)	+/- (2,5)	+ (3) (grosse Anlagen, effiziente Ausschreibungsprozesse), - (2)
Total	21 bis 23.5	21 bis 24	16 bis 20.5

Legende: von ++ (4) = sehr hoch bis -- (1) = sehr gering, Quelle: Hammer et al. (2011: 90–92).

Einspeisevergütung

Die Einspeisevergütung wird in der Literatur als sehr effektives Instrument beurteilt. Es bietet den Stromproduzierenden Investitionssicherheit und schafft Anreize zur technologischen Entwicklung. Zudem können Einspeisevergütungen flexibel ausgestaltet werden, um Entwicklungen des Marktes und der Technologien rasch aufnehmen zu können. Das Instrument ist effizient, wenn es – wie bei der KEV – mit einer nach Technologie und Leistungsklassen differenzierten Vergütung ausgestattet ist. Wobei die zunehmende Differenzierung der Vergütung mit höheren Transaktionskosten erkauft werden muss. Die Einspeisevergütung setzt hohe Anreize für die Investition in neue Technologien (und deren Entwicklung) sowie Kostensenkungen (vgl. Kapitel 7). Im Gegensatz zum Quotenmodell ist der Wettbewerb aber geringer und deshalb der Anreiz zu Kostensenkungen tiefer. Die über eine lange Zeit gesicherte Vergütung und die Abnahmepflicht für den produzierten Strom führen bei Einspeisevergütungen zu einer im Vergleich zu den anderen Instrumenten schlechteren Vorbereitung auf den freien Strommarkt. Grundsätzlich ermöglicht die KEV aber einen Wechsel in den Strommarkt. Volkswirtschaftlich wird die Einspeisevergütung als positiv beurteilt. Insbesondere wenn die Finanzierung – wie bei der KEV – über das Verursacherprinzip, das heisst einen auf die Stromendverbrauchenden umwälzbaren Zuschlag, erfolgt. In der Literatur wird die Einspeisevergütung als nachvollziehbar sowie als einfach einzuführen und anzupassen taxiert. Zudem werden die Vollzugskosten im Quervergleich als gering betrachtet (vgl. Abschnitt 3.8). Die erwähnten Aspekte sprechen im Prinzip für eine positive öffentliche Akzeptanz. Negativ kann das Risiko hoher Förderkosten (siehe Beispiele in Deutschland oder Spanien) zu Buche schlagen, welchem allenfalls mit einer Deckelbewirtschaftung, wie sie die KEV kennt, begegnet werden kann (vgl. Abschnitt 2.5.1).

Quotenmodell in Verbindung mit Zertifikatshandel

Das Quotenmodell ist im Prinzip effektiv, sofern die Nichteinhaltung der Quote genügend hoch sanktioniert wird. Kurzfristig wird das Quotenmodell als weniger wirksam betrachtet. Als Gründe werden die hohe Komplexität des Instruments und die vergleichsweise hohen Risiko- und Transaktionskosten für die Energieversorgungsunternehmen aufgeführt. Über die Zeit wird dieser Nachteil durch die hohe Anreizwirkung und der damit verbundenen Effizienz kompensiert. Im Vergleich zu den anderen Instrumenten sind die Akteure beim Quotenmodell am stärksten im Strommarkt integriert. In Bezug auf das notwendige System für den Zertifikatshandel wird aber aus-

drücklich darauf verwiesen, dass es sich dabei erstens um einen von der Politik implementierten Markt handelt, den die Akteure nicht freiwillig geschaffen haben. Zweitens zeigen Erfahrungen, dass es gerade in kleinen Ländern ohne entsprechende Erfahrungen schwierig ist, ein funktionierendes Handelssystem aufzubauen (gerade in Bezug auf Liquidität und Transparenz).¹²² Diese Aspekte tragen mitunter zur schlechteren Bewertung bezüglich Praktikabilität des Quotenmodells bei. In der Konsequenz fallen auch die volkswirtschaftlichen Auswirkungen des Quotenmodells in der Anfangsphase weniger positiv aus, können aber später mit der höheren Anreizwirkung korrigiert werden. Weiter kommt es bei diesem Kriterium stark auch auf die (impliziten) Ziele der Förderung an. Spielen beim Förderinstrument auch Aspekte wie die Unterstützung noch wenig marktreifer Technologien oder die dezentrale Stromproduktion eine Rolle, schneidet gemäss bisherigen Erfahrungen das Quotenmodell schlechter ab als beispielsweise die Einspeisevergütung. Die politische Durchsetzbarkeit wird aufgrund der attestierten grösseren Komplexität als kleiner eingestuft, gerade in Ländern ohne Erfahrungen mit Zertifikatshandelssystemen.

Ausschreibungen

Wie Tabelle D 9.1 zeigt, hängt die Beurteilung vom Instrument der Ausschreibungen stark von der Grösse der anvisierten Anlagen ab. Sie eignen sich vor allem für grosse Anlagen. Ausschreibungen werden ebenfalls als effektiv beurteilt. Die Effektivität ist aber stark abhängig davon, ob die Risiko- und Transaktionskosten (v.a. Aufwand für den Ausschreibeprozess) über die Zeit tief gehalten werden können. Ausschreibungen sind effizient, wenn zwischen den Anbietenden ein Wettbewerb stattfindet. Im Gegensatz zu den anderen beiden Instrumenten ist die Anreizwirkung geringer (z.B. für Investitionen in Forschung und Entwicklung). Bezüglich der Vorbereitung auf den Strommarkt bietet das Ausschreibeverfahren eine Art Wettbewerb. Die anschliessende Produktion von Strom erfolgt aber aufgrund der Vergütung und der gesicherten Stromabnahme nicht unter Wettbewerbsbedingungen. Im Quervergleich wird die Praktikabilität vor allem wegen dem hohen Administrationsaufwand und dem Risiko von Absprachen weniger gut bewertet. Die politische Akzeptanz wird gerade bei der Unterstützung von Grossanlagen und wegen den transparenten Verfahren positiv beurteilt, weil das Instrument relativ einfach im Verständnis und in der Umsetzung ist.

9.3 FAZIT ZUM VERGLEICH DER DREI INSTRUMENTE

Keines der im vorliegenden Vergleich präsentierten Instrumente zur Förderung der Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien fällt in der Bewertung durch. Insgesamt am besten schneidet die Einspeisevergütung ab. Dabei gilt es zu berücksichtigen, dass gerade zu diesem Instrument viel mehr Erfahrungen vorliegen als zum Quotenmodell in Verbindung mit Zertifikatshandel oder zu Ausschreibungen. Diese beiden Instrumente wurden nur in wenigen Ländern und zum Teil nur über eine begrenzte Zeit eingesetzt.

¹²² In diesem Zusammenhang würde die gegenwärtige Struktur der Elektrizitätswirtschaft der Schweiz (Produktion, Übertragung, Verteilung und Handel) eine entscheidende Rolle spielen. Würde die Quote beispielsweise den Stromversorgern auferlegt, müsste ein System für die rund 850 Energieversorgungsunternehmen implementiert werden.

Aus Sicht der Evaluatoren werfen Haas et al. (2010: 8) zu Recht die Frage auf, wieso Einspeisevergütungen, die sich als effizient und effektiv herausgestellt haben, durch Quotenmodelle (oder andere Instrumente) ersetzt werden sollen, die sich bis anhin als weniger wirksam erwiesen haben. In der Literatur wird zudem darauf verwiesen, dass bei allen Instrumenten bisher Lerneffekte beobachtet werden konnten. Die vorliegende Evaluation der KEV belegt, dass die meisten, in der Literatur als kritisch vermerkte Aspekte bei der Konzeption und deren Umsetzung berücksichtigt wurden (z.B. Deckelbewirtschaftung, Differenzierung der Vergütung nach Technologie und Leistung). Weiter zeigen folgende zwei Umstände, dass die KEV stetig weiterentwickelt wird: Erstens wird mit den regelmässigen Anpassungen der Vergütungshöhe versucht, den Entwicklungen von Markt und Technologien zu folgen. Zweitens wurden mit der Revision der EnV im Oktober 2011 verschiedene Elemente der Umsetzung der KEV optimiert.

Zunächst bewerten wir die fünf Gegenstände Konzeption, Vollzug, Output, Impact und Outcome einzeln und nehmen dann eine Gesamtbeurteilung der KEV vor. Darauf folgen Empfehlungen zu strategischen und operativen Aspekten. In einem Ausblick am Schluss des Kapitels werden einige generelle Überlegungen im Kontext der KEV angestellt, welche über den Gegenstand der Evaluation hinausgehen.

10.1 BEWERTUNG DER EINZELNEN EVALUATIONS- GEGENSTÄNDE

Bei der Bewertung der fünf Evaluationsgegenstände kommen wir zu folgendem Befund.

Bewertung der Konzeption

Im Rahmen der Evaluation wurde unter Zuhilfenahme von Kriterien aus der Literatur die Konsistenz und Nachvollziehbarkeit der Konzeption geprüft. Ferner wurde bewertet, ob die Konzeption überhaupt geeignet ist, um die formulierten Ziele zu erreichen. Das Ergebnis ist mehrheitlich positiv. Der Befund kann wie folgt begründet werden:

Die Konzeption ist klar und konsistent formuliert, die Intentionen des Gesetzgebers wurden umgesetzt. Es sind aber auch die politischen Vorgaben, die dazu führten, dass die Konzeption aus theoretischer Sicht Mängel aufweist. Diese betreffen die komplizierte Deckelbewirtschaftung, die komplexe Vollzugsstruktur und das Fehlen einer einzigen Ansprechstelle für Gesuchstellende. Daneben enthält die Konzeption keine Angaben über Information und Beratung sowie das Controlling.

Ist die Konzeption in der Lage, die im Energiegesetz formulierten Ziele überhaupt zu erreichen? Die Antwort lautet ja: Mit den gegenwärtig angemeldeten Anlagen ist es möglich, die jährliche Produktion von 5'400 GWh aus erneuerbaren Energien im Jahr 2030 zu erreichen. Die Anreizwirkung ist somit ausreichend. Würde jedoch der Deckel für die Photovoltaik aufgehoben und alle heute auf der Warteliste stehenden Anlagen realisiert, würde der Zuschlag auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze von 0.9 Rappen pro Kilowattstunde bei den heutigen Vergütungssätzen nicht ausreichen. Für die Zielerreichung mit dem vorgesehenen maximalen Zuschlag ist es daher entscheidend, wie die Mittel auf die einzelnen Technologien verteilt werden und wie sich die Gestehungskosten der Anlagen und die Marktpreise für Elektrizität entwickeln.

Bewertung des Vollzugs im engeren Sinne

Der Vollzug im engeren Sinne umfasst alle Akteure, die eine operative Aufgabe bei der Abwicklung der KEV übernehmen. Es sind dies primär das Bundesamt für Energie, die Swissgrid AG, die Bilanzgruppe Erneuerbare Energien BG-EE, die Energieversorgungsunternehmen sowie die ElCom. Die Evaluation hat sieben Elemente des Vollzugs auf Nachvollziehbarkeit und Konsistenz hin überprüft: Die Organisationsstruktur, das Anmeldeverfahren, den Informationsfluss, die Vergütungssätze, die Finanzflüsse, die Kosten des Vollzugs sowie die Information und Beratung.

Die *Organisationsstruktur* ist komplex, aber nachvollziehbar. Die Kompetenzen und die Aufgabenteilung zwischen dem Bundesamt für Energie, der Swissgrid AG, der Bilanzgruppe Erneuerbare Energien, den Energieversorgungsunternehmen sowie der El-Com sind entweder vertraglich geregelt oder lassen sich aus den Ausführungen der rechtlichen Grundlagen ableiten. Der *Informationsfluss* zwischen den Akteuren funktioniert. Hingegen ist die Zahl der Akteure zu hoch, wodurch zu viele Interdependenzen entstehen. Dies zeigt sich insbesondere im *Anmeldeverfahren*, das auf Grund der gesetzlichen Bestimmungen zur Deckelbewirtschaftung kompliziert ausgestaltet ist. Ein Drittel der Gestellenden ist gemäss der durchgeführten Befragung mit dem Verfahren nicht zufrieden. Kritisiert werden die Komplexität des Anmeldeverfahrens und der Aufwand für die Einreichung von Gesuchen. Zum Vergleich: Bei Förderprogrammen im Gebäudebereich (z.B. bei jenem des Klimarappens) liegt die Zufriedenheit bei einem ähnlich komplizierten Verfahren bei 80 Prozent und damit deutlich höher als bei der KEV.

Der Anteil *Vollzugskosten* an der gesamten Fördersumme ist mit 11 Prozent im Jahre 2009 hoch, im Jahr 2010 aber auf 7 Prozent gesunken und beträgt 5,2 Millionen Franken. Pro geprüfte Anlage sind dies 2'000 Franken im Jahr 2009 und 1'700 Franken im Jahr 2010. Die Kostenreduktion ist positiv zu bewerten, dennoch liegen die Kosten nach wie vor über jenen anderer Förderprogramme (z.B. Gebäudeprogramm der Stiftung Klimarappen und Investitionsprogramm Energie 2000). Es sollte daher ein Ziel sein, die Vollzugskosten weiter zu senken.

Die *Vergütungssätze* sind nachvollziehbar und flexibel ausgestaltet. Das Gleiche gilt für die *Finanzflüsse* zwischen den Akteuren. Allerdings fehlt eine Kontrolle der Finanzflüsse, sie ist in der Konzeption auch nicht vorgesehen. Die *Information und Beratung* der Gestellenden erfolgt gegenwärtig ohne eine konzeptionelle Grundlage von den verschiedenen Vollzugsakteuren eigenständig und ad hoc.

Vollzug im weiteren Sinne

Beim Vollzug im weiteren Sinne sind neben den genannten Akteuren zusätzlich die Kantone betroffen, welche für die Baubewilligungsverfahren respektive die Erteilung von Konzessionen für Anlagen zuständig sind. In diesem Kontext hat die Evaluation geprüft, ob die kantonalen Verfahren fördernd oder hindernd auf den Bau von Anlagen zur Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien wirken. Zweitens wurde untersucht, ob und in welcher Form die KEV einen Einfluss auf die kantonalen Bewilligungsverfahren hat. Der Befund ist in beiden Fällen gleich: Die KEV beeinflusst die kantonalen Verfahren bisher kaum. Dies lässt sich wie folgt begründen: Zunächst haben die Untersuchungen gezeigt, dass die nationalen Vollzugsstellen wenig Kontakt mit den kantonalen Vollzugsakteuren pflegen. Weiter ist die Arbeitsteilung zwischen Bund und Kantonen klar geregelt, zum Beispiel im Umweltrecht. Dieses ist durch die Schaffung der KEV nicht verändert worden. Es gibt auch keine Indizien dafür, dass kantonale Verfahren unter Druck geraten sind oder Umweltvorschriften zu Gunsten einer raschen Bewilligung von KEV-Anlagen aufgeweicht worden wären. Wohl gibt es einen Druck im Hinblick auf die rasche Abwicklung der Verfahren. Untersuchungen haben aber gezeigt, dass die Verfahren primär durch die Vorkehrungen von Gestellenden und Bewilligungsbehörden beschleunigt werden können, ohne dass materielle Verände-

rungen an Gesetzen notwendig sind und ohne dass Umweltstandards verletzt werden müssen.

Outputs

Bei den Outputs standen deskriptive Evaluationsfragen im Zentrum: Es galt, die Zahl der Gesuche im Zeitverlauf, nach Anlagentyp und Kantonen sowie nach weiteren Kriterien zu beschreiben und Veränderungen zu untersuchen.

Von den total 15'455 angemeldeten Anlagen (Stand Juli 2011) sind für die Analyse 94 Prozent berücksichtigt worden. Bei den anderen rund 6 Prozent (922 Gesuche) handelt es sich um abgelehnte oder zurückgezogene Gesuche sowie um doppelte oder anderweitig nicht relevante Anmeldungen. Würden alle der 14'533 relevanten Anlagen (Neuanlagen sowie erneuerte und erweiterte Anlagen) gebaut, würde eine Produktion von rund 7 TWh pro Jahr resultieren. Beim überwiegenden Teil der Anlagen (85%) handelt es sich um Photovoltaikanlagen, die gemessen an der erwarteten Jahresproduktion aber nur 4 Prozent vom Total ausmachen. 66 Prozent der Anlagen befinden sich auf der Warteliste.

Der Eingang der Gesuche weist drei Besonderheiten auf: Erstens sind im ersten Monat der KEV (Mai 2008) nicht weniger als 30 Prozent der Gesuche eingegangen. Zweitens stieg die Zahl der Gesuche ab März 2011 nach der Reaktorkatastrophe in Fukushima deutlich an. Drittens treffen im Dezember jeweils mehr Gesuche ein. Es gibt eine gewisse „Torschlusspanik“, obwohl es unerheblich ist, wann die Gesuche eingereicht werden. Die Verteilung der Gesuche nach Regionen und Kantonen lässt sich primär durch die natürlichen Gegebenheiten erklären.

Impacts: Programmwirkungen

Für die Evaluation galt es, die Programmwirkung sowie die Mitnahmeeffekte zu ermitteln. Der Befund lautet wie folgt: Die KEV ist wirksam im intendierten Sinne. Sie vermag den Bau von neuen Anlagen auszulösen, die Erneuerung und Erweiterung von bestehenden Anlagen wirksam zu fördern und den Bau von geplanten Anlagen rascher voranzubringen als ursprünglich geplant. Allerdings sind nicht alle eingesetzten Mittel auch tatsächlich wirksam. Bei 26 bis 33 Prozent der Gesuchstellenden handelt es sich um Mitnehmende.¹²³ Diese erfüllen zwar die Bewilligungskriterien, hätten die vergütete Anlage aber auch ohne KEV-Mittel gebaut oder saniert respektive erweitert. Im Vergleich mit früheren Förderprogrammen im Bereich der erneuerbaren Energien ist dieser Wert gut. Er liegt zudem in dem Bereich, der für Förderprogramme im Bereich der Gebäudesanierungen in der Schweiz gemessen worden ist.

Impacts: Wirtschaftlichkeit der Anlagen

Die Wirtschaftlichkeit der von der KEV geförderten Anlagen ist durch das Verhältnis zwischen Gestehungskosten und Vergütungssätzen bestimmt. Letztere sind ihrerseits von drei wichtigen Faktoren abhängig: Der Definition der Referenzanlagen zu Beginn

¹²³ Bei der Berechnung des Mitnahmeeffekts wurden Anlagen, die vor dem 1. Mai 2008 in Betrieb genommen wurden, ausgeschlossen. Gemäss Art. 7a Abs. 1 EnG haben Neuanlagen sowie erheblich erweiterte oder erneuerte Anlagen, welche nach dem 1. Januar 2006 in Betrieb gegangen sind, Anspruch auf die KEV. Der Gesetzgeber gewährt diesen rund 1'000 Anlagen rückwirkend eine Entschädigung. Diese Empfänger einer Vergütung sind Mitnehmende, weil die KEV keine Anreizwirkung entfalten konnte.

der KEV, der Anpassung der Vergütungen aufgrund des Absenkungspfades und ausserordentlicher Absenkungen und dem Verfahren, das bei der periodischen Prüfung der Vergütungssätze zum Einsatz kommt. Die Evaluation musste zur Prüfung der Wirtschaftlichkeit somit die Gestehungskosten und die drei Faktoren zur Bestimmung der Vergütungssätze beurteilen.

Wie hoch sind die *Gestehungskosten* im Verhältnis zu den Vergütungssätzen? Eine generelle Aussage für alle Anlagentypen ist nicht möglich. Bei jeder Technologie lassen sich rentable und nicht rentable Anlagen finden, die Spannbreite ist enorm. Entscheidend dafür sind jeweils spezifische Standortfaktoren wie die Erschliessung, die Windgängigkeit oder die Verfügbarkeit von Biomasse, um nur einige zu nennen. Eine grobe Beurteilung der Wirtschaftlichkeit lässt sich lediglich nach Technologie vornehmen. Die Evaluation ist in dieser Hinsicht zu folgenden Schlüssen gelangt. Bei der *Photovoltaik* wurden die Vergütungssätze mit ausserordentlichen Absenkungen an die stark sinkenden Marktpreise für Anlagen angepasst. Zwischen den Absenkungen gab es mit Sicherheit Phasen, in denen die Vergütung zu hoch lag und die Stromproduzierenden Gewinne erzielt haben. Bei einer Kostenreduktion von bis zu 50 Prozent für Photovoltaikanlagen 2008 ist dies nicht erstaunlich. Bei den *Windanlagen* liegen die Vergütungssätze bei guten Standorten zu hoch, was im März 2012 zu einer Anpassung der Vergütung führen wird. Bei Wasserkraft ist die Vergütung bei grossen Anlagen eher zu hoch, eine Anpassung der Vergütung ist noch nicht vorgenommen worden. Bei der Biomasse sind die Anlagen derart verschieden, dass sich keine allgemeinen Aussagen formulieren lassen.

Das für die Entschädigung verwendete Konzept der *Referenzanlagen* wurde bei den Photovoltaikanlagen und teilweise bei den Wind- und Biomasseanlagen (ARA und KVA) implementiert. Bei den übrigen Biomasseanlagen sowie bei der Wasserkraft wurden keine Referenzanlagen definiert, da dies aufgrund der Vielzahl der unterschiedlichen Kategorien und der mangelnden Datenbasis für die einzelnen Kategorien nicht praktikabel war. Die Analysen haben gezeigt, dass die Annahmen zur Berechnung der Gestehungskosten der Referenzanlagen sinnvoll definiert worden sind. Die verwendeten Zinssätze erscheinen im Vergleich zu den aktuellen Marktbedingungen hoch und sollten überprüft werden.

Die *Absenkpfade* sind bisher nur bei der Photovoltaik wirksam, bei der Windenergie und der Geothermie sind solche ab 2013 beziehungsweise 2018 vorgesehen. An sich ist es richtig, die Vergütung periodisch zu reduzieren. Wie bereits oben festgehalten, entwickelten sich die Preise bei den Photovoltaikanlagen aber so rasch nach unten, dass mit dem in der Energieverordnung festgelegten Anpassungsrhythmus nicht das gewünschte Ergebnis erzielt werden konnte. Konsequenterweise wurden nun zusätzliche Anpassungen vorgenommen. Da die Marktentwicklungen nicht mit Sicherheit vorhergesagt werden können, sind regelmässige Überprüfungen der Vergütungssätze und Anpassungen in Ergänzung zu den definierten Absenkpfaden wichtig.

Zur Anpassung der *Vergütungssätze* wurden jeweils Musterofferten (Photovoltaik) eingeholt oder es wurden Umfragen bei KEV-unterstützten Anlagen (übrige Technologien) durchgeführt. Grundsätzlich ist dieses Vorgehen sinnvoll, die Zusammensetzung

der Stichproben bei den Umfragen (nur KEV-unterstützte Anlagen) sowie die Datenqualität (Zuverlässigkeit der Angaben) sind allerdings nicht befriedigend.

Insgesamt ist das Verfahren zur Berechnung und Überprüfung der Vergütung theoretisch richtig angelegt. In der Praxis scheitert es teilweise an der Verfügbarkeit und Qualität von Daten. Eine Verbesserung der Verfahren (Erhebung von Daten), eine dauerhafte Überwachung der Vergütung und eine permanente (mitunter auch kurzfristige) Anpassung an die Marktentwicklung sind angezeigt.

Outcomes

Die Evaluation hat auf Basis der Gesuchsdatenbank die Fördersummen, die geförderten Anlagen, die mutmassliche Produktion, die für den Staat resultierenden Kosten sowie die Gesamtzieelerreichung geprüft. Die Ergebnisse präsentieren sich wie folgt.

2010 wurde der Strom aus KEV-Anlagen zu insgesamt 103 Millionen Franken vergütet, davon sind 69 Millionen Franken *Fördermittel*, der Rest ist über den Marktpreis gedeckt. Der überwiegende Teil ging an Kleinwasserkraft- und Biomasseanlagen, welche die grössten Beiträge (51% und 42%) an die *Produktion* von insgesamt 505 GWh im Jahr 2010 lieferten. Der Staat hat im Jahr 2010 für eine zusätzliche Kilowattstunde Elektrizität aus erneuerbaren Energien 10 Rappen für Kleinwasserkraftanlagen, 12 Rappen für Windenergieanlagen und 14 Rappen für Biomasseanlagen direkt an die Anlagenbetreiber ausbezahlt. Bei der Photovoltaik war es rund fünf Mal mehr, nämlich 61 Rappen. Die *Gesamtkosten* für den Staat liegen aber höher als die direkt ausbezahlten Beiträge: Es sind die Kosten für den Vollzug zu addieren sowie ein Effizienzverlust auf Grund des Mitnahmeeffektes von mindestens 26 Prozent zu berücksichtigen. Werden diese beiden Aspekte in die Kalkulation einbezogen, so kostete eine Kilowattstunde bei der Kleinwasserkraft 13.5 Rappen, bei Windanlagen 16 Rappen, bei der Biomasse 18.5 Rappen und bei der Photovoltaik 77 Rappen.

Wie stark werden nun die Haushalte durch die KEV belastet? Ausgehend von einem durchschnittlichen Energieverbrauch gemäss Energiestatistik des Bundesamts für Energie von 5'300 kWh/Jahr pro Haushalt (BFE 2011) liegt beim aktuellen Zuschlag von 0.45 Rp./kWh die durchschnittliche jährliche Belastung bei 24 Franken pro Haushalt beziehungsweise 10 Franken pro Kopf. Beim maximalen Zuschlag von 0.9 Rp./kWh steigen die Beträge auf 48 Franken pro Haushalt und 21 Franken pro Kopf und Jahr. In Deutschland müssen bei gleichem durchschnittlichem Verbrauch die Haushalte gegenwärtig 190 Euro pro Haushalt oder 83 Euro pro Kopf und Jahr bezahlen.¹²⁴

Das Ziel zur Erhöhung der jährlichen Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien um 5'400 GWh kann mit der heutigen Ausgestaltung der KEV erreicht werden. Mit den aktuellen Gestehungskosten und einem Zuschlag von 0.9 Rp./kWh ist das Ziel nur mit einem Deckel bei der Photovoltaik erreichbar. Die Wirkung der KEV in Bezug auf die jährliche Stromproduktion ist von vielen Faktoren abhängig, entscheidend sind insbesondere die Vergütungssätze, die Verteilung der Mittel auf die Technologien, die Entwicklung des Marktpreises, die technologischen Entwicklungen sowie die gesellschaftliche Akzeptanz.

¹²⁴ Pressemitteilung Bundesnetzagentur vom 14. Oktober 2011.

10.2 GESAMTBURTEILUNG

Wie ist die KEV insgesamt zu beurteilen? Die KEV hat Wesentliches erreicht: Es ist erstens gelungen, den politischen Willen des Gesetzgebers angemessen umzusetzen und zwar zweitens mittels einer mehrheitlich konsistenten Konzeption. Drittens können wir nach drei Jahren Umsetzung auf einen funktionierenden Vollzug zurückblicken, der viertens eine hohe Wirkung entfaltet. Die Wirkung ist so hoch, dass fünftens die Ausbauziele der Gesetzgebung unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen erreicht werden können. Die Akteure im System der KEV haben sich sechstens als sehr lernfähig erwiesen, auf Mängel wurde rasch und effektiv reagiert.

Die KEV weist folgende Schwächen auf: Erstens ist der Vollzug sehr kompliziert und führt zweitens zu hohen Vollzugskosten. Dies schlägt sich drittens negativ auf die Zufriedenheit der Gesuchstellenden nieder. Viertens ist die Aktualisierung der Berechnung der Vergütung aufwendig und kann nicht immer auf eine zufriedenstellende Datenbasis abstützen. Fünftens fehlen bisher eine koordinierte Information und Beratung als auch ein systematisches Controlling.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass es sich bei der KEV um ein praktikables und wirksames Instrument zur Förderung der erneuerbaren Energien handelt, das allerdings hohe Vollzugskosten verursacht. Die KEV ist konform mit den politischen Vorgaben und führt zu den erhofften Reaktionen am Markt. Die Mehrkosten der aus erneuerbaren Energien erzeugten Kilowattstunde Elektrizität sind im Vergleich zum Marktpreis insbesondere bei der Photovoltaik noch beträchtlich.

Unter der Annahme, dass die energiepolitischen Ziele gleich bleiben, stellt sich die Frage nach Alternativen zur KEV. Im Vergleich mit dem Modell der Ausschreibungen oder dem Quotenmodell schneidet die KEV durchaus gut ab. Es lassen sich kaum Gründe für einen Wechsel finden, zumal die anderen Verfahren auch Nachteile aufweisen, die praktischen Erfahrungen dazu im Vergleich klein sind und grosse Kosten für Konzeption und Aufbau des Vollzugs eines anderen Modells anfallen würden. Für die Zielgruppen würde bei einem Wechsel ein negativer Eindruck einer Politik des Stop-and-Go zurückbleiben, was die Investitionsbereitschaft senken könnte. Zum jetzigen Zeitpunkt lassen sich keine guten Gründe für einen Wechsel zu einem anderen Modell finden.

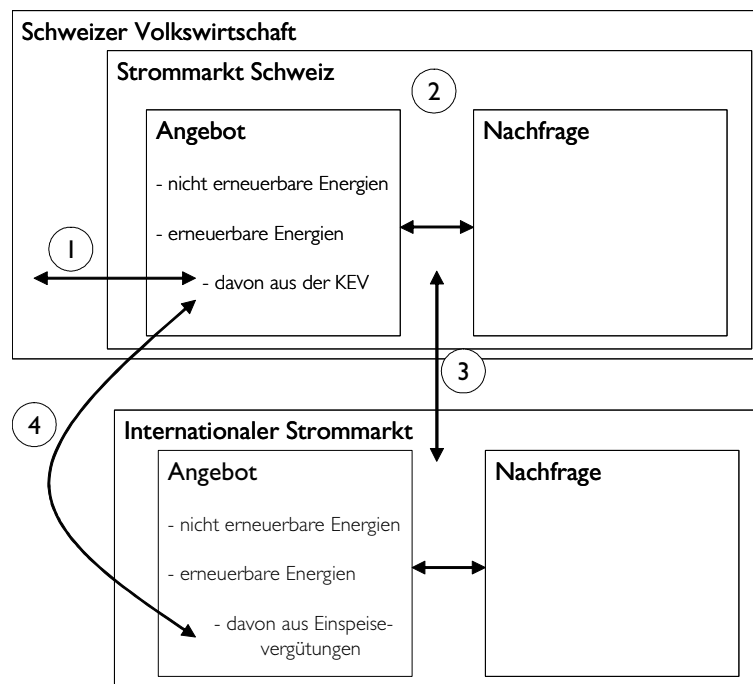
Bei der KEV handelt es sich um einen Eingriff in den Markt. In diesem Kontext stellt sich die Frage, wie lange die Laufzeit der KEV sein soll. Im Energiegesetz ist wohl ein Mengenziel definiert, es besteht aber keine spezifische und abschliessende Zielvorgabe für die KEV. Es bleibt also unklar, wie lange die Abgabe erhoben und die Förderung betrieben wird. Dies führt zu einer zweiten Frage: Welche Folgen sind mit einem Eingriff in den Markt verbunden? Die KEV ist kein Instrument, das – einmal eingeführt – mit geringem Aufwand ohne Steuerung funktioniert. Im Gegenteil: Die KEV erfordert eine laufende Anpassung und Überwachung. Die Verantwortlichen für den Vollzug, aber auch die Politik müssen permanent den Markt beobachten, den Vollzug kontrollieren, Wirkungen und Nebenwirkungen neu beurteilen und steuernd eingreifen. Der unklare Ausstiegszeitpunkt und der permanente Steuerungsbedarf bergen beide die Gefahr der steigenden Bürokratisierung mit den damit verbundenen negativen Effekten: Es können dies Marktverzerrungen sein (die Preise von Produkten werden im Ver-

gleich zu den effektiven Preisen zu hoch oder zu tief ausgewiesen), unerwünschte Verteilungseffekte (z.B. grosse Produzenten verdienen ungleich viel mehr als kleine) oder unerwünschte Eigendynamiken der Vollzugsakteure. Inwiefern solche negativen Effekte in der Schweiz bereits bestehen, ist nicht bekannt. Es empfiehlt sich, bereits heute zu prüfen, wie dieser Gefahr wirksam vorzubeugen ist.

10.3 AUSBLICK UND OFFENE FRAGEN

Die vorliegende Evaluation war eng auf den Gegenstand der KEV konzentriert. Es galt, deren Konzeption, Umsetzung und Wirksamkeit zu untersuchen. Die KEV steht als Massnahme aber im Kontext des Schweizer Strommarktes, der Schweizer Volkswirtschaft und des internationalen Strommarktes. Es ist an dieser Stelle nicht möglich, die Interaktion der KEV mit diesen drei Aspekten zu diskutieren. Es soll aber auf vier wichtige Fragenkomplexe hingewiesen werden, bei denen sich allenfalls eine vertiefte Analyse lohnen würde. Die folgende Skizze soll diese vier Aspekte verdeutlichen.

D 10.1: Kontext der KEV



Quelle: eigene Darstellung.

Die KEV führt zu verschiedenen Wechselwirkungen in der Schweizer Volkswirtschaft (Beziehung Nummer 1 in der Darstellung D 10.1). Dabei interessieren insbesondere das Verhältnis von Kosten und Nutzen eines Ausbaus der erneuerbaren Energien im Allgemeinen und der durch die KEV geförderten Produktionsanlagen im Speziellen. Dabei gilt es, die Kosten und den Nutzen des Systems der erneuerbaren Energien (inkl. Kosten vermiedener Umweltschäden), Verteilungsaspekte in Bezug auf Akteure der Wirtschaft und weitere volkswirtschaftliche Effekte (z.B. Wirkung auf die Beschäftigung oder die Energiepreise) zu untersuchen (vgl. dazu Breitschopf et al. 2010). Im vorliegenden Bericht konnten diese Aspekte nur gestreift werden. Für eine vertiefte Analyse der volks-

wirtschaftlichen Bedeutung der erneuerbaren Energien sei auf eine Untersuchung des BFE zu Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten verwiesen (Nathani et al. 2012).

Die Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien hat verschiedene Externalitäten für das Stromnetz zur Folge (Beziehung Nummer 2 in der Darstellung D 10.1). Insbesondere die nicht steuerbare, witterungsabhängige Produktion – insbesondere Photovoltaik und Windenergie – stellt Anforderungen an das Übertragungsnetz und dessen Stabilität. Offen sind in diesem Zusammenhang insbesondere die Frage der Kosten eines Ausbaus der Stromnetze (Anforderungen, Planung, Kosten, Finanzierung usw.) und die Frage des Managements dieser Netze. Weiter zu prüfen ist, ob sich aus dem Einbezug der Kosten des Netzausbaus Konsequenzen im Hinblick auf die Bewilligung von Anlagen ergeben (nach Technologie oder Standort). Dies wäre etwa dann der Fall, wenn durch den Einbezug der Netzausbaukosten die volkswirtschaftlichen Kosten bestimmter Anlagen stark steigen würden. Diese Aspekte wurden in der vorliegenden Evaluation nicht analysiert und beziehen sich auf den generellen Ausbau der Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien.

Die Förderung erneuerbarer Energien im Inland kann auch im internationalen Kontext betrachtet werden (Beziehung Nummer 3 in der Darstellung D 10.1). Neben operativen Fragen zur Netzstabilität spielen hier strategische Aspekte eine wichtige Rolle: Dies betrifft beispielsweise die Rolle der Schweiz im internationalen Stromhandel (z.B. Speicherkraftwerke) und die Versorgungssicherheit der Schweiz, welche ein wichtiges Argument im Rahmen der Förderung der erneuerbaren Energien darstellt.

Erfahrungen mit Einspeisevergütungen aus dem Ausland (Beziehung Nummer 4 in der Darstellung D 10.1) sind bei der Bewertung der Konzeption aus theoretischer Perspektive (vgl. Abschnitt 2.3) und beim Vergleich verschiedener Fördermodelle (vgl. Kapitel 9) eingeflossen. Die KEV hat dabei durchaus gut abgeschlossen. Ein Vergleich der KEV mit Einspeisevergütungen anderer Länder (Deutschland, Spanien, Grossbritannien usw.) auf Basis empirischer Daten wurde in der vorliegenden Evaluation hingegen nicht vorgenommen. Ein solcher kann dann hilfreich sein, wenn es um die Ermittlung der volkswirtschaftlichen Bedeutung der KEV, die Frage des Ausbaus der Netze oder die Versorgungssicherheit geht. Ebenso können Erfahrungen anderer Länder bei der Schaffung von Anreizen für eine nachfrageorientierte Produktion ausgewertet werden. Eine solche Analyse konnte im Rahmen des vorliegenden Berichtes nicht geleistet werden.

II EMPFEHLUNGEN

Wir gliedern unsere Empfehlungen in einen strategischen und einen operativen Teil. Der strategische Teil schliesst direkt an die Gesamtbewertung an. Die operativen Empfehlungen sind eine Zusammenstellung der im Bericht an verschiedenen Stellen formulierten Optimierungsmöglichkeiten.

II.1 STRATEGISCHE EMPFEHLUNGEN

Die Evaluation formuliert drei strategische Empfehlungen.

Empfehlung 1: Es sind ein Ausstiegszeitpunkt und ein KEV-spezifisches Produktionsziel festzulegen.

Wir empfehlen, einen Zeitpunkt zu definieren, ab dem die heutige Regelung zwingend ausläuft und überprüft werden muss. Wir empfehlen, eine solche Bestimmung im Energiegesetz zu verankern, und zwar verbunden mit einem spezifischen Produktionsziel für die KEV. Dadurch soll vermieden werden, dass rund um die KEV eine auf Veränderung resistente Struktur entsteht, die schwer zu steuern ist und daher die Gefahr von hohen Verwaltungskosten und Effizienzverlusten in sich birgt. Ein fix vorgesehener Zeitpunkt zur Neubeurteilung des Systems verschafft der Politik Handlungsspielraum und erzeugt auf der Vollzugsseite einen Druck zur Effizienz.

Empfehlung 2: Ein Wechsel des Förderinstrumentes ist momentan nicht sinnvoll.

Wir empfehlen, die KEV kurzfristig nicht durch ein anderes Instrument wie ein Quotenmodell oder das Modell von Ausschreibungen zu ersetzen. Die Vorteile eines Wechsels sind nicht offensichtlich, die Verluste an Know-how und die Kosten beim Aufbau eines neuen Systems hingegen beträchtlich, die energiepolitische Signalwirkung negativ: Eine Politik des „stop and go“ ist für die finanzielle Förderung negativ und schadet dem effizienten Mitteleinsatz.

Empfehlung 3: Der Deckel für die Photovoltaik ist beizubehalten.

Wir empfehlen, den Gesamtdeckel aufzuheben, mit Ausnahme im Bereich der Photovoltaik. Hier schlagen wir die Fixierung einer maximalen jährlichen Fördersumme vor. Wir begründen diesen Vorschlag primär mit fiskalpolitischen Überlegungen: Die Politik braucht ein wirksames Instrument, um die Ausgaben nach oben begrenzen und die Unterstützung der Photovoltaik nach Massgabe der technischen und ökonomischen Entwicklung steuern zu können (für eine ausführliche Diskussion der Varianten sei auf das Kapitel 2 verwiesen). Die heutigen Förderkosten legen ein solches Vorgehen nahe, bei einer weiteren starken Absenkung der Kosten für Photovoltaikanlagen kann diese Regelung wieder aufgehoben werden.

11.2 OPERATIVE EMPFEHLUNGEN

Die operativen Empfehlungen betreffen vor allem Teilaspekte der Konzeption und des Vollzugs.

Empfehlung 4: Die Konzeption ist zu optimieren.

Folgende Verbesserungen an der Konzeption werden von der Evaluation empfohlen:

- Die übergeordnete Zielsetzung des EnG ist für die KEV auf mittelfristige Ziele herunterzubrechen, welche es erlauben, die KEV zu steuern. Dazu ist eine Prognose auf mittlere Frist (3 bis 5 Jahre) für die Entwicklung der Stromproduktion zu erstellen.
- Die Eignung der KEV als Förderinstrument für bestimmte Technologien ist zu überprüfen. Bei Technologien mit einer geringen Anzahl Anlagen, die alle unterschiedlich spezifiziert sind und/oder eine heterogene Kostenstruktur aufweisen, ist zu prüfen, ob sich das auf Referenzanlagen basierende System der KEV durch andere Modelle ersetzen lässt (z.B. Geothermie, Kehrlichtverbrennungsanlagen). Bei sehr kleinen Anlagen (Photovoltaik) sind die Vollzugskosten im Vergleich zur Produktionsmenge hoch und Alternativen wie beispielsweise einmalige Investitionsbeiträge sind zu prüfen.
- Mit einem zunehmenden Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien gewinnen Fragen zur nachfrageorientierten Produktion und zur Integration in den Strommarkt an Bedeutung. Diese Fragen stellen sich unabhängig vom Förderinstrument. Bei der Weiterentwicklung der KEV ist jedoch zu prüfen, wie mehr Anreize für eine nachfrageorientierte Produktion geschaffen werden können.¹²⁵

Empfehlung 5: Das Konzept zur Berechnung der Vergütung ist anzupassen.

Die Beurteilung hat gezeigt, dass bei der Berechnung der Vergütung heute verschiedene Schwierigkeiten auftreten. Es ist systematisch nach Lösungen dafür zu suchen. Wir empfehlen insbesondere Massnahmen in den folgenden Bereichen:

- *Kostenkalkulation:* Die Zinssätze bei der Berechnung der Vergütung sind zu prüfen. Ebenso sind die Lohnkosten bei der Kalkulation der Betriebskosten zu vereinheitlichen, um grosse Unterschiede zwischen einzelnen Anlagen zu vermeiden und die Transparenz der Berechnungen zu erhöhen.
- *Referenzanlagen:* Generell gilt es, die Differenzierung der Vergütungssätze und damit die Zahl der Referenzanlagen regelmässig nach dem Grundsatz „so wenig wie möglich, so viel wie notwendig“ zu überprüfen. Für die wichtigsten Kategorien der Wasserkraft- und Biomasseanlagen sollen Referenzanlagen anhand zentraler Parameter definiert werden.

¹²⁵ Angesichts von bedeutenden Anteilen von Strom aus Wind-, Solar- und Biomasseenergie ist die Markt- und Systemintegration in Deutschland ein wichtiges Thema und verschiedene Optionen werden im Erfahrungsbericht zum Erneuerbaren-Energien-Gesetz diskutiert (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit 2011b).

- *Modellrechnungen:* Dort, wo die Definition von Referenzanlagen aufgrund einer Vielzahl von Anlagekategorien nicht praktikabel ist, sind ergänzende Modellrechnungen vorzunehmen. Der Einfluss verschiedener Parameter kann anhand von Sensitivitätsanalysen aufgezeigt werden, so können die Kosten für die weiteren Kategorien hergeleitet werden.
- *Überprüfung der Vergütung mittels Umfragen und Musterofferten:* Die bestehenden Erhebungen von Daten mittels Umfragen und Musterofferten zur Überprüfung der Wirtschaftlichkeit sind sinnvoll. Wir empfehlen, dieses Vorgehen beizubehalten, aber zu intensivieren und insbesondere die Datengrundlagen zu verbessern (z.B. mittels Angaben von Herstellenden von Anlagen oder Daten aus dem Ausland).

Empfehlung 6: Die Datengrundlagen für die Überprüfung der Vergütung sind zu verbessern.

Die folgenden konkreten Hinweise können wir für die Verbesserung der Datengrundlagen formulieren:

- *Schriftliche Befragung zur Überprüfung der Vergütung:* Bei schriftlichen Befragungen ist eine eindeutige Formulierung der Fragen wichtig. Der Fragebogen ist auf allfällige Missverständnisse und Unklarheiten hin zu überprüfen. Insbesondere sind Hinweise zur Abgrenzung der Anlagen besser zu erläutern. Bei fehlenden oder unplausiblen Daten sind Nachfragen und vertiefte Abklärungen bei den Anlagenbetreibern notwendig. Um die Qualität der Antworten zu verbessern, ist allenfalls eine Veränderung der Erhebung (z.B. mittels Besuchen vor Ort) zu prüfen.
- *Vollständige Datenerhebung und Informationspflicht:* Angesichts der bei vielen Technologien beschränkten Anzahl Projekte ist eine möglichst vollständige Erhebung bei allen Anlagen anzustreben. Da die Investoren und Betreiber nicht unbedingt an einer vollen Kostentransparenz interessiert sind, ist eine obligatorische Angabe von Kostendaten bei den geförderten Anlagen zu empfehlen (unter Gewährung der Vertraulichkeit der Daten).
- *Erfassung zusätzlicher Informationen in der HKN-Datenbank:* Für das Monitoring der Anmeldungen und die Überprüfung der Vergütungssätze sind zusätzliche Informationen bei der Anmeldung zu erheben und in der HKN-Datenbank festzuhalten. Dies betrifft insbesondere eine Unterscheidung innerhalb der Kategorie „übrige Biomasseanlagen“. Weiter ist bei bestehenden Anlagen die bisherige Jahresproduktion festzuhalten, damit die zusätzliche Produktion ermittelt werden kann.
- *Ausweitung der Erhebung auf Nicht-KEV-Anlagen:* Eine Ausweitung der Erhebung auf weitere Anlagen, die nicht in der KEV sind, ist zu prüfen. Dies gilt sowohl für Anlagen, die für den freien Markt produzieren als auch für nicht realisierte Projekte.
- *Plausibilisierung der Umfragedaten:* Zur Plausibilisierung der Daten sind ergänzende Informationen aus Offerten und Abrechnungen zu einzelnen Projekten sowie Informationen zur Entwicklung wichtiger Kostenkomponenten einzubeziehen. Damit Aussagen über die Entwicklung der Gestehungskosten möglich sind, ist das

Jahr der Investition festzuhalten, bei Photovoltaikanlagen angesichts der dynamischen Entwicklung zusätzlich der Monat.

- *Transparenz:* Ein standardisiertes Vorgehen zur Überprüfung der Vergütungssätze sollte weiterentwickelt werden, damit die Kosten der Überprüfung tief gehalten werden können und die Berechnungen auf einheitlichen Annahmen basieren. Die Anpassungen der Vergütungssätze sind nachvollziehbar zu kommunizieren.

Empfehlung 7: Der Vollzug im engeren Sinn ist zu optimieren.

Folgende Empfehlungen für den Vollzug im engeren Sinn können formuliert werden:

- Wir empfehlen, eine systematische Information und Beratung der Gesuchstellenden aufzubauen.
- Wir legen dem BFE nahe ein Controlling für die zielorientierte Steuerung von Leistungen und Wirkungen der KEV einzuführen. Teil des Controllings ist die wirksame Kontrolle der Finanzflüsse sowie der Ausführung der Anlagen vor Ort. Wir schlagen vor, ein Stichprobensystem zu entwickeln, mit dessen Hilfe einzelne Dossiers im Bewilligungsverfahren sowie einzelne Projekte vor Ort nach der Ausführung geprüft werden können. Die Ergebnisse der Kontrollen sind systematisch zu kommunizieren und Verstösse zu ahnden.
- Wir schlagen vor, die Bilanzgruppe Erneuerbare Energien BG-EE aufzulösen und deren Aufgaben entweder an die Swissgrid AG oder an das BFE zu übertragen. Auf diese Weise kann das Verfahren vereinfacht und eine weitere Reduktion der Vollzugskosten angestrebt werden. Eine Reihe von weiteren Varianten – zum Beispiel die vollständige Integration in das BFE – wurde ebenfalls geprüft, letztendlich aber verworfen. Eine ausführliche Diskussion der Erwägungen findet sich in Kapitel 3 des Berichtes.
- Wir empfehlen, die Stiftung KEV aufzulösen und deren Aufgaben der Swissgrid AG zu übertragen, um damit den Vollzugaufwand zu reduzieren.
- Mit allen externen Leistungserbringern sollte ein Leistungsauftrag über die Abwicklung von Aufgaben in der KEV abgeschlossen werden. Die Leistungsaufträge sind zu terminieren und haben klare Erfolgsindikatoren zu enthalten (z.B. Aufwand für die Gesuchsabwicklung, Menge der Ausgleichsenergie).
- Wir empfehlen, dass der mit dem Energiemanagement betrauten Organisation klare Vorgaben in Bezug auf die nachfrageorientierte Produktion und das Generieren von Ausgleichsenergie gemacht werden.

Empfehlung 8: Der Vollzug mit den Kantonen ist zu optimieren.

Für den Vollzug mit den Kantonen empfehlen wir folgende Massnahmen zur Umsetzung:

- Auf kantonaler Ebene ist es sinnvoll, ein Konzept für die Bewilligung einer grösseren Zahl von Anlagen zu entwickeln, namentlich im Bereich der umstrittenen Anlagen (Kleinwasserkraft und Windenergie). Die Arbeiten der Wasseragenda 21 im Bereich der Wasserkraft können als Vorbild dienen: Hier wird der Versuch unternommen, die Standorte für den Ausbau der Wasserkraft zu evaluieren und damit

Planern wie auch Bewilligungsbehörden ein Instrument zur raschen Umsetzung von Bewilligungsverfahren an die Hand zu geben.

- Der Kontakt mit den kantonalen Fachstellen ist zu erhöhen, diese sind heute mangelhaft oder nicht über die KEV informiert. Die kantonalen Bewilligungsstellen umgekehrt sollen mit Hilfe der Informationen ihre Kapazitäten auf die in Zukunft eintreffenden Gesuche ausrichten. Dies erlaubt eine rasche Abwicklung der Verfahren, ohne dass die bestehenden Gesetze tangiert werden.

ANHANG

A I QUELLENVERZEICHNIS

Dokumente und Literatur

Amtliches Bulletin der Bundesversammlung, Nationalrat, Herbstsession 2005.

Amtliches Bulletin der Bundesversammlung, Ständerat und Nationalrat, 2007.

Amtliches Bulletin der Bundesversammlung, Ständerat, Herbstsession 2006.

Axpo (2006): Axpo gibt Energie. Aus erneuerbaren Quellen.

Balthasar, A. (2007): Was ist Evaluation und für wen evaluieren wir? LeGes 2005/1: 65-80.

BFE (2007a): Wirtschaftlichkeit von heutigen Biomasse-Energieanlagen, Schlussbericht. Bern.

BFE (2007b): Die Energieperspektiven 2035 – Band 5. Analyse und Bewertung des Elektrizitätsangebotes. Bern.

BFE (2008a): Faktenblatt 2. Kostendeckende Einspeisevergütung. 17. März 2008. Bern.

BFE (2008b): Betriebs- und Unterhaltungskosten von PV-Anlagen (PV-BUK). Schlussbericht erschienen am 17. März 2008. Bern.

BFE (2008c): Berechnung der Referenzanlagen ARA und der Stromgestehungskosten für die kostendeckende Einspeisevergütung. Ryser Ingenieure AG im Auftrag des Bundesamtes für Energie. Bern.

BFE (2009): Die kostendeckende Einspeisevergütung. Situationsanalyse und Lösungsmöglichkeiten. Internes Arbeitspapier. Bern.

BFE (2010a): FAQ Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) (Artikel 7a Energiegesetz neu). Bern.

BFE (2010b): FAQ und Informationen zum Antrag auf Rückerstattungen gemäss Art. 31 EnV. Version 1.1 vom 11. Juni 2010. Bern.

BFE (2010c): Photovoltaik (PV) Anlagekosten 2010 in der Schweiz. Schlussbericht erschienen am 4. Oktober 2010. Bern.

- BFE (2010d): Berechnung der Referenzanlagen KVA für die kostendeckende Einspeisevergütung. Untersuchung der Ryttec AG im Auftrag des Bundesamtes für Energie. Bern.
- BFE (2011a): Finanzielle Fördermöglichkeiten in den Kantonen. Erschienen am 27. September 2011. Bern.
- BFE (2011b): Marktpreis gemäss Art. 3j, Abs. 2 EnV vom 1. Juli 2011. Bern.
- BFE (2011c): Tarifüberprüfung KEV. Auswertung PV-Anlagen. Internes Arbeitspapier (Entwurf). Bern.
- BFE (2011d): Änderung der Anhänge 1.2, 1.3 und 1.5 der Energieverordnung: Vergütungssätze der KEV. Erläuternder Bericht, erschienen am 6. Oktober 2011. Bern.
- BFE (2011e): Handbuch Kleinwasserkraftwerke - Informationen für Planung, Bau und Betrieb. Überarbeitung 2010. Hanspeter Leutwiler, ITECO Ingenieurunternehmung AG, Affoltern am Albis.
- BFE (2011f): Tarifüberprüfung KEV. Synthesebericht aller Technologien. Internes Arbeitspapier. Bern.
- BFE (2011g): Bericht Tarifüberprüfung Windenergie 2011. Internes Arbeitspapier. Bern.
- BFE (2011h): Tarifüberprüfung KEV. Auswertung Kleinwasserkraftanlagen. Internes Arbeitspapier. Bern.
- BFE (2011i): Tarifüberprüfung KEV. Auswertung Biomasseanlagen. Internes Arbeitspapier. Bern.
- BFE (2011j): Grundlagen für die Energiestrategie des Bundesrates. Aktualisierung der Energieperspektiven 2035, Frühjahr 2011. Bern.
- BFE (2011k): Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien, Ausgabe 2010. Bern.
- BFE (2011l) : Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2010. Bern.
- BFE (2011m): Berechnungsmodell der KEV-Tarife gemäss Art. 7a Abs. 2 EnG. Analyse und Empfehlungen für die künftige Anpassung der Vergütungssätze für Strom aus erneuerbaren Energien. Internes Arbeitspapier. Bern.
- BFE (2011n): Erneuerbare Energien: Beschleunigung im Bewilligungsverfahren. Teilbericht Fallstudien. Internes Arbeitspapier (Entwurf). Bern.

- Breitschopf, B. et al. (2010): Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt. Bestandsaufnahme und Bewertung vorliegender Ansätze zur Quantifizierung der Kosten-Nutzen-Wirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmebereich. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Karlsruhe; Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung mbH (GWS), Osnabrück; Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES), Saarbrücken; Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES), Saarbrücken.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2011a): Evaluierung des Marktanreizprogramms für erneuerbare Energien: Ergebnisse der Förderung für das Jahr 2010. Auszug aus dem Gutachten „Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (Marktanreizprogramm) für den Zeitraum 2009 bis 2011“.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2011b): Erfahrungsbericht 2011 zum Erneuerbaren-Energie-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht). Stand 3.5.2011.
- Bussmann, W. et al. (1993): Einführung in die Politikevaluation. Helbling und Lichtenhahn. Basel und Frankfurt am Main.
- Chenal, R. (2008): Evaluation du coût de construction d'une petite central hydro-électronique nouvelle et complete et du prix de revient du kWh.
- Cory, K. et al. (2009): Feed-in Tariff Policy: Design, Implementation and RPS Policy Interactions. National Renewable Energy Laboratory NREL. Golden, Colorado.
- Couture, T.D. et al. (2010): A Policymaker's Guide to Feed-in Tariff Policy Design. National Renewable Energy Laboratory NREL. Golden, Colorado.
- EBP (2009): Weiterentwicklung der kostendeckenden Einspeisevergütung. Arbeitspapier Ernst Basler und Partner AG im Auftrag des BFE. Zollikon.
- EBP (2011a): Weiterentwicklung der kostendeckenden Einspeisevergütung. Aktualisierung des Berichts vom Juni 2009. Arbeitspapier Ernst Basler und Partner AG im Auftrag des BFE. Zollikon.
- EBP (2011b): Investitions- und Betriebskosten von Anlagen zur Strom- und Wärme-herstellung aus erneuerbaren Energien, basierend auf Literaturangaben und Projektdaten. Interne Zusammenstellung. Zollikon.
- ECG – The Energy Consulting Group (2009): Die Zukunft der Elektrizitätsversorgung Schweiz, Publikation anlässlich des 10-jährigen Firmenjubiläums von ECG.

- Energie Dialog Schweiz (2009): Energie-Strategie 2050 – Impulse für die schweizerische Energiepolitik. Grundlagenbericht. Zürich.
- ETHZ (2011): Energiezukunft Schweiz. Zürich.
- Gerheuser, F. (2000): Evaluation des Subventionsprogramms für Solaranlagen. Im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern.
- GWEC – Global Wind Energy Council, Greenpeace International (2010): Global Wind Energy Outlook.
- Haas, R. et al. (2010): Efficiency and effectiveness of promotion systems for electricity generation from renewable energy sources – lessons from EU countries. Energy, doi: 10.1016/j.energy.2010.06.028.
- Haas, R. et al. (2011): A historical review of promotion strategies for electricity from renewable energy sources in EU countries. Renewable and Sustainable Energy Reviews 15: 1003–1034.
- Hammer, St.; Schwegler, R. und Iten, R. (2011): Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien: Instrumentenanalyse. Schlussbericht, Zürich.
- Held, A.; Haas, R. and Ragwitz, M. (2006): On the success of policy strategies for the promotion of electricity from renewable energy sources in the EU. Energy & Environment 17/6: 849–868.
- Hettich, P. und Walther, S. (2011): Rechtsfragen um die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) für Elektrizität aus erneuerbaren Energien. Schweizerisches Zentralblatt für Staats- und Verwaltungsrecht. 112. Jahrgang, Nr. 3. Seiten 143–171.
- Klein, A. et al. (2010): Evaluation of different feed-in tariff design options – Best practice paper for the International Feed-In Cooperation. 3rd edition, update by December 2010.
- Konstantin, Panos (2009): Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. 2. bearbeitete und aktualisierte Auflage. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg.
- KPMG (2010): KPMG's Corporate and Indirect Tax Survey 2010. Zürich.
- Kriesi, H. et al. (2003): Analyse des Meinungsbildungs- und Entscheidungsprozesses zum Elektrizitätsmarktgesetz. Im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern.

- Langnis, O. et al. (2004): Evaluierung der Einzelmassnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien (Marktanreizprogramm) im Zeitraum Januar 2002 bis August 2004. Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Stuttgart und Karlsruhe.
- Mendonça, M.; Jacobs, D. and Sovacool, B. (2010): Powering the Green Economy. The Feed-in Tariff Handbook. Earthscan. London, Sterling VA.
- Meteotest (2007): Kostendeckende Einspeise-Vergütung für Windenergie; Referenzstandort, Zoneneinteilung, Ertragsrechner. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie. Bern.
- Nathani, C. et al. (2012): Volkswirtschaftliche Bedeutung erneuerbarer Energien in der Schweiz. Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie. Veröffentlichung Schlussbericht geplant im Frühjahr 2012. Bern.
- Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency (2006): Förderung von erneuerbaren Energien mit Schwerpunkt auf kostenbasierter Einspeisevergütung. Schlussbericht zuhanden des Bundesamt für Energie.
- Picot, A.; Dietl, H.; Franck, E. (2002): Organisation. Eine ökonomische Perspektive. 3. Auflage. Schäffer-Poeschl Verlag, Stuttgart.
- Pollock, A.; McNamara, E. (2010): What Is an Effective Feed-In Tariff for your State? A Design Guide. National Regulatory Research Institute.
- Prognos AG (2008): Vergütungssätze für Strom aus erneuerbaren Energien nach Energieverordnung. Koreferat zu den Kostenberechnungen des Bundesamts für Energie. Arbeitspapier. Basel.
- Programmleitung Energie 2000 (1998): Das Investitionsprogramm Energie 2000. Jahrbuch und Tagungsband zur Veranstaltung vom 3. Juni 1998 an der ETH Zürich.
- Ragwitz, M. et al. (2006): Monitoring and evaluation of policy instruments to support in EU Member States. Final report, Karlsruhe.
- Ragwitz, M. et al. (2007): Assessment and optimisation of renewable energy support schemes in European electricity market. Final report. Karlsruhe.
- Rieder, St. (2003): Integrierte Leistungs- und Wirkungsanalyse. Eine Anleitung zur Formulierung von Leistungen, Zielen und Indikatoren in der öffentlichen Verwaltung, erstellt im Auftrag der Programmleitung FLAG, Eidgenössische Finanzverwaltung, Bern.
- Rieder, St. et al. (2010): Evaluation des Gebäudeprogramms der Stiftung Klimarappen. Im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern.

- Rieder, St.; Haefeli, U. (2008): Analyse finanzieller Massnahmen im Energiebereich: theoretische Reflexionen der Wirkungsweise und Auswertung empirischer Studien. Untersuchung im Auftrag des Bundesamts für Energie. Luzern.
- Rieder, St.; Walker, D. (2009): Wirksamkeit von Instrumenten zur Steigerung der Energieeffizienz und zur Förderung erneuerbarer Energien. Studie im Auftrag des Energie Dialog Schweiz und des BFE.
- Schweizerischer Bundesrat (2006): Bericht des Bundesrates zur Auslagerung und Steuerung von Bundesaufgaben (Corporate-Governance-Bericht). 13. September 2006, Bern.
- SOKO (2006): Solarthermie aus Sicht der Endkunden. Studie des SOKO Institut für Sozialforschung und Kommunikation im Auftrag der Schüco International KG, Bielefeld.
- Stiftung KEV (undatiert): Geschäftsbericht 2010. Frick.
- Stiftung KEV (undatiert): Jahresrechnung 2009. Frick.
- Stiftung KEV (undatiert): Jahresrechnung 2010. Frick.
- Stiftung KEV (undatiert): Quartalsbericht für das 2. Quartal 2010. Frick.
- Stiftung KEV (undatiert): Quartalsbericht für das 3. Quartal 2010. Frick.
- Stiftung KEV (undatiert): Quartalsbericht für das 4. Quartal 2010. Frick.
- Stiftung Klimarappen (2011): Schlussbericht Gebäudeprogramm 2006–2009. Zürich.
- Swissgrid AG (undatiert): Geschäftsbericht 2009. Laufenburg.
- Thom, N.; Ritz, A. (2006): Public Management. Innovative Konzepte zur Führung im öffentlichen Sektor. 3., überarbeitete und erweiterte Auflage. Gabler Verlag, Wiesbaden.
- Verein für umweltgerechte Energie VUE (2011): Der Markt für Stromprodukte aus erneuerbaren Energien im Jahr 2010. Ergebnisse einer Umfrage bei Schweizer Energieversorgungsunternehmen. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie.
- Vogel, J. (2010): Promoting renewables cost-efficiently: Empirical analysis of photovoltaic power production in Switzerland. Master's Thesis. Faculty of Science. University of Bern.
- Walther, R.; Bernath, K.; Walker, D. (2009): Energieholzpotenziale ausserhalb des Waldes. Studie im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt BAFU und des Bundesamtes für Energie BFE.

Wiederkehr, P. (2005): Effiziente Förderung mit einem Ausschreibemodell. Energie-Nachrichten 2/2005. Energieforum Schweiz, Bern.

Ziegler, M. (2011): Photovoltaikstudie. Ermittlung der Preise von Solarstromanlagen in der Schweiz.

Zoller, Martina (2008): Zur Wirtschaftlichkeit der Windenergie. Diplomarbeit am Sozialökonomischen Institut der Universität Zürich. In Zusammenarbeit mit dem Bundesamt für Energie, Bern.

Erlasse

Bundesgesetz betreffend die elektrischen Schwach- und Starkstromanlagen (Elektrizitätsgesetz, EleG) vom 24. Juni 1902, SR 734.0.

Bundesgesetz über die Raumplanung (Raumplanungsgesetz, RPG), vom 22. Juni 1979 (Stand am 1. Juli 2011), SR 700.

Bundesgesetz über Kartelle und andere Wettbewerbsbeschränkungen (Kartellgesetz, KG) vom 6. Oktober 1995, SR 251.

Energiegesetz (EnG) vom 26. Juni 1998 (Stand vom 1. Januar 2011), SR 730.0.

Energieverordnung (EnV) vom 7. Dezember 1998 (Stand am 1. August 2011), SR 730.01.

Loi sur l'organisation des Services industriels de Genève (LSIG) vom 1. Januar 1974, L 2 35.

Stromversorgungsgesetz (StromVG) vom 23. März 2007, (Stand am 1. Januar 2009), SR 734.7.

Stromversorgungsverordnung (StromVV) vom 14. März 2008, (Stand am 15. März 2011), SR 734.71.

Verordnung des UVEK über den Nachweis der Produktionsart und der Herkunft von Elektrizität (HKN-V) vom 24. November 2006 (Stand am 1. Januar 2010), SR 730.010.1.

Richtlinien und Musterverträge

BFE (2011): Richtlinie kostendeckende Einspeisevergütung (KEV), Art. 7a EnG. Allgemeiner Teil. Version 1.3 vom 1. Oktober 2011.

BFE (2011): Richtlinie kostendeckende Einspeisevergütung (KEV), Art. 7a EnG. Photovoltaik Anhang 1.2 EnV. Version 1.2 vom 1. Oktober 2011.

BFE (2011): Richtlinie kostendeckende Einspeisevergütung (KEV), Art. 7a EnG. Biomasse Anhang 1.5 EnV. Version 1.4 vom 1. Oktober 2011.

BFE (2011): Richtlinie kostendeckende Einspeisevergütung (KEV), Art. 7a EnG. Kleinwasserkraft Anhang 1.1 EnV. Version 1.3 vom 1. Oktober 2011.

BFE (2011): Richtlinie kostendeckende Einspeisevergütung (KEV), Art. 7a EnG. Windenergie Anhang 1.3 EnV. Version 1.2 vom 1. Oktober 2011.

BFE (2011): Richtlinie kostendeckende Einspeisevergütung (KEV), Art. 7a EnG. Geothermie Anhang 1.4 EnV. Version 1.0 vom 1. Oktober 2011.

BG-EE (2008): Muster des Vertrags Energieabnahme und deren Vergütung für Produzenten nach Art. 7a EnG mit Lastgangmessung (LGM) vom 24. Dezember 2008.

BG-EE (2008): Muster des Vertrags Energieabnahme und deren Vergütung für Produzenten nach Art. 7a EnG ohne Lastgangmessung (LGM) vom 24. Dezember 2008.

BG-EE (2008): Richtlinie zur Energieübernahme und deren Vergütung für Produzenten nach Art. 7a EnG mit Lastgangmessung (LGM). Version 1.0 vom 22. November 2008, Inkrafttreten am 1. Januar 2009.

ElCom (2011): Messkosten und Zugriff auf Messdaten bei Endverbrauchern mit Lastgangmessung mit automatischer Datenübermittlung. Mitteilung vom 12. Mai 2011.

Medienmitteilungen

Medienmitteilung Bundesamt für Energie vom 21. Juli 2008.

Medienmitteilung Bundesamt für Energie vom 28. November 2008.

Medienmitteilung Bundesamt für Energie vom 2. Februar 2009.

Medienmitteilung Bundesamt für Energie vom 4. Februar 2010.

Medienmitteilung Bundesamt für Energie vom 18. Juni 2010.

Medienmitteilung Bundesamt für Energie vom 10. Dezember 2010.

Medienmitteilung Bundesamt für Energie vom 17. August 2011.

Medienmitteilung Bundesamt für Energie vom 1. Februar 2012.

Pressemitteilung Bundesnetzagentur vom 14. Oktober 2011.

Internetquellen

<http://klimarappen.ch/de/programme/gebaeudeprogramm.html>

<http://www.bfe.admin.ch>

<http://www.clean-coalition.org>

<http://www.energie-pool.ch>

<http://www.feed-in-cooperation.org>

<http://www.naturemade.ch>

<http://www.oekostromschweiz.ch>

<http://www.stiftung-kev.ch>

<http://www.swissgrid.ch>

Experteninterviews

Alain Beuret, Sekretariat der Denkmalschutzbehörde Kanton Jura.

Andreas Bissig und Otto Epp, Elektrizitätswerk Altdorf.

Beat Müller, Sektion Gewässernutzung und Grundwasser, Amt für Umwelt und Energie des Kantons St. Gallen.

Camille Ançay, Dienststelle für Hochbau, Denkmalpflege und Archäologie des Kantons Wallis.

Christoph Dietschi, Amt für Umwelt, Fachstelle Wasserbau des Kantons Solothurn.

Francis Jeannotat, Direktor des Transport- und Energieamtes (délégué à l'énergie) und Vorsitzender der Energie du Jura SA.

Francis Serrat, Section des permis de construire, Canton Jura.

Françoise Ellenberger, Kantonsarchitektin/Energiefachstelle des Kantons Obwalden.

Hans Ulrich Schärer, Bundesamt für Energie BFE.

Hans-Christian Angele, Ernst Basler und Partner AG, Zollikon.

Hans-Heiri Frei, Swissgrid AG.

Hanspeter Leutwyler, ITECO Ingenieurunternehmung AG, Affoltern a. Albis.

Hugo Kehrli, Direction des autorisations de construire (DAC), Canton Genève.

Jacques Gerber, Office de l'environnement Canton Jura.

Jakob Ruchstuhl, Amt für Raumentwicklung und Geoinformation des Kantons St.Gallen.

Joël Fournier, stellvertretender Chef der Dienststelle für Energie und Wasserkraft des Kantons Wallis.

Maurice Lovisa, Service des monuments et des sites (SMS), Canton Genève.

Michael Kaufmann, ehemaliger Vize-Direktor BFE, Direktor Hochschule Luzern – Musik.

Olivier Epelly und Myriam Garbely, Service cantonal de l'énergie (SCanE), Canton Genève.

Regula Petersen, Bundesamt für Energie BFE.

Renato Tami, Geschäftsführer ElCom.

René Burkhard, Geschäftsführer Stiftung KEV.

Robert Grütter, Amt für Raumplanung, Abteilung Baugesuche des Kantons Solothurn.

Stéphane Delaloye, Chef des kantonalen Bausekretariats und der Baupolizei des Kantons Wallis.

Thomas Kappeler, Leiter Amt für Raumentwicklung und Verkehr des Kantons Obwalden.

Thomas Nordmann, TNC Consulting AG, Feldmeilen.

Werner Jauch, Elektrizitätswerk Altdorf.

Willy Bischofberger, Geschäftsführer Energie Pool Schweiz AG.

In der Online-Befragung wurden alle Personen befragt, welche bisher mindestens eine Anlage in der KEV angemeldet haben. Die für die Befragung verwendeten Adressen stammten von der Anmeldebank der Swissgrid AG.

Per 30. September 2011 waren in der Anmeldebank 17'369 Anlagen erfasst. In einem ersten Schritt wurden die Anlagen gelöscht, welche einen negativen Bescheid erhalten hatten oder von den Gesuchstellenden zurückgezogen wurden (verbleibendes Total 16'610). Die Erhebungseinheit der Online-Befragung war die Person oder Institution und nicht die Anlage. Das heisst, dass der Adressstamm für die Online-Befragung in einem ersten Schritt auf eine Anlage pro Person oder Institution reduziert wurde (verbleibendes Total 12'439).

Da bei rund zwei Fünfteln der erfassten Anlagen entweder keine E-Mail-Adresse vorhanden war oder die eingetragene Adresse unpersönlich war (z.B. info@...), wurden die zu befragenden Personen und Institutionen über zwei Zugänge kontaktiert:

- Die Personen/Institutionen mit persönlicher E-Mail-Adresse wurden mittels eines E-Mails kontaktiert, welches einen Hyperlink mit dem Zugang auf den elektronischen Fragebogen enthielt.
- Die Personen/Institutionen ohne und mit unpersönlicher E-Mail-Adresse wurden postalisch mittels eines Briefs des BFE kontaktiert. Im Brief war folgende URL-Adresse angegeben, welche direkt zum elektronischen Fragebogen führte: www.interface-politikstudien.ch/kev.

Am Mittwoch, 23. November 2011, wurden die Personen/Institutionen der ersten Gruppe per E-Mail kontaktiert. Der Brief des BFE an die übrigen Personen/Institutionen wurde am Donnerstag, 24. November 2011, versandt. Am Mittwoch, 7. Dezember 2011, wurde den Personen/Institutionen mit persönlicher E-Mail-Adresse eine Erinnerungs-E-Mail zugestellt. Die übrigen Personen wurden nicht ein zweites Mal kontaktiert. Nach 22 Tagen, am Freitag, 16. Dezember 2011, wurde der elektronische Fragebogen geschlossen und die URL-Adresse deaktiviert. Bis zu diesem Zeitpunkt wurden auf dem Umfrageserver mit dem elektronischen Fragebogen 5'359 Antworten gespeichert.

Von den versandten E-Mails waren 282 nicht zustellbar. Und von den versandten Briefen wurden deren 46 ans BFE retourniert. Von den 5'359 Antworten mussten 38 Fragebogen gelöscht werden, weil keine oder nur sehr wenige Fragen beantwortet waren.

Die Rücklaufquote beträgt rund 44 Prozent. Im Vergleich zu anderen Befragungen kann die Rücklaufquote als sehr zufriedenstellend bezeichnet werden.¹²⁶

DA 1: Tabellarische Zusammenstellung zur Herleitung der Rücklaufquote

1	Total erfasste Anlagen in Anmeldedatenbank	17'369
2	Anzahl nach Löschen von Anlagen mit negativem Bescheid usw. (Zahl tatsächlich angemeldeter Anlagen)	16'610
3	Anzahl nach Reduktion auf eine Anlage pro Person/Institution (brutto Grundgesamtheit)	12'439
4	Anzahl unzustellbarer E-Mails und Briefe	328
5	<i>Netto-Grundgesamtheit</i>	12'111
6	Anzahl gespeicherte Antworten	5'359
7	<i>Anzahl auswertbarer Fragebogen</i>	5'311
	Rücklaufquote (prozentualer Anteil der Zeile 7 von Zeile 5)	44%

Um die Repräsentativität der Befragung zu überprüfen, wurden verschiedene Vergleiche zwischen der Anzahl verwertbarer Fragebogen und der Grundgesamtheit angestellt. In der folgenden Tabelle DA 2 ist ein Vergleich nach Technologien dargestellt:

- Aufgrund der sehr geringen Fallzahl wurden die Geothermieranlagen aus der Auswertung ausgeschlossen.
- Wie Vergleiche in der Horizontalen und in der Vertikalen zeigen, stimmt die Verteilung der auswertbaren Fragebogen nach Technologien mit der Verteilung der Brutto-Grundgesamtheit als auch der Anzahl tatsächlich angemeldeter Anlagen sehr gut überein.
- Weiter ist aus der Tabelle ersichtlich, dass die Rücklaufquote nur bei den Windenergieanlagen abfällt. Bei dieser Technologie ist die Anzahl Fälle mit lediglich 24 Fällen zudem sehr tief. Bei allen übrigen Technologien ist die Anzahl Fälle ausreichend für statistische Analysen.

DA 2: Gegenüberstellung der Grundgesamtheit, der auswertbaren Fragebogen und der Rücklaufquoten nach Technologien

Technologie	Anzahl angemeldeter Anlagen	Brutto-Grundgesamtheit	Auswertbare Fragebogen	Rücklaufquote
Biomasseanlagen	374 (2%)	311 (3%)	149 (3%)	48%
Geothermieranlagen	3 (0%)	3 (0%)	-	-
Photovoltaikanlagen	14'365 (86%)	11'563 (93%)	4'924 (93%)	43%
Kleinwasserkraftanlagen	945 (6%)	481 (4%)	208 (4%)	43%
Windenergieanlagen	923 (6%)	81 (1%)	24 (0%)	30%
Total	16'610 (100%)	12'439 (100%)	5'311 (100%)	43%

¹²⁶ Die Rücklaufquoten bei der Evaluation des Gebäudeprogramms der Stiftung Klimarappen betrugen beispielsweise 47% bei den Teilnehmenden (n = 2'616), 21% bei den Abgelehnten (n = 106) und 44% bei den Projektbegleitenden (n = 660) (Rieder et al. 2010).

Die Entwicklung der Anmeldungen in der KEV hat einen speziellen Verlauf (vgl. Darstellung D 5.8 im Kapitel 5). Die in den auswertbaren Fragebogen angegebenen Monate der Anmeldung stimmen sehr gut mit dem Verlauf der Grundgesamtheit übereinstimmen.

Die bei der Online-Befragung gewonnenen Antworten können als repräsentativ beurteilt werden. Auswertungen zu den Geothermieranlagen sind nicht möglich. Auf Grund der kleinen Zahl der Fälle sind spezifische Auswertungen für die Windenergie mit Vorsicht zu interpretieren.

A3 GRUNDLAGE ZUR THEORETISCHEN BEWERTUNG DER KONZEPTION

DA 3: Bewertung der Konzeption der KEV nach Kriterien aus Mendonça et al. 2010

Merkmal	Kriterien	Erfüllt Ja/Nein	Grundlage und Bemerkungen
Zielsetzung	Festsetzen von kurz-, mittel- und langfristigen Zielen	Nein	Weder im EnG noch in der EnV wurde bestimmt, welchen Beitrag die KEV an die Zielerreichung der 5'400 GWh und in welchen Fristen leisten soll.
Finanzierung	Gleichmässige Verteilung der Kosten auf alle Endverbraucher	Ja	Art. 15b EnG
	Befreiung von energieintensiven Industrien	Ja	Art. 15b Abs. 3 EnG
Technologie	Einschluss möglichst aller verfügbaren Technologien	Ja	Art. 7a Abs. 1 EnG
	Präzise Definitionen der Technologien	Ja	Vgl. Anhänge EnV
	Kein Ausschluss von bestimmten Produzierenden	Ja	Keine Einschränkung; zudem Pflicht zur Stromabnahme und zum diskriminierungsfreien Netzzugang
	Beschränkung der Vergütung auf kürzlich erstellte Anlagen	Ja	Art. 7a Abs. 1 EnG; als Neuanlagen gelten auch erheblich erweiterte und erneuerte Anlagen; Art. 3a EnV definiert die Bedingungen für solche Anlagen.
	Keine Kapazitätsgrenzen mit Ausnahme von grossen Wasserkraftanlagen	Ja	Art. 7a Abs. 1 EnG
	Abzug nicht biologisch abbaubarer und fossiler Energiekomponenten bei Biomasseanlagen	Ja	Vgl. Anhänge EnV; insbesondere Ziffer 6 der Richtlinie zu Anhang 1.5 EnV; vgl. auch Verfügung der ElCom vom 12. Mai 2011
Berechnung der Vergütung	Berechnung entweder auf der Basis von Gestehungskosten oder Anlagenrenditen	Ja	Art. 7a Abs. 2 EnG
	Technologie-spezifische Vergütung	Ja	Vgl. Anhänge EnV
	Nach Leistung abgestufte Vergütung	Ja	Vgl. Anhänge EnV
	Möglichkeit der Kombination verschiedener Technologien	Ja	Art. 3b Abs. 5 EnV; vgl. Verfügung der ElCom vom 12. Mai 2011; bei Hybridanlagen wird die Vergütung auf der Basis der „Energieinhalte“ der einzelnen Energieträger berech-

Merkmal	Kriterien	Erfüllt Ja/Nein	Grundlage und Bemerkungen
			net.
	Zusätzliche Boni für innovative Elemente	Ja	Vgl. Anhänge EnV; z.B. höhere Vergütung für integrierte Photovoltaikanlagen
Berechnung der Vergütung	Zusätzliche Differenzierung bei den Biomasseanlagen	Ja	Vgl. Anhänge EnV
	Ortsspezifische Vergütungen	Ja	Vgl. Anhänge EnV; mit den detaillierten, technologie-spezifischen Berechnungsgrundlagen der Vergütung wird lokalen Begebenheiten Rechnung getragen; bei Windenergie wird die Vergütung zudem nach fünf Jahren dem effektiven Ertrag (Stromproduktion) angepasst.
	Berücksichtigung verschiedener Kosten (Investition, Betrieb und Unterhalt, Energiekosten, Rückbau usw.)	Ja	Art. 3e EnV und Anhänge EnV; gewisse Faktoren, wie der Rückbau der Anlagen oder der Restwert nach Ablauf der Vergütung, werden nicht berücksichtigt.
	Inflationsindexierte Vergütung	Nein	Methodisch stellt sich die Frage, wie eine inflationsindexierte Einspeisevergütung mit einer Absenkung der Vergütung vereinbar ist. Sowieso widerspricht eine solche Konzeption dem Prinzip der im Jahr der Inbetriebnahme geltenden Gestehungskosten gemäss Art. 7a Abs. 2 EnG.
	Spezielle Vergütungen für Systemdienstleistungen in der Elektrizitätsversorgung	Ja	Gemäss Schreiben der ElCom vom 13. Mai 2011 ist man im Zusammenhang mit einer schriftlichen Anfrage zum Schluss gekommen, dass die „Erbringung von Tertiär-regelleistung durch KEV-Produzenten“ zulässig ist. Die an die Swissgrid AG verkaufte Regelleistung darf nicht doppelt verkauft werden und ist von der KEV-Vergütung ausgeschlossen. Weiter darf bei der BG-EE kein zusätzlicher Aufwand entstehen.
	Differenzierte Vergütungen unter Berücksichtigung der Nachfrage auf dem Markt	Ja	Art. 24 Abs. 2 StromVV; die BG-EE hat die Möglichkeit, fahrplanorientierte Vergütungen für Technologien mit steuerbarer Produktion festzulegen.
Anpassung der Vergütung	Flexible Absenkung der Vergütung	Ja	Art. 7a Abs. 2 lit. b EnG und Art. 3d und e EnV
	Möglichkeit der Zunahme der Vergütung	Ja	Art. 7a Abs. 2 lit. b EnG und Art. 3d EnV; Vergütungen können angepasst werden
Dauer der Vergütung	Der Lebensdauer von Anlagen entsprechende Vergütungsdauer (15–20 Jahre)	Ja	Vgl. Anhänge EnV; Dauer orientiert sich an den Amortisationsdauern oder branchenüblichen Zeiträumen (BFE 2011).
	Möglichkeit, aus dem Fördersystem auszusteigen	Ja	Art. 6 EnV
Pflicht zur	Verpflichtung der Netzbetreibenden, den produzierten Strom	Ja	Art. 7a EnG

Merkmal	Kriterien	Erfüllt Ja/Nein	Grundlage und Bemerkungen
Stromabnahme	abzunehmen		
Netzzugang	Sicherstellen des diskriminierungsfreien Zugangs	Ja	Art. 13 StromVG
	Gewährleisten ausreichender Netzkapazitäten	Ja	Art. 22 StromVV, Entschädigung der Verteilnetzbetreibenden für notwendige Netzverstärkung
Netzzugang	Verteilschlüssel für die Kosten des Netzzugangs	Ja	Art. 2 EnV
Energiemanagement	Verpflichtung zur Erstellung von Prognosen	Ja	Art. 24 Abs. 4 StromVV
	Anreizsystem zum Verkauf am Spotmarkt	Nein	Die BG-EE darf den Strom nur an die Bilanzgruppen mit angeschlossenen Endverbrauchern zum Marktpreis gemäss Art. 3f Abs. 3 EnV verkaufen.
Administrative Voraussetzungen	Einführen von Fristen im Bewilligungsprozess für Behörden	Nein	Im Anmeldeverfahren bestehen Fristen für KEV-Produzierende. Es werden aber keine Vorgaben für Behörden der nationalen, kantonalen und kommunalen Stufe im Zusammenhang mit Bewilligungsverfahren gemacht.
	Reduktion und Koordination der involvierten Behörden durch die Einführung einer Stelle als „one-stop-shop“	Nein	Im EnG wird davon ausgegangen, dass die gesetzlichen Grundlagen (z.B. Konzessionen, Baubewilligungen, Auflagen des Umwelt-, Natur- und Landschaftsschutzes usw.) im Rahmen der Realisierung erfüllt werden müssen. Es werden keine zusätzlichen Bestimmungen oder Anforderungen in Bezug auf Inhalte, Verfahren oder Zuständigkeiten gemacht. Im neuen Art. 3a ^{bis} EnV zur Standorteignung hat das BFE Empfehlungen für Kleinwasserkraftanlagen und Windenergie unter Einbezug von ARE und BAFU sowie Anhörung der Kantone festzulegen.
	Einbezug der Raumplanung	Ja	Vgl. oben. Im Rahmen der ordentlichen Verfahren auf kantonaler und kommunaler Ebene. Im neuen Art. 3a ^{bis} EnV zur Standorteignung hat das BFE Empfehlungen für Kleinwasserkraftanlagen und Windenergie unter Einbezug von ARE und BAFU sowie Anhörung der Kantone festzulegen.
	Regelmässiges Reporting und Evaluation	Ja	Art. 20 EnG, Art. 3p und 3q EnV

A4 VERGÜTUNGSKENNZAHLEN

DA 4: Vergütungskennzahlen 2009

Technologie	Jahresproduktion (MWh)	Gesamtvergütung aus:	
		Fonds der Stiftung KEV (in 1'000 Fr.)	Marktpreis (in 1'000 Fr.)
Wasserkraft	166'350	14'058	13'252
Photovoltaik	15'434	9'787	1'180
Windenergie	5'138	533	423
Biomasse	203'597	20'952	16'922
Total	390'519	45'330	31'777

Quelle: Geschäftsbericht 2010 der Stiftung KEV.

DA 5: Vergütungskennzahlen 2010

Technologie	Jahresproduktion (MWh)	Gesamtvergütung aus:	
		Fonds der Stiftung KEV (in 1'000 Fr.)	Marktpreis (in 1'000 Fr.)
Wasserkraft	259'474	25'093	17'786
Photovoltaik	21'168	12'936	1'484
Windenergie	12'949	1'543	864
Biomasse	211'605	29'210	14'482
Total	505'196	68'782 ¹²⁷	34'616

Quelle: Geschäftsbericht 2010 der Stiftung KEV.

¹²⁷ In der Jahresrechnung wird ein Betrag von 71,8 Mio. CHF ausgewiesen. Darin sind Rückstellungen für laufende Rechtsfälle in der Höhe von 3 Mio. CHF enthalten, welche in dieser Auflistung nicht berücksichtigt werden.

IMPRESSUM

Stefan Rieder, Dr. rer. pol.

Stefan Rieder hat an der rechts- und wirtschaftswissenschaftlichen Fakultät der Universität Bern Volkswirtschaft und Politologie studiert. Nach einem Forschungsaufenthalt in Deutschland als Stipendiat des Schweizerischen Nationalfonds zur Förderung der wissenschaftlichen Forschung promovierte er mit der Dissertation „Regieren und Reagieren in der Energiepolitik. Die Strategien Dänemarks, Schleswig-Holsteins und der Schweiz im Vergleich“ bei Prof. Wolf Linder an der Universität Bern. Stefan Rieder ist seit 1994 bei Interface tätig. Er führt den Bereich Organisation und Verwaltungsmanagement und ist Mitinhaber des Unternehmens. Seine Arbeitsschwerpunkte liegen im Bereich der Reform öffentlicher Verwaltungen sowie in der Energiepolitik. Er ist Dozent an der Hochschule Luzern Wirtschaft.

Katrin Bernath, Dr. sc. nat.

Katrin Bernath hat an der Universität Zürich Mathematik, Volkswirtschaft und Biologie studiert und anschliessend am Institut für Wirtschaftsgeographie der Universität Zürich eine Promotion zu umweltökonomischen Bewertungsmethoden abgeschlossen. Sie hat ein wissenschaftliches Politikstipendium bei den Parlamentsdiensten des Bundes absolviert. Katrin Bernath arbeitet seit 2008 bei Ernst Basler + Partner AG, wo sie das Tätigkeitsfeld Umweltökonomie leitet. Sie beschäftigt sich mit ökonomischen und politischen Fragestellungen in den Bereichen erneuerbare Energien, Energieeffizienz und Nutzung natürlicher Ressourcen.

David Walker, Dipl. Forsting. ETH

David Walker hat an der ETH Zürich Forstwissenschaften studiert. Nach dem Studium arbeitete er als Consultant bei der GEO Partner Ressourcenmanagement AG, beim Holzindustriekonzern Tembec Industries Inc. in Kanada sowie als wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Abteilung Wald des Bundesamtes für Umwelt. David Walker hat den Nachdiplomkurs in angewandter Statistik an der Universität Bern absolviert. Seit einigen Jahren bildet er sich durch den Besuch von Kursen und Vorlesungen in Ökonomik und Politikwissenschaft weiter. Er ist seit 2008 wissenschaftlicher Mitarbeiter bei Interface mit den Schwerpunktthemen Umwelt- und Energiepolitik.

Unter Mitwirkung von Denise Fussen, Roberto Bianchetti (beide EBP); Prof. Dr. Frédéric Varone und Lisa Marx (beide Université de Genève) sowie Christoph Bader (Interface).

WEITERE INFORMATIONEN

INTERFACE

Politikstudien Forschung Beratung
Seidenhofstr. 12
CH-6003 Luzern
Tel +41 (0)41 226 04 26
www.interface-politikstudien.ch

ERNST BASLER + PARTNER

Zollikerstrasse 65
8702 Zollikon
Tel +41 (0)44 395 11 11
www.ebp.ch

UNIVERSITÉ DE GENÈVE

Département de science politique et relations internationales
40 boulevard du Pont d'Arve
1211 Genève 4
Tel +41 (0)22 379 83 62
www.unige.ch

PROJEKTREFERENZ

Luzern/Zürich/Genf, 4. Juli 2012
Projektnummer: P11-23