

Volkswirtschaftliche Massnahmenanalyse zur Energiestrategie 2050

2. Phase der vertieften Regulierungsfolgenabschätzung zu den Massnahmen KEV, Stromeffizienzziele, Wettbewerbliche Ausschreibungen und Grossverbraucher

Schlussbericht

18. April 2013

zuhanden des Staatssekretariats für Wirtschaft SECO

Impressum

Empfohlene Zitierweise

Autor: Ecoplan, Ernst Basler+Partner
Titel: Volkswirtschaftliche Massnahmenanalyse zur Energiestrategie 2050
Untertitel: 2. Phase der vertieften Regulierungsfolgenabschätzung zu den Massnahmen KEV, Stromeffizienzziele, Wettbewerbliche Ausschreibungen und Grossverbraucher
Auftraggeber: Staatssekretariat für Wirtschaft SECO
Ort: Bern
Datum: 18. April 2013

Begleitgruppe

Thomas Roth, SECO (Vorsitz)
Edith Bernhard, SECO, abgelöst durch
Martina Schläpfer, SECO
Alkuin Kölliker, SECO (Projektstart und erste Besprechung)
Mathias Spicher, SECO
Pierre-Alain Bruchez, EFV
Stefan Dörig, BFE abgelöst durch
Christian Bühlmann, BFE
Boris Krey, BFE
Regula Petersen, BFE
Andreas Scheidegger, BFE
Roger Ramer, BAFU
Silvia Ruprecht-Martignoli, BAFU

Projektteam

André Müller (Projektleitung), Ecoplan
Katrin Bernath (Stv. Projektleitung), Ernst Basler + Partner
Corinne Spillmann, Ecoplan
Peter de Haan, Ernst Basler + Partner
Denise Fussen, Ernst Basler + Partner
Idir Khier, Ernst Basler + Partner

Bearbeitung

Ernst Basler + Partner: Massnahmenpaket „KEV“ (Kapitel 2, Anhang A),
Massnahme „Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch“ (Kapitel 3, Anhang B)
Ecoplan: Massnahme „Wettbewerbliche Ausschreibungen“ (Kapitel 4, Anhang C),
Massnahme „Grossverbraucher“ (Kapitel 5, Anhang D)

Der Bericht gibt die Auffassung des Projektteams wieder, die nicht notwendigerweise mit derjenigen des Auftraggebers bzw. der Auftraggeberin oder der Begleitorgane übereinstimmen muss.

Ecoplan

Forschung und Beratung
in Wirtschaft und Politik

www.ecoplan.ch

Monbijoustrasse 14
CH - 3011 Bern
Tel +41 31 356 61 61
Fax +41 31 356 61 60
bern@ecoplan.ch

Postfach
CH - 6460 Altdorf
Tel +41 41 870 90 60
Fax +41 41 872 10 63
altdorf@ecoplan.ch

Ernst Basler + Partner AG

Planungs-, Beratungs- und
Ingenieurunternehmen

www.ebp.ch

Zollikerstrasse 65
CH - 8702 Zollikon
Tel +41 44 395 11 11
Fax +41 44 395 16 17
info@ebp.ch

Inhaltsübersicht

	Das Wichtigste auf zwei Seiten.....	2
	Inhaltsverzeichnis	4
	Abkürzungsverzeichnis	8
	Kurzfassung.....	9
1	Einleitung	19
2	Massnahmenpaket „KEV“	23
3	Massnahme „Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch“	69
4	Massnahme „Wettbewerbliche Ausschreibungen“	86
5	Massnahme „Grossverbraucher“	122
6	Anhang A: Ergänzungen zum Massnahmenpaket KEV	160
7	Anhang B: Ergänzungen zur Massnahme Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch.....	164
8	Anhang C: Ergänzungen zur Massnahme Wettbewerbliche Ausschreibungen.....	166
9	Anhang D: Ergänzungen zur Massnahme Grossverbraucher.....	178
10	Anhang E: Liste der interviewten Personen.....	194
	Literaturverzeichnis	195

Das Wichtigste auf zwei Seiten

Bundesrat und Parlament haben den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen. An den bestehenden Klimazielen wird festgehalten. Am 18.04.2012 hat der BR die Stossrichtung eines energiepolitischen Massnahmenpakets (Bundesamt für Energie BFE: Massnahmen Energiestrategie 2050) und die „Leitplanken“ für die erste Etappe verabschiedet. Am 28.9.2012 hat der Bundesrat ein erstes Massnahmenpaket für den schrittweisen Umbau der schweizerischen Energieversorgung in die Vernehmlassung geschickt. Die Verabschiedung der Botschaft ans Parlament ist für den Sommer 2013 geplant.

Im Hinblick auf die Ausarbeitung dieser Botschaft hat das Staatssekretariat für Wirtschaft SECO vier Massnahmen(pakete) in einer vertieften Regulierungsfolgenabschätzung prüfen lassen. Die Analysen wurden von Ernst Basler & Partner (Massnahmenpaket KEV, Massnahme Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch) und Ecoplan (Massnahme Wettbewerbliche Ausschreibungen, Massnahme Grossverbraucher) durchgeführt.

Massnahmenpaket „KEV – Kostendeckende Einspeisevergütung“

Die Energiestrategie 2050 will u.a. die Mittel zur Förderung der erneuerbaren Energien erhöhen, die Förderung mittels Ausschreibungen wettbewerblicher gestalten, kleine Photovoltaikanlagen über Investitionshilfen fördern und die Eigenverbrauchsregelung einführen.

Resultat der Prüfung: Insgesamt werden diese Anpassung der KEV als geeignet beurteilt, die gesteckten Ziele - mehr Strom aus erneuerbaren Energien mit einem effizienteren Mitteleinsatz – zu erreichen. Längerfristig sind aber weitere Änderungen nötig: Variable, am Marktpreis orientierte Vergütungstarife und neue Modelle zur Finanzierung der Netzinfrastruktur.

Massnahme „Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch“

Mit der vorgeschlagenen Massnahme sollen Elektrizitätslieferanten stärker eingebunden werden, um die Stromeffizienz bei Endverbrauchern zu steigern. Die Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch werden anhand eines prozentual einheitlichen Einsparziels festgelegt. Dabei handelt es sich nicht um eine absolute Einsparung sondern um eine Effizienzsteigerung gegenüber einer unbeeinflussten Entwicklung. Die Elektrizitätslieferanten sollen diese Einsparziele erreichen, indem sie Effizienzmassnahmen durchführen oder unterstützen. Im Gegenzug erhalten sie sogenannte Weisse Zertifikate, die den Umfang der geleisteten Massnahmen bescheinigen und handelbar sind. Die Massnahme wie auch der Vollzug sind noch zu wenig ausgearbeitet für eine abschliessende Beurteilung, vieles ist noch offen.

Resultat der Prüfung: Die vorliegenden Untersuchungen weisen darauf hin, dass die Massnahme Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch mit einem abschliessenden Massnahmenkatalog vor allem auf standardisierbare Effizienzpotenziale im Bereich der Haushalte und im Dienstleistungssektor (ohne Prozessenergie) konzentriert werden sollte. Entsprechend wäre das Instrument der Wettbewerblichen Ausschreibungen auf die übrigen Bereiche zu konzentrieren. Die Einführung der Effizienzziele würde wie bei den wettbewerblichen Ausschreibungen zu einer zeitlichen Vorwegnahme und Finanzierung von Effizienzmassnahmen

im Bereich des Stromverbrauchs führen. Soll die Massnahme Effizienzziele für den Stromverbrauch nur von befristeter Dauer eingeführt werden, ist der Aufwand für den Aufbau der notwendigen Organisationsstrukturen gegenüber dem erwarteten Nutzen abzuwägen.

Massnahme „Wettbewerbliche Ausschreibungen“

Wettbewerbliche Ausschreibungen (WeA) werden seit 2010 durchgeführt. Im Rahmen der Energiestrategie 2050 sollen nun die WeA gestärkt werden. Die finanziellen Mittel für die WeA sollen bis zum Jahr 2020 auf 50 Mio. CHF und später auf rund 100 Mio. CHF aufgestockt werden.

Resultat der Prüfung: Die Wettbewerblichen Ausschreibungen sind auf einen funktionierenden Wettbewerb angewiesen. Bis jetzt konnte ein solcher noch nicht etabliert werden. In erster Priorität ist in den nächsten Ausschreibungen ein funktionierender Wettbewerb um die Fördermittel zu etablieren. Es ist fraglich, ob dies gelingt. Es wird vorgeschlagen, dass klare Ziele gesetzt werden, bis wann dieser Wettbewerb etabliert sein sollte (bspw. innerhalb der nächsten 5 Jahre). Kann kein Wettbewerb geschaffen werden, ist das Instrument WeA abzuschaffen oder neu auszurichten. Die WeA ist auf die Massnahme „Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch“ abzustimmen.

Die WeA kann grundsätzlich als ergänzendes Instrument zu einer Strom- bzw. Energieabgabe weitergeführt werden. Die WeA führen im Lenkungssystem zu einer zeitlichen Vorwegnahme und Finanzierung von Massnahmen, die später mit der Abgabenerhöhung ausgelöst worden wären. Die WeA führt also zu einer teilweisen Entlastung der grösseren Stromverbraucher im Hinblick auf die zu erwartende Abgabenerhöhung.

Massnahme „Grossverbraucher“

Für die Umsetzung von Energieeffizienzzielen sollen weitere Unternehmen in Zielvereinbarungsprozesse mit dem Bund eingebunden werden. Die Unternehmen sollen mit einer Rückerstattung des Netzzuschlages zum Abschluss einer Zielvereinbarung angereizt werden. Alle Unternehmen mit einem Stromverbrauch von > 0.5 GWh können diese Rückerstattung bei Abschluss einer Zielvereinbarung beanspruchen. Damit würde potenziell über die Hälfte des gesamten Stromverbrauchs in der Wirtschaft vom Netzzuschlag befreit.

Resultat der Prüfung: Diese breite Rückerstattung wird kritisch beurteilt: Sie ist unnötig, da in Zukunft die kantonalen Zielvereinbarungen greifen. Die Grossverbraucher würden durch Haushalte und kleiner Unternehmen im grösseren Ausmass quersubventioniert. Die Netzückerstattung schafft eine Anspruchshaltung in Bezug auf die Einführung künftiger Lenkungsabgaben. Da die Wirksamkeit von Zielvereinbarungen zumindest in einer ersten Phase gegeben ist, wird anstelle einer breiten Befreiung vom Netzzuschlag eine Verpflichtung für eine Zielvereinbarung Strom vorgeschlagen.

Sobald die Lenkungsabgaben zu einer spürbaren Energiepreiserhöhung führen, haben Zielvereinbarungen für möglichst viele Unternehmen keine Berechtigung mehr: (1) die Sensibilisierung und Lenkung übernimmt nur die Lenkungsabgabe, (2) Zielvereinbarungen können – zusammen mit einem Lenkungssystem – kontraproduktive Effekte haben.

Inhaltsverzeichnis

	Das Wichtigste auf zwei Seiten.....	2
	Inhaltsverzeichnis	4
	Abkürzungsverzeichnis	8
	Kurzfassung.....	9
1	Einleitung	19
1.1	Ausgangslage: Energiestrategie 2050	19
1.2	Aufgabenstellung: Vertiefte Regulierungsfolgenabschätzung	19
1.3	Analyseraster und Vorgehen.....	20
2	Massnahmenpaket „KEV“	23
2.1	Beschreibung der Massnahme	23
2.1.1	Problem und Ziel	23
2.1.2	Art der Massnahme, Zielgruppen, Kontext	24
2.2	Wirksamkeit der Massnahme.....	25
2.2.1	Auswirkungen auf Energieangebot	25
2.2.2	Auswirkungen auf Energienachfrage	27
2.3	Auswirkungen auf energiepolitische Ziele.....	27
2.3.1	Versorgungssicherheit	27
2.3.2	Umweltverträglichkeit	28
2.3.3	Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit.....	30
2.3.4	Auswirkungen auf Innovationsanreize	45
2.4	Weitere Auswirkungen	47
2.4.1	Auswirkungen auf Bund	47
2.4.2	Auswirkungen auf Kantone/Gemeinden	48
2.4.3	Auswirkungen auf gesellschaftliche Gruppen	50
2.4.4	Auswirkungen auf die Gesamtwirtschaft.....	52
2.5	Alternativen und langfristige Rolle.....	55
2.5.1	Alternative Regelungen.....	55
2.5.2	Konnex zu anderen Massnahmen	61
2.5.3	Einbettung in langfristige Energiestrategie 2050	62
2.6	Zweckmässigkeit im Vollzug	63
2.6.1	Vollzugstauglichkeit, Vollzugsaufwand	63
2.6.2	Verbesserungen, Vereinfachungen	65
2.7	Fazit zum Massnahmenpaket „KEV“	67

3	Massnahme „Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch“	69
3.1	Beschreibung der Massnahme	69
3.1.1	Problem und Ziel	69
3.1.2	Art der Massnahme, Zielgruppen, Kontext	70
3.2	Wirksamkeit der Massnahme	72
3.2.1	Auswirkungen auf Energieangebot	72
3.2.2	Auswirkungen auf Energienachfrage	72
3.3	Auswirkungen auf energiepolitische Ziele	73
3.3.1	Versorgungssicherheit	73
3.3.2	Umweltverträglichkeit	73
3.3.3	Auswirkungen auf Wirtschaftlichkeit	73
3.3.4	Auswirkungen auf Innovationsanreize	74
3.4	Weitere Auswirkungen	75
3.4.1	Auswirkungen auf Bund	75
3.4.2	Auswirkungen auf Kantone/Gemeinden	75
3.4.3	Auswirkungen auf gesellschaftliche Gruppen	76
3.4.4	Auswirkungen auf die Gesamtwirtschaft	76
3.5	Alternativen und langfristige Rolle	78
3.5.1	Alternative Regelungen	78
3.5.2	Konnex zu anderen Massnahmen	79
3.5.3	Einbettung in langfristige Energiestrategie 2050	82
3.6	Zweckmässigkeit im Vollzug	82
3.6.1	Vollzugstauglichkeit, Vollzugsaufwand	82
3.6.2	Verbesserungen/Vereinfachungen	83
3.7	Fazit	84
4	Massnahme „Wettbewerbliche Ausschreibungen“	86
4.1	Beschreibung der Massnahme	86
4.1.1	Problem und Ziel	86
4.1.2	Art der Massnahme, Zielgruppen, Kontext	87
4.2	Wirksamkeit der Massnahme	90
4.2.1	Auswirkungen auf Energieangebot	90
4.2.2	Auswirkungen auf Energienachfrage	90
4.3	Auswirkungen auf energiepolitische Ziele	108
4.3.1	Versorgungssicherheit	108
4.3.2	Umweltverträglichkeit	109
4.3.3	Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit	109
4.3.4	Auswirkungen auf Innovationsanreize (dynamische Effekte)	111
4.4	Weitere Auswirkungen	112
4.4.1	Auswirkungen auf Bund	112
4.4.2	Auswirkungen auf Kantone/Gemeinden	112
4.4.3	Auswirkungen auf gesellschaftliche Gruppen (inkl. Verteilungswirkungen)	112
4.4.4	Auswirkungen auf die Gesamtwirtschaft	113
4.5	Alternative Regelungen / Konnex zu anderen Massnahmen / Einbettung in langfristige Energiestrategie	113

4.5.1	Alternative Regelungen	113
4.5.2	Konnex zu anderen Massnahmen	114
4.5.3	Einbettung in langfristige Energiestrategie 2050: Rolle der Massnahme im Hinblick auf die 2. Etappe der Energiestrategie 2050	116
4.6	Zweckmässigkeit im Vollzug	118
4.6.1	Vollzugstauglichkeit, Vollzugaufwand	118
4.6.2	Verbesserungen/Vereinfachungen	118
4.7	Fazit.....	119
5	Massnahme „Grossverbraucher“	122
5.1.1	Problem und Ziel	122
5.1.2	Art der Massnahme, Zielgruppen, Kontext	123
5.2	Wirksamkeit der Massnahme	133
5.2.1	Auswirkungen auf Energieangebot	133
5.2.2	Auswirkungen auf Energienachfrage	134
5.3	Auswirkungen auf energiepolitische Ziele.....	138
5.3.1	Versorgungssicherheit	138
5.3.2	Umweltverträglichkeit	139
5.3.3	Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit.....	139
5.3.4	Auswirkungen auf Innovationsanreize (dynamische Effekte)	144
5.4	Weitere Auswirkungen	147
5.4.1	Auswirkungen auf Bund	147
5.4.2	Auswirkungen auf Kantone/Gemeinden	147
5.4.3	Auswirkungen auf gesellschaftliche Gruppen (inkl. Verteilungswirkungen)	148
5.4.4	Auswirkungen auf die Gesamtwirtschaft.....	151
5.5	Alternative Regelungen / Konnex zu anderen Massnahmen / Einbettung in langfristige Energiestrategie.....	152
5.5.1	Alternative Regelungen	152
5.5.2	Konnex zu anderen Massnahmen	155
5.5.3	Einbettung in langfristige Energiestrategie 2050: Rolle der Massnahme im Hinblick auf die 2. Etappe der Energiestrategie 2050	156
5.6	Zweckmässigkeit im Vollzug	157
5.6.1	Vollzugstauglichkeit, Vollzugaufwand	157
5.6.2	Verbesserungen/Vereinfachungen	158
5.7	Fazit.....	158
6	Anhang A: Ergänzungen zum Massnahmenpaket KEV	160
7	Anhang B: Ergänzungen zur Massnahme Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch.....	164
8	Anhang C: Ergänzungen zur Massnahme Wettbewerbliche Ausschreibungen.....	166
8.1	Ablauf der Wettbewerblichen Ausschreibungen	166
8.2	Additionalitätsbedingungen für Kompensationsprojekte zur Reduktion der CO ₂ -Emissionen.....	168

8.3	Bewilligte Projekte und Programme	175
9	Anhang D: Ergänzungen zur Massnahme Grossverbraucher.....	178
9.1	Massnahme Grossverbraucher – Situation bis 2012	178
9.2	Entwicklung der Zielvereinbarungen der EnAW	181
9.3	CO ₂ -Zielsetzung gemäss aktuellem Regulativ	181
9.3.1	Emissionsziel.....	181
9.3.2	Massnahmenziel	183
9.4	Beispiele für kantonalen Grossverbraucherartikel	183
9.5	Ausnahmeregelungen in Deutschland	185
9.5.1	Die verschiedenen Ausnahmeregelungen in Deutschland	185
9.5.2	Auswirkungen der Ausnahmeregelungen in Deutschland	187
9.6	Ausnahmeregelung in der Schweiz – Fallbeispiele	189
10	Anhang E: Liste der interviewten Personen.....	194
	Literaturverzeichnis	195

Abkürzungsverzeichnis

BAFU	Bundesamt für Umwelt
BAT	best available technology
BFE	Bundesamt für Energie
CDM	Clean Development Mechanism
CER	Certified Emission Reductions
CHF	Schweizer Franken
CO ₂	Kohlendioxid (Treibhausgas)
CO ₂ eq	CO ₂ -Äquivalent
EE	erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz (Deutschland)
EMS	Energie-Management-Systeme
EnAW	Energieagentur der Wirtschaft
EnG	Energiegesetz
EnV	Energieverordnung
EU	Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GuD	Gas- und Dampf-Kombikraftwerk
GV	Grossverbraucher
GWh	Gigawattstunde
HFM	harmonisiertes Fördermodell der Kantone
i.d.R.	in der Regel
JI	Joint Implementation
k.A.	keine Angaben
KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung
KMU	kleine und mittlere Unternehmen
kWh	Kilowattstunden
LED	Leuchtdiode (light-emitting diode)
Mia.	Milliarden
Mio.	Millionen
MuKE	Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich
MWh	Megawattstunde
POM	Politisches Massnahmenpaket, Szenario im Rahmen der Energiestrategie 2050
PV	Photovoltaik
RFA	Regulierungsfolgenabschätzung
Rp.	Rappen
seco	Staatssekretariat für Wirtschaft
StromVG	Stromversorgungsgesetz
TWh	Terawattstunde
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
UREK-N	Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates
UVEK	Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
WeA	Wettbewerbliche Ausschreibungen
WKK	Wärmeerkopplung
ZV	Zielvereinbarung

Kurzfassung

Einleitung

Bundesrat und Parlament haben den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen. An den bestehenden Klimazielen wird festgehalten. Das im Rahmen der Energiestrategie 2050 formulierte Energiepaket ist in Etappen mit drei Milestonehorizonten (2020, 2035 und 2050) gegliedert:

- Die erste Etappe (bis 2020) geht in allen Bereichen von Potenzialen aus, welche die Schweiz aus eigener Kraft und ohne vertiefte internationale Zusammenarbeit mit den heute vorhandenen oder absehbar marktreifen Technologien erschliessen kann. Im Rahmen dieser ersten Etappe sollen u.a. die Energieeffizienz und der Anteil der erneuerbaren Stromproduktion erhöht werden.
- Ab 2020 sollen die in der ersten Etappe etablierten eher kurz- bis mittelfristig wirkenden Massnahmen durch ein umfassendes Energieabgabesystem schrittweise abgelöst werden.

Am 18.04.2012 hat der BR die Stossrichtung eines energiepolitischen Massnahmenpakets (Bundesamt für Energie BFE: Massnahmen Energiestrategie 2050) und die „Leitplanken“ für die erste Etappe verabschiedet. Am 28.9.2012 hat der Bundesrat ein erstes Massnahmenpaket für den schrittweisen Umbau der schweizerischen Energieversorgung in die Vernehmlassung geschickt. Die Verabschiedung der Botschaft ans Parlament ist für den Sommer 2013 geplant.

Das Staatssekretariat für Wirtschaft (SECO) hat in einer ersten Phase die einzelnen Massnahmen einer Prüfung unterzogen und entschieden die folgenden Massnahmen im Rahmen der vorliegenden Studie in einer vertieften Regulierungsfolgenabschätzung zu untersuchen:

- (1) Massnahmenpaket „KEV“:** Förderung erneuerbarer Energien. Im Fokus steht hier die Massnahme der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) bzw. der geplanten Ergänzungen und Änderungen dieses Förderinstruments.
- (2) Massnahme „Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch“:** Verpflichtende Effizienzziele für Energieversorgungsunternehmen
- (3) Massnahme „Wettbewerbliche Ausschreibungen“:** Aufstockung der Mittel für die bereits vorhandenen wettbewerblichen Ausschreibungen.
- (4) Massnahme „Grossverbraucher“:** Zielvereinbarung und Abgabebefreiung von Grossverbrauchern mit besonderer Berücksichtigung des Zusammenspiels zwischen CO₂-Reduktions und Stromeffizienzzielen.

Für die Analyse der Massnahmen (1) und (2) zeichnet Ernst Basler & Partner verantwortlich. Die Massnahmen (3) und (4) wurden von Ecoplan bearbeitet.

Massnahmenpaket „KEV“

Die Massnahme im Überblick

Die Energiestrategie 2050 sieht verstärkte Anreize für Investitionen in erneuerbare Energien durch die Optimierung und den Ausbau der bestehenden kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) vor. In der vorliegenden Studie wird die folgende Auswahl der vorgeschlagenen Massnahmen zur Anpassung der KEV analysiert:

- **Erhöhung der zur Verfügung stehenden Fördermittel:** Die Energiestrategie 2050 sieht vor, die Begrenzung des Zuschlags für die Finanzierung der KEV zu entfernen und damit mehr Mittel für den Ausbau der erneuerbaren Energien zur Verfügung zu stellen. Als Ausnahme sollen für die Photovoltaik (PV) weiterhin Zubaukontingente definiert werden. Die Zubaukontingente orientieren sich an einem Richtwert von 600 GWh für das Jahr 2020.
- **Festlegen der Vergütungssätze mittels Ausschreibeverfahren:** Für bestimmte Technologien sollen die Vergütungssätze aufgrund eines Ausschreibeverfahren festgelegt werden. Bei einem Ausschreibeverfahren definiert das BFE bestimmte Produktionsmengen an erneuerbarem Strom und der tiefstbietende Betreiber erhält den Zuschlag.
- **Investitionshilfen für (PV-)Kleinanlagen:** Photovoltaik-Kleinanlagen mit einer Leistung von weniger als 10 kW sollen künftig mit einer einmaligen Investitionshilfe von 30 % der bei der Inbetriebnahme massgeblichen Investitionskosten von Referenzanlagen gefördert werden.
- **Einführung einer Eigenverbrauchsregelung:** Diese Regelung soll für alle Produktionsanlagen unabhängig von der KEV eingeführt werden. Die Produzenten dürfen die selbst produzierte Energie am Ort der Produktion ganz oder teilweise selber verbrauchen. Sie müssen also nicht mehr die gesamte Stromproduktion, sondern nur die überschüssige Energie nach Abzug des Eigenverbrauchs einspeisen (Echtzeit-Netting).

Anpassungen der KEV als wirkungsvolles bestehendes Fördersystem

Bei der KEV handelt es sich um ein bereits bestehendes Instrument zur Förderung der erneuerbaren Stromproduktion, das sich insgesamt als wirkungsvoll erwiesen hat. Mit den in der Energiestrategie 2050 vorgeschlagenen Massnahmen soll die KEV ausgebaut und optimiert werden. Wichtige Ziele sind dabei die erhöhte Jahresproduktion von Strom aus erneuerbarer Energien und ein effizienterer Einsatz der Fördermittel. Die hier untersuchten Massnahmen zur Anpassung der KEV sind insgesamt als geeignet zu beurteilen, diese Ziele zu erreichen. Ein Wechsel des Förderinstrumentes wird in der Energiestrategie 2050 nicht zur Diskussion gestellt und ist aus folgenden Gründen nicht zu empfehlen: Die KEV erweist sich im Vergleich der Literatur zu internationalen Erfahrungen als effektives Fördersystem. Bei einem Wechsel wären zudem hohe Lern- und Aufbaukosten zu tragen, verbunden mit dem Risiko von Staatsversagen, das beim Aufbau eines neuen Systems aufgrund von Informationsdefiziten und Lerneffekten des Regulators besonders gross ist.

Durch die Erhöhung der Fördermittel wird die Wirkung (Effektivität) insgesamt erhöht. Einzelne Submassnahmen schränken die Förderung und ihre Wirkung bewusst ein: Durch die Kontingente für Photovoltaik wird der Zubau verlangsamt und Investitionshilfen für PV-Kleinanlagen reduzieren den finanziellen Anreiz. Dadurch wird einerseits die Effektivität eingeschränkt, andererseits tragen diese Massnahmen dazu bei, die Fördermittel effizienter einzusetzen. Auch die Eigenverbrauchsregelung und das Ausschreibeverfahren führen zu einer effizienteren Verwendung der Fördermittel. Das Prinzip der Kostendeckung wird damit aber teilweise aufgegeben. Wie stark die Wirkung pro eingesetzten Förderfranken erhöht wird, kann nicht genau quantifiziert werden, da beispielsweise noch unklar ist, in welchem Umfang die Ausschreibeverfahren eingeführt werden und wie die Marktteilnehmer darauf reagieren.

Tragbare Mehrkosten für die KEV und Anpassung des Marktdesigns im Kontext von Produktions- und Netzkapazitäten

Der Zuschlag auf die Übertragungsnetze für die Finanzierung der KEV steigt je nach Entwicklung des Marktpreises auf rund 1.2 bis 1.6 Rappen pro Kilowattstunde. Die Kosten für die KEV bezahlen vor allem Haushalte und kleinere Unternehmen. Grössere Unternehmen mit Zielvereinbarungen sind vom Netzzuschlag befreit und Grossverbraucher ab 100 GWh Jahresverbrauch können zudem im teilliberalisierten Strommarkt direkt von preissenkenden Effekten profitieren, da bei Grossverbrauchern im Unterschied zu den festen Endverbrauchern flexiblere, von den jeweiligen Marktpreisen abhängige Tarife möglich sind.

Der Ausbau der erneuerbaren Energieproduktion und die KEV bzw. einzelne Submassnahmen zur Anpassung der KEV haben Auswirkungen auf die Frage, wie die zukünftigen Investitions- und Unterhaltskosten der Energieproduktionsanlagen aber auch der Netz- und Speicherinfrastruktur finanziert werden. Im Zusammenhang mit einem Anstieg des Eigenverbrauchs sind neue Modelle für die Finanzierung der Netzinfrastruktur zu entwickeln. Zudem ist die Wertigkeit des Stroms (in Abhängigkeit der Produktionsart und der zeitlichen Verfügbarkeit) verstärkt in das Strommarktdesign zu implementieren. Aufgrund der starken Verflechtung des Schweizer Strommarktes mit den umliegenden Ländern sind diese Fragen in einem europäischen Kontext zu lösen.

Rolle KEV in dem in der zweiten Etappe geplanten Lenkungssystem

Eine Lenkungsabgabe auf den Energieverbrauch zielt primär auf eine Reduktion der Energienachfrage und ersetzt bei uniformen Tarifen die Förderinstrumente nicht. Der Übergang zu einem marktnahen Lenkungssystem kann unterstützt werden durch die schrittweise Einführung von Massnahmen, welche die Anlagenbetreiber an den Markt heranführen. In diesem Kontext sind variable Vergütungstarife für steuerbare Produktionsanlagen hervorzuheben, die Anreize für eine marktorientierte Produktion setzen. Auch die Eigenverbrauchsregelung kann Anreize für eine marktorientierte Einspeisung und eine entsprechende Steuerung der eigenen Nachfrage setzen, wenn der Strom zu jeweils aktuellen Strommarktpreisen vergütet wird.

Massnahme „Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch“

Die Massnahme im Überblick

Mit der vorgeschlagenen Massnahme sollen Elektrizitätslieferanten stärker eingebunden werden, um die Stromeffizienz bei Endverbrauchern zu steigern. Die Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch werden anhand eines prozentual einheitlichen, verpflichtenden Einsparziels vom Bundesrat festgelegt. Die Höchstgrenze wird gemäss Vernehmlassungsvorlage auf jährlich 2 Prozent des jährlichen Absatzes eines Elektrizitätslieferanten festgelegt.

Die Elektrizitätslieferanten sollen diese Einsparziele erreichen, indem sie Effizienzmassnahmen durchführen oder unterstützen. Im Gegenzug erhalten sie sogenannte Weisse Zertifikate, die den Umfang der geleisteten Massnahmen bescheinigen. Diese Zertifikate sind handelbar und nicht an die Zielvorgabeperiode (das jeweilige Jahr) gebunden. Die möglichen Stromeffizienzmassnahmen können einerseits vom BFE in einem standardisierten Massnahmenkatalog vorgegeben werden. Andererseits können sich Elektrizitätslieferanten oder Energiedienstleister auch für nicht-standardisierte Massnahmen entscheiden.

Die Herausforderung der Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch liegt in der Konzeption und im Vollzug

Als Vorteil der Massnahme ist eine hohe Effektivität zu nennen. Dazu tragen die verbindlichen und messbaren Effizienzziele bei. Konkurrenz und potenzielle Substitutionseffekte hinsichtlich der bestehenden Massnahmen machen eine Abstimmung oder womöglich einen Umbau des aktuellen Massnahmengefüges im Energieeffizienzbereich jedoch notwendig, will man der Forderung nach Additionalität gerecht werden.

Des Weiteren wird der Gesetzgeber vor beträchtliche Herausforderungen mit Blick auf die Einführung und den Vollzug der Massnahme gestellt. Einerseits ergeben sich nicht unwesentliche regulatorische Fragen. Andererseits ist die Massnahme in der Praxis mit einem beträchtlichen administrativen Aufwand verbunden, der letztlich sowohl den Bund wie auch die Stromlieferanten und indirekt die Endkonsumenten treffen würde. Der Aufwand für den Vollzug und die Umsetzung bei den Energielieferanten kann begrenzt werden, wenn in erster Linie Effizienzmassnahmen umgesetzt werden sollen, die in einem standardisierten Katalog vorgegeben werden.

Effizienzziele in der ersten Etappe der Energiestrategie 2050 und Abgrenzung zu wettbewerblichen Ausschreibungen

Die Einführung der Massnahme Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch soll mit einem abschliessenden Massnahmenkatalog vor allem auf standardisierbare Effizienzpotenziale im Bereich der Haushalte und im Dienstleistungssektor (ohne Prozessenergie) konzentriert werden. Das jährliche Einsparziel für die Elektrizitätslieferanten müsste entsprechend reduziert werden auf ca. 0.8 bis 1.0 Prozent (auf die Sektoren Haushalte und Dienstleistungen entfal-

len ca. 58% der landesweiten Stromnachfrage). Entsprechend wäre das Instrument der Wettbewerblichen Ausschreibungen auf die übrigen Bereiche zu konzentrieren. Unter den Wettbewerblichen Ausschreibungen würden jene Einsparpotenziale fallen, welche in der Regel objektspezifische Parameter benötigen (z.B. bei der Gebäudeautomation). Die Massnahme Effizienzziele würden jene Einsparpotenziale umfassen, deren Wirkung standardisierbar ist (z.B. Geräteersatz). Elektrizitätslieferanten, welche neue Vorschläge für die Umsetzung von Effizienzmassnahmen einreichen möchten, würden dies bei den Wettbewerblichen Ausschreibungen einreichen. Sollte deren Geschäftsstelle feststellen, dass die entsprechende Effizienzmassnahme standardisierbar ist, würde sie unter Vermittlung des BFE neu in den abschliessenden Massnahmenkatalog für die Weissen Zertifikate aufgenommen.

Rolle der Effizienzziele in der zweiten Etappe mit dem geplanten Lenkungssystem

Sowohl die Massnahme Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch als auch eine Lenkungsabgabe auf den Energieverbrauch zielen darauf, einen effizienteren Energieeinsatz bei den Endkonsumenten zu bewirken. Strebt man langfristig nach einer generellen Erhöhung der Energieeffizienz, bietet sich die Lenkungsabgabe an, da sie nicht bloss auf Strom begrenzt ist, sondern eine allgemeine Energieabgabe auf alle Energieträger darstellt. Die Einführung der Effizienzziele würde wie bei den wettbewerblichen Ausschreibungen zu einer zeitlichen Vorwegnahme und Finanzierung von Effizienzmassnahmen im Bereich des Stromverbrauchs führen. Soll die Massnahme Effizienzziele für den Stromverbrauch nur für eine befristete Dauer eingeführt werden, ist der Aufwand für den Aufbau der notwendigen Organisationsstrukturen gegenüber dem erwarteten Nutzen abzuwägen.

Da zahlreiche Fragen zur konkreten Ausgestaltung noch offen sind, ist eine abschliessende Beurteilung der Massnahme Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch nicht möglich.

Massnahme „Wettbewerbliche Ausschreibungen“

Die Massnahme im Überblick

Wettbewerbliche Ausschreibungen (WeA) werden seit 2010 durchgeführt. Im Rahmen der Energiestrategie 2050 sollen nun die WeA gestärkt werden. Die finanziellen Mittel für die WeA sollen bis zum Jahr 2020 auf 50 Mio. CHF und später auf rund 100 Mio. CHF aufgestockt werden, was ungefähr einer Vervierfachung des bereits beschlossenen Budgets entspricht.

Das Ziel der Massnahme ist, wie bisher Stromeffizienzprojekte und -programme finanziell zu unterstützen, welche mit den eingesetzten Fördermitteln möglichst hohe Stromeinsparungen im Industrie-, Dienstleistungsbereich und in Haushalten erzielen und ohne Förderprogramme oder aufgrund von Hemmnissen in der Umsetzung nicht realisiert würden. Auch Gemeinden, EVUs und weitere Akteure sollen verstärkt zur Umsetzung von Effizienzmassnahmen bei

Unternehmen und Haushalten motiviert werden. Zudem sollen die Wettbewerblichen Ausschreibungen zu einer rascheren Markteinführung neuer Technologien führen.

Die Herausforderung der WeA liegt im (noch) mangelnden Wettbewerb

Das Instrumentarium WeA kann mittel-, längerfristig nur funktionieren, wenn ein Wettbewerb um die Fördergelder etabliert werden kann. Wie die „Evaluation der WeA“ gezeigt hat, stellte sich in den ersten drei Ausschreibungen noch kein richtiger Wettbewerb ein. Für die „Disziplinierung“ der Antragsteller muss in der jetzigen Ausgestaltung der WeA ein funktionierender Wettbewerb sorgen. Fehlender Wettbewerb würde dazu führen, dass durch „Lerneffekte“ der Antragsteller zum Bietverhalten die Mitnahmeeffekte steigen würden. Das heisst die WeA würden ihr Ziel, möglichst viele (noch) nicht wirtschaftliche Massnahmen auszulösen, verfehlen. Das Problem ist seitens BFE erkannt und wird denn auch im Massnahmenblatt zur Energiestrategie mit verschiedenen Vorschlägen zur Verbesserung des Wettbewerbs adressiert.

Das Instrumentarium WeA ist noch kein ausgereiftes Instrument, sondern ein innovatives, neues Instrument, das einer ständigen Weiterentwicklung bedarf. Mit steigendem Mitteleinsatz wäre zur ständigen Verbesserung des Instrumentariums ein detaillierteres Monitoring aufzuziehen und das Instrument periodisch zu evaluieren.

WeA in der ersten Etappe der Energiestrategie 2050

In erster Priorität ist in den nächsten Ausschreibungen ein funktionierender Wettbewerb um die Fördermittel zu etablieren. Dazu sind zwei notwendige Voraussetzungen nötig:

- *Genügende Anzahl Projekte und Programme:* Forcierte Information, Kommunikation und koordinierte Aus- und Weiterbildung und Qualifizierungen sind dazu notwendig. Die „Evaluation der WeA“ ist zu diesem Punkt eher kritisch und rechnet nicht damit, dass auch bei grösserer Bekanntheit der WeA die Teilnehmerzahl massiv gesteigert werden kann.
- *Deutliche Überzeichnung:* Gemäss aktueller Regelung wird das für die jeweilige Ausschreibung reservierte Budget gekürzt, falls die zugelassenen Anträge summiert nicht mindestens 120 % des Maximalbudgets betragen. Diese Grenze ist für einen funktionierenden Wettbewerb sehr tief. Wir schätzen, dass für einen längerfristig funktionierenden Wettbewerb eine Überzeichnung von min. 50 % bis 100 % nötig wird. Weiter kann auch eine minimale Fördereffizienz in der Höhe von bspw. 8 Rp./kWh gefordert werden, der allenfalls längerfristig angehoben wird.

Ob diese Voraussetzungen bei weiter steigenden Fördermitteln eingehalten werden, ist fraglich. Da die Etablierung eines funktionierenden Wettbewerbs so zentral ist, schlagen wir vor, dass klare Ziele gesetzt werden, bis wann dieser Wettbewerb etabliert sein sollte (bspw. innerhalb der nächsten 5 Jahre). Kann kein Wettbewerb geschaffen werden, ist das Instrument WeA abzuschaffen oder neu auszurichten.

WeA und verbindliche Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch (EVUZ)

Die Massnahme Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch weist mit der Massnahme Wettbewerblichen Ausschreibungen beträchtliche, unmittelbare Überschneidungen auf. Beide Massnahmen richten sich teilweise an dieselben Zielgruppen.

Die *Überschneidungen* zwischen WeA und EVUZ sind beim nicht rentablen Stromsparpotenzial und den kleineren bis mittleren Stromverbrauchern zu suchen. Die EVUZ *wirken ergänzend* beim rentablen Stromsparpotenzial ebenfalls bei den kleineren bis mittleren Stromverbrauchern. Die potenziellen Überschneidungen der WeA mit der EVUZ machen eine Abstimmung der beiden Massnahmen notwendig. Der Katalog der Massnahmen bei den EVUZ sollte sich vor allem an die kleineren Verbraucher richten und die standardisierbaren Effizienzmassnahmen adressieren. Die WeA soll sich stärker auf Einzelprojekte, (noch) nicht standardisierte Programme und auf innovative Projekte und Programme konzentrieren. Dazu schlagen wir die Einführung einer neuen Förderkategorie „Innovative Projekte und Programme“ vor, bei welcher der Innovationscharakter viel stärker gewichtet wird.

Rolle der WeA in der zweiten Etappe mit dem geplanten Lenkungssystem

Mit der Massnahme sollen insbesondere die grössten Stromeffizienzpotenziale bis 2025 ausgeschöpft werden. Falls danach andere Massnahmen der Energiestrategie 2050 im Einsatz stehen, soll das Förderprogramm ab 2025 bis 2030 schrittweise reduziert werden.

Die WeA kann grundsätzlich als ergänzendes Instrument zu einer Strom- bzw. Energieabgabe weitergeführt werden. Fehlanreize wie bspw. bei der Zielvereinbarung entstehen dadurch nicht. Die WeA führen im Lenkungssystem zu einer zeitlichen Vorwegnahme und Finanzierung von Massnahmen, die später mit der Abgabeerhöhung ausgelöst worden wären. Die WeA führt also zu einer teilweisen Entlastung der grösseren Stromverbraucher im Hinblick auf die zu erwartende Abgabeerhöhung.

Eine Erhöhung der Strompreise um 20% bis 30% (bspw. über eine Erhöhung der Stromabgabe) hätte in etwa dieselbe Wirkung wie die WeA-Förderung. In der Einführungsphase der Lenkungsabgabe sind die Abgaben noch relativ gering und die WeA kann ihre Wirkung weiterhin entfalten.

Massnahme „Grossverbraucher“

Die Massnahme im Überblick

Für die Umsetzung von Energieeffizienzzielen sollen die Unternehmen in Zielvereinbarungsprozessen mit dem Bund, wie sie bisher bereits für die Befreiung der CO₂-Abgabe angewendet wurden, eingebunden werden. Dadurch sollen nebst den wirtschaftlichen Massnahmen im Brennstoffbereich auch die wirtschaftlichen Potenziale im Strombereich flächendeckend und rascher ausgeschöpft werden. Mit Einhaltung der Zielvereinbarungen mit dem Bund können sich die Unternehmen von der CO₂-Abgabe befreien und den Netzzuschlag auf den Übertragungskosten rückerstatten lassen. Die Rückerstattung des Netzzuschlages wird in erster Linie als Anreiz genutzt, damit die Unternehmen Zielvereinbarungen im Strombereich (ZV Strom) abschliessen.

Die Herausforderung der „ZV Strom“ liegt bei der Rückerstattung der Netzzuschläge

Bei der „ZV Strom“ ist kurz- bis mittelfristig vor allem die beabsichtigte Anreizwirkung mit der Rückerstattung des Netzzuschlags zu kritisieren:

- Die Rückerstattung des Netzzuschlags ist nicht nötig für die breitere Umsetzung von Zielvereinbarungen, da dies bereits mit dem Grossverbraucherartikel der Kantone erfolgt. Um das Ziel zu erreichen, möglichst viele Grossverbraucher in den Zielvereinbarungsprozess zu involvieren, braucht es die Anreizwirkung des NetZRückerstattungszuschlags nicht.
- Zielvereinbarungen wirken bereits auf Strom – eine spezielle Stromfokussierung ist nicht prioritär.
- Unerwünschte Umverteilung: Die Grossverbraucher werden durch Haushalte und kleinere Unternehmen quersubventioniert.
- NetZRückerstattung schafft Anspruchshaltung in Bezug auf zweite Etappe der Energiestrategie 2050: Werden in einer ersten Phase alle Grossverbraucher von der Rückerstattung der Netzzuschläge befreit, so hätte dies Signalwirkung für die zweite Etappe der Energiestrategie 2050. Das vorgesehene Lenkungssystem würde aber bei einer breiten Abgabebefreiung der Grossverbraucher ihren Effizienzvorteil gegenüber den anderen Instrumenten verlieren.

Vorschlag für eine „ZV Strom“ für die erste Etappe der Energiestrategie 2050

Eine „ZV Strom“ macht dann Sinn, wenn mit einer verzögerten oder zu laschen Umsetzung des Grossverbraucherartikels der Kantone gerechnet wird und wenn eine starke Fokussierung auf Strom als notwendig erachtet wird. Da die zusätzliche Wirkung der Stromfokussierung aber keine generelle Rückerstattung der Netzzuschläge rechtfertigt, wäre die Kosten-Wirksamkeit in diesem Falle nicht gegeben. Die „ZV Strom“ lässt sich aber dann aus Kosten-Wirksamkeitsaspekten rechtfertigen, wenn auf die Rückerstattung der Netzzuschläge verzichtet wird. Die Massnahme „ZV Strom“ müsste also wie folgt abgeändert werden:

- Die Grossverbraucher werden verpflichtet, eine „ZV Strom“ abzuschliessen.
- Die Grossverbraucher werden für Ihre Vollzugsaufwendungen (insbesondere Eigenleistungen und EnAW-Beiträge) pauschal abgegolten. Die Kosten für diese Vollzugsaufwandsabgeltung könnten bspw. aus dem Netzzuschlag finanziert werden.

Die Parlamentarische Initiative 12.400 bringt keine neuen Zielvereinbarungen und Sensibilisierungen von bisher nicht auf die Energieproblematik „sensibilisierte“ Unternehmen. Die Parlamentarische Initiative bringt also nichts in Bezug auf die Absicht, neue Unternehmen in den Zielvereinbarungsprozess einzubinden, und ist damit kein „Ersatz“ für die „ZV Strom“.

Rolle der „ZV Strom“ in dem in der zweiten Etappe geplanten Lenkungssystem

Sobald die Lenkungsabgaben zu einer spürbaren Energiepreiserhöhung führen, haben Zielvereinbarungen für möglichst viele Unternehmen keine Berechtigung mehr: (1) die Sensibilisierung und Lenkung übernimmt nun die Lenkungsabgabe, (2) Zielvereinbarungen können – zusammen mit einem Lenkungssystem – kontraproduktive Effekte haben.

Da es aber in einem Lenkungssystem weiterhin Sonderregelungen für energie-, stromintensive, dem internationalen Wettbewerb ausgesetzten Unternehmen braucht, können je nach Ausgestaltung dieser Sonderregelungen Zielvereinbarungen bei diesen Unternehmen eine Rolle spielen. Als Gegenleistung für die Sonderregelung werden diese Unternehmen mit einer Zielvereinbarung zu Massnahmen verpflichtet (werden dafür im Gegenzug von den Lenkungsabgaben oder Netznutzungszuschlägen befreit).

Auch wenn die Zielvereinbarung längerfristig in einem Lenkungssystem nur punktuell zum Einsatz kommen, ist eine breite Anwendung für die erste Etappe der Energiestrategie 2050 ein zielführendes Instrument im Hinblick auf die Einführung einer Lenkungsabgabe: Die Zielvereinbarungen motivieren die Unternehmen im Vorfeld der Einführung der Lenkungsabgabe Effizienzmassnahmen umzusetzen und sensibilisieren für die Energieeffizienzthematik. Die Zielvereinbarungen helfen den Unternehmen sich im Hinblick auf die Lenkungsabgabe „energetisch fit“ zu machen und helfen mit, damit die Lenkungswirkung ihre beabsichtigte Anreizwirkung erzielt. Diese breite Anwendung sollte aber nicht durch eine umfassende Rückerstattung der Netzzuschläge „erkauft“ werden.

1 Einleitung

1.1 Ausgangslage: Energiestrategie 2050

Bundesrat und Parlament haben den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen. An den bestehenden Klimazielen wird festgehalten. Das im Rahmen der Energiestrategie 2050 formulierte Energiepaket ist in Etappen mit drei Milestonehorizonten (2020, 2035 und 2050) gegliedert:

- Die erste Etappe (bis 2020) geht in allen Bereichen von Potenzialen aus, welche die Schweiz aus eigener Kraft und ohne vertiefte internationale Zusammenarbeit mit den heute vorhandenen oder absehbar marktreifen Technologien erschliessen kann. Im Rahmen dieser ersten Etappe sollen u.a. die Energieeffizienz und der Anteil der erneuerbaren Stromproduktion erhöht werden.
- Ab 2020 sollen die in der ersten Etappe etablierten eher kurz- bis mittelfristig wirkenden Massnahmen durch ein umfassendes Energieabgabesystem schrittweise abgelöst werden.

Am 18.04.2012 hat der BR die Stossrichtung eines energiepolitischen Massnahmenpakets (Bundesamt für Energie BFE: Massnahmen Energiestrategie 2050) und die „Leitplanken“ für die erste Etappe verabschiedet. Am 28.9.2012 hat der Bundesrat ein erstes Massnahmenpaket für den schrittweisen Umbau der schweizerischen Energieversorgung in die Vernehmlassung geschickt. Die Verabschiedung der Botschaft ans Parlament ist für den Sommer 2013 geplant.

1.2 Aufgabenstellung: Vertiefte Regulierungsfolgenabschätzung

Das Staatssekretariat für Wirtschaft hat in einer ersten Phase die einzelnen Massnahmen einer Prüfung unterzogen und entschieden die folgenden Massnahmen im Rahmen der vorliegenden Studie in einer vertieften Regulierungsfolgenabschätzung zu untersuchen:

- **Massnahmenpaket „KEV“** (Kapitel 2): Förderung erneuerbarer Energien. Im Fokus steht hier die Massnahme der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) bzw. der geplanten Ergänzungen und Änderungen dieses Förderinstruments.
- **Massnahme „Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch“** (Kapitel 3): Verpflichtende Effizienzziele für Energieversorgungsunternehmen.
- **Massnahme „Wettbewerbliche Ausschreibungen“** (Kapitel 4): Aufstockung der Mittel für die bereits vorhandenen wettbewerblichen Ausschreibungen.
- **Massnahme „Grossverbraucher“** (Kapitel 5): Zielvereinbarung und Abgabebefreiung von Grossverbrauchern mit besonderer Berücksichtigung des Zusammenspiels zwischen CO₂-Reduktions und Stromeffizienzzielen.

Ziel: Optimierung und Transparenz

Mit der vorliegenden, vertieften Regulierungsfolgenabschätzung (RFA) werden in dieser zweiten Phase folgende Ziele verfolgt:

- Beitrag zu **Optimierung**: Die RFA liefert Resultate zu den volkswirtschaftlichen Auswirkungen, welche zwischen der Vernehmlassung und der Verabschiedung der Botschaft noch dafür verwendet werden können, letzte Anpassungen bzgl. der Massnahmen (Auswahl und Optimierung von Massnahmen) vorzunehmen. Diese Resultate fliessen in die vorgeschlagenen Rechtstexte (Gesetze und Verordnungen) ein.
- Beitrag zu **Transparenz**: Die RFA liefert Resultate zur transparenten Darstellung der volkswirtschaftlichen Auswirkungen der vorgeschlagenen Massnahmen (und gegebenenfalls verworfener Alternativen). Diese Resultate fliessen in den Text der Botschaft ein.

1.3 Analyseraster und Vorgehen

Im Hinblick auf die zu verfassende Botschaft orientiert sich der Analyserahmen der vorliegenden Studie am Botschaftsleitfaden und an den Richtlinien des Bundesrates zur RFA (5 RFA-Prüfpunkte).¹ Das vorgegebene Analyseraster (vgl. Abbildung 1-1) wird auf jede der vertieft zu analysierenden Massnahmen einzeln angewendet.

Summarisch abzuhandelnde Prüfpunkte

Bei den summarisch abzuhandelnden Prüfpunkten (ohne Einfärbung in der Abbildung 1-1) wurden die Informationen aus den vorhandenen Unterlagen aufbereitet und zusammenfassend in den nachfolgenden Kapiteln dargestellt.

Vertieft zu analysierende Aspekte

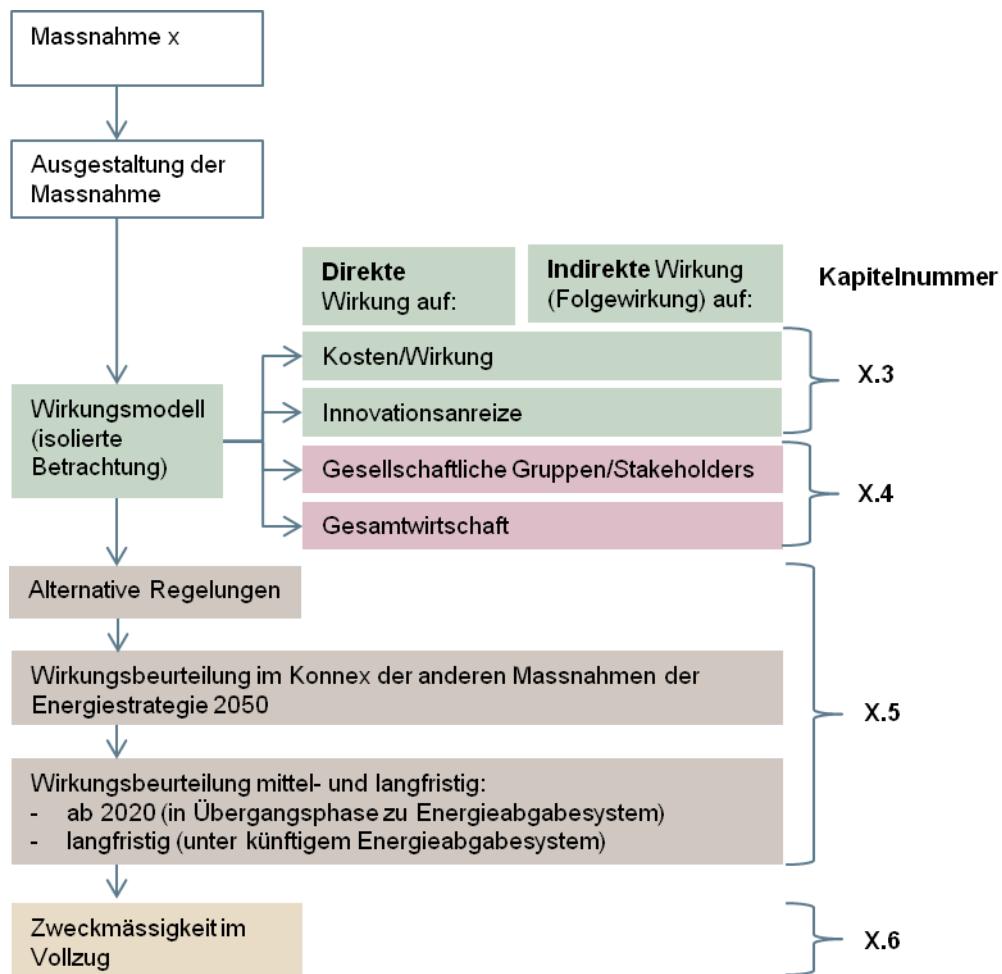
Die vertieften Abklärungen fokussieren auf die Wirtschaftlichkeit, die Innovationsanreize, die Verteilungswirkungen, die Auswirkungen auf die Gesamtwirtschaft. Weiter werden auch alternative Regelungen, die längerfristige Einbettung der Massnahme in die zweite Etappe der Energiestrategie 2050 sowie Vollzugsaspekte untersucht (diese Punkte sind in der Abbildung 1-1 eingefärbt). Die Abbildung 1-2 zeigt das generelle Vorgehen zur Analyse der vertieft abzuhandelnden Punkte.

¹ Handbuch und Checkliste RFA, <http://www.seco.admin.ch/themen/00374/00459/00465/00469/>

Abbildung 1-1: Analyseraster

Prüfpunkte	Vorgehen
1 Beschreibung der Massnahme / Notwendigkeit und Möglichkeiten des staatlichen Handelns: 1. Problem und Ziel 2. Art der Massnahme, Zielgruppen, Kontext	Zusammenfassende Darstellung aus den vorhandenen Unterlagen (insbesondere BFE und seco)
2 Wirksamkeit der Massnahme: 1. Auswirkungen auf Energieangebot 2. Auswirkungen auf Energienachfrage	Plausibilisierung der BFE-Massnahmenblätter
3 Auswirkungen auf energiepolitische Ziele: 1. Versorgungssicherheit 2. Umweltverträglichkeit	Zusammenfassende Darstellung aus den vorhandenen Unterlagen (insbesondere BFE und BAFU)
3. Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit des Energieangebots und –nachfrage (Kosten der Massnahme im Verhältnis zur Wirkung)	vgl. Kapitel X.3.3
4. Auswirkungen auf Innovationsanreize (dynamische Effekte)	vgl. Kapitel X.3.4
4 Weitere Auswirkungen: – Auswirkungen auf Bund – Auswirkungen auf Kantone/Gemeinden	Zusammenfassende Darstellung aus den vorhandenen Unterlagen (BFE)
– Auswirkungen auf gesellschaftliche Gruppen (inkl. Verteilungswirkungen)	vgl. Kapitel X.4.3
– Auswirkungen auf die Gesamtwirtschaft	vgl. Kapitel X.4.4
5 Alternative Regelungen / Konnex zu anderen Massnahmen / Einbettung in langfristige Energiestrategie: 1. Welche Alternativen gibt es? 2. Konnex zu anderen Massnahmen 3. Einbettung in langfristige Energiestrategie: Rolle der Massnahme im Hinblick auf die 2. Etappe der Energiestrategie 2050	vgl. Kapitel X.5
6 Zweckmässigkeit im Vollzug: 1. Vollzugstauglichkeit, Vollzugsaufwand 2. Verbesserungen/Vereinfachungen	vgl. Kapitel X.6

Abbildung 1-2: Generelles Vorgehen



2 Massnahmenpaket „KEV“

2.1 Beschreibung der Massnahme

2.1.1 Problem und Ziel

Ein zentrales Element der Energiestrategie 2050 ist der schrittweise Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien. Das Potenzial der erneuerbaren Energien soll unter Abwägung von Schutz und Nutzen ausgeschöpft werden. Ziel ist es, die Jahresproduktion von Strom aus neuen erneuerbaren Energien bis 2050 auf 24.2 TWh und aus der Wasserkraft auf rund 44 TWh jährlich zu erhöhen (UVEK 2012).²

Eine Förderung der erneuerbaren Energien ist durch im Energiemarkt bestehendes Marktversagen zu begründen. Dies kann auf nicht vollständig internalisierte negative Effekte der nicht-erneuerbaren Energieträger zurückgeführt werden. Diese negativen Effekte sind beispielsweise die nicht berücksichtigten Umweltbeeinträchtigungen oder die gesamtwirtschaftlichen Versorgungsrisiken. Weiter kann die Förderung erneuerbarer Energien auch mit Wissensspillovers³ und Adoptionsexternalitäten⁴ begründet werden.

Die fehlende Internalisierung führt dazu, dass die Stromproduktion aus erneuerbaren Energiequellen (noch) nicht rentabel ist. Folglich fehlen Investitionen in vorhandene Technologien sowie Anreize für Forschung und Entwicklung neuer Technologien (SECO 2012b).

Verstärkte Anreize für Investitionen in erneuerbare Energien sollen in erster Linie durch die Optimierung und den Ausbau der bestehenden kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) gesetzt werden. Die ab dem 1. Januar 2009 eingeführte KEV ist im Energiegesetz verankert und soll auch in Zukunft das Hauptinstrument zur Förderung der erneuerbaren Energien bleiben. Aufgrund der Begrenzung des maximalen Zuschlags (Kostendeckel) sind die zur Verfügung stehenden Fördermittel der KEV ausgeschöpft und es bestehen lange Wartelisten. Ein primäres Ziel bei der Anpassung der KEV ist, die mit der Zuschlagsbegrenzung verbundenen Probleme abzubauen und die Wartezeiten zu reduzieren. Weiter wird angestrebt, über die Ausgestaltung des Fördersystems Anreize für eine marktorientierte Produktion zu setzen. Zudem soll der Vollzug durch verschiedene Anpassungen vereinfacht werden (UVEK 2012).

² Bei den Pumpspeicherkraftwerken ist nur die Erzeugung aufgrund natürlicher Zuflüsse eingerechnet.

³ Bei Wissensspillovers können Wettbewerber an Wissen gelangen, ohne selbst die vollen Kosten für die Wissensproduktion tragen zu müssen. Umgekehrt bedeutet dies, dass Innovatoren nicht die vollen sozialen Erträge ihrer Produkt- oder Prozessentwicklung privatisieren können.

⁴ Adoptionsexternalitäten: Die Kosten, eine Technologie zu nutzen, können davon abhängen, wie viele andere Akteure diese Technologie bereits adoptiert haben. Erstanwender stellen wichtige Informationen über die Erfolgsbedingungen dieser Technologie zur Verfügung, ohne dass sie dafür entschädigt werden. Positive Effekte entstehen zudem, wenn durch zunehmende Erfahrung mit einer Technologie die Kosten gesenkt werden können.

2.1.2 Art der Massnahme, Zielgruppen, Kontext

Das Massnahmenpaket KEV beinhaltet eine verstärkte Förderung der erneuerbaren Energien durch das Anpassen und Optimieren des bestehenden Modells der kostendeckenden Einspeisevergütung. Dabei werden die existierenden Grundlagen beibehalten und durch spezifische Massnahmen angepasst und erweitert (UVEK 2012: 46ff). In der vorliegenden Studie wird die folgende Auswahl der vorgeschlagenen Massnahmen zur Anpassung der KEV analysiert:

- **Erhöhung der zur Verfügung stehenden Fördermittel:** Zur Finanzierung der KEV wird ein Zuschlag auf den Übertragungskosten der Hochspannungsnetze erhoben. Dieser Zuschlag ist gemäss Energiegesetz bisher auf 0.6 Rp./kWh und ab 2013 auf maximal 0.9 Rp./kWh beschränkt. Die Energiestrategie 2050 sieht vor, die Zuschlagsbegrenzung zu entfernen und damit mehr Mittel für den Ausbau der erneuerbaren Energien zur Verfügung zu stellen. Diese sollen weiterhin durch einen Zuschlag auf die Übertragungsnetztarife (KEV-Abgabe) von den Stromkonsumenten finanziert werden.

Neben dem Gesamtdeckel sollen auch die Teildeckel der verschiedenen Technologien aufgehoben werden. Als Ausnahme sollen für die Photovoltaik (PV) weiterhin Zubaukontingente definiert werden. Dies um eine nachhaltige Entwicklung der Branche und der Förderkosten sicherzustellen. Die Zubaukontingente orientieren sich an einem Richtwert von 600 GWh für das Jahr 2020 und weiteren Richtwerten für einzelne Jahre, die der Bundesrat festlegen wird.

- **Festlegen der Vergütungssätze mittels Ausschreibeverfahren:** Für bestimmte Technologien sollen, anstelle einer fixen KEV-Vergütung, die Vergütungssätze aufgrund eines Ausschreibeverfahrens festgelegt werden. Bei einem Ausschreibeverfahren definiert das BFE bestimmte Produktionsmengen an erneuerbarem Strom und der tiefstbietende Betreiber erhält den Zuschlag. Der Bundesrat entscheidet, ob und für welche Technologie oder Kategorie zu diesem System übergegangen wird. Ein erneuter Eintritt dieser Technologien oder Kategorien ins KEV-Modell ist dann nicht mehr möglich. Im erläuternden Bericht zur Energiestrategie 2050 (UVEK 2050) wird darauf hingewiesen, dass sich die Förderung durch ein Ausschreibemodell vor allem für Technologien eignet, die etabliert sind und bei denen eine relativ genaue Kostenabschätzung seitens der Investoren erfolgen kann.
- **Investitionshilfen für (PV-)Kleinanlagen:** Photovoltaik-Kleinanlagen mit einer Leistung von weniger als 10 kW sollen künftig mit einer einmaligen Investitionshilfe von 30 % der bei der Inbetriebnahme massgeblichen Investitionskosten von Referenzanlagen gefördert werden. Dies würde den KEV-Beitrag ersetzen und soll die Abwicklung für solche Kleinanlagen vereinfachen und vor allem den administrativen Aufwand reduzieren.
- **Einführung einer Eigenverbrauchsregelung:** Diese Regelung soll für alle Produktionsanlagen unabhängig von der KEV eingeführt werden. Die Produzenten dürfen die selbst produzierte Energie am Ort der Produktion ganz oder teilweise selber verbrauchen. Sie müssen also nicht mehr die gesamte Stromproduktion, sondern nur die überschüssige Energie nach Abzug des Eigenverbrauchs einspeisen (Echtzeit-Netting). Folglich wird nur der ins Verteilnetz eingespeisene Strom vergütet. Dabei sind die tatsächlichen, physikali-

schen Energieflüsse massgebend. Für KEV-Anlagen gelten die festen Vergütungssätze. Für die übrigen Anlagen orientiert sich die Vergütung am Preis für die Beschaffung gleichwertiger Energie am Markt, d.h. dem Preis für die Energie, die zu einem bestimmten Zeitpunkt abgerufen wird.⁵

Weitere Anpassungen der KEV wurden in der ersten Phase der RFA analysiert, hier aber nicht weiter vertieft.

Das Massnahmenpaket der KEV ist somit eine *finanzielle Förderung* der erneuerbaren Energien. Die Vergütung über die Lebensdauer einer Anlage gewährt Investitionssicherheit und setzt Anreize, möglichst viel Strom zu produzieren und deshalb die Anlage gut zu betreiben und zu unterhalten (UVEK 2012).

Die KEV setzt direkt bei der Stromerzeugung an und die hauptsächliche Zielgruppe sind *Energieproduzenten*. Dies sind sowohl grosse Energieversorgungsunternehmen als auch private Investoren. Die Stromkonsumenten sind von einer Erhöhung der KEV direkt betroffen, da die KEV über einen Zuschlag auf die Übertragungsnetztarife finanziert wird.

2.2 Wirksamkeit der Massnahme

2.2.1 Auswirkungen auf Energieangebot

Gemäss den Unterlagen zur Energiestrategie 2050 wird die Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energien in der Schweiz mit den vorgesehenen Massnahmen bis 2050 auf 24.2 TWh erhöht (UVEK 2012). Auf die einzelnen Technologien verteilt, ergeben sich rund 11.12 TWh auf Photovoltaik, 4.26 TWh auf Windenergie, 4.29 TWh auf Geothermie und 4.46 TWh auf Strom aus Biomasse. Die Stromproduktion aus Wasserkraft soll sich im gleichen Zeitraum auf rund 44 TWh erhöhen (UVEK 2012). Diese Aussagen im erläuternden Bericht zur Energiestrategie 2050 stützen sich auf das Szenario *Politisches Massnahmenpaket* und die Stromangebotsvariante C&E der Energieperspektiven (Prognos 2012).

Das Angebot von Strom aus erneuerbaren Energien wird durch die Anpassung der KEV erhöht. Zudem wird das Stromangebot diversifiziert, d.h. es werden mehrere verschiedene Energiequellen genutzt. Die Erhöhung der Fördermittel und die Aufhebung der Teildeckel werden dazu führen, dass es keine Wartelisten mehr gibt (mit Ausnahme der PV). Der Ausbau der Stromproduktion wird beschleunigt, da Projekte unterstützt werden, die bisher auf der Warteliste waren. Durch die Aufhebung der Zuschlagsbegrenzung kann verhindert werden, dass der Ausbau blockiert wird durch Projekte, die sich durch das frühe Anmelden einen

⁵ Die Vergütung nach Marktpreisen gilt als untere Preisgrenze. Die Anlagen- und Verteilnetzbetreiber können untereinander Tarife über den Marktpreisen vertraglich festlegen. Hinweis: Bei den hier genannten Marktpreisen handelt es sich um die Preise am Stromspotmarkt und nicht um den Marktpreis nach Art. 3f Abs. 3 EnV, der für die Berechnung der ungedeckten Kosten der KEV relevant ist und einem gewichteten Durchschnitt entspricht.

Platz gesichert haben, aber aus wirtschaftlichen oder anderen Gründen nicht realisierbar sind.

Wie stark und wie rasch der Ausbau erfolgt, ist einerseits von den Förderbedingungen, andererseits aber auch von technischen, wirtschaftlichen, gesellschaftlichen und ökologischen Faktoren abhängig. Dies sind beispielsweise die Gestehungskosten, Restriktionen bezüglich Landschafts- und Gewässerschutz oder soziale Akzeptanz. Diese Faktoren bestimmen, welcher Anteil des theoretischen Potenzials (physikalisches Energieangebot) genutzt werden kann. In den Energieperspektiven (Prognos 2012) werden diese Restriktionen berücksichtigt und die oben aufgeführte Steigerung der Stromproduktion entspricht dem erwarteten Potenzial, d.h. dem Potenzial, das mit den in der Energiestrategie vorgesehenen Massnahmen erschlossen werden kann. Der gemäss Energiestrategie 2050 erwartete Ausbau bis 2050 liegt bei allen Technologien etwa in der Mitte der Bandbreite der Potenziale gemäss einer Synthese verschiedener Potenzialstudien (ETH 2011); einzig bei der Photovoltaik liegen die erwarteten 11 TWh im unteren Bereich der Bandbreite von 10-20 TWh. Der gemäss Energiestrategie 2050 erwartete Zubau bis 2020 ist im Vergleich mit der Entwicklung der vergangenen Jahre als konservativ zu beurteilen. Bei einer Fortsetzung der Wachstumsraten der letzten Jahre wäre bei einzelnen Technologien, insbesondere bei der Photovoltaik, ein verstärkter Zubau zu erwarten. Mit den vorgeschlagenen Kontingenten würde die Entwicklung gebremst, was sich aufgrund der weiterhin sinkenden Investitionskosten für Photovoltaikanlagen positiv auswirkt auf die Effizienz der Förderung (vgl. Kap. 2.3.3).

Der Produktionszuwachs kann bei der Förderung erneuerbarer Energien mittels fester Vergütungssätze nicht direkt gesteuert werden und fällt je nach Entwicklung der Einflussfaktoren höher oder tiefer als das gesetzte Ziel aus. Nur beim Ausschreibeverfahren kann der Produktionszuwachs über die ausgeschriebene Menge beeinflusst werden. Ob die ausgeschriebene Produktionsmenge dann auch wirklich erreicht wird, ist jedoch nicht sicher. Die Projekte können, nachdem sie den Zuschlag erhalten haben verzögert werden, beispielsweise durch veränderte finanzielle Rahmenbedingungen oder durch Bewilligungsverfahren (BFE 2012a).

Bei der Beurteilung der Auswirkungen auf das Stromangebot stellt sich auch die Frage, wie effektiv die Förderung ist. Insgesamt wird die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien mit der KEV wirksam gefördert, wie die Evaluation der KEV (Interface et al. 2012) aufzeigt. Die Stromproduktion in KEV-Anlagen kann jedoch nicht vollständig als Wirkung der KEV angerechnet werden. Rund 25 bis 30 Prozent der Anlagen wären gemäss der KEV-Evaluation auch ohne Förderung gebaut oder erweitert worden. Am höchsten sind die Mitnahmeeffekte bei Biomasse-Anlagen (rund 40%), sowie bei erweiterten/erneuerten Kleinwasserkraftanlagen (34%). Bei Photovoltaik- und Windenergie-Anlagen liegt der Effekt im Durchschnitt aller Technologien, bei Kleinwasserkraft-Neuanlagen ist er leicht unterdurchschnittlich.

Die anrechenbare Wirkung der bisherigen Förderung wird zudem dadurch reduziert, dass ein Teil der Anlagen bereits vor Einführung der KEV in Betrieb (erweiterte oder erneuerte Anlagen) und nur ein Teil der Gesamtproduktion ist als Wirkung der KEV anzurechnen. Die in der Energiestrategie 2050 ausgewiesene Erhöhung der Stromproduktion aus erneuerbaren

Energien ist deshalb nur teilweise eine Auswirkung der KEV. Die Wirkung der KEV ist auch von den weiteren unterstützenden Massnahmen abhängig, die in erster Linie das Planungs- und Bewilligungsverfahren unterstützen und beschleunigen sollen.

Fazit: Das Energieangebot wird durch die geplanten Anpassungen der KEV erhöht. Gemäss den heutigen Erkenntnissen ist der Ausbau auf eine Jahresproduktion von rund 24 TWh Strom aus erneuerbaren Energien unter Berücksichtigung von technischen und ökologischen Faktoren realistisch. Mit der KEV ist auch die Wirtschaftlichkeit aus Sicht der Anlagenbetreiber gegeben. Aus den Erkenntnissen zu Mitnahmeeffekten kann abgeleitet werden, dass ohne die KEV nur rund ein Viertel bis ein Drittel dieser Produktion erreicht würde, solange die Gestehungskosten über den Preisen am Strommarkt liegen.

2.2.2 Auswirkungen auf Energienachfrage

Die Förderkosten für den Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion werden über den Zuschlag auf die Übertragungsnetztarife auf die Konsumenten überwältigt und erhöhen dadurch den Endkundenpreis (SECO 2012b). Die Preiserhöhung kann in geringem Masse die Energienachfrage senken und damit das Ziel der Reduktion des Energieverbrauchs unterstützen. Aufgrund der wenig preissensiblen Stromnachfrage sind jedoch bei einer Erhöhung um maximal 2 Rp./kWh (vgl. Kap. 2.3.3) nur geringe Auswirkungen auf die Energienachfrage zu erwarten, dies insbesondere auch, weil die Stromgrossverbraucher vom Netzzuschlag befreit sind.

2.3 Auswirkungen auf energiepolitische Ziele

2.3.1 Versorgungssicherheit

Die Versorgungssicherheit wird wie folgt definiert (UVEK 2012): „Versorgungssicherheit bedeutet, dass eine stets ausreichende und ununterbrochene Bereitstellung der nachgefragten Energien – unter Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit – gewährleistet ist.“ Die ausreichende und ununterbrochene Energiebereitstellung beinhaltet technische, wirtschaftliche und geopolitische Aspekte. Aufgrund der weltweiten grossen Energienachfrage erachtet es das UVEK als strategisch wichtig, die grosse Importabhängigkeit der Schweiz bei der Energieversorgung zu reduzieren und den Anteil einheimischer Produktion nebst Effizienzanstrengungen zu erhöhen.

Durch die erhöhte Nutzung von lokalen und vor allem erneuerbaren Quellen kann die Eigenproduktion in der Schweiz gesteigert werden. Die Energieimporte sinken dadurch in der Jahresbilanz. Im Winterhalbjahr sind jedoch erhöhte Importe zu erwarten, wenn Schwankungen im Jahresverlauf und tiefere Produktionsmengen bei Solar- und Wasserkraft nicht durch Speicherlösungen oder andere Energieträger ausgeglichen werden können. Dieser geopolitische Aspekt der Versorgungssicherheit ist bei der Stromversorgung im Vergleich zur Erdöl-

und Gasversorgung jedoch von untergeordneter Bedeutung, da die Primärenergieträger für die Stromproduktion breiter diversifiziert sind als die Erdöl- und Gasvorkommen.⁶

Für die Versorgungssicherheit aus technischer Sicht ist der Ausbau der erneuerbaren Energien mit Risiken verbunden, da damit ein Wechsel zu unregelmässig anfallenden Stromquellen verbunden ist. Dies gilt insbesondere für die Stromproduktion in Solar- und Windanlagen, die von der jeweiligen Sonnenscheindauer und den vorherrschenden Windverhältnissen abhängig ist. Dadurch wird die Stromeinspeisung volatiler, was sich negativ auf die Versorgungssicherheit auswirken kann. Um dies zu verhindern und fehlende Strommengen bei schlechten Bedingungen rasch zu kompensieren, sind begleitende Massnahmen zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität notwendig (SECO 2012b). Diese beinhalten Möglichkeiten zur Stromspeicherung und Netzregulierungen. Es braucht sowohl Stromspeicher für den Ausgleich von saisonalen Schwankungen, als auch Reserveenergie zum Ausgleich der stochastischen Energiequellen. Zudem sind Anpassungen der Stromnetze an die neuen Anforderungen (Smart Grids) notwendig (SECO 2012a).

Die KEV gibt keine Anreize, diese durch die erneuerbaren Energien ausgelösten Zusatzkosten im Investitionskalkül des Investors mit zu berücksichtigen und die Anlagen im Hinblick auf eine Minimierung der Gesamtkosten zu optimieren. Auch im Betrieb gibt die KEV keinerlei Anreize, das Stromangebot der Erneuerbaren an der Nachfrage zu orientieren. Die mangelnde Nachfrageorientierung des Angebots an erneuerbarem KEV-Strom erhöht somit nicht nur die Kosten der Systemintegration, sondern kann sich auch negativ auf die Versorgungssicherheit auswirken.

Fazit: Der durch die KEV geförderte Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien hat positive sowie negative Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit. Die Nutzung einheimischer erneuerbarer Energien reduziert die Importabhängigkeit, hat jedoch auch Auswirkungen auf die Netzstabilität. Die Versorgungssicherheit kann deshalb nur mit begleitenden und ergänzenden Massnahmen bei Stromnetzen, Speicherung und Nachfragesteuerung (Smart Grids) gesichert werden. Soll in der Stromversorgung die Versorgungssicherheit durch ein höheres Angebot an heimischer erneuerbarer Stromproduktion verbessert werden, so sind Anreize zu setzen, den Strom bedarfsgerecht zu liefern. Von dieser Nachfrageorientierung kann der erneuerbare Strom mittel- und längerfristig nicht ausgenommen werden, da deren Anteil an der Gesamtstromproduktion stark zunimmt (gemäss Energiestrategie 2050).

2.3.2 Umweltverträglichkeit

Der Ausbau der erneuerbaren Energien trägt dazu bei, die Ziele der Luftreinhaltung und der Reduktion der Treibhausgasemissionen zu erreichen und stärkt damit die Umwelt- und Klimapolitik des Bundes (UVEK 2012). Dies vor allem, wenn in einer Übergangszeit der

⁶ Die nachgewiesenen Erdöl- und Erdgasreserven befinden sich vor allem in den Staaten der OPEC und in Russland (UVEK 2012).

Strom teilweise aus fossil-thermischen Kraftwerken und WKK-Anlagen produziert wird und die erneuerbaren Stromquellen diese langfristig substituieren (SECO 2012a).

Der Bau von Anlagen zur Stromproduktion kann sich jedoch auch negativ auf die Landschaft und Umwelt auswirken. Besonders heikel sind neue Kleinwasserkraftwerke an bislang unverbauten Gewässerabschnitten, da diese Anlagen gegenüber der erzielten Energieproduktion verhältnismässig grosse Auswirkungen auf die Biodiversität und Landschaft haben. Bei der Wasserkraft stehen daher vielmehr Optimierungen bestehender Kraftwerke im Vordergrund (SECO 2012a). Ein weiterer Aspekt sind potenziell negative Auswirkungen in Bezug auf Schadstoffe bei verstärkter Holz- und Biomassenutzung. Dies ist jedoch stark von der eingesetzten Technologie abhängig und kann durch die Nutzung von technisch bestmöglichen Anlagen reduziert werden. Die verbleibenden negativen Auswirkungen sollten ausserdem durch die deutliche Reduktion der Stromproduktion aus fossilen Brennstoffen, die voraussichtlich in der Übergangsphase in WKK und GuDs eingesetzt werden, aufgrund der grösseren Nutzung von erneuerbaren Stromquellen überkompensiert werden (Ecosens / INFRAS 2012). Um mögliche negative Auswirkungen der erneuerbaren Energien zu minimieren, sieht die Energiestrategie 2050 vor, energetische, ökologische und andere Mindestanforderungen zur KEV zu definieren (UVEK 2012).

Damit negative Auswirkungen möglichst gering gehalten werden können, sollen nur die nachhaltig nutzbaren Potenziale ausgeschöpft werden. Zudem sind begleitende Massnahmen zur KEV wichtig, die in der Energiestrategie 2050 vorgesehen sind. Dies ist beispielsweise die angedachte Gebietsausscheidung für Anlagen zur Produktion von erneuerbarem Strom. Eine grossräumige und inhaltlich umfassende Planung der Energieerzeugung wird auch in der Strategie Biodiversität Schweiz (BAFU 2012) gefordert. In dieser übergreifenden Planung soll aufgezeigt werden, welche Gebiete sich für die Nutzung erneuerbarer Energien eignen. Die Planung soll von den Kantonen erarbeitet werden. Damit sollen Konflikte mit Schutzinteressen verhindert werden, wie beispielsweise in Zusammenhang mit Windenergieanlagen in sensiblen Landschaften und Kleinwasserkraftwerken in bislang unverbauten Gewässerabschnitten. Kriterien für die Abwägung zwischen Schutz- und Nutzinteressen bei der Nutzung der Kleinwasserkraft sind in einer Vollzugshilfe zur Unterstützung der Kantone festgehalten (BAFU/BFE/ARE 2011).

Um die Auswirkungen auf Landschaft und Umwelt möglichst gering zu halten, ist eine enge Zusammenarbeit zwischen Raumplanung und Energiepolitik nötig. Neben Vorranggebieten sollen in Zusammenarbeit mit den Kantonen auch Reserve- und Ausschlussgebiete anhand von einheitlichen Beurteilungskriterien festgelegt werden (Akademien der Wissenschaften Schweiz 2012).

Fazit: Die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien bietet ein langfristiges Potenzial zur Reduktion von Treibhausgasen und Luftschadstoffen, insbesondere im Vergleich zur fossilen Stromproduktion als Alternative. Jede Anlage zur Stromproduktion sowie zum Ausbau von Stromnetzen und Speicherkapazitäten hat jedoch Auswirkungen auf die Umwelt; der Nutzen ist gegenüber den Schutzinteressen abzuwägen. Die Energiestrategie 2050 sieht durch verschiedene Regelungen vor, die Umweltverträglichkeit des Zubaus der erneuerbaren Energien

zu garantieren, wie beispielsweise durch die Ausscheidung von geeigneten Gebieten für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien oder durch ökologischen Mindestanforderungen.

2.3.3 Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit

In den Analysen zur Wirtschaftlichkeit werden verschiedene Aspekte untersucht:

- Auswirkungen auf die statische Effizienz⁷ der Förderung: Zuerst analysieren wir die Entwicklungen der Förderkosten und des KEV-Zuschlags (Unterkapitel a)) und anschliessend gehen wir auf die Auswirkungen der verschiedenen Massnahmen zur Anpassung der KEV ein (Unterkapitel b) bis e)).
- Die Wirtschaftlichkeit der Stromproduktion wird anhand der Auswirkungen auf die Gesteungskosten diskutiert (Unterkapitel g)).⁸
- Kostenfolgen der Förderung erneuerbarer Energien für den Netzausbau und Regelenergie werden in Unterkapitel h) aufgezeigt.
- Private Mehrausgaben: Die KEV-Förderung wird durch einen Zuschlag auf den Netzkosten (KEV-Zuschlag) finanziert. Die Massnahme führt somit zu Mehrausgaben bei den Stromkonsumenten (vgl. Unterkapitel a)). Diese werden hier anhand des KEV-Zuschlags analysiert und damit verbundene Verteilungseffekte werden in Unterkapitel f) aufgezeigt und in Kap. 2.4.3 vertieft. Weiter sind Haushalte und Unternehmen als Investoren und Betreiber von Anlagen zur erneuerbaren Stromproduktion von der Massnahme betroffen. Allfällige Mehrausgaben durch die hier vorgeschlagenen Massnahmen zur Anpassung der KEV werden in den jeweiligen Unterkapiteln diskutiert (b) bis e)).

Gegenstand der vorliegenden Beurteilung sind die Auswirkungen der KEV bzw. der vorgeschlagenen Massnahmen zur Anpassung der KEV. Diese Auswirkungen sowie die Wirtschaftlichkeit der Stromproduktion sind jedoch stark abhängig von externen Faktoren, wie den Preisen am internationalen Strommarkt und technologischen Entwicklungen. Diese externen Einflussfaktoren werden in den nachfolgenden Analysen anhand von Sensitivitätsrechnungen berücksichtigt.

Wichtige Kenngrössen zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit definieren wir wie folgt:

- *Förderkosten*: Kosten für die Vergütung der Stromproduktion in KEV-Anlagen (Differenz zwischen Vergütungssätzen und dem Marktpreis⁹) und für Investitionshilfen für kleine PV-Anlagen

⁷ Die Einschätzungen zur dynamischen Effizienz folgen im Kapitel 2.3.4, Auswirkungen auf die Innovationsanreize.

⁸ Für eine umfassende Einschätzung müsste sich die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit an den Marktpreisen unter Einbezug der Entwicklung im europäischen Umfeld orientieren. Eine solche Analyse kann nur mit dem Einsatz eines europäischen Strommodells unter besonderer Berücksichtigung der Schweizer Situation erfolgen. Dies kann im Rahmen der vorliegenden Studie nicht geleistet werden.

- *KEV-Zuschlag*: Zuschlag auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze zur Finanzierung der Förderkosten, berechnet anhand des Stromverbrauchs (abzüglich Verbrauch Grossverbraucher)
- *(Statische) Effizienz*: Förderkosten pro produzierte Kilowattstunde Strom aus erneuerbaren Energien.

Die Effizienz wird also sowohl durch die Höhe der Vergütungssätze als auch durch den Marktpreis (Strompreis am internationalen Spotmarkt) beeinflusst. Die Vergütungssätze werden durch die nationale Politik festgelegt, der Marktpreis ist von internationalen Entwicklungen abhängig.

a) Entwicklung der Förderkosten, des KEV-Zuschlags und der Effizienz

Gemäss Vernehmlassungsvorlage betragen die geschätzten Mehrkosten des Ausbaus des Fördersystems für das Jahr 2050 insgesamt rund 1.1 Milliarden Franken (UVEK 2012). Die Kosten hängen jedoch stark von der Entwicklung des Marktpreises für Energie ab und können daher nicht genau vorausgesagt werden. Das BFE (2012a) schätzt die jährlichen Kosten für das Jahr 2050 auf 720 Millionen bis 2 Milliarden Franken, wobei ein Marktpreis von 10.2 Rp./kWh (gemäss Annahmen der Energieperspektiven) bzw. von 15 Rp./kWh (jährliche Steigerung um 1.5 Prozent) angenommen wird. Tendenziell werden die Gestehungskosten der Elektrizitätsproduktion aufgrund der Erneuerung des Kraftwerkparks steigen und sich damit auf die Marktpreise auswirken (UVEK 2012). Da auch preissenkende Effekte bestehen (vgl. Merit-Order-Effekt, unten unter Abschnitt i)), wurden in der vorliegenden Studie Sensitivitätsanalysen vorgenommen, welche die Unsicherheit bei der Entwicklung des Marktpreises abbilden.

Anhand von eigenen Modellrechnungen wurden die Schätzungen zu Förderkosten in der vorliegenden Studie plausibilisiert. Die Resultate unserer Berechnungen, die nachfolgend im Detail erläutert werden, zeigen in Abhängigkeit der Marktpreise eine Bandbreite der Förderkosten von maximal 600 bis 860 Millionen Franken. Die in der Energiestrategie 2050 angegebene Schätzung von maximal 840 Millionen Franken beurteilen wir deshalb als plausibel.¹⁰

Für die Modellrechnungen haben wir eine Grundvariante definiert, die auf den Änderungsvorschlägen gemäss Energiestrategie 2050 basiert. Anschliessend wurden die verschiedenen Reformmassnahmen einzeln betrachtet (vgl. nachfolgende Abschnitte).

⁹ Für die Berechnung der nicht über den Markt gedeckten Kosten der KEV ist der Marktpreis nach Art. 3f Abs. 3 EnV relevant. Dieser Marktpreis entspricht dem mengengewichteten Durchschnitt der Strompreise am Spotmarkt. Das BFE bestimmt und veröffentlicht ihn vierteljährlich aufgrund der jeweiligen Quartalsdaten.

¹⁰ Im erläuternden Bericht zur Energiestrategie (UVEK 2012) sowie in den Berechnungen des BFE (2012b) wird nicht ausgewiesen, ob mit realen oder nominalen Preisen gerechnet wird. Die höheren Werte im Vergleich zu unseren Berechnungen (bis zu 2 Milliarden Franken) sind möglicherweise darauf zurückzuführen, dass der Marktpreis in Preisen 2010 in die Berechnungen eingeht (basierend auf Prognos 2012), die KEV-Vergütungssätze aber in nominalen Preisen. Bei einer positiven Teuerungsrate sind die nominal konstanten Vergütungssätze real sinkend.

Die wichtigsten Annahmen der Berechnungen für die Grundvariante sind in der folgenden Tabelle zusammengestellt. Die vorliegenden Berechnungen zeigen die Entwicklung für den Fall, dass das Fördersystem weitergeführt wird bis 2050. Neuanlagen werden bei jeder Technologie so lange ins KEV-System aufgenommen, bis der Vergütungssatz den Marktpreis erreicht. Die Entwicklung der Stromnachfrage wird gemäss den in der Energiestrategie 2050 vorgeschlagenen Massnahmen angenommen (d.h. Szenario „Politisches Massnahmenpaket“ der Energieperspektiven 2050). Weitere Grundlagen zu den Berechnungen sind im Anhang A, Kapitel 6, zusammengestellt. Die Resultate werden alle in realen Werten (Preise 2010) dargestellt.

Abbildung 2-1: Eckwerte für die Grundvariante zur Berechnung der Förderkosten und des KEV-Zuschlags

Parameter	Annahmen
Zubau EE	Entwicklung gemäss Energieperspektiven, Stromangebotsvariante C&E (vgl. Prognos 2012) Zubau zu 100 % über KEV
Vergütungssätze	Technologiespezifisch, gemäss aktuellen Durchschnittswerten und erwarteten Kostenentwicklungen
Stromnachfrage	Entwicklung gemäss Energieperspektiven, Szenario „POM“ (Politisches Massnahmenpaket)
Nachfrage befreite Grossverbraucher	bis 2014: 2.2 TWh ¹⁾ ab 2015: 6 TWh ²⁾
Marktpreis	bis 2012: Jahresdurchschnittswerte ²⁾ ab 2013: +1 % pro Jahr (real); Sensitivitätsanalysen mit 0 % und 2 %
Inflationsrate	1 % pro Jahr

¹⁾ Berechnet anhand Rückvergütung 2011 gemäss Jahresbericht der Stiftung KEV

²⁾ Schätzung des BFE gemäss den aktuellen Grundlagen für die Befreiung der Grossverbraucher (vgl. Kap. 5)

³⁾ Marktpreis gemäss Art. 3 f, Abs. 3 EnV, publiziert vom BFE

Die Resultate der Berechnungen sind in der folgenden Tabelle im Überblick dargestellt. Sie werden in den folgenden Ausführungen erläutert, weitere Details sind im Anhang A, Kapitel 6, zu finden.

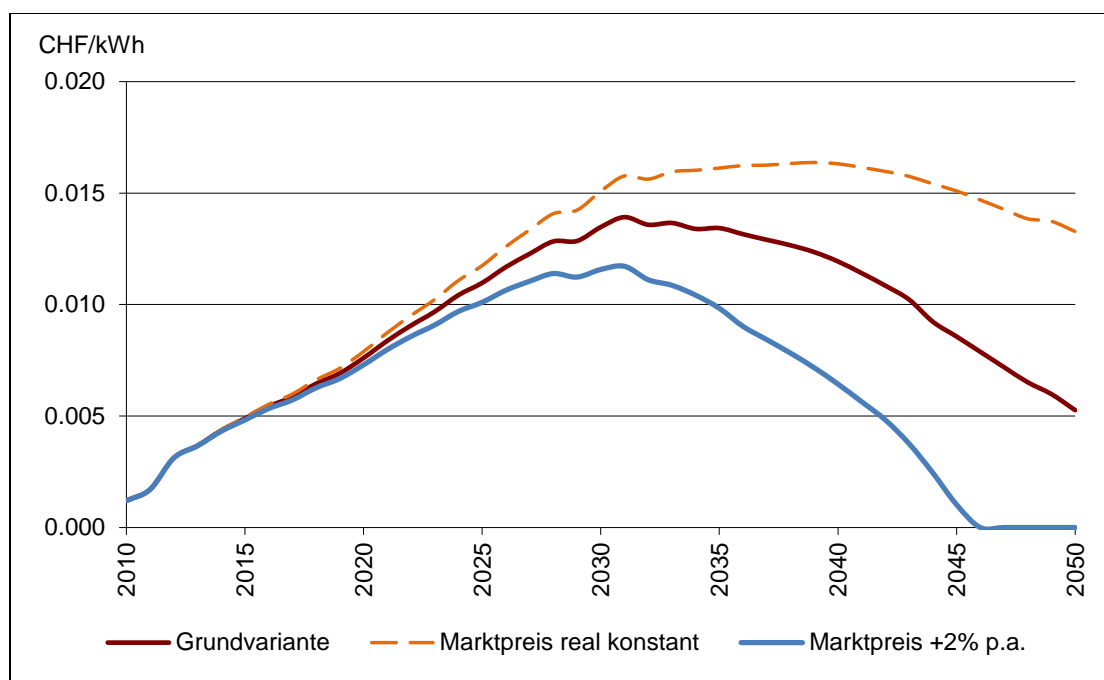
Abbildung 2-2: Resultate der Modellrechnungen zu den Förderkosten

	Grund- variante	Markt- preis real kon- stant	Markt- preis +2% p.a.	PV Zu- bau be- schleunigt	PV ra- schere Kosten- redukti- on	KEV statt Investiti- onshilfen	Gross- verbrau- cher keine Rücker- stattung
Maximale Förderkosten (Mio. CHF/a)	720	860	600	860	670	710	720
Maximaler KEV-Zuschlag (Rp./kWh)	1.4	1.6	1.2	1.7	1.3	1.4	1.2
Maximum im Jahr	2031	2039	2031	2031	2031	2031	2031

Die Förderkosten steigen in der Grundvariante bis auf maximal 720 Mio. CHF jährlich. Das Maximum wird zu Beginn der 2030er-Jahre erreicht. Der anschliessende Rückgang ist auf verschiedene Gründe zurückzuführen: Steigende Marktpreise, sinkende Vergütungssätze, Ablauf der Vergütungsdauer von Anlagen, die in den ersten Jahren der KEV in Betrieb genommen wurden. Der KEV-Zuschlag steigt entsprechend auf maximal 1.4 Rp./kWh. In der Vernehmlassungsvorlage wird ein Wert 1.8 Rp./kWh ausgewiesen. Dieser bezieht sich jedoch auf den gesamten EnG-Zuschlag¹¹.

Der Marktpreis hat einen entscheidenden Einfluss auf die Förderkosten und den KEV-Zuschlag, da die Differenz zwischen Vergütungssätzen und dem Marktpreis über den KEV-Zuschlag finanziert wird. Die Entwicklung des Marktpreises ist abhängig von internationalen energiepolitischen Entscheidungen und weiteren Einflussfaktoren, wie beispielsweise dem Merit-Order Effekt (vgl. unten, Abschnitt i)).

Abbildung 2-3: Entwicklung des KEV-Zuschlags in Abhängigkeit des Marktpreises (in Preisen 2010)



Die Sensitivitätsanalyse mit tieferen bzw. höheren Marktpreisen (real konstant bzw. +2 % p.a.) zeigt Förderkosten in einer Bandbreite von 600 bis 860 Mio. CHF/a. Der maximale KEV-Zuschlag liegt entsprechend zwischen 1.2 und 1.6 Rp./kWh. Das Maximum wird in der

¹¹ Mit dem EnG-Zuschlag werden neben den Beiträgen für erneuerbare Energien auch die Verluste aus Geothermie-Garantien finanziert, sowie die wettbewerblichen Ausschreibungen und die Entschädigung bei Wasserkraftwerken (Entwurf EnG Art. 36).

Als KEV-Zuschlag bezeichnen wir hier denjenigen Anteil des EEG-Zuschlags, der für die Förderung der erneuerbaren Energien über die KEV sowie über Investitionshilfen für kleine PV-Anlagen verwendet wird.

Grundvariante zu Beginn der 2030er-Jahre erreicht. Danach sinkt der Zuschlag pro Kilowattstunde, weil sich die Gestehungskosten und damit die Vergütungssätze für Neuanlagen immer stärker den Marktpreisen annähern. Zudem endet ab 2029 die Vergütungsdauer der ersten Anlagen, die ab 2009 in die KEV aufgenommen wurden. Insbesondere bei der Photovoltaik sind die Vergütungssätze für Neuanlagen deutlich tiefer und sobald sie unter den Marktpreisen liegen, werden keine neuen Anlagen in die KEV aufgenommen.

Die durchschnittlichen Förderkosten pro Kilowattstunde, die in KEV-Anlagen produziert wird, sinken kontinuierlich von 13 Rp./kWh im Jahr 2010 auf 1 Rp./kWh im Jahr 2050. Die erhöhte Effizienz ist auf steigende Marktpreise und sinkende Vergütungssätze zurückzuführen, d.h. die Gestehungskosten nähern sich immer stärker den Marktpreisen an. Diese Kostensenkung ist auf Lern- und Skaleneffekte zurückzuführen. Demgegenüber stehen abnehmende Grenzerträge, da die guten Standorte in der Regel zuerst genutzt werden. Diese sind gemäss Prognosen zur Entwicklung der Gestehungskosten (z.B. Prognos 2012, EcoPlan 2012) jedoch weitaus geringer als die kostensenkenden Effekte.

In den hier aufgeführten Förderkosten nicht enthalten sind die Vollzugskosten. Diese sind für die Jahre 2009 und 2010 im Rahmen der KEV-Evaluation ermittelt worden (Interface et al. 2012): Im Jahr 2009 (Einführung der KEV) lagen sie bei 1.3 Rp./kWh (5 Mio. CHF, 11 % der Fördersumme), 2010 sind sie bereits auf 1 Rp./kWh gesunken (5.2 Mio. CHF, 7 % der Fördersumme). Aufgrund von Lern- und Mengeneffekten ist von weiteren deutlichen Kostenreduktionen auszugehen.

Fazit: Die Förderkosten und der KEV-Zuschlag sind stark von der Entwicklung des Marktpreises abhängig. Bei einem Anstieg des Marktpreises um jährlich 1 % (real) steigen die Förderkosten auf maximal 720 Mio. CHF und der Zuschlag auf maximal 1.4 Rp./kWh. Das Maximum wird etwa um das Jahr 2030 erreicht. Bleiben die Marktpreise real konstant, steigt der Zuschlag auf maximal 1.6 Rp./kWh, bei einem Anstieg um real 2 % pro Jahr, liegt das Maximum bei 1.2 Rp./kWh. Die in der Energiestrategie 2050 angegebenen Kosten von maximal 840 Millionen Franken liegen in der gleichen Grössenordnung. Ebenso beurteilen wir den maximalen Zuschlag von 1.8 Rp./kWh gemäss Vernehmlassungsunterlagen als plausibel, da darin auch die weiteren Abgaben, beispielsweise für die wettbewerblichen Ausschreibungen, enthalten sind. Gemessen an den Strompreisen von 28 Rp./kWh für Haushalte im Jahr 2030 (Prognos 2012), macht der KEV-Zuschlag maximal 5 % der Stromkosten aus Sicht der Endverbraucher aus.

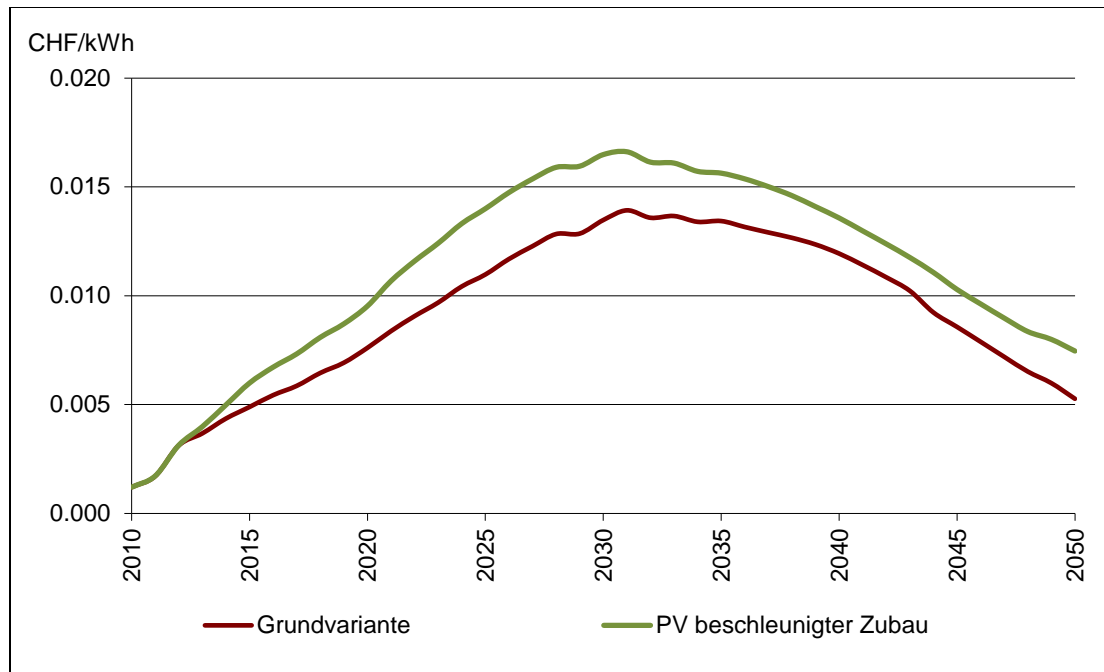
b) Kontingente für Photovoltaik

Der Zubau der Photovoltaik soll gemäss Energiestrategie 2050 weiterhin beschränkt werden, damit eine nachhaltige Entwicklung der Branche und der Förderkosten sichergestellt wird (UVEK 2012). Dazu wird ein Richtwert von 600 GWh für das Jahr 2020 festgelegt. Diese Kontingentierung wirkt sich auf die Förderkosten und die Effizienz aus:

Der Zubau der Photovoltaik wird gegenüber einer unlimitierten Förderung beschränkt bzw. gebremst. Da die Gestehungskosten weiter sinken werden, ist ein späterer Zubau mit tieferen

Förderkosten verbunden. Bei einem beschleunigten Zubau¹² der Photovoltaik steigt der maximale KEV-Zuschlag auf 1.7 Rp./kWh im Vergleich zu 1.4 Rp./kWh in der Grundvariante.

Abbildung 2-4: Entwicklung des KEV-Zuschlags in Abhängigkeit des PV-Zubaus (in Preisen 2010)



Die Effizienz der Förderung ist tiefer, wenn die Stromproduktion mit PV-Anlagen verstärkt ausgebaut wird, solange die Vergütungssätze noch über diejenigen der anderen Technologien liegen. In der modellierten Variante zum rascheren Zubau steigen die Kosten pro geförderte kWh auf maximal 860 CHF im Vergleich zu 720 CHF in der Grundvariante. Aus Sicht der Fördereffizienz ist ein möglichst später Zubau der Photovoltaik optimal, da die Gestehungskosten laufend sinken.

Die PV-Kontingente wirken sich auch auf die Vollzugskosten aus. Da eine Limitierung beibehalten wird, muss weiterhin eine Warteliste geführt werden. Auf dieser Warteliste sind jedoch nur noch PV-Projekte und die Bewirtschaftung der Warteliste wird dadurch einfacher. Die Realisierung von PV-Anlagen ist im Vergleich mit den anderen Technologien mit geringeren Risiken verbunden. Deshalb entfällt die Herausforderung, die Realisierungschancen der angemeldeten Projekte abzuschätzen und das richtige Ausmass einer Überverpflichtung festzulegen. Der Aufwand für die „Deckelbewirtschaftung“ wird deshalb gegenüber heute zurückgehen und die Vollzugskosten fallen bei der Beurteilung der Gesamteffizienz nicht ins Gewicht.

¹² Erhöhung der Produktion um jährlich 150 GWh/a (ca. 150 MW Leistung) bis 2020 anstelle von 50 GWh/a. Danach jährliche Erhöhung um 300 GWh/a von 2021-2030 und um 350 GWh/a von 2031-2050. Die Produktion im Jahr 2050 liegt damit wie in der Energiestrategie vorgesehen bei rund 11 TWh/a.

Fazit: Eine Steuerung der Entwicklung über eine Kontingentierung führt zu einem effizienteren Einsatz der Fördermittel. Bei einem beschleunigten Zubau der Photovoltaik steigt der maximale KEV-Zuschlag auf 1.7 Rp./kWh im Vergleich zu 1.4 Rp./kWh in der Grundvariante. Einen leicht negativen Effekt auf die Förderkosten hat der Vollzugaufwand bei der Bewirtschaftung von Kontingenten und damit verbundenen Wartelisten.

c) Investitionshilfen für PV-Kleinanlagen

Das SECO geht in seiner Beurteilung von *Investitionshilfen für Photovoltaik-Kleinanlagen* davon aus, dass diese Massnahme die Kostenwirksamkeit der KEV verbessern kann, da diese Kleinanlagen gemäss Beurteilung des SECO besonders kostenintensiv sind (SECO 2012b). Diese Aussage bezieht sich auf den Vollzugaufwand umgerechnet auf die produzierte Kilowattstunde. Da bei der Investitionshilfe nur eine einmalige Bearbeitung der Gesuche anfällt, ist diese Effizienzsteigerung gegeben. Grundsätzlich ist festzuhalten, dass sich die Investitionshilfe im Unterschied zur KEV nicht an der heute gemäss EnG Art. 7a geltenden Deckung der Gestehungskosten von Referenzanlagen orientiert. Werden kleine PV-Anlagen (bis 10 kW) mit einmaligen Investitionshilfen statt mit der KEV gefördert, hat dies verschiedene Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit:

- Die Eigentümer von PV-Anlagen können mit der Finanzierung über die KEV eine höhere Rendite erzielen als mit einer einmaligen Investitionshilfe im Umfang von 30 % der Investitionskosten. Von entscheidender Bedeutung ist, zu welchem Preis der Strom verkauft werden kann. Eine Beispielrechnung¹³ für eine Anlage mit 10 kW installierter Leistung zeigt, dass trotz Investitionshilfe beim Verkauf zu einem Marktpreis von 0.08 Rp./kWh eine negative Rendite von -13 % resultiert.¹⁴ Im Vergleich dazu ist mit der KEV eine (reale) Rendite von 4 % möglich.

Diese Beurteilung ändert sich, wenn gleichzeitig die Eigenverbrauchsregelung eingeführt wird. Damit eine positive Rendite erzielt werden kann, müsste im erwähnten Beispiel jedoch die gesamte Strommenge selber verbraucht und mit 20 Rp./kWh gutgeschrieben werden. Mit sinkenden Investitionskosten und steigenden Marktpreisen verbessert sich die Rendite der Betreiber von PV-Anlagen, die eine einmalige Investitionshilfe erhalten und der Unterschied zur Situation mit der KEV wird geringer. Die beiden Modelle sind in Bezug auf die Rendite der Anlagenbetreiber etwa ab dem Jahr 2030 äquivalent (ohne Eigenverbrauch, basierend auf den Annahmen der Grundvariante).

- Für die Eigentümer von kleineren PV-Anlagen ist die erzielbare Rendite oft nicht das Hauptmotiv, knapp 40 % der Privatpersonen gaben an, dass die in Aussicht gestellte Vergütung nicht ausschlaggebend war für den Investitionsentscheid (Interface et al. 2012). Der Vorteil der Investitionshilfen ist, dass die Gelder sofort ausbezahlt werden und damit ein geringerer Einsatz an Eigen- oder Fremdkapital notwendig ist.

¹³ Annahmen basierend auf Daten 2012 (BFE, PV-Anlagekosten): Installierte Leistung 10 kW, Investitionskosten 4'000 CHF/kW, Betriebskosten 70 CHF/kW*a, Betriebsstunden 1'000 h/a, Amortisationsdauer 25a

¹⁴ Reale interne Verzinsung (IRR = internal rate of return)

- Die Förderkosten pro Kilowattstunde sind mit den Investitionshilfen deutlich tiefer als mit der KEV (basierend auf heutigen Gestehungskosten und Marktpreisen). In der oben erläuterten Beispielrechnung liegen die Förderkosten bei rund 5 Rp./kWh im Vergleich zu 23 Rp./kWh mit der KEV.¹⁵ Die Effizienz ist also mit den Investitionshilfen deutlich höher. Demgegenüber steht eine geringere Effektivität, da die Anreizwirkung geringer ist und der Förderbeitrag nicht kostendeckend ist. Da die PV-Kleinanlagen jedoch nur einen geringen Anteil der Produktionsmenge ausmachen (weniger als 3 % des Zubaus auf 24 TWh/a im Jahr 2050), hat dies keinen relevanten Einfluss auf die Erreichung des Zubauziels. Die Effizienz der Förderung verändert sich jedoch mit sinkenden Investitionskosten und steigenden Marktpreisen zugunsten der KEV. Würden die Investitionshilfen über den gesamten Zeitraum bis 2050 gewährt, wäre die Fördereffizienz bei der KEV in der Summe höher als mit den Investitionshilfen für Kleinanlagen. Deshalb ist es wichtig, die Massnahme regelmässig zu überprüfen und die Höhe der Investitionshilfen unter Berücksichtigung der Investitionskosten und der Marktpreise zu beurteilen.
- Die Auswirkungen der Investitionshilfen auf die Summe der Förderkosten und auf den KEV-Zuschlag sind gering. Die Modellrechnungen zeigen, dass die maximalen Förderkosten in der Variante ohne Investitionshilfen in der gleichen Grössenordnung von rund 1.4 Rp./kWh liegen wie in der Grundvariante (mit Investitionshilfen). Die Unterschiede sind gering, da nur ein kleiner Anteil der geförderten Stromproduktion davon betroffen ist. Bezogen auf die Produktion der PV-Anlagen stammt nur rund 10 % aus Kleinanlagen. Die maximalen Förderkosten würden ohne Investitionshilfen auf rund 710 Mio. CHF/a ansteigen im Vergleich zu 720 Mio. CHF/a in der Grundvariante. Die Förderkosten sind also mit Investitionshilfen etwas höher als mit der KEV. Dies ist darauf zurückzuführen, dass diese Beiträge früher anfallen und die Förderkosten für die KEV mit steigenden Marktpreisen über die Zeit sinken.
- Einen negativen Effekt auf die Effizienz der Förderung (Förderkosten pro produzierte Kilowattstunde) können die Investitionshilfen gegenüber der KEV haben, da der Anreiz geringer ist, die Produktion zu maximieren. Während die KEV nur für die tatsächlich produzierte und einspeiste Kilowattstunde ausbezahlt wird, besteht bei Investitionshilfen kein Einfluss darauf, ob die Anlage gut unterhalten wird und über die ganze Lebensdauer in Betrieb ist. Würde eine solche Kontrolle eingeführt, entfielen der Vorteil des geringeren Vollzugsaufwandes.
- Demgegenüber besteht bei Investitionshilfen in Kombination mit der Eigenverbrauchsregelung ein Anreiz, die Produktion und Nachfrage stärker aufeinander abzustimmen. Die Produktion in Abhängigkeit der Sonneneinstrahlung ist zwar nicht beeinflussbar, die Nachfrage kann aber teilweise (z.B. Waschmaschine, Warmwasseraufbereitung) auf Produktionsspitzen ausgerichtet werden. In Kombination mit Speichermöglichkeiten kann auch die Einspeisung ins Netz auf die Marktnachfrage ausgerichtet werden.

¹⁵ Berechnet anhand realer Werte (in Preisen 2010), ohne Diskontierung. Wird zusätzlich berücksichtigt, dass sich die Förderkosten über die Vergütungsdauer von 25 Jahren verteilen, sinken die Förderkosten auf 17 Rp./kWh (Diskontsatz 2.5%).

- Die Einführung von Investitionshilfen parallel zum KEV-System birgt ein gewisses Missbrauchspotenzial. Beispielsweise könnte eine gebrauchte Anlage an einem anderen Ort installiert und dafür erneut Investitionshilfen beantragt werden (BFE 2012a). Auch hier ist der Nutzen einer flächendeckenden Kontrolle gegenüber dem erhöhten Vollzugsaufwand abzuwägen.
- Aufgrund der einmaligen Auszahlung der Förderung ergeben sich bei Aufhebung des KEV-Fördersystem keine weiter andauernden Förderansprüche, wie dies bei den Einspeisetarifen der Fall ist.
- Schliesslich ist darauf hinzuweisen, dass bei der Einführung von Investitionshilfen bis zu einem festen Schwellenwert Anreize gesetzt werden, das Verhalten rund um diesen Schwellenwert zu optimieren. Wie die oben erwähnten Beispielrechnungen zeigen, werden Betreiber von grösseren Anlagen mit der KEV-Einspeisevergütung stärker gefördert als Betreiber von Anlagen mit einer Leistung unter 10 kW. Zudem besteht die Gefahr, dass die Anlagen nach der finanziellen Optimierung ausgelegt werden und nicht nach den örtlichen Gegebenheiten und der technischen Zweckmässigkeit (BFE 2012a).¹⁶

Fazit: Die Fördereffizienz bei Photovoltaik-Kleinanlagen kann mit den Investitionsbeiträgen verbessert werden. Da der Anteil der Stromproduktion aus kleinen PV-Anlagen gemessen an der gesamten geförderten Stromproduktion mit weniger als 3 % an der Gesamtproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) tief ist, zeigt die Einführung der Investitionshilfen für Kleinanlagen keine relevanten Auswirkungen hinsichtlich der Fördereffizienz des KEV-Systems insgesamt.

d) Ausschreibeverfahren

Mit der Einführung von Ausschreibeverfahren wird der Vergütungssatz über *Auktionen* bestimmt. Dadurch orientiert sich die staatliche Förderung vermehrt an marktbasierter Produktionskosten. Die Auktionen tragen dazu bei, die Produktionskosten sichtbar zu machen und die Vergütungssätze auf diese abzustimmen (SECO 2012b).

Der Wettbewerb um die Fördermittel setzt einen Anreiz zur Kostenreduktion. Die Fördermittel werden dadurch effizienter eingesetzt, d.h. die Förderkosten pro produzierte Kilowattstunde sind tiefer. Die Effekte der Förderung in der Schweiz auf die Wirtschaftlichkeit von Technologien fallen aufgrund der beschränkten Marktgrösse der Schweiz kaum ins Gewicht.

Dem Vorteil der tieferen Vergütungssätze stehen erhöhte Transaktionskosten für die Durchführung der Auktionen gegenüber. Diese sind gegenüber den möglichen Effizienzgewinnen abzuwägen. Dabei spielt auch die Produktionsmenge eine Rolle. Ausschreibungen sind eher

¹⁶ Von solchen Schwelleneffekten betroffen sind Anlagen in der Grössenordnung von rund 70 m² (1 kW installierte Leistung entspricht etwa 7 m² Panelfläche). Damit ist die grosse Anzahl an Anlagen auf Einfamilienhäusern nicht betroffen, diese sind typischerweise in der Grössenordnung von 3 bis 5 kW. Mögliche Fehlanreize bestehen deshalb insbesondere bei Mehrfamilien- und Gewerbebauten. Anlagen in der Grössenordnung um 10 kW installierter Leistung sollen anhand eines Monitorings bzw. von Stichprobenkontrollen geprüft werden, damit bei Bedarf reagiert werden und die Regelungen angepasst werden können.

für grössere Anlagen geeignet; einerseits aufgrund der Transaktionskosten im Verhältnis zur Produktionsmenge und andererseits weil mehr Spielraum besteht zur Optimierung und Kostenreduktion beim Bau und Betrieb der Anlagen.

Die Festlegung der Vergütung in einem Ausschreibeverfahren ist zudem insbesondere für die Stromproduktion aus Wasserkraft und Biomasse sinnvoll. Diese Anlagen sind sehr heterogen aufgrund unterschiedlicher lokaler Voraussetzungen und entsprechend variieren die Kosten zwischen einzelnen Anlagen stark. Für den Regulator ist es somit schwierig, die Kosten zu bestimmen und Vergütungssätze festzulegen, die kostendeckend sind aber keine übermässigen Gewinne (Windfall Profits) generieren. Mit einem Auktionsverfahren passen die Produzenten ihre Gebote an die jeweiligen Gestehungskosten an.

Die Effizienz von Ausschreibeverfahren ist auch von der konkreten Ausgestaltung abhängig. Der Mechanismus zur Preisfestsetzung (*pay-as-bid* vs. *cut-off-price*)¹⁷ beeinflusst, in welchem Ausmass die Produzentenrente abgeschöpft werden kann (BFE 2012a). Für eine effiziente Förderung, bei der möglichst alle Anlagen eine Vergütung erhalten, die den tatsächlichen Kosten entspricht (keine ungerechtfertigten Produzentenrenten), sind Ausschreibungen nach dem *pay-as-bid*-Verfahren vorzuziehen. Bei Ausschreibungen nach dem *cut-off-price*-Verfahren können ungerechtfertigte Renten reduziert werden, in dem jeweils beschränkte Kontingente, differenziert nach Anlagenkategorien und Technologien ausgeschrieben werden. Eine solche Differenzierung ist in der Energiestrategie vorgesehen: Die Festlegung der Vergütungssätze durch Auktionen ist für bestimmte Technologien, Kategorien oder Leistungsklassen vorgesehen, die vom Bundesrat bestimmt werden. Die Durchführung von technologiespezifischen Auktionen wird von den befragten Experten als wichtig erachtet. Eine breite Abstützung auf verschiedene Technologien bzw. Energieträger ist eine Voraussetzung dafür, dass die Ziele zur erneuerbaren Stromproduktion erreicht werden können. Die erforderlichen Produktionsmengen und -kapazitäten können in der Kombination verschiedener Technologien bereitgestellt werden.

Fazit: Positive Auswirkungen des Ausschreibeverfahrens auf die Effizienz sind einerseits dadurch zu erwarten, dass Anlagen mit günstigen lokalen Voraussetzungen und entsprechend tieferen Gestehungskosten zuerst realisiert werden. Zudem wird der Anreiz verstärkt, die Projekte zu optimieren und die Investitions- und Betriebskosten zu minimieren. Als negativ zu beurteilen sind zusätzliche Vollzugskosten, die durch die Auktionen verursacht werden. Der Vollzug wird sowohl für den Bund bzw. die durchführende Stelle als auch für die Marktakteure komplexer.

¹⁷ Beim Ausschreibemodell *pay-as-bid* wird den erfolgreichen Bietern ein Vergütungssatz gemäss den individuellen Preisangeboten garantiert. Beim Ausschreibemodell *cut-off-price* (oder auch *uniform pricing* genannt) legt das letzte, für die ausgeschriebene Menge gerade noch notwendige (und damit teuerste) Preisangebot den Grenzpreis einer Ausschreibungsrunde bzw. den resultierenden Vergütungssatz fest. (BFE 2012a)
Welcher Auktionsmodus gewählt wird, ist bisher noch offen und wird in den Ausführungsvorschriften vom Bundesrat festgelegt (UVEK 2012).

e) Eigenverbrauchsregelung

Die Eigenverbrauchsregelung führt dazu, dass weniger Strom ins Netz eingespeist wird. Bei KEV-Anlagen sinken die vergütete Strommenge und damit auch die über den KEV-Zuschlag finanzierten Förderkosten. Aus Sicht der Anlagenbetreiber ist der Eigenverbrauch insbesondere dann finanziell interessant, wenn ihre Energielieferung zum Marktpreis vergütet wird. Im Vergleich zum Strombezug ab Netz sparen sie die Kosten für das Netz und die Systemdienstleistungen.

Die Eigenverbrauchsregelung führt zu einer Reduktion der direkten Förderkosten. Für die Betreiber von KEV-Anlagen besteht ein finanzieller Anreiz, den Strom für den Eigenverbrauch zu verwenden, wenn der Strompreis für den Bezug ab Netz höher ist als der KEV-Vergütungstarif. Unter der Annahme, dass ab diesem Zeitpunkt der Netzparität (ca. im Jahr 2016 gemäss den Preis- und Kostenannahmen der Energieperspektiven 2050) 25 Prozent des Stroms aus PV-Anlagen für den Eigenverbrauch verwendet wird, reduzieren sich die Förderkosten um bis zu 30 Mio. CHF pro Jahr (Reduktion um maximal 4% gemessen an der Summe der Förderkosten).

Die entgangenen Einnahmen für die Netzinfrastruktur führen jedoch dazu, dass die Netzbetreiber ihre Kosten über eine allgemeine Erhöhung der Netznutzungsentgelte (Grundgebühren und/oder variable Tarife) finanzieren müssen. Diese Mehrkosten stellen eine indirekte Förderung dar für die Anlagenbetreiber, die ihren Strom für den Eigenverbrauch verwenden und trotzdem noch auf die Anbindung ans Stromnetz angewiesen sind. Der Eigenverbrauch hat deshalb primär eine Verteilungswirkung (vgl. Kap. 2.4.3), die bei steigendem Anteil an der gesamten Stromnachfrage relevant wird.

Die erhöhte Effizienz aufgrund der tieferen direkten Förderkosten ist deshalb zu relativieren. Aus Sicht des gesamten Energiesystems kann die Entlastung der Netze zwar effizienzsteigernd wirken. Die Grundkosten für den Netzanschluss bleiben aber bestehen, da die Produzenten trotz Eigenverbrauch zu bestimmten Zeiten noch auf den Strombezug ab Netz angewiesen sind. Wird die Eigenverbrauchsregelung in Kombination mit dezentralen Speichern und einer angebotsabhängigen Nachfragesteuerung genutzt, werden Produktions- und Nachfragespitzen geglättet. Die Produzenten können ihre Netzeinspeisung und den Bezug von Mehrstrom ab Netz besser auf den Markt abstimmen. Der Anreiz für die Investitionen in die Speicherinfrastruktur setzt jedoch voraus, dass sowohl bei der Einspeisung als auch beim Bezug von Strom der aktuelle Marktpreis gilt (real-time tariff) und die Preisdifferenzen in Abhängigkeit von Angebot und Nachfrage genügend gross sind. Bei KEV-Anlagen mit einer fixen Vergütung fehlen jedoch diese Preissignale und Anreize für den Eigenverbrauch sowie für die Investition in Speicher.

Fazit: Die Eigenverbrauchsregelung setzt Anreize für eine zeitliche Abstimmung der Stromnachfrage und -produktion. Wird ein Viertel des Stroms aus PV-Anlagen für den Eigenverbrauch verwendet, reduziert sich der Bedarf an Fördermitteln um bis zu 30 Mio. Franken jährlich. Den Netzbetreibern entgehen jedoch Einnahmen für die Netzinfrastruktur. Bei steigendem Eigenverbrauch sind diese durch eine allgemeine Erhöhung der Netznutzungsentgelte auszugleichen und die Finanzierungsmodelle, die auf fixen Grundgebühren und variab-

len Tarifen beruhen, sind an die neue Situation anzupassen. Dabei sind auch Entlastungen der Netze auf lokaler Ebene einzubeziehen, die durch den Eigenverbrauch in Kombination mit dezentralen Speicherlösungen möglich sind.

f) Rückerstattung für Grossverbraucher

Energieintensive Unternehmen haben Anspruch auf die Rückerstattung des EnG-Zuschlags. Mit der in der Parlamentarischen Initiative Nr. 12.400 der UREK-N (Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates) vorgeschlagenen Regelung sollen die Unternehmen von der Abgabe teilweise bzw. ganz befreit werden, wenn die Elektrizitätskosten mindestens 5 bzw. 10 Prozent der Bruttowertschöpfung ausmachen (für weitere Ausführungen dazu vgl. Kap. 5). Gemäss Schätzungen des BFE liegt der Stromverbrauch der betroffenen Unternehmen bei rund 5 bis 7 TWh/a.

Wie die Modellrechnungen zeigen, sind mit der vorgesehenen Befreiung der Verbraucher bedeutende Verteilungseffekte verbunden. Durch die Rückerstattung für Grossverbraucher erhöht sich der KEV-Zuschlag um rund 10 %. Ohne die Rückerstattung, d.h. bei einer Verteilung der Förderkosten auf die gesamte Schweizerische Stromnachfrage steigt der KEV-Zuschlag auf maximal 1.2 Rp./kWh statt auf 1.4 Rp./kWh. In Deutschland wird die Abgabebefreiung von energieintensiven Unternehmen unter sozialen Aspekten diskutiert; die Befreiung hat im Jahr 2011 eine Erhöhung der EEG-Umlage um 21 % bewirkt (Gawel et al. 2012).

g) Auswirkungen auf die Gestehungskosten

Die technologiespezifischen Gestehungskosten der Stromproduktion werden durch die Förderung in der Schweiz nur geringfügig beeinflusst. Die Kosten für Produktionsanlagen und Komponenten sind primär von den Weltmarktpreisen abhängig. Die Kostenentwicklung ist von internationalen Einflüssen getrieben und der Schweizer Markt ist zu klein, um kostensenkende Effekte auszulösen. Hingegen wird ein verstärkter Ausbau von Produktionsanlagen in der Schweiz gemäss Expertenaussagen dazu führen, dass die Kosten für Bau und Installation aufgrund von Lern- und Spezialisierungseffekten sinken.¹⁸ Diese machen aktuell rund die Hälfte der gesamten Investitionskosten aus (BFE 2012d). Demgegenüber steht ein preissteigernder Effekt, da zuerst die Anlagen an den besten Standorten realisiert werden. An weniger optimalen Standorten können beispielsweise die Erschliessungskosten höher oder die Erträge tiefer sein. Insgesamt wird bei den Technologien zur Stromproduktion aus erneuerbaren

¹⁸ Bezogen auf die Gesamtkosten der PV-Systeme fallen insbesondere die Lerneffekte bei den Modulpreisen ins Gewicht. Diese liegen in der Grössenordnung von 20% (d.h. jede Verdoppelung der Produktionsmenge führt zu einer Reduktion der Modulkosten um 20%). Die IEA (2010) geht aber auch für die Gesamtkosten von Lerneffekten im Umfang von 18% aus, d.h. auch bei den Systemkosten für Installation usw. werden Kostenreduktionen erwartet, aber nicht im gleichen Umfang wie bei den Modulkosten. Erhebungen zu den Kosten in der Schweiz zeigen, dass die Reduktion der Gesamtkosten in erster Linie auf die sinkenden Modulpreise zurückzuführen ist. Auch bei den restlichen Kosten ist eine leichte Tendenz nach unten feststellbar (BFE 2012), diese wird jedoch nicht quantifiziert.

Energien – getrieben von den globalen Entwicklungen - von sinkenden Gestehungskosten ausgegangen (z.B. ETH 2011, Prognos 2012).

Durch die Förderung der erneuerbaren Energien wird jedoch der Produktionsmix verändert und damit auch die durchschnittlichen Gestehungskosten des gesamten schweizerischen Kraftwerkparcs. Diese werden gemäss Prognos (2012) von 7 Rp./kWh im Jahr 2010 auf 12.1 Rp./kWh im Jahr 2050 steigen. Diese Aussage gilt für den Kraftwerkpark bzw. den Produktionsmix, mit dem die Ziele gemäss Energieperspektiven erreicht werden. Es handelt sich um eine Folge der Erneuerung und Umstellung des Kraftwerkparcs und nur indirekt um eine Folge der KEV. Ohne die KEV-Förderung würden weniger Produktionsanlagen in der Schweiz zugebaut; entsprechend wären mehr Importe notwendig. Diese bieten die Möglichkeit, erneuerbaren Strom zu tieferen Gestehungskosten zu produzieren (z.B. Solarenergie im Süden), erfordern jedoch den Ausbau und entsprechende Investitionen in Netzkapazitäten.

h) Kosten Netze und Reserveenergie

Durch den Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien entstehen Mehrkosten im Netzbereich und für Reserveenergie. Die Kosten sind unter anderem stark von der räumlichen Verteilung der Produktionsanlagen abhängig (Consentec 2010): Bei gleichmässiger Verteilung von dezentralen Anlagen können sich geringfügige Entlastungen der Netze ergeben; bei räumlicher Konzentration sind hingegen Netzausbauten oder -verstärkungen notwendig.

Wie stark die Anforderungen an die Netze und bezüglich Regelenergie steigen, kann durch einzelne Elemente der KEV-Konzeption beeinflusst werden:

- Der gemäss Energiestrategie angestrebte Zubau der solaren Stromproduktion führt zu einem erhöhten Bedarf an Regelenergie und lokalen Netzverstärkungen. Eine Verzögerung des PV-Zubaus durch die Kontingente bis 2020 hat angesichts des noch geringen Anteils der PV an der gesamten Stromerzeugung keinen Einfluss auf die Summe der Kosten für Netze und Regelenergie.
- Die Eigenverbrauchsregelung reduziert die Belastung der Verteilnetze. Eine erhöhte Wirkung wird erreicht, wenn Produktionsspitzen durch Nachfragemanagement und dezentrale Speicherung abgefangen werden können. Positive Auswirkungen der Eigenverbrauchsregelungen werden somit in Kombination mit dezentralen Speichern und einem intelligenten Energiemanagement erreicht. Wie eine aktuelle Studie zeigt, können dezentrale Photovoltaik-Batteriesysteme die Einspeisespitze bis um rund 40 % reduzieren (Fraunhofer ISE 2013).
- Weitere Entlastungen könnten durch verstärkte Anreize für eine marktorientierte Produktion erreicht werden. Solche Anreize sollen gemäss Energiestrategie 2050 vermehrt gesetzt werden (vgl. Kap. 2.5.1), sie sind aber nicht Gegenstand der hier untersuchten Massnahmen zur Anpassung der KEV.

Die KEV-Konzeption hat zudem auch Auswirkungen auf die Finanzierung der Netzkosten (vgl. oben, Punkt e) Eigenverbrauchsregelung).

Die für das Jahr 2050 geschätzten Kosten, die im Bericht zur ersten Phase der Regulierungsfolgenabschätzung aufgeführt sind (SECO 2012b), zeigen eine grosse Bandbreite. Dies ist u.a. darauf zurückzuführen, dass unterschiedliche Szenarien zur Nachfrageentwicklung und verschiedene Stromangebotsvarianten untersucht wurden. Bei der Interpretation der Resultate ist zu berücksichtigen, dass nicht nur durch den Ausbau erneuerbaren Energien ausgelöste Mehrkosten aufgeführt sind.

- Die Kosten für die *Verteilnetze* werden in zwei Szenarien mit verstärkter dezentraler Erzeugung auf 3.9 bis 12.6 Mrd. CHF geschätzt. Die Mehrkosten liegen im Bereich von 10 % bis 25 % der heutigen Netzkosten (Consentec 2012b). Die grossen Bandbreiten der Kostenschätzungen sind einerseits dadurch zu erklären, dass unterschiedliche Stromangebotsvarianten berücksichtigt wurden. Zudem wurden neben dem klassischen Netzausbau weitere Massnahmen berücksichtigt, wie beispielsweise der Einsatz spannungsgeregelter Mittelspannungs-/Niederspannungs-Transformatoren, was die Mehrkosten in den betroffenen Netzbereichen um etwa die Hälfte reduziert.
- Die Netzbelastung im *Übertragungsnetz* wird hauptsächlich durch die europäische Entwicklung der Nachfrage und der Stromproduktion bestimmt. Die Auswirkungen der unterschiedlichen Stromangebotsvarianten in der Schweiz sind regional stark begrenzt (Consentec 2012a). Insgesamt schätzt das BFE die Kosten der notwendigen Ausbauprojekte bis 2050 auf 2.3 bis 2.7 Mia. CHF (UVEK 2012).
- Aufgrund von bisherigen Studien ist von einem Investitionsbedarf für *Smart Grids* von etwa 1 Mrd. CHF auszugehen (Econcept und EnCT 2009). Die mit Smart Grids verbesserten Möglichkeiten zur Regelung von Produktion und Nachfrage sind im Zusammenhang mit dem Ausbau von erneuerbaren Energien mit starken Produktionsschwankungen positiv zu beurteilen. Die Investitionskosten sind aber nicht eine direkte Folge des Ausbaus erneuerbarer Energien. Investitionen in Smart Grids sind auch im Kontext von Energieeffizienz-Massnahmen zu begründen und nicht allein durch die erhöhten Anteile von erneuerbarer Stromproduktion.
- Der Bedarf an Reserveenergie wird aufgrund der verstärkt stochastischen Stromeinspeisung verdreifacht. Die Kosten für die gesamte Reserveenergie werden gemäss einer Studie des Bundes im Jahr 2050 je nach Entwicklung der Stromnachfrage zwischen 610 und 700 Mio. CHF betragen. Gegenüber den Kosten von 272 Mio. CHF im Jahr 2010 bedeutet das mehr als eine Verdopplung (Consentec 2012a).

i) Merit-Order Effekt und Folgen von sinkenden Marktpreisen

Der Strompreis am Strommarkt wird aufgrund der marginalen Gestehungskosten bestimmt. Die vermehrte Einspeisung von Solar- und Windenergie kann den Strompreis zeitweise signifikant reduzieren, weil die marginalen Kosten zur Produktion von Solar- oder Windenergie fast null sind (Bahar et Sauvage 2012). Dieser Effekt der Preisreduktion ist der sogenannte Merit-Order-Effekt.

Der errechnete Merit-Order-Effekt an der europäischen Strombörse European Power Exchange (EPEX) lag gemäss einer Studie der TU Berlin (2011) zwischen 2006 und 2010 bei

rund 8 Euro/MWh. Der für Deutschland berechnete Merit-Order-Effekt¹⁹ ist von 2008 bis 2010 von 3.6 Mrd. Euro auf 2.8 Mrd. Euro gesunken (Fraunhofer ISI et al. 2012).

Durch den Merit-Order-Effekt sinken die Strompreise und damit auch die Beschaffungskosten auf Seiten der Stromversorger. Die Einnahmen der Stromproduzenten sinken, falls diese nicht eine gesicherte Einspeisevergütung erhalten. Langfristig kann dies dazu führen, dass die Stromproduzenten zu wenig Mittel für Erneuerungen und Ersatzkraftwerke haben, d.h. der Merit-Order-Effekt führt zu Verzerrungen bei den Investitionen in neue bzw. zu erneuernde Produktionsanlagen.

Modellrechnungen zur zukünftigen Entwicklung der Strompreise zeigen, dass die Grosshandelspreise für Strom an der Börse trotz Merit-Order-Effekt steigen: Der Merit-Order-Effekt wird zwar weiter steigen und preissenkend wirken, die preissteigernden Wirkungen durch erhöhte Kosten für Brennstoffe und CO₂-Zertifikate wird aber als stärker beurteilt (Traber et al. 2011, Fürsch et al. 2012). Auch die Schweizer Energieversorgungsunternehmen gehen von einer kontinuierlichen Erhöhung des Grosshandelspreises für Elektrizität aus (Verdoppelung von 2011 bis 2035, anschliessend leichter Rückgang bis 2050), wobei auch hier die steigenden Brennstoff- und CO₂-Preise als Haupttreiber genannt werden (VSE 2012).

Erhalten die Stromproduzenten über die KEV eine fixe Vergütung, so wirkt sich die Reduktion des Marktpreises auf die Differenz zum Vergütungssatz aus. Bei sinkendem Marktpreis steigt der Anteil der Förderkosten, der über den KEV-Zuschlag zu finanzieren ist. Die Förderkosten werden damit stark beeinflusst von internationalen Entwicklungen: Aufgrund des starken Einflusses der Entwicklung in anderen Ländern (insbesondere in Deutschland) senkt der Merit-Order-Effekt die Marktpreise auch dann, wenn die Schweiz die erneuerbaren Energien nicht fördert. Folglich ist der Merit-Order-Effekt als externer Faktor zu betrachten, der die Förderkosten beeinflusst (vgl. Sensitivitätsanalysen in Abschnitt a)). Der Einfluss der KEV-Förderung in der Schweiz ist marginal.

Die Schweizer Stromkonsumenten sind damit von zwei gegenläufigen Effekten des Merit-Order-Effektes beeinflusst: Zum einen steigt der KEV-Zuschlag, zum anderen sinken die Preise am Strommarkt. Eine Gegenüberstellung der beiden Effekte zeigt, dass der Effekt einer Senkung des Marktpreises grösser ist als die Mehrkosten durch den erhöhten KEV-Zuschlag. Dies zeigt die folgende exemplarische Berechnung. Bei einer Reduktion des internationalen Grosshandelspreises von 6 auf 5 Rappen pro Kilowattstunde erhöht sich der Schweizer KEV-Zuschlag um 0.2 Rp./kWh, d.h. die Gesamtbelastung aus der Summe von Energiekosten und KEV-Abgabe sinkt um 0.8 Rp./kWh. Voraussetzung dafür ist, dass Marktpreissenkungen an die Endkonsumenten weitergegeben werden. Die Schweizer Konsumenten profitieren von diesem Merit-Order-Effekt, für die Schweizer Stromproduzenten sinkt aber die Produzentenrente.

¹⁹ Die Berechnung des Merit-Order-Effektes basiert auf einer Simulation der Strompreise für das zu analysierende Jahr jeweils mit und ohne EEG-Stromerzeugung (Counterfactual-Szenario). Die Preise werden anhand der Grenzkosten hergeleitet, Kraftwerksausfälle werden stochastisch berücksichtigt. (Fraunhofer ISI et al. 2012)

Abbildung 2-5: Beispielrechnung zu Auswirkungen einer Reduktion der Marktpreise aus Sicht des Schweizer Endkonsums (Mia. CHF/a)

	Stromkosten total ¹⁾	Erlös KEV-Strom durch Marktpreis ²⁾	Bedarf KEV-Mittel total ³⁾	Bedarf aus KEV-Förderfonds	KEV-Zuschlag	Gesamtbelastung Endkunden
	(Mia. CHF/a)	(Mia. CHF/a)	(Mia. CHF/a)	(Mia. CHF/a)	(CHF/kWh)	(CHF/kWh)
Marktpreis 0.06 CHF/kWh	3.6	0.6	2	1.4	0.023	0.083
Marktpreis 0.05 CHF/kWh	3	0.5	2	1.5	0.025	0.075

¹⁾ Annahme: Stromverbrauch 60 TWh/a

²⁾ Annahme: Stromproduktion in KEV-Anlagen 10 TWh/a

³⁾ Annahme: durchschnittliche Vergütung 0.2 CHF/kWh

Diese Betrachtung zeigt die resultierende Wirkung in Abhängigkeit des durchschnittlichen Marktpreises für Haushalte. Aus Sicht der einzelnen Endkonsumenten sind die Auswirkungen zudem davon abhängig, zu welchen Konditionen sie den Strom beziehen.

Fazit: Der Merit-Order-Effekt wird durch die internationalen Entwicklungen getrieben und führt dazu, dass die Preise am Strommarkt zeitweise stark sinken. Ein sinkender Marktpreis führt dazu, dass die Wettbewerbsfähigkeit der geförderten Technologien sinkt und ein grösserer Anteil der KEV-Vergütung über den KEV-Zuschlag finanziert werden muss, d.h. die Fördereffizienz sinkt. Die Preise für die Endkonsumenten unterliegen dabei zwei gegenläufigen Effekten: Einerseits steigen die Preise aufgrund des steigenden Netzzuschlags für die KEV. Andererseits sinken die Preise aufgrund des Merit-Order-Effektes. Für die Stromproduzenten können sinkende Preise am Strommarkt dazu führen, dass die Mittel für Investitionen in Erneuerungen und Ersatzkraftwerke fehlen. Der durch staatliche Förderfähigkeit ausgelöste Merit-Order-Effekt führt zu unerwünschten Verzerrungen bei den Investitionen in neue bzw. zu erneuernde Produktionsanlagen.

2.3.4 Auswirkungen auf Innovationsanreize

Die leitende Fragestellung zur Analyse von Innovationsanreizen ist, wie sich die KEV allgemein und wie die Submassnahmen im Speziellen auf den technologischen Fortschritt auswirken. Die Erforschung und Entwicklung neuer, effizienterer Technologien für die Energieproduktion und -speicherung ist entscheidend für eine kostengünstige und ausreichende Stromversorgung. Deshalb ist es wichtig, dass die wirtschaftlichen Anreize für den technologischen Fortschritt möglichst gestärkt und nicht eingeschränkt werden (SECO 2012b). Dazu stellen sich die Fragen, wie gross der Einfluss der KEV-Förderung auf die Innovation generell ist und welche Elemente des Fördersystems innovationsfördernd oder -bremsend wirken.

Durch die Einspeisevergütung wird die Nachfrage im Markt für Technologien zur Stromproduktion aus erneuerbaren Energien gesteigert. Diese politikinduzierte Nachfragesteigerung zeigt unterschiedliche Innovationswirkungen (Hoppmann et al. 2013): Einerseits werden in einem grösseren Markt insgesamt mehr Ausgaben für Innovationsaktivitäten getätigt. Andererseits führt die erhöhte Nachfrage dazu, dass Firmen ihre Kapazitäten einseitig in die Pro-

duktion stecken und die Forschung und Entwicklung neuer Technologien vernachlässigen. So ist denn auch aus der Erfahrung der Deutschen EEG festzustellen, dass zwar mit dem massiven Ausbau erneuerbarer Energien auch die FuE-Aktivität absolut zugenommen hat, relativ gesehen haben sich die FuE-Aktivitäten jedoch deutlich abgeschwächt: So hat sich die FuE-Quote der deutschen Solarwirtschaft von knapp 4% im Jahr 2001 auf nur noch 1.6% im Jahr 2008 verringert.²⁰ Dieser Effekt wird verstärkt, wenn die Vergütungssätze so hoch sind, dass Anreize zur Kostenreduktion fehlen und die Firmen ihre Produkte zu guten Preisen absetzen und entsprechende Gewinne realisieren können. Eine regelmässige Überprüfung und Absenkung der Vergütungssätze ist deshalb aus Innovationssicht wichtig. Die bisherigen Erfahrungen zeigen, dass die Marktdynamik bei der Entwicklung der Vergütungssätze für Photovoltaik unterschätzt wurde und die Absenkung verzögert auf die Kostenreduktionen reagierte. Die Vergütungssätze sollen deshalb häufiger angepasst werden und sich nicht an den Durchschnittskosten, sondern an der besten verfügbaren Technologie orientieren. Zudem ist eine breitere Abstützung der Grundlagen für die Tariffestlegung wichtig. Damit wird das Risiko von strategischen Antworten reduziert, das bei der Festlegung der Vergütung anhand von Informationen der Marktteilnehmer besteht.²¹

Zur Erhöhung der Innovationswirkung sind nachfragesteigernde Instrumente wie eine Einspeisevergütung zu ergänzen durch die direkte Förderung von Forschung und Entwicklung. Damit wird insbesondere die Innovation im Inland gestärkt, während die Einspeisevergütung international innovationsfördernd wirkt (Peters et al. 2012).

Diese anhand von internationalen Erfahrungen gewonnenen Erkenntnisse sind für die Schweiz als kleine offene Volkswirtschaft nur bedingt relevant. Eigene Forschung und Entwicklung ist vor allem in den Unternehmen von Bedeutung, die in der Herstellung, Zulieferung oder Ausrüstung tätig sind; genau in diesen Stufen der Wertschöpfungskette sind auch die Exportanteile deutlich höher als bei Dienstleistungen, Montage/Installation und Handel/Vertrieb (Rütter + Partner et al. 2013).²²

Die Wirkung des schweizerischen Ausbaus erneuerbarer Energien auf den internationalen Markt für Produkte und Dienstleistungen zur Nutzung erneuerbarer Energien ist beschränkt, da der Schweizer Marktanteil tief ist. So hat die KEV nur geringe Innovationswirkungen im international geprägten Markt für Komponenten und Anlagen. Die Projektierung und Realisierung von Anlagen hingegen wird durch den verstärkten Ausbau professioneller und ideenreicher. Diese in der KEV-Evaluation (Interface et al. 2012) gewonnenen Erkenntnisse zur bisherigen Entwicklung wurden in den Experteninterviews im Rahmen der vorliegenden Studie bestätigt.

²⁰ Vgl. Expertenkommission Forschung und Innovation EFI (2013), Gutachten zur Forschung, Innovation und technologischer Leistungsfähigkeit Deutschlands, S. 56.

²¹ Für eine ausführliche Analyse der bisherigen Erfahrungen zur Überprüfung und Absenkung der Vergütungssätze sowie daraus abgeleitete Empfehlungen vgl. Kapitel 7 in Interface et al. (2012).

²² Diese Aussage stützt sich auf eine Erhebung zum gesamten Markt für erneuerbare Energien, inkl. Wärmeenergie.

Einzelne Submassnahmen zur Anpassung der KEV werden bezüglich Innovationswirkungen wie folgt beurteilt:

- Die Einführung von *Ausschreibeverfahren* fördert den Wettbewerb unter den Anlagenherstellern und -betreibern und wirkt dadurch innovationsfördernd. Voraussetzung ist aber, dass tatsächlich ein Wettbewerb um die Fördermittel entsteht. Die Innovationswirkung ist deshalb davon abhängig, wie die Ausschreibeverfahren ausgestaltet werden.
- Die *Eigenverbrauchsregelung* setzt Anreize für Innovationen bei der Entwicklung von Speicherlösungen und intelligenten Systemen der Verbrauchssteuerung. Technologische Entwicklungen werden insbesondere bei der chemischen Speicherung (Batterien) erwartet. Weitere Innovationen werden auch im Bereich „Vernetzte Energiesysteme“ ausgelöst, bei denen beispielsweise PV-Anlagen in Kombination mit Wärmepumpen, Solarthermie, Blockheizkraftwerken und Wasser-Wärmespeichern eingesetzt werden (Haller 2013).

Fazit: Generell wirkt die KEV primär als Produktionssubvention für Strom aus erneuerbaren Quellen und nicht als Fördermassnahme für Forschung und Entwicklung. Die Innovationseffekte der KEV auf die technische Entwicklung sind gering, da das Marktvolumen der Schweiz im internationalen Kontext gering ist und die KEV aufgrund ihrer auf Gestehungskosten basierenden Vergütung nicht dazu geeignet ist, dynamische Anreize im Hinblick auf eine verstärkte Technologieinnovation zu bieten. Der verstärkte Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion fördert aber die Innovation bei der Projektierung und Realisierung von Anlagen. Die vorgeschlagenen Submassnahmen zur Anpassung der KEV, wie Auktionen und die Eigenverbrauchsregelung, sind aus Innovationsperspektive positiv zu beurteilen.

2.4 Weitere Auswirkungen

2.4.1 Auswirkungen auf Bund

Bei der KEV handelt es sich um ein bestehendes Instrument und der Vollzug ist bereits heute umfassend geregelt. Die vorgeschlagenen Änderungen machen Anpassungen bei einzelnen Aspekten notwendig, jedoch keine vollständig neue Konzipierung der Massnahme. Deshalb sind die Auswirkungen auf die personellen Ressourcen des Bundes für die Konzeption der Anpassungen und Ergänzungen der Ausführungsbestimmungen relativ gering (vgl. Kap. 2.6.1).

Die vorgeschlagenen Änderungen werden zu einem erhöhten Vollzugsaufwand führen (vgl. auch dazu Kap. 2.6.1), die nicht durch den Bundeshaushalt, sondern gemäss EnV durch den Netzzuschlag finanziert werden.

Die Finanzierung der KEV erfolgt über den Netzzuschlag. Es handelt sich damit um eine staatsquotenerhöhende Sonderfinanzierung, die ausserhalb des ordentlichen Budgetierungsprozesses erfolgt. Dies ist aus ordnungspolitischer Sicht unerwünscht (SECO 2012a). Als weitere Auswirkung auf den Bund ist darauf hinzuweisen, dass die Einspeisevergütung MWSt-pflichtig ist und dies für den Bund aufgrund der Erhöhung der installierten Anlagen zu

Mehreinnahmen in der MWSt. führt. Wie sich die MWSt. jedoch im Gesamtbild der Massnahmen entwickelt, ist nicht klar festzustellen (UVEK 2012).

Weitere Auswirkungen auf den Bund sind unter dem Vollzug (Kap. 2.6.1) aufgeführt.

2.4.2 Auswirkungen auf Kantone/Gemeinden

Die Kantone und Gemeinden sind auf unterschiedliche Weise vom Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion allgemein und den vorgeschlagenen Massnahmen zur Anpassung der KEV im Speziellen betroffen. Im Folgenden werden die Auswirkungen auf den Vollzug, auf kommunale und kantonale Fördermassnahmen sowie auf die Einnahmen diskutiert.

a) Vollzug

Änderungen beim Vollzug im engeren Sinne²³ haben keine direkten Auswirkungen auf die Kantone und Gemeinden, da die Massnahme auf Bundesebene organisiert und vollzogen wird. Die Bewilligungsverfahren für Anlagen zur Stromproduktion sind jedoch Sache der Gemeinden und Kantone. Durch die erwartete höhere Anzahl von Projekten ist mit einer steigenden Anzahl von Gesuchen zu rechnen, die durch die Kantone und Gemeinden evaluiert, bewilligt und bei Umsetzung überwacht werden müssen. Der erwartete Aufwand für Kantone und Gemeinden wird dementsprechend steigen.

Der erhöhte Aufwand für Kantone und Gemeinden entsteht durch den verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien und ist weitgehend unabhängig davon, ob und mit welchem Instrument der Ausbau vom Bund gefördert wird. Einzelne Bestimmungen der KEV können jedoch die Bewilligungsverfahren beeinflussen: Durch Mindestanforderungen an die KEV werden gewisse Projekte von Beginn weg ausgeschlossen und es werden dafür keine Bewilligungsverfahren auf kantonaler oder kommunaler Ebene notwendig. So sind beispielsweise bereits heute Mindestanforderungen zum Wärmenutzungsgrad bei Biomasseanlagen in der Energieverordnung festgelegt. Die heute in der Energieverordnung festgelegte Kompetenz zur Vorgabe von ökologischen Mindestanforderungen soll gemäss Energiestrategie 2050 im Gesetz verankert werden.

Einen grösseren Einfluss als die hier untersuchten Anpassungen der KEV haben die in der Energiestrategie 2050 vorgeschlagenen unterstützenden Massnahmen wie beispielsweise die Gebietsausscheidungen für Anlagen zur Stromproduktion mit erneuerbaren Energien. Diese erfordert eine sorgfältige Raumplanung, die die Ziele der Energiestrategie räumlich umsetzt und mögliche Konflikte mit Schutzinteressen löst. Dazu sind die kantonalen Richtpläne anzupassen und geeignete Standorte in Wasser-, Wind- oder anderen Karten zu identifizieren und bezeichnen (UVEK 2012).

²³ Prozess von der Anmeldung einer Anlage bis zur Auszahlung der Vergütung (vgl. Interface et al. 2012)

b) Kantonale und kommunale Förderprogramme

Die Kantone und Gemeinden verfolgen im Rahmen ihrer Energiepolitik ebenfalls Ziele zur Nutzung erneuerbarer Energien und verfügen über entsprechende Förderinstrumente. Eine Anpassung der nationalen Förderung wirkt sich auf die kantonalen und kommunalen Förderprogramme aus:

- Die generelle *Erhöhung der KEV-Fördermittel* reduziert grundsätzlich den Bedarf nach zusätzlichen Fördermassnahmen.
- Mit den weiterhin vorgesehenen *Zubaukontingenten bei der Photovoltaik* stehen jedoch Gemeinden und Kantone unter dem politischen Druck, weiterhin Förderprogramme für PV-Projekte zu führen, damit energiepolitische Ziele auf kommunaler und kantonaler Ebene erreicht werden. Im Vergleich zu einer einheitlichen nationalen Förderung über die KEV und Investitionshilfen entstehen so zusätzliche Transaktionskosten. So erhöhen sich beispielsweise der Informationsaufwand und die Komplexität aus Sicht der Gesuchstellenden. Zudem sind eine Abstimmung zwischen Bund, Kantonen und Gemeinden sowie ein Monitoring notwendig, damit Doppelförderungen vermieden werden.
- Ob die Vergütungssätze mittels *Ausschreibeverfahren* oder vom Bund festgelegt werden, hat keine Auswirkungen auf die Förderung durch Gemeinden und Kantone.
- Wie die Wirtschaftlichkeitsrechnungen zu den *Investitionshilfen für PV-Kleinanlagen* zeigt, kann eine Anlage mit einer einmaligen Investitionshilfe von 30 % der Investitionskosten nicht wirtschaftlich betrieben werden, wenn der Strom zu Marktpreisen abgesetzt wird. So werden sich Kantone und Gemeinden möglicherweise zusätzliche Anreize überlegen, beispielsweise erhöhte Einspeisetarife durch die kommunalen EVU.
- Die *Eigenverbrauchsregelung* wirkt sich positiv aus auf die kantonale und kommunale Förderung. Die Investition in PV-Anlagen lohnt sich so aus Sicht der Anlagenbetreiber auch bei einer reduzierten Förderung. Als Eigentümer von EVU sind die Gemeinden und Kantone aber auch von reduzierten Einnahmen aus Netzgebühren betroffen.

c) Einnahmen

Gemeinden und Kantone mit erhöhten Einnahmen aufgrund des Ausbaus der Wasserkraft und den damit verbunden höheren Wasserzinsen rechnen (SECO 2012b). Ebenso sind beim Ausbau von Windenergieanlagen Einnahmen aus Pachtzinsen oder Erfolgsbeteiligungen möglich.

Als indirekte Auswirkung des Ausbaus der erneuerbaren Stromproduktion führen die dadurch ausgelösten wirtschaftlichen Aktivitäten (Bau und Betrieb der Anlagen) zu Steuereinnahmen. In einer Nettobetrachtung sind weitere Effekte zu berücksichtigen, wie beispielsweise ein Einnahmerückgang durch die Stilllegung der Kernkraftanlagen oder erhöhte Einnahmen durch die stärker dezentrale Nutzung erneuerbarer Energien. Weiter sind auch gesamtwirtschaftliche Effekte einzubeziehen, wie beispielsweise Auswirkungen von Strompreiserhöhungen auf die Wettbewerbsfähigkeit verschiedener Branchen. Eine solche Abschätzung der Nettobilanz wäre nur mit ausführlichen Berechnungen möglich.

Schliesslich sind die Gemeinden und Kantone auch als Eigentümer bzw. Aktionäre von Energieversorgungsunternehmen (EVU) betroffen. Dabei stehen sich positive und negative Auswirkungen gegenüber, die stark vom bestehenden Anlagenpark und der Ausbaustrategie der einzelnen EVU abhängig sind und hier nicht quantifiziert werden können. Durch die Förderung der dezentralen Stromproduktion über die KEV treten neue Akteure in den Markt ein und es ist davon auszugehen, dass der Anteil der grossen EVU an der gesamten inländischen Stromproduktion sinkt. Bisher liegen dazu keine gesicherten Daten vor, eine Auswertung der KEV-Anmeldungen für Kleinwasserkraft und PV-Anlagen weist aber darauf hin, dass neben den klassischen EVU und Elektrizitätserzeugern auch neue Akteure in den Markt eintreten und v.a. bei der PV ein grosser Teil der Investitionen durch Privatpersonen getätigt werden (Chassot 2012). Über die hier untersuchten Auswirkungen der KEV hinaus werden die EVU von zahlreichen anderen Faktoren beeinflusst, wie beispielsweise die Strommarktöffnung und Veränderungen der Grosshandelspreise (Merit-Ordert-Effekt, abnehmende Mittagsspitzen).

2.4.3 Auswirkungen auf gesellschaftliche Gruppen

Bei den Auswirkungen auf verschiedene gesellschaftliche Gruppen werden Verteilungswirkungen der untersuchten Submassnahmen diskutiert.

a) Allgemeine Verteilungswirkungen der KEV

Durch die Überwälzung der Förderkosten auf die *Stromkunden* entstehen bei diesen Mehrkosten, die den Einnahmen der *Anlagenbetreiber* gegenüber stehen:

- Die *Unternehmen und Haushalte* werden durch tendenziell steigende Strompreise belastet. Wie hoch die zusätzlichen Kosten sind, ist in erster Linie vom Ausmass des Ausbaus und von der Entwicklung der Gestehungskosten bzw. der Fördersätze abhängig. Weitere Einflussfaktoren werden in den Modellrechnungen zur Wirtschaftlichkeit (Kap. 2.3.3) aufgezeigt. Gemäss diesen Rechnungen ist davon auszugehen, dass die maximale Belastung durch den KEV-Zuschlag bei 1.6 Rp./kWh liegen wird. Diese Verteilungswirkung wird durch den Netzzuschlag für weitere Massnahmen wie die wettbewerblichen Ausschreibungen verstärkt. Für Grossverbraucher besteht die Möglichkeit zur Abgabebefreiung (vgl. Kap. 4).
- Von einer verstärkten Förderung der erneuerbaren Energien profitieren in erster Linie die *grösseren Energieunternehmen* (SECO 2012b). Sie besitzen das notwendige Know-how zum Bau neuer kapitalintensiver Wasserkraft- und Geothermie-Anlagen. Von der Förderung der Photovoltaik und Biomasse profitieren aber auch die *unabhängigen Anlagenbetreiber* (Landwirtschaftsbetriebe, Hausbesitzer) sowie *Land- und Gebäudeeigentümer*, die ihre Flächen für die Installation von Windkraft- oder Photovoltaik-Anlagen verpachten. Dazu gehören auch *Gemeinden*, die zudem zusätzliche Einnahmen über Konzessionsgebühren generieren können.

- Weitere Nutzniesser sind die *Unternehmen der EE-Branche*²⁴ (inkl. Bauunternehmen, Zulieferbetriebe usw.), die Produkte und Dienstleistungen für den Bau und den Betrieb von Produktionsanlagen anbieten (vgl. Kap. 2.4.4). In den Bereichen Dienstleistungen, Montage/Installation sowie Handel und Vertrieb sind dies hauptsächlich kleinere Unternehmen Rütter + Partner et al. 2013).

b) Auswirkungen der Investitionshilfen für PV-Kleinanlagen

Die Einführung Investitionshilfen anstelle der KEV für kleine PV-Anlagen führt zu negativen Renditen für die Betreiber dieser Anlagen. Betroffen sind in erster Linie die privaten Investoren, die eine PV-Anlage auf einem Einfamilienhaus installieren.²⁵ Die erzielbare Rendite ist mit einer einmaligen Investitionshilfe deutlich tiefer als mit der KEV (vgl. Kap. 2.3.3). Dieser Effekt wird in Kombination mit der Eigenverbrauchsregelung abgeschwächt. Die Benachteiligung der Betreiber von Kleinanlagen wird mit der Zeit abnehmen, da die Gestehungskosten weiter sinken und sich immer mehr an die Endkundenpreise für den Strombezug ab Netz annähern.

c) Verteilungswirkungen der Eigenverbrauchsregelung

Die Eigenverbrauchsregelung ist für die *Betreiber von Stromerzeugungsanlagen* dann interessant, wenn der selbst produzierte Strom günstiger ist als der vom Netz bezogene Strom. Berechnungen zur Situation in Deutschland zeigen einen Vorteil von rund 30 Euro pro Jahr, d.h. die Gestehungskosten für den selbst produzierten Strom sind um diesen Betrag tiefer als der Bezug der selben Strommenge ab Netz. Im Jahr 2020 könnte dieser Vorteil bis zu 150 Euro oder sogar mehr ausmachen (IfnE 2012).²⁶ In der Schweiz ist die Schwelle der Netzparität (Gestehungskosten = Endkundenpreis für Strombezug ab Netz) aufgrund der tieferen Strompreise für Endkunden und der höheren Gestehungskosten noch nicht erreicht. Gemäss übereinstimmender Meinung der Experten wird dies jedoch in wenigen Jahren der Fall sein.

Für die Energieversorgungsunternehmen sinkt der Umsatz durch die Einführung der Eigenverbrauchsregelung. Bei den Endversorgern entfallen die Einnahmen für die Netznutzung. Dieser negative Effekt wird durch die reduzierte Belastung der Verteilnetze teilweise kompensiert. Insgesamt führt ein steigender Eigenverbrauch jedoch zu einer Umverteilung der Netzkosten. Der bestehende Mechanismus zur Finanzierung der Netzkosten ist deshalb zu überprüfen. Wenn grössere Strommengen für den Eigenverbrauch genutzt werden sind die Regulierungen zur Berechnung der Netzentgelte notwendig.

²⁴ Als Erneuerbaren-Energien-Branche (EE-Branche) bezeichnen wir die Gesamtheit der Unternehmen, die Produkte und Dienstleistungen für Bau und Betrieb von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien anbieten.

²⁵ Mit einer durchschnittlichen Leistung von 7 kW/m² braucht es für eine 10 kW-Anlage eine Fläche von 70 m². In der Regel ist nicht die gesamte Dachfläche geeignet (Einschränkungen aufgrund Ausrichtung, Aufbauten usw.) und für eine nutzbare Fläche von 70 m² kann als Daumenregel mit einer Dachfläche von mindestens 150 m² gerechnet werden.

²⁶ Durchschnittswerte für eine 5 kW-Anlage, Eigenverbrauch heute 23% und Anstieg bis 2020 auf 38%, Strompreissteigerung bis 2020 von 3% p.a..

Fazit zu den Verteilungswirkungen aller Submassnahmen: Besonders betroffen von den geplanten Änderungen der KEV sind die kleineren Stromverbraucher, sowohl Haushalte als auch Gewerbe und Unternehmen mit einem Stromverbrauch unter 100 MWh/a. Diese sind in der Grundversorgung und können deshalb nicht von preissenkenden Effekten im Strommarkt profitieren. Zudem haben sie keine Möglichkeit, sich von der Zahlung des Netzzuschlags zu befreien (ab 500 MWh/a vorgeschlagen, vgl. Kap. 5).

2.4.4 Auswirkungen auf die Gesamtwirtschaft

In Bezug auf die Gesamtwirtschaft stehen die Auswirkungen auf die inländische Wertschöpfung und Beschäftigung im Vordergrund. Damit verbunden ist die Frage nach Importen von Vorleistungen aus dem Ausland, die durch die staatliche Förderung ausgelöst werden. Zudem werden Auswirkungen auf die Investitionssicherheit in den betroffenen Bereichen diskutiert. Weitere gesamtwirtschaftlich relevante Auswirkungen wie beispielsweise die Auswirkungen auf den KEV-Zuschlag werden bei den Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit thematisiert (Kap. 2.3.3).

a) Wertschöpfung und Beschäftigung

Die Förderung erneuerbarer Energien hat Auswirkungen auf den Markt für Produkte und Dienstleistungen zur Stromproduktion erneuerbarer Energien und für konventionelle Energien. Wie eine Analyse der Bruttoeffekte zeigt, lag die Wertschöpfung in der EE-Branche²⁷ in der Schweiz im Jahr 2010 bei rund 4'800 Mio. CHF und die Beschäftigung bei rund 23'000 Vollzeitäquivalenten (Rütter + Partner et al. 2013). Aus diesen Zahlen können jedoch aus mehreren Gründen keine Aussagen zur Wirkung der KEV abgeleitet werden. Erstens ist darin auch die erneuerbare Wärmeproduktion enthalten. Zweitens sind auch die Effekte von Exporten inbegriffen und drittens handelt es sich um Bruttoeffekte.

In einer Nettobetrachtung sind auch Verdrängungseffekte bei konventionellen Energieträgern zu berücksichtigen. Für eine umfassende Beurteilung sind die Massnahmen zur Förderung der erneuerbaren Energien im Gesamtkontext des Energiesystems und der wirtschaftlichen Zusammenhänge zu betrachten.

Der Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien bietet Chancen für die Schaffung von neuen Arbeitsplätzen (Seco 2012b). Durch die vermehrt dezentrale Stromproduktion wird erwartet, dass durch den Ausbau der dezentralen Stromproduktion die lokale Wirtschaft belebt wird, vor allem in Regionen mit hohen energetischen Potenzialen (BFE 2012a). Da die Anlagen bzw. Komponenten wie beispielsweise PV-Module zu grossen Teilen importiert werden, entstehen die Arbeitsplätze in der Schweiz vor allem im lokalen Gewerbe, z.B. Bau- und Sanitärergewerbe. Ein grosser Teil der Anlagen wird insbesondere bei der Photovoltaik und der Windenergie aus dem Ausland bezogen. Bei der Wasserkraft hingegen sind in

²⁷ Als Erneuerbaren-Energien-Branche (EE-Branche) bezeichnen wir die Gesamtheit der Unternehmen, die Produkte und Dienstleistungen für Bau und Betrieb von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien anbieten.

der Schweiz viele spezialisierte Unternehmen tätig, was auf die traditionell hohe Bedeutung der Wasserkraft zurückzuführen ist. Andererseits sind Schweizer Unternehmen auch im Exportmarkt tätig, beispielsweise als Ausrüster in der PV-Industrie.

Bei der Beurteilung der Auswirkungen auf den Arbeitsmarkt ist auch zu berücksichtigen, dass der Einsatz von Arbeitskräften im Bereich der erneuerbaren Energien in Konkurrenz steht zu anderen Einsatzmöglichkeiten dieser Arbeitskräfte (Seco 2012b). In der gesamten EE-Branche ist das Qualifikationsprofil der Beschäftigten etwas niedriger als im Schweizer Durchschnitt (Rütter + Partner et al. 2013). Inwieweit eine verstärkte Konkurrenz entsteht um hoch qualifizierte Arbeitsplätze ist davon abhängig, wie stark die Schweizer Unternehmen in technologische Entwicklungen investieren und im Markt für Komponenten, Ausrüstungsgüter usw. tätig sind. Die Förderung erneuerbarer Energien in der Schweiz kann hier einen Einfluss haben über die Möglichkeit, sich im Heimmarkt zu positionieren. Die relevanten Absatzmärkte sind aber weltweit zu finden und das Marktpotenzial deshalb nicht von der Entwicklung in der Schweiz abhängig. Der Importanteil an den Gesamtausgaben für den Bau und Ersatz von Anlagen zur Stromproduktion aus erneuerbaren Energien liegt bei rund einem Drittel. Je nach Technologie gibt es aber grosse Unterschiede: Bei Windenergie- und PV-Anlagen liegt der Importanteil über diesem Durchschnittswert, bei Wasserkraft- und Biomasseanlagen tiefer.²⁸

Schliesslich sind auch die Unternehmen aller anderen Branchen von der KEV betroffen, indem sie den KEV-Zuschlag auf die Netzkosten zu tragen haben. Für Unternehmen mit hohen Stromkosten werden die Auswirkungen durch eine teilweise oder vollständige Rückerstattung der Zuschläge vermindert (vgl. Kap. 5). Bei den anderen Unternehmen machen die Stromkosten weniger als 5 % der Bruttowertschöpfung aus. Eine Strompreiserhöhung um rund 10% entspricht somit einem Anteil von weniger als 0.5 % der Bruttowertschöpfung.²⁹ Durch die Aufhebung des Deckels besteht das Risiko, dass der KEV-Zuschlag je nach Entwicklung der verschiedenen Einflussfaktoren stärker ansteigt. Die grössten Unsicherheiten zur Entwicklung der Gestehungskosten und des Zubaus bestehen momentan bei der Photovoltaik, wo der maximale Zuschlag durch die Kontingentierung gesteuert werden kann. Wie die Berechnungen zu einem dreimal höheren Zubau bis 2020 zeigen, würde der KEV-Zuschlag auf maximal 1.7 Rp./kWh ansteigen (vgl. Kap. 2.3.3). Bezogen auf die Unsicherheit der Gestehungskosten sind sowohl Abweichungen nach unten als auch nach oben möglich, je nach technologischem Fortschritt.

Für die Entwicklung der Strompreise wichtiger als der direkte Effekt der KEV über den KEV-Zuschlag sind die beiden Preiskomponenten Energiepreis und Netznutzungsentgelte, da sie rund 80 % der gesamten Strompreise ausmachen (UVEK 2011). Diese Preiskomponenten sind sowohl vom Ausbau der erneuerbaren Energien als auch von der Strommarktöffnung

²⁸ Abschätzungen anhand Erhebungen im Projekt Volkswirtschaftliche Bedeutung erneuerbarer Energien (Rütter + Partner et al. 2013).

²⁹ Durchschnittliche Strompreise in der Schweiz: 14.3 Rp./kWh für die Industrie, 19.1 Rp./kWh für Gewerbe; maximaler KEV-Zuschlag 1.4 Rp./kWh (vgl. Kap. 2.3.3).

abhängig. Die gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen der Strompreiserhöhung im Kontext der anderen Massnahmen der Energiestrategie 2050 wurden im oben erwähnten Gleichgewichtsmodell (Ecoplan 2012) analysiert, das nur marginale Auswirkungen der Energiestrategie 2050 auf das BIP und die Beschäftigung in der Schweiz zeigt.

b) Investitionssicherheit

Eine zentrale Voraussetzung für die Investitionssicherheit in allen betroffenen Branchen sind stabile Rahmenbedingungen. Mit den langfristigen Zielen der Energiestrategie wird der kontinuierliche Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien im Grundsatz festgelegt. Die KEV als wichtiges Förderinstrument für die kommenden Jahre legt die Rahmenbedingungen für die Entwicklung bis 2020 fest.

Aus Sicht der Unternehmen und Privatpersonen, die eine KEV-Anlage bauen, gewährt die KEV eine hohe Investitionssicherheit; die Vergütungssätze sind langfristig gesichert. Diese Absicherung ist Teil der Subvention und setzt Anreize für Investitionen. Die untersuchten Submassnahmen zur Anpassung der KEV haben unterschiedliche Auswirkungen auf diese Sicherheit: Sowohl mit den Investitionshilfen als auch mit der Eigenverbrauchsregelung werden keine gesicherten Vergütungen mehr ausbezahlt und die Anlagenbetreiber tragen einen erhöhten Anteil des Marktrisikos.

Andererseits entfällt für die Investoren durch die Aufhebung des Gesamtdeckels das durch die bestehende Regulierung gegebene Risiko, dass ihr Projekt lange Zeit auf der Warteliste blockiert ist. Nur bei der Photovoltaik besteht dieses Risiko aufgrund der Kontingentierung weiterhin.

Für die Unternehmen in den Branchen, die Produkte und Dienstleistungen für den Bau und Betrieb der Produktionsanlagen anbieten, ist eine kontinuierliche Entwicklung wichtig für die Investitionssicherheit beim Aufbau entsprechender Kapazitäten und Kompetenzen. Verschiedene Branchen sind jedoch unterschiedlich stark betroffen von den geplanten Massnahmen zur Anpassung der KEV: Die Hersteller von Anlagen und deren Zulieferer sind primär von der internationalen Entwicklung abhängig. Von der nationalen Förderpolitik stärker beeinflusst sind die in der Schweiz tätigen Unternehmen in den Bereichen Handel, Planung, Bau und Installation. Diese Unternehmen weisen jedoch eine eher geringe Spezialisierung auf Erneuerbare Energien aus, d.h. sie sind auch in anderen Bereichen tätig (Rütter + Partner et al. 2013). Durch diese Diversifizierung werden die Auswirkungen der Förderung erneuerbarer Energien auf die Investitionssicherheit abgefedert. Deshalb beurteilen wir die Auswirkungen der beurteilten Massnahmen auf die Investitionssicherheit von Unternehmen, die Produkte und Dienstleistungen für die erneuerbare Stromproduktion anbieten, insgesamt als gering.

2.5 Alternativen und langfristige Rolle

2.5.1 Alternative Regelungen

Bei der Diskussion von alternativen Regelungen gehen wir zunächst auf alternative Massnahmen zur Anpassung der KEV ein und anschliessend auf alternative Fördermodelle. Bei den alternativen Massnahmen zur Anpassung der KEV handelt es sich mehrheitlich um Vorschläge, die in der Energiestrategie enthalten sind, aber nicht Gegenstand der hier vorgenommenen vertieften Analysen sind.

Alternative Massnahmen zur Anpassung der KEV

a) Verkürzung Vergütungsdauer

Eine tendenzielle Verkürzung der Vergütungsdauer wird im erläuternden Bericht zur Energiestrategie 2050 (UVEK 2050) unter den Optionen zur Optimierung der Vergütungssätze aufgeführt. Angestrebt wird eine Vergütungsdauer zwischen 15 und 20 Jahren (je nach Technologie), d.h. es würde sich um eine Verkürzung um rund 5 Jahre handeln.

Die Auswirkungen einer verkürzten Vergütungsdauer sind davon abhängig, ob gleichzeitig die Vergütungssätze angepasst werden. Wenn der Grundsatz einer kostendeckenden Vergütung beibehalten wird, sind bei einer verkürzten Dauer höhere Tarife zu bezahlen. Folglich bewirkt eine Verkürzung der Vergütungsdauer nur eine zeitliche Umverteilung der Finanzflüsse, d.h. in einem kürzeren Zeitraum werden höhere Beträge ausbezahlt. Wird die Vergütungsdauer hingegen ohne eine entsprechende Anpassung der Tarife verkürzt, so entspricht dies faktisch einer Reduktion der Vergütung und einer Abkehr vom Grundsatz der Kostendeckung hin zur Kostenorientierung. Professionelle Anlagenbetreiber verlangen eine positive Rendite, was bei einer Kostenorientierung und Verkürzung der Vergütungsdauer nicht gewährleistet ist (Seco 2012b).

Aus Effizienz- und Ressourcengründen ist der Anreiz für den optimalen Betrieb der Anlage möglichst über die gesamte Amortisationsdauer aufrechtzuerhalten. Dieser Anreize wird aufrechterhalten, wenn die tatsächlich eingespeiste Kilowattstunde Strom über einen langen Zeitraum vergütet wird. Bei einer reduzierten Dauer besteht das Risiko, dass über die gesamte Lebensdauer der Anlage weniger Strom produziert wird oder dass die Lebensdauer verkürzt wird. Dieses Risiko besteht dann, wenn die nach Ablauf der Vergütungsdauer erwartenden Erträge tiefer sind als die Erträge aus der KEV. Dadurch besteht ein geringerer Anreiz, die Stromproduktion zu maximieren und in die Instandhaltung oder den Ersatz von einzelnen Komponenten zu investieren. Aus diesen Gründen beurteilen wir eine verkürzte Vergütungsdauer als weniger effizient. Durch einen vorzeitigen Ersatz werden zudem der Materialverbrauch und der Verbrauch grauer Energie erhöht.

b) Anpassung Vergütungssätze

Als weitere Option zur Optimierung der Vergütungssätze wird in der Energiestrategie 2050 vorgeschlagen, dass die Vergütungssätze neu nicht mehr zwingend kostendeckend sein müssen, sondern sich lediglich an den Gestehungskosten von Referenzanlagen orientieren sollen. Zudem ist vorgeschlagen, dass erweiterte und erneuerte Anlagen nur noch bei der Wasserkraft eine KEV-Vergütung erhalten und dass diese Vergütung tiefer sein soll als diejenige für Neuanlagen.

Gemäss den heutigen Bestimmungen orientieren sich die Vergütungssätze an den Gestehungskosten von Referenzanlagen. Bei der Umsetzung dieses im Energiegesetz festgehaltenen Grundsatzes zeigen sich verschiedene Hürden und je nach Technologie unterschiedliche Vorgehensweisen praktikabel (vgl. Interface et al. 2012). Eine erhöhte Effizienz der Förderung könnte durch die folgenden Anpassungen erreicht werden:

- Die Bestimmung der Gestehungskosten von *Referenzanlagen* wird bei Technologien mit stark variablen Kosten dadurch beeinträchtigt, dass es viele Unterkategorien gibt und innerhalb dieser Unterkategorien keine repräsentativen Datengrundlagen. Dies gilt insbesondere für die Wasserkraft und die Biomasseenergie. Zwei Alternativen sind in der Energiestrategie 2050 bereits vorgeschlagen: Einerseits das Ausschreibeverfahren zur Festlegung der Vergütungssätze und andererseits die Bestimmung des Vergütungssatzes im Einzelfall nach den Gestehungskosten der betreffenden Anlage. Diese beiden Alternativen sind aus den oben genannten Gründen vorteilhaft. Der mögliche Nutzen ist jedoch gegenüber den erhöhten Vollzugskosten abzuwägen.
- Eine generelle *Reduktion der Vergütungssätze* würde dazu führen, dass nur die Anlagen an den besten Standorten wirtschaftlich sind. So kann vermieden werden, dass diese von übermässigen Renditen profitieren.³⁰ Bei diesem Vorgehen besteht allerdings das Risiko, dass die Effektivität der Förderung eingeschränkt wird und bei zu tiefen Vergütungen keine Anlagen mehr zugebaut werden. Bei Anlagen, deren Bau und Betrieb mit tiefen Risiken verbunden ist, wäre eine Reduktion der Vergütungssätze durch einen tieferen Zinssatz zu rechtfertigen. Der bei den bisherigen Berechnungen verwendete Zinssatz von rund 5 % wird insbesondere für PV-Projekte als hoch beurteilt.
- Bei *erweiterten und erneuerten Anlagen* wird bisher die gesamte Produktion mit der KEV vergütet, wenn die entsprechenden Bedingungen für eine erhebliche Erweiterung oder Erneuerung gemäss EnV erfüllt sind. Die Effizienz der eingesetzten Fördermittel wird durch Mitnahmeeffekte deutlich reduziert. Diese sind bei erweiterten und erneuerten Anlagen im Durchschnitt deutlich höher als bei Neuanlagen (Interface et al. 2012). Gemäss

³⁰ Die Frage, ob die Vergütungssätze in der Vergangenheit zu hoch oder zu tief waren, kann auch mit den im Rahmen der KEV-Evaluation vorgenommenen Analysen nicht eindeutig beantwortet werden (Interface et al. 2012). Aus der Warteliste kann nicht direkt auf zu hohe Fördersätze geschlossen werden; dies zum Einen weil die Vergütungssätze fest sind und nicht in Abhängigkeit der Nachfrage reduziert werden. Zum Anderen handeln die Marktakteure nicht nur nach rein ökonomischen Kriterien und würden teilweise auch eine Anlage bauen, wenn die Kosten nicht vollständig gedeckt werden. Daraus kann abgeleitet werden, dass zumindest ein Teil des angestrebten Zubaus auch mit tieferen Förderkosten und damit effizienter erreicht worden wäre. Es sind aber keine Aussagen dazu möglich, ob die Vergütung im Vergleich zu den Gestehungskosten zu hoch war.

Vorschlag des Bundesrates soll diesem Problem begegnet werden, indem mit Ausnahme der Wasserkraft nur noch Neuanlagen in die KEV aufgenommen werden. Zudem sollen für erweiterte oder erneuerte Wasserkraftanlagen reduzierte Vergütungssätze gelten. Dieses Vorgehen führt zu einem effizienteren Einsatz der Fördermittel. Nicht nachvollziehbar ist aber, warum für Wasserkraftanlagen andere Regelungen gelten als für die übrigen Technologien. Die Begründung, den Anreiz zu behalten, bestehende Standorte zu optimieren bzw. zu reaktivieren (UVEK 2012) kann auch für andere Technologien übernommen werden.

Die vorgeschlagenen Massnahmen zur Anpassung der Vergütungssätze tragen dazu bei, die Effizienz der Förderung zu steigern.

c) Anreize für eine marktorientierte Produktion

Eine weitere Anpassung der Vergütungssätze ist im Hinblick auf das Ziel anzustreben, die Investitions- und Produktionsanreize stärker auf die Nachfrage auszurichten. Auch diese Massnahme wird in der Energiestrategie vorgeschlagen, ist aber nicht Gegenstand der vorliegenden vertieften Analysen. Damit Anreize für Investitionen in Anlagen mit steuerbarer Produktion und für einen marktorientierten Betrieb der Anlagen gesetzt werden können, sollen variable Vergütungen möglich sein. Diese orientieren sich optimalerweise am aktuellen Strompreis am Spotmarkt. Damit das Risiko nicht vollständig auf den Anlagenbetreiber übergeht, ist eine Kombination von fixen und variablen Vergütungsanteilen vorzusehen. Zu prüfen ist die Kombination einer fixen einmaligen Zahlung mit einer variablen Vergütung für den produzierten Strom (Meister 2012).

Als vereinfachte Form von variablen Vergütungssätzen sind auch differenzierte Tarife nach Jahreszeit in Betracht zu ziehen, wie beispielsweise reduzierte Sommertarife, da die Stromproduktion aus Wasserkraft und Solarenergie im Sommer besonders gross ist. Als Übergangslösung bzw. als Anreiz für Anfangsinvestitionen sind auch spezielle Förderungen wie beispielsweise ein Hofdüngerbonus zur Steigerung Biogasproduktion denkbar.

Anreize für eine marktorientierte Produktion erhöhen die Effizienz des Gesamtsystems, aber nicht unbedingt die Fördereffizienz gemessen in Kosten pro geförderte Kilowattstunde.

d) Kontingentierung der Förderkosten statt Zubaumengen

Die Kontingentierung bei den PV-Anlagen wird in der Energiestrategie primär durch die Begrenzung der Förderkosten und des KEV-Zuschlags begründet. Mit einer Beschränkung der Menge können die Förderkosten aber nicht direkt gesteuert werden, sie sind stark von der Entwicklung der Investitionskosten abhängig. Die Förderkosten können direkter und unabhängig von den Gestehungskosten gesteuert werden, wenn die Fördersumme für PV-Anlagen anstatt der Zubaumenge begrenzt wird.

Eine Beschränkung der Förderkosten bei gleichzeitig stark sinkenden Gestehungskosten bzw. Fördersätzen kann zu einem beschleunigten Ausbau führen. Eine Überhitzung des Marktes ist nach Einschätzung von Experten jedoch nicht zu erwarten. Wie das Beispiel

Deutschland zeigt, besteht das Risiko einer Marktüberhitzung und von Überkapazitäten hauptsächlich bei der Modulproduktion. Da dieser Markt international geprägt ist, hat die Kontingentierung des Schweizer Zubaus keine Auswirkungen. Auch die Auswirkungen bezüglich Netz- und Speicherkapazitäten sind im Zeitraum bis 2020 bei dem aktuell tiefen Niveau der solaren Stromproduktion noch kaum relevant (600 GWh/a entsprechen rund 1 % der Stromnachfrage).

Sowohl bei der mengen- wie auch bei der kostenbasierten Kontingentierung ist zu klären, wie das Gesamtkontingent auf Kleinanlagen mit Investitionshilfen und KEV-Anlagen aufgeteilt wird. Durch die reduzierte Förderung bei Kleinanlagen sind diese in Bezug auf die Förderkosten als effizienter zu beurteilen. Die Gestehungskosten sinken jedoch mit steigender Anlagen grösser und grössere Anlagen sind deshalb aus einer Gesamtsicht effizienter.

e) Technologieneutrale Fördermodelle vs. technologiespezifische Instrumente

Als weitere Variante wären technologieneutrale Modelle möglich, diese sind in der Energiestrategie aber nicht vorgeschlagen. Bei Ausschreibung im Rahmen der KEV (oder auch bei einem Quoten- oder Bonusmodell, vgl. unten) sind sowohl technologiespezifische als auch übergreifende Modelle möglich. Der Vorteil von technologieneutralen Modellen besteht in einer erhöhten Effizienz, es wird nur die jeweils günstigste Technologie gefördert. Dieser Vorteil gilt jedoch nur kurzfristig, längerfristig kann die Effizienz im Vergleich zu technologiespezifischen Modellen tiefer sein. Wird vollständig auf eine Differenzierung der Vergütung nach Technologie verzichtet, besteht die Gefahr eines Lock-in auf die im Moment günstigste Technologie (Dieckmann et al. 2012). Da die Anreize der KEV auf technologische Entwicklungen im internationalen Kontext jedoch gering sind, wäre eine technologieübergreifende Förderung in der Schweiz mit geringen Nachteilen bezüglich Innovationswirkungen verbunden. Werden einzelne Technologien jedoch vollständig vernachlässigt, wird die langfristige Erreichung der Ziele zur erneuerbaren Stromproduktion dadurch erschwert. Gemäss den aktuellen Erkenntnissen zu den Potenzialen erneuerbarer Energien (unter Berücksichtigung von technischen, ökologischen und gesellschaftlichen Faktoren), braucht es alle Technologien für die Zielerreichung (vgl. Energieperspektiven, Prognos 2012).

Genau in die andere Richtung als technologieneutrale Modelle gehen Vorschläge für technologiespezifische Förderinstrumente. D.h. je nach Technologie wird ein anderes Förderinstrument eingesetzt. Die Investitionshilfen für PV-Kleinanlagen gehen in diese Richtung. Der Vorteil von technologiespezifischen Instrumenten besteht darin, dass die Förderung auf den technologiespezifische Besonderheiten und den technischen Reifegrad bzw. den Grad der Markteinführung ausgerichtet werden können. Diese Vorteile sind gegenüber der erhöhten Komplexität und den damit verbundenen Transaktionskosten abzuwägen. Zudem sind bei der Festlegung von technologiespezifischen Vorgaben der Informationsbedarf des Staates grösser und es besteht ein erhöhtes Risiko, dass Interessenvertreter politische Entscheide zu ihren Gunsten beeinflussen (Rent Seeking).

f) Einschränkung der KEV-Bezüger

Als weitere Anpassung der KEV wird auch die Eingrenzung der KEV-Bezüger in Betracht gezogen. Eine solche Eingrenzung wird im Rahmen der Energiestrategie 2050 durch den Ausschluss der Betreiber von Kehrlichtverbrennungs- und Klärgasanlagen bereits vorgeschlagen. Dieser Ausschluss wird durch das Risiko einer Querfinanzierung begründet, da die KEV potenziell eine Reduktion der Entsorgungsgebühren bewirkt (UVEK 2012).

Auch der Ausschluss der öffentlichen Hand sowie der Energieversorgungsunternehmen im Besitz der öffentlichen Hand aus dem KEV-System wurde verschiedentlich zur Diskussion gestellt. So zeigte die Analyse zu den Mitnahmeeffekten, dass diese bei Energieversorgungsunternehmen, die mehrheitlich im Besitz der öffentlichen Hand sind, besonders gross sind (Interface et al. 2012). Die Kosten wären statt über den Netzzuschlag über Steuermittel zu decken. Da diese einkommensabhängig sind, können Gründe der sozialen Gerechtigkeit für diese Lösung sprechen. Demgegenüber steht aber der Nachteil, dass die Finanzierung aus allgemeinen Steuermitteln nicht verursachergerecht und die Kosten für den Ausbau der erneuerbaren Energien weniger transparent sind.

Andere Fördermodelle als Alternativen zur Einspeisevergütung

Als Alternative zu Einspeisevergütungen werden verschiedene Instrumente zur Förderung der Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien diskutiert. Die folgenden beiden Instrumente wurden im Rahmen der KEV-Evaluation (Interface et al. 2012) untersucht und mit der KEV verglichen: Quotenmodell in Verbindung mit einem Zertifikatshandel und Ausschreibungen. In einer Studie im Auftrag der Schweizerischen Akademie der Technischen Wissenschaften (SATW) wurde zusätzlich das Bonusmodell betrachtet (INFRAS 2011). Die folgenden Ausführungen zu alternativen Regelungen stützen sich weitgehend auf diese bestehenden Analysen:

Das *Quotenmodell* definiert eine bestimmte Zielmenge des erzeugten Stroms aus erneuerbaren Energien und legt die entsprechenden Quoten fest, die durch die Energieversorgungsunternehmen angeboten werden müssen. Diese können den erneuerbaren Strom selber produzieren oder von anderen Stromproduzenten kaufen. Gleichzeitig mit dem Quotenmodell wird dabei ein Markt zum Handel von Stromzertifikaten errichtet. Dieser erlaubt den Stromproduzenten, die mehr erneuerbaren Strom produziert haben als durch die Quote definiert, die überschüssig produzierte Energie auf dem Markt als Zertifikate zu verkaufen (Interface et al. 2012). Ob ein liquider Markt entstehen kann ist u.a. von der Marktgrösse abhängig und bei einem auf die Schweiz beschränkten Zertifikatehandel fragwürdig. Ein liquider Markt ist eine Voraussetzung für die erfolgreiche Umsetzung eines Quotensystems. Ein solcher Markt könnte international geschaffen werden, setzt jedoch ein international koordiniertes Vorgehen bei der Festlegung der politischen Rahmenbedingungen und der konkreten Ausgestaltung des Quotensystems voraus.

Der Vergleich zeigt, dass Quotenmodelle von wenigen Ländern und zum Teil nur über einen begrenzten Zeitraum angewendet werden. Das Quotenmodell ist effektiv, vorausgesetzt eine Nichterfüllung wird sanktioniert. Kurzfristig wird das Quotenmodell als weniger wirksam ein-

gestuft, Gründe dafür sind die hohe Komplexität und die vergleichsweise hohen Risiko- und Transaktionskosten für die Energieversorgungsunternehmen (Interface et al. 2012). Aus theoretischer Sicht kann ein vorgegebenes Ziel mit einem Quotensystem bei statischer Betrachtung und Vernachlässigung von Unsicherheit effizient erreicht werden (Diekmann et al. 2012). In der Praxis hängen die Wirksamkeit und Effizienz jedoch stark von den jeweiligen Rahmenbedingungen ab. Langfristig stabile Vorgaben sind eine wichtige Voraussetzung. Die bisherigen Erfahrungen zeigen, dass die Preise im Quotenmodell höher sind als mit einer Einspeisevergütung und Einspeisevergütungen in vielen Fällen wirksamer sind als Quotensysteme (EU-Kommission 2008, Diekmann et al. 2012). Langfristig werden diese Nachteile jedoch durch die dynamische Anreizwirkung und damit verbundene Lerneffekte ausgeglichen, so dass von einer über die Zeit steigenden Fördereffizienz auszugehen ist (INFRAS 2011). Ausserdem ist das Quotenmodell sehr marktnah und bereitet die Produzenten besser auf den Strommarkt vor (INFRAS 2011). Aufgrund der hohen Komplexität wird die politische Durchsetzbarkeit des Quotenmodells als tief eingestuft (Interface et al. 2012).

Bei *Ausschreibungen* definiert der Staat eine bestimmte Menge zu produzierenden Stroms oder eine bereitzustellende Kapazität zur Erzeugung von Strom und schreibt diese aus. Entsprechende Kontingente werden an den Anbieter vergeben, der die Ausschreibung gewinnt. Die Kriterien für die Auswahl des entsprechenden Anbieters können verschieden sein, doch meistens ist der Preis gekoppelt mit der Erfüllung des gewünschten Kontingents das Hauptkriterium (Interface et al. 2012).

Das Ausschreibungsmodell ist vor allem für grosse Anlagen geeignet und dann effizient, wenn ein Wettbewerb zwischen den Anbietern stattfindet.³¹ Dieser findet jedoch nur in der Phase vor der Produktion statt, wenn es um Investitionsentscheide geht. Die Stromproduktion wird schliesslich wie bei der KEV durch eine gesicherte Vergütung abgegolten. Im Gegensatz zu den anderen Alternativen und der Einspeisevergütung bieten die Ausschreibungen gemäss den Analysen von INFRAS (2011) geringere Anreize für Investitionen in Forschung und Entwicklung. Die Marktnähe wird als positiv beurteilt, sofern eine Wettbewerbssituation zwischen den Stromproduzenten besteht (SATW 2012). Die Praktikabilität des Ausschreibungsmodells wird durch den administrativen Aufwand für die Ausschreibungen beeinträchtigt. Die Unterstützung von Grossanlagen, das transparente Verfahren sowie die einfache Methodik und Umsetzung fördern jedoch die politische Akzeptanz des Ausschreibungsmodells (Interface et al. 2012).

Das *Bonusmodell* gewährt dem Stromproduzenten von erneuerbarem Strom einen Bonus, der zusätzlich zum Preis für den am Markt gehandelten Strom bezahlt wird. Dabei gibt es verschiedene Varianten, wie der Bonus ausgestaltet wird: Bei einem fixen Bonus sind die Stromproduzenten stärker den Strompreisschwankungen ausgesetzt, bei einem variablen Bonus in Abhängigkeit der Strompreisschwankungen nähert sich das Bonusmodell an die

³¹ Die erhöhte Effizienz ergibt sich aus der Theorie aufgrund der erhöhten Anreize zur Kostenreduktion. Erfahrungen aus der Praxis und Quantifizierungen zu dieser Variante eines Einspeisemodells sind den Autoren der vorliegenden Studie nicht bekannt.

Einspeisevergütung an (SATW 2012). Durch die Abhängigkeit von Marktpreisen besteht der Anreiz, die Produktion bei hohen Preisen auszuweiten und bei negativen Preisen die Produktion zu stoppen und evtl. sogar selber über Zwischenspeicherung aktiv am Markt zu agieren. Im Gegensatz zur Einspeisevergütung ist das Bonusmodell nicht mit einer Abnahmepflicht verbunden und der Produzent ist für die Vermarktung des Stroms selber verantwortlich. Dadurch ist das Bonusmodell stärker marktorientiert als die Einspeisevergütung.

Die Wirksamkeit des Bonusmodells gilt als hoch, doch aufgrund der höheren Transaktions- und Risikokosten wird im Vergleich mit der Einspeisevergütung von einer tieferen Effektivität ausgegangen. Das Bonusmodell wird als kosteneffizient beurteilt, wobei die Effizienz gesteigert werden kann durch spezifische Boni, die den Stand der Technik und Strompreisänderungen einbeziehen (SATW 2012). Zudem ist das Bonusmodell im Vergleich zur KEV marktnäher und bereitet die Stromproduzenten besser auf eine Markteinführung und die Wettbewerbsbedingungen des Strommarktes vor (INFRAS 2011).

In einem kriteriengestützten Vergleich der verschiedenen Alternativen schneidet die Einspeisevergütung am besten ab (Interface et al. 2012). Die Wahl eines optimalen Fördermodells ist jedoch auch eine politische Frage, da die verschiedenen Beurteilungskriterien unterschiedlich stark gewichtet werden können. Generell ist jedoch die Einführung eines neuen Fördermodells mit hohen Anfangsinvestitionen und Lernkosten verbunden. Da kein anderes Modell gegenüber der KEV klare Vorteile aufweist, ist ein Wechsel des Fördersystems nicht zu empfehlen.

2.5.2 Konnex zu anderen Massnahmen

Die Förderung der erneuerbaren Stromproduktion mit der KEV steht in einem direkten Zusammenhang mit den hier nicht weiter untersuchten unterstützenden Massnahmen: Beschleunigung der Bewilligungsverfahren, koordinierte Planung, Hilfestellungen für Interessensabwägungen und Massnahmen für eine verbesserte Information und Qualitätssicherung (UVEK 2012). Diese unterstützenden Massnahmen sollen den Ausbau der erneuerbaren Energien beschleunigen und vereinfachen. Ob sie eine notwendige Voraussetzung für die Zielerreichung sind, kann hier nicht beurteilt werden.

Die folgenden Massnahmen hängen ebenfalls mit der KEV zusammen. Die Wirkung dieser Massnahmen und diejenige der KEV beeinflussen sich aber gegenseitig nicht.

- Rückerstattung des Zuschlags auf die Netzübertragungskosten an Grossverbraucher mit Zielvereinbarungen (vgl. Kap. 5): Durch die Rückerstattungen wird aber der KEV-Zuschlag für die übrigen Konsumenten stärker erhöht (vgl. Kap. 2.3.3, Punkt f)).
- Wettbewerbliche Ausschreibungen (vgl. Kap. 4): Die wettbewerblichen Ausschreibungen werden ebenfalls über einen Zuschlag auf die Netzübertragungskosten finanziert. Die Erhöhung des Netzzuschlags insgesamt ist deshalb für die beiden Massnahmen zusammen zu betrachten (inkl. Wirkung durch Rückerstattung an Grossverbraucher).

2.5.3 Einbettung in langfristige Energiestrategie 2050

Bei der Einbettung der Förderung erneuerbarer Energien in die langfristige Energiestrategie stellt sich die Frage, wie der Übergang vom Förder- zu einem Lenkungssystem bei der Konzeption der KEV bereits antizipiert werden kann. Die KEV soll ein Übergangsmodell sein und die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien an den Markt herangeführt werden. Als wichtige Voraussetzung dafür ist bereits heute zu verankern, dass es sich bei der KEV um eine befristete Lösung handelt.

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass eine Lenkungsabgabe auf den Energieverbrauch primär auf eine Reduktion der Energienachfrage zielt. Über eine *nachfrageseitige* Lenkung wird ein effizienter Stromeinsatz angestrebt. Eine auf das *Angebot* wirkende Energielenkungsabgabe muss differenziert nach Energieträgern ausgestaltet sein. Die Ausgestaltung und die Implementierung einer solchen Abgabe sowie deren Auswirkungen bezüglich Effektivität und Effizienz sind vertieft zu untersuchen. Dies ist Gegenstand in den aktuell laufenden Arbeiten verschiedener Bundesämter; im Rahmen des vorliegenden Auftrages ist es nicht möglich, die Ausgestaltung des Lenkungssystems zu erarbeiten. Aus den vorliegenden Analysen leiten wir jedoch Entwicklungen ab, bei der Ausarbeitung eines Lenkungssystems zu berücksichtigen sind:

- **Strommarktliberalisierung:** Auch in einem liberalisierten Strommarkt braucht es regulatorische Rahmenbedingungen, beispielsweise in Bezug auf die Netze (natürliches Monopol). Diese Rahmenbedingungen sind so zu gestalten, dass sie kompatibel sind mit den Entwicklungen im EU-Strommarkt.
- **Kostenreduktion:** Die erwartete Reduktion der Gestehungskosten für Strom aus erneuerbaren Energien (insbesondere Photovoltaik) wird dazu führen, dass neue Geschäftsmodelle wirtschaftlich attraktiv werden (z.B. Eigenverbrauch in Kombination mit dezentralen Speicherlösungen). Dabei werden neben den bestehenden Marktteilnehmern auch neue Akteure eine Rolle spielen, die bei der Analyse der Lenkungswirkung einzubeziehen sind.
- **Finanzierung der Netzkosten:** Bei einer starken Erhöhung des Eigenverbrauchs entstehen relevante Verteilungseffekte bei der Finanzierung der Netzkosten. Deshalb ist ein neuer Finanzierungsmechanismus zu entwickeln, der die Kosten gerecht verteilt. In einem angebotsseitigen Lenkungssystem sollten deshalb auch Auswirkungen auf die Netzbelastung und -finanzierung berücksichtigt werden.
- **Merit-Order-Effekt:** Aufgrund der tiefen Grenzkosten der Stromproduktion mit Wind- und Wasserkraft sowie mit Sonnenenergie sinken die Preise am Stromspotmarkt. Gemäss Kopp et al. (2012) sind Gestehungskosten für erneuerbare Energien trotz geringen marginalen Produktionskosten noch vergleichsweise hoch und deshalb langfristig nicht über die existierenden Strombörsen zu finanzieren. Aufgrund des Merit-Order-Effekts sind die Einnahmen am Strommarkt zu gering um die Gestehungskosten zu decken. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob ein Marktmodell, das allein auf Angebot und Nachfrage nach Energie (Strommenge) basiert, der Situation im Strommarkt gerecht wird. Die Preise am Spotmarkt reagieren auf kurzfristige Schwankungen zur Verfügbarkeit des Stroms. Die Versorgungssicherheit im Sinne einer langfristigen Verfügbarkeit sowie die „Qualität“ des Stroms sind in diesen Preisen jedoch nicht abgebildet. Die Versorgungssicherheit ist im

- „kWh-Markt“ ein externer Effekt, der beispielsweise durch Kapazitätsmärkte³² internalisiert werden kann. Damit auch die Versorgungssicherheit über den Markt abgebildet werden kann, braucht es zusätzlich zum Energiemarkt („kWh-Markt“) einen Markt für Produktionskapazitäten („kW-Markt“). Ein angebotsseitiges Lenkungssystem ist deshalb auch auf Produktionskapazitäten auszurichten und nicht nur auf die Produktionsmengen.
- Übereinstimmung von Angebot und Nachfrage: In der langfristigen Einbettung in die Energiestrategie 2050 soll das Fördersystem in ein Lenkungssystem überführt werden und die Ziele vermehrt über Marktmechanismen erreicht werden. Damit die Marktteilnehmer bereits heute verstärkt auf Marktanreize reagieren, sind verstärkte Anreize für eine marktorientierte Produktion notwendig. In Deutschland wurde mit dem Direktvermarktungsmodell ein Schritt in diese Richtung gemacht. Wer seinen Strom an der Börse verkauft erhält eine Managementprämie. Diese Prämie ist aber eine neue Subvention und die Erfahrungen sind bisher gemischt (Janzing 2012): Viele Anlagen vermarkten zwar ihren Strom direkt an der Börse, der Nutzen für das Netz wird aber bisher als gering beurteilt. So wird dem Instrument primär ein pädagogischer Charakter zugeschrieben, da es die Akteure an den Markt heranführt.
 - Internalisierung externer Effekte: Eine Voraussetzung für die Marktfähigkeit von erneuerbaren Energien ist, dass externe Effekte wie Umweltwirkungen und gesamtwirtschaftliche Versorgungsrisiken internalisiert werden. Ob diese „first-best“ Lösung praktikabel und politisch durchsetzbar ist, wird sich weisen müssen. So ist zu berücksichtigen, dass Einschränkungen bei der Umsetzung des Lenkungssystems dazu führen können, dass bestehendes Marktversagen möglicherweise nicht vollständig beseitigt werden kann und weitere Markteingriffe aus ordnungspolitischer Sicht notwendig sind.

Fazit: Eine Lenkungsabgabe auf den Stromverbrauch führt zu einem effizienteren Stromeinsatz bei den Endkonsumenten. Damit über die Lenkungsabgabe auch die Zusammensetzung des Energieangebots verändert werden und ein Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion erreicht werden kann, braucht es eine nach Primärenergieträger differenzierte Abgabe. Die damit verbundenen Auswirkungen sind in Abhängigkeit der konkreten Ausgestaltung der Lenkungsabgabe zu beurteilen und gegenüber anderen angebotsorientierten Instrumenten wie der KEV oder einem Quotensystem abzuwägen.

2.6 Zweckmässigkeit im Vollzug

2.6.1 Vollzugstauglichkeit, Vollzugsaufwand

Die KEV ist ein bestehendes Fördersystem mit einem Vollzugssystem, das grundsätzlich funktioniert. Ein Schwachpunkt besteht in der grossen Anzahl der beteiligten Akteure. Entsprechende Anpassungsvorschläge werden im folgenden Kapitel 2.6.2 diskutiert.

³² In Kapazitätsmärkten auch die Bereithaltung von Produktionskapazitäten abgegolten und nicht wie im heutigen Strommarkt nur die tatsächlich bereitgestellte Energiemenge (Energy-only-Markt).

Die Umsetzung der vorgeschlagenen Massnahmen zur Anpassung der KEV erfordern personelle Ressourcen bei den für den Vollzug zuständigen Akteuren. Zunächst braucht es weitere Arbeiten des BFE, um die Konzeption der einzelnen Anpassungen zu konkretisieren und die dafür notwendigen Ausführungsbestimmungen auszuarbeiten. Bei den Investitionshilfen kann das BFE auf die Erfahrungen mit dem Vollzug von Investitionsprogrammen für Kleinanlagen (z.B. im Rahmen der Konjunkturprogramme 2009) aufbauen. Ein erhöhter Aufwand ist insbesondere für die Anpassung des Vollzugs im Zusammenhang mit der Einführung von Auktionen notwendig. Gemäss Auskunft des BFE sollten diese Arbeiten mit den bestehenden personellen Ressourcen abgedeckt werden.

Auf den eigentlichen Vollzug der Massnahmen haben die einzelnen Bestimmungen unterschiedliche Auswirkungen:

- Die generelle *Erhöhung der Fördermittel* führt zu mehr Anmeldungen. Zudem werden grössere Strommengen und Finanzflüsse über das KEV-System abgewickelt. Diese Ausweitung führt zu steigendem Aufwand. Die Entwicklung von 2009 bis 2010 zeigt rückläufige Kosten (Interface et al. 2012): Bei einer Erhöhung der Anzahl Anmeldungen und der über die KEV abgewickelte Strommenge um 20-30 % sind die Vollzugskosten um rund 3 % gestiegen.
- Die Bewirtschaftung der *PV-Kontingente* bedeutet einen Mehraufwand im Vollzug gegenüber einer unlimitierten Entwicklung. Im Vergleich zur heutigen Situation sinkt der Aufwand jedoch durch die Aufhebung des Gesamtdeckels und der Teildeckel für die anderen Technologien.
- Die *Investitionshilfen für Kleinanlagen* werden mit dem Ziel eingeführt, den Vollzugaufwand zu verringern. Ein solcher Effekt ist dadurch zu erwarten, dass die Gesuche für Investitionshilfen nur einmal zu bearbeiten sind und die Stromproduktion nicht über das KEV-System vergütet wird. Ein Zusatzaufwand gegenüber der Vergütung über die KEV entsteht jedoch dadurch, dass zwei parallele Systeme mit entsprechenden Richtlinien auszuarbeiten und zu führen sind. Die steigende Komplexität des Fördersystems erhöht die Transaktionskosten für alle Beteiligten.
- Die Einführung von *Ausschreibeverfahren* zur Festlegung der Vergütungssätze erhöht die Komplexität ebenfalls und es ist mit zusätzlichen Vollzugskosten für die Durchführung der Auktionen zu rechnen.
- Die *Eigenverbrauchsregelung* hat keine direkten Auswirkungen auf den Vollzugaufwand.

Die verschiedenen Änderungen des Fördersystems haben somit sowohl positive als auch negative Auswirkungen auf den Vollzugaufwand. Insgesamt ist aber davon auszugehen, dass der Aufwand durch die generelle Ausweitung der Förderung und die Einführung von Varianten wie Investitionshilfen und Ausschreibeverfahren den Vollzugaufwand erhöht. Das BFE geht von einer Erhöhung des Vollzugaufwands von heute rund 5 Mio. CHF auf 7.5 bis 10 Mio. CHF aus (BFE 2012a). Diese Kosten erhöhen die Förderkosten. Sie reduzieren die Effizienz der Förderung, führen jedoch nicht zu Mehrausgaben des Bundes, da der Vollzugaufwand gemäss EnV durch den Netzzuschlag finanziert wird.

2.6.2 Verbesserungen, Vereinfachungen

Ausführliche Empfehlungen für Verbesserungen im Vollzug sind in der KEV-Evaluation formuliert (Interface et al. 2012). Im Folgenden werden Verbesserungen und Vereinfachungen in Bezug auf die Vollzugsstruktur, die Anpassung der Vergütungssätze und die Anmeldeverfahren im Kontext der geplanten Massnahmen zur Anpassung der KEV aufgezeigt.

a) Vollzugsstruktur und Zuständigkeiten

Die Untersuchung zum Vollzug der KEV (Interface et al. 2012) weist auf die grosse Anzahl von Akteuren und die damit bestehenden Interdependenzen und Abhängigkeiten hin. Damit entstehen eine grosse Komplexität des Vollzugs und viele Überwachungsaufgaben für das BFE. Auch die Finanzflüsse der KEV sind aufgrund der komplexen Organisation zwar nachvollziehbar aber kompliziert. Verschiedene Akteure sind involviert und dies führt zu vielen Schnittstellen und einem hohen Kontrollaufwand. Als klärungsbedürftig wurde in der Evaluation die Situation der Stiftung KEV beurteilt.

Die vorgeschlagenen Massnahmen zur Anpassung der KEV haben keine direkten Auswirkungen auf die Vollzugsstruktur. Als begleitende Massnahme sieht die Energiestrategie 2050 aber vor, die Organisation anzupassen und die Vollzugsaufgaben einer separaten Vollzugsstelle zuzuweisen. Die Stiftung KEV soll somit aufgelöst und sämtliche Aufgaben und Fondsgelder an diese Vollzugsstelle übertragen werden, die eine Tochtergesellschaft der Swissgrid AG ist (UVEK 2012).

Mit der geplanten Einführung von neuen Submassnahmen wie die Investitionshilfen und die Ausschreibeverfahren zur Festlegung der Vergütungssätze wird der Vollzug komplexer. Umso wichtiger ist es, die Zuständigkeiten wie geplant bei der Vollzugsstelle zu bündeln, die auch diese neuen Aufgaben übernehmen soll.

Noch klarer zu regeln sind die Schnittstellen zwischen der Vollzugsstelle und den Kantonen. Von Bedeutung ist dabei insbesondere der Informationsaustausch zur Verhinderung von Doppelförderungen. Zudem sind ausführliche und regelmässige Informationen zu den angemeldeten Anlagen für eine vorausschauende Planung der Kantone wichtig. Dies betrifft sowohl die Einplanung und Priorisierung von personellen Ressourcen für Bewilligungsverfahren als auch die Planung von ergänzenden kantonalen Fördermassnahmen.

b) Anpassung der Vergütungssätze

Für einen effizienten Einsatz der Fördermittel ist es wichtig, dass die Vergütung regelmässig überprüft und an die Marktentwicklungen angepasst wird. Das BFE hat entsprechende Verfahren zur Überprüfung und Anpassung der Vergütungssätze entwickelt, die laufend optimiert werden. Ein zentraler Punkt ist dabei die Beschaffung von möglichst guten Datengrundlagen. Die Daten für die Berechnung der Gestehungskosten werden anhand von Referenzofferten und Befragungen bei Anlagenbetreibern ermittelt. Die Datengrundlagen könnten aber noch deutlich verbessert werden, wenn die Angabe von Kostendaten für geförderte Anlagen obligatorisch wäre. Die Einführung einer entsprechenden Informationspflicht für die Investoren

bzw. Betreiber von KEV-Anlagen (unter Gewährung der Vertraulichkeit der Daten) ist deshalb zu prüfen.

Für einzelne Technologien sind zudem einige Besonderheiten zu berücksichtigen und das Vorgehen zur Anpassung der Vergütungssätze darauf abzustimmen:

- Bei der Photovoltaik ist aufgrund der dynamischen Marktentwicklung eine kontinuierliche Absenkung wichtig. Das BFE kann gestützt auf die Energieverordnung die Vergütung bei wesentlichen Marktänderungen auch mehrmals jährlich anpassen. Dies bedeutet jedoch, dass das BFE die entsprechenden Grundlagen zur Marktänderung für jede Anpassung zusammentragen muss. Als vereinfachtes Verfahren ist deshalb eine automatische Anpassung in kürzeren Abständen zu prüfen. Die jährliche Absenkung von 8 % könnte beispielsweise auf eine quartalsweise Absenkung umgelegt werden. Ergänzend dazu ist die Entwicklung gemäss diesem Absenkpfad wie bisher mit einer jährlichen Erhebung zu Investitions- und Betriebskosten zu überprüfen.
- Bei Biomasseanlagen sind die Kosten bzw. Entsorgungsgebühren für die verwerteten Rohstoffe (Holz, Grüngut usw.) ein wichtiger Einflussfaktor. Die Anpassung der Vergütungssätze an Veränderungen in diesen Märkten könnte vereinfacht werden durch ein kontinuierliches Monitoring der Kosten bzw. Gebühren. Auch hier ist eine entsprechende Informationspflicht unter Gewährung der Vertraulichkeit zu prüfen.

c) Anmeldeverfahren

Auch das Anmeldeverfahren wurde in der KEV-Evaluation (Interface et al. 2012) vertieft analysiert. Aus Sicht der Anlagenbetreiber wird es von rund einem Drittel als aufwändig und schwierig zu verstehen beurteilt. Die untersuchten Massnahmen zur Anpassung der KEV können die Verfahren in verschiedenen Punkten zumindest teilweise verbessern:

- Durch die Erhöhung der Fördermittel werden die Wartefristen verkürzt. Einzig bei der Photovoltaik bleibt durch die Kontingentierung weiterhin eine Warteliste bestehen.
- Das Anmeldeverfahren für PV-Kleinanlagen wird einfacher. Für die Beantragung der Investitionshilfen braucht es kein mehrstufiges Verfahren mit Anmeldung, Projektfortschrittsmeldung und Inbetriebnahmemeldung.
- Die Ausschreibeverfahren zur Festlegung der Vergütungssätze (Auktionen) sind gegenüber dem heutigen Anmeldeverfahren aufwändiger und komplizierter, sowohl für die Vollzugsstelle als auch für die Anlagenbetreiber. Ein möglichst einfaches und transparentes Verfahren ist unter Einbezug von Erfahrungen in ähnlichen Bereichen (z.B. Auktionen der Stiftung Klimarappen) auszuarbeiten.

2.7 Fazit zum Massnahmenpaket „KEV“

Anpassungen der KEV als wirkungsvolles bestehendes Fördersystem

Bei der KEV handelt es sich um ein bereits bestehendes Instrument zur Förderung der erneuerbaren Stromproduktion, das sich insgesamt als wirkungsvoll erwiesen hat. Mit den in der Energiestrategie 2050 vorgeschlagenen Massnahmen soll die KEV ausgebaut und optimiert werden. Wichtige Ziele sind dabei die erhöhte Jahresproduktion von Strom aus erneuerbarer Energien und ein effizienterer Einsatz der Fördermittel. Die hier untersuchten Massnahmen zur Anpassung der KEV sind insgesamt als geeignet zu beurteilen, diese Ziele zu erreichen. Ein Wechsel des Förderinstrumentes wird in der Energiestrategie 2050 nicht zur Diskussion gestellt und ist aus folgenden Gründen nicht zu empfehlen: Die KEV erweist sich im Vergleich der Literatur zu internationalen Erfahrungen als effektives Fördersystem. Bei einem Wechsel wären zudem hohe Lern- und Aufbaukosten zu tragen, verbunden mit dem Risiko von Staatsversagen, das beim Aufbau eines neuen Systems aufgrund von Informationsdefiziten und Lerneffekten des Regulators besonders gross ist.

Durch die Erhöhung der Fördermittel wird die Wirkung (Effektivität) insgesamt erhöht. Einzelne Submassnahmen schränken die Förderung und ihre Wirkung bewusst ein: Durch die Kontingente für Photovoltaik wird der Zubau verlangsamt und Investitionshilfen für PV-Kleinanlagen reduzieren den finanziellen Anreiz. Dadurch wird einerseits die Effektivität eingeschränkt, andererseits tragen diese Massnahmen dazu bei, die Fördermittel effizienter einzusetzen. Auch die Eigenverbrauchsregelung und das Ausschreibeverfahren führen zu einer effizienteren Verwendung der Fördermittel. Das Prinzip der Kostendeckung wird damit aber teilweise aufgegeben. Wie stark die Wirkung pro eingesetzten Förderfranken erhöht wird, kann nicht genau quantifiziert werden, da beispielsweise noch unklar ist, in welchem Umfang die Ausschreibeverfahren eingeführt werden und wie die Marktteilnehmer darauf reagieren.

Tragbare Mehrkosten für die KEV und Anpassung des Marktdesigns im Kontext von Produktions- und Netzkapazitäten

Der Zuschlag auf die Übertragungsnetze für die Finanzierung der KEV steigt je nach Entwicklung des Marktpreises auf rund 1.2 bis 1.6 Rappen pro Kilowattstunde. Die Kosten für die KEV bezahlen vor allem Haushalte und kleinere Unternehmen. Grössere Unternehmen mit Zielvereinbarungen sind vom Netzzuschlag befreit und Grossverbraucher ab 100 GWh Jahresverbrauch können zudem im teilliberalisierten Strommarkt direkt von preissenkenden Effekten profitieren, da bei Grossverbrauchern im Unterschied zu den festen Endverbrauchern flexiblere, von den jeweiligen Marktpreisen abhängige Tarife möglich sind.

Der Ausbau der erneuerbaren Energieproduktion und die KEV bzw. einzelne Submassnahmen zur Anpassung der KEV haben Auswirkungen auf die Frage, wie die zukünftigen Investitions- und Unterhaltskosten der Energieproduktionsanlagen aber auch der Netz- und Speicherinfrastruktur finanziert werden. Im Zusammenhang mit einem Anstieg des Eigenverbrauchs sind neue Modelle für die Finanzierung der Netzinfrastruktur zu entwickeln. Zudem

ist die Wertigkeit des Stroms (in Abhängigkeit der Produktionsart und der zeitlichen Verfügbarkeit) verstärkt in das Strommarktdesign zu implementieren. Aufgrund der starken Verflechtung des Schweizer Strommarktes mit den umliegenden Ländern sind diese Fragen in einem europäischen Kontext zu lösen.

Rolle KEV in dem in der zweiten Etappe geplanten Lenkungssystem

Eine Lenkungsabgabe auf den Energieverbrauch zielt primär auf eine Reduktion der Energienachfrage und ersetzt bei uniformen Tarifen die Förderinstrumente nicht. Der Übergang zu einem marktnahen Lenkungssystem kann unterstützt werden durch die schrittweise Einführung von Massnahmen, welche die Anlagenbetreiber an den Markt heranführen. In diesem Kontext sind variable Vergütungstarife für steuerbare Produktionsanlagen hervorzuheben, die Anreize für eine marktorientierte Produktion setzen. Auch die Eigenverbrauchsregelung kann Anreize für eine marktorientierte Einspeisung und eine entsprechende Steuerung der eigenen Nachfrage setzen, wenn der Strom zu jeweils aktuellen Strommarktpreisen vergütet wird.

3 Massnahme „Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch“

Die Massnahme Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch wurde in den bisherigen Berichten des Bundes nicht analysiert. Ist die Ausgestaltung der Massnahme betroffen, so stützen sich die vorliegenden Ausführungen auf die Beschreibung der Massnahme im Abschnitt Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch in der Vernehmlassungsvorlage (Art. 43-46 EnG). Beträchtliche Teile der Massnahme sind in ihrer Ausgestaltung noch offen. Die Analyse dieser Massnahme erfolgt deshalb nicht in derselben Tiefe wie bei den anderen Massnahmen und die Auswirkungen bezüglich der einzelnen Kriterien können nicht quantifiziert werden. An mehreren Stellen weisen wir auf abweichende Auswirkungen hin, wenn die Massnahme auf Privathaushalte und Dienstleistungsbetriebe, und hier namentlich auf rentable Effizienzmassnahmen, fokussiert würde, um parallel zur Massnahme Ausbau der Wettbewerblichen Ausschreibungen umgesetzt zu werden.

3.1 Beschreibung der Massnahme

Die Massnahme Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch ist in der ersten Phase der Regulierungsfolgenabschätzung (SECO 2012a, 2012b) nicht enthalten. Bei der Analyse der Umweltwirkungen (Ecosens/INFRAS 2012) wurde die Massnahme ebenfalls nicht beurteilt. Die vorliegenden Ausführungen stützen sich deshalb auf den erläuternden Bericht zur Vernehmlassungsvorlage (UVEK 2012) und die Grundlagenstudie von Ecofys (2012), sowie auf weitere Literatur und die Experteninterviews.

3.1.1 Problem und Ziel

Der Energie- bzw. der Stromeffizienz kommt in der Energiestrategie 2050 eine bedeutende Rolle zu. Je kleiner der Elektrizitätsverbrauch ist, desto weniger neue Produktionskapazitäten sind erforderlich. Beim Stromverbrauch sollen, im Vergleich zur Referenzentwicklung, durch verschiedene Massnahmen bis 2020 rund 3 TWh eingespart werden, bis 2035 etwa 9 TWh und bis 2050 rund 16 TWh (UVEK 2012).

Im heutigen teilliberalisierten sowie im künftigen vollliberalisierten Strommarkt streben Elektrizitätslieferanten die Maximierung eines stetigen betriebswirtschaftlichen Gewinns an. Solange die marginalen Produktionskosten nicht stark ansteigen, haben sie deshalb einen betriebswirtschaftlichen Anreiz, möglichst viel Elektrizität abzusetzen.

Grundsätzlich kann entweder versucht werden, das heutige Geschäftsmodell von Elektrizitätslieferanten „umzukehren“ (der erzielbare Gewinn sollte mit höherer Energieeffizienz steigen, nicht mit höherem Energieabsatz), oder sie zu Energieeffizienz zu verpflichten (die damit verbundenen Kosten könnten auf den Strompreis umgelegt werden). Mit der vorgeschlagenen Massnahme würde der zweite Weg beschritten: Elektrizitätslieferanten sollen stärker eingebunden werden, um die Stromeffizienz bei Endverbrauchern zu steigern. Betroffen wären alle Elektrizitätslieferanten, die in der Schweiz Strom verkaufen. Im liberalisierten Strommarkt würden also auch ausländische Lieferanten einbezogen.

3.1.2 Art der Massnahme, Zielgruppen, Kontext

Elektrizitätslieferanten sollen (direkt oder indirekt vom Bund geprüfte) Effizienzmassnahmen durchführen oder unterstützen. Die Massnahme finanziert sich im teilliberalisierten Markt über eine regulierte Umlage auf die Strompreise (der Regulator legt fest, für welche durchgeführten Zertifikatmassnahmen welche Kosten umgelegt werden dürfen), im vollständig liberalisierten Markt über eine individuelle Umlage der Kosten durch die Elektrizitätslieferanten auf die Strompreise.

Die Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch werden anhand eines prozentual einheitlichen, verpflichtenden Einsparziels vom Bundesrat festgelegt. In der Folge stellt das BFE bei jedem Elektrizitätslieferanten den Vorjahresabsatz fest, multipliziert diesen mit der Zielvorgabe und verfügt danach den absoluten Zielwert für den einzelnen Elektrizitätslieferanten. Die Einsparziele entsprechen einem prozentualen Anteil des jährlichen Absatzes eines Elektrizitätslieferanten, es handelt sich nicht um eine absolute Einsparung sondern um eine Einsparung gegenüber einer unbeeinflussten Entwicklung – also einer Erhöhung der Effizienz. Die Höchstgrenze des Einsparziels liegt gemäss der Vernehmlassungsvorlage (Art. 43 Abs. 1 EnG) bei jährlich 2 Prozent. Die Grenze orientiert sich an den Entwürfen zur EU-Effizienzrichtlinie (Richtlinie 2012/8/EU). Letztere legt, nach in Kraft treten im letzten Herbst, 1.5 Prozent als Höchstgrenze fest.³³

Zielgruppe der Massnahme sind alle Elektrizitätslieferanten. Bei der Umsetzung der Effizienzziele soll jedoch zwischen zwei Gruppen von Elektrizitätslieferanten unterschieden werden: Jene mit einem jährlichen Absatz von 30 GWh oder mehr, und den anderen. Letztere können wählen zwischen der Durchführung eigener Effizienzmassnahmen oder einer Ersatzabgabe an den Bund. Elektrizitätslieferanten mit einem jährlichen Absatz von 30 GWh oder mehr haben keine Wahlmöglichkeit. Sie sind verpflichtet, Massnahmen im Umfang der individuellen Zielvorgabe durchzuführen, die zu einer Effizienzsteigerung beim Endverbrauch ihrer Stromkunden führen. Es steht einem Elektrizitätslieferanten frei, diese Zielvorgaben bei seinen eigenen Endverbrauchern oder bei Endverbrauchern von Dritten durchzuführen, oder aber handelbare Zertifikate zu erwerben. Die Massnahmen können von den Lieferanten selbst, oder von externen Energiedienstleistern durchgeführt werden. Im Gegenzug erhalten die Elektrizitätslieferanten sogenannte Weisse Zertifikate, die den Umfang der geleisteten Massnahmen bescheinigen. Diese Zertifikate sind handelbar und nicht an die Zielvorgabeperiode (das jeweilige Jahr) gebunden. Ein Elektrizitätslieferant kann die Zielvorgabe in einer gewissen Periode also auch übererfüllen und dann entweder für künftige Zielvorgabeperiode aufbewahren, oder an andere Elektrizitätslieferanten veräussern.

Bei den Effizienzmassnahmen sind ausschliesslich Stromeffizienzmassnahmen vorgesehen. Diese möglichen Stromeffizienzmassnahmen können einerseits vom BFE in einem standardisierten Massnahmenkatalog vorgegeben werden. Andererseits können sich Elektrizitätsliefe-

³³ Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates 2012/8/ vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG [2012] (Amtsblatt der Europäischen Union) L 315/1.

ranten oder Energiedienstleister auch für nicht-standardisierte Massnahmen entscheiden. Diese bedingen jedoch eine Prüfung und Zulassung durch das BFE. Das BFE kann die Formulierung von Standardmassnahmen und die Prüfung und Zertifizierung von nicht-standardisierten Massnahmen einer privaten Unternehmung übertragen. Mit der Möglichkeit der Prüfung und Zulassung nicht-standardisierter Massnahmen können Überlappungen mit der Massnahme Ausbau der Wettbewerblichen Ausschreibungen entstehen. Bei einer parallelen Umsetzung beider Massnahmen könnte es sinnvoll sein, bei den Effizienzzielen nur einen geschlossenen Katalog von Standardmassnahmen vorzusehen. Neue Massnahmen würden zur Prüfung und Zertifizierung bei den Wettbewerblichen Ausschreibungen eingereicht, das BFE könnte dann entscheiden, solche Massnahmen neu im Katalog für die Effizienzziele für Elektrizitätslieferanten aufzunehmen.

Die Zusammenstellung von Beispielen der Massnahmenkataloge in anderen Ländern zeigt, dass hauptsächlich die Installation von Geräten oder Anlagen mit höherer Stromeffizienz angerechnet werden kann (vgl. Anhang B, Kapitel 7). Oft handelt es sich dabei um Elektrogeräte für Haushalte. Grundsätzlich wären auch andere Arten von Massnahmen denkbar, z.B.

- Umwälzpumpen von Heizungen
- Energie-Checks für Privathaushalte, Beratung, Aufzeigen der Handlungsoptionen
- Identifikation von, und Beratung zu, Hochverbrauchern in Privathaushalten (alte Geräte, beheizte Aussenpools, elektrische Direktheizung von Garageneinfahrten, Abflussrohren und Dachrinnen, usw.)
- Entsorgungsaktionen von Altgeräten (Altgeräte, die in Garagen oder Kellern weiter betrieben werden)
- Stand-by-Management von Bürogeräten, namentlich für Dienstleistungsbetriebe

Nicht anrechenbar sind Massnahmen, die ohnehin getätigt würden. Dazu zählen: Massnahmen im Rahmen von (EnAW-, usw.) Verpflichtungen zur Befreiung von der CO₂-Abgabe oder des KEV-Zuschlags (die Abgabe-Befreiung finanziert die Massnahme dann bereits), von der öffentlichen Hand sonst unterstützte Massnahmen sowie Massnahmen aufgrund einer gesetzlichen Verpflichtung.

Das BFE ist zuständig für Kontrolle und Sanktionen. Die Elektrizitätslieferanten erstatten dem BFE jährlich Bericht. Jene, die keine Ersatzabgabe leisten, reichen die notwendigen Zertifikate ein. Das BFE prüft nach Ablauf einer Dreijahresperiode, ob die einzelnen Elektrizitätslieferanten die Summe ihrer jährlichen individuellen Zielvorgaben erfüllt haben. Bei Nichterfüllung erfolgen Sanktionen durch das BFE. Dabei handelt es sich um 5 Rappen für jede im Rahmen der Zielvorgabe nicht erreichte kWh. Zudem muss der verfehlt Teil der Zielvorgabe in der folgenden Dreijahresperiode erfüllt (d.h. nachgeholt) werden, dies zusätzlich zu den neu festgelegten Effizienzzielen.

3.2 Wirksamkeit der Massnahme

3.2.1 Auswirkungen auf Energieangebot

Die Massnahme Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch hat grundsätzlich keine direkten Auswirkungen auf das Energieangebot. Da es eine senkende Wirkung auf die Nachfrage nach Strom hat, kann es indirekt den Druck auf die Bereitstellung neuer Energieangebote bzw. den Bau neuer Produktionsanlagen mindern. Aus Erfahrungen im Ausland können keine allgemeingültigen Aussagen zum Verhältnis der Kosten für Effizienzmassnahmen zu den Stromgestehungskosten abgeleitet werden. Die Kosten der Effizienzmassnahmen und die Zertifikatspreise sind stark abhängig von den energiewirtschaftlichen und -politischen Rahmenbedingungen des jeweiligen Staates. Insbesondere beziehen sich die Effizienzziele jeweils auch auf weitere Energieträger und nicht nur auf Strom.

3.2.2 Auswirkungen auf Energienachfrage

Die Massnahme Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch führt, über die Umsetzung der Zertifikats-Massnahmen, zu einer effizienteren Verwendung von Elektrizität. Angesichts der Erfahrung im Rahmen der Wettbewerblichen Ausschreibungen kann erwartet werden, dass die Effizienzmassnahmen eine hohe Wirkung haben werden. Es besteht jedoch das Risiko, dass die erwartete Wirkung überschätzt wird. Ein Grund für eine mögliche Überschätzung der Wirkung ist, dass die Effizienzmassnahmen nicht unbedingt additional sind (vgl. Kap. 3.5.1).

Im Gebiet einzelner Stromversorger kann keine Aussage über eine Zu- oder Abnahme der Stromeffizienz gemacht werden, da die Zertifikate handelbar sind – die Zertifikats-Massnahmen können in einer anderen Landesregion umgesetzt worden sein. Regional, aber auch für die ganze Schweiz betrachtet, führt eine effizientere Verwendung von Elektrizität nicht automatisch zu einer geringeren Stromnachfrage. Die Wirkung der Massnahme kann durch Rebound-Effekte (erhöhte Nachfrage infolge höherer Effizienz) gemindert werden. Trotz einer höheren Effizienz vermag die Massnahme für sich allein keinen absoluten Rückgang des Stromverbrauchs zu gewährleisten: Falls es in bestimmten Sektoren zum Wechsel des Energieträgers hin zu Strom kommt (Elektromobilität; Raumwärme über Wärmepumpen), nimmt die Stromnachfrage zu. Die Massnahme gewährleistet aber, dass im Prinzip die Gesamtenergie-Nachfrage absolut gesehen abnimmt (Interview BFE 2012), allerdings nur unter sehr strikten Bedingungen: Kein Bevölkerungswachstum, keine Rebound-Effekte, keine Änderungen der Konsumgewohnheiten usw.

Relevant für die Auswirkungen der Massnahmen auf die Energienachfrage, als Resultat einer Effizienzsteigerung, sind auch Überlappungen zu bestehenden Massnahmen. Letzteres wird in Kapitel 3.5 diskutiert.

3.3 Auswirkungen auf energiepolitische Ziele

3.3.1 Versorgungssicherheit

Im Kontext des schrittweisen Ausstiegs aus der Kernkraft (derzeitiger Anteil am Stromproduktions-Mix: 40.7 %) und dem erwarteten Anstieg der Stromnachfrage bis 2050 (siehe Szenario „weiter wie bisher“, PROGNOSE 2012), gewinnt die Versorgungssicherheit zunehmend an Bedeutung. Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch können die Nachfrage nach Strom bzw. die Nachfragesteigerung reduzieren. Damit reduziert die Massnahme indirekt den Druck auf die Bereitstellung von neuen Stromquellen und kann somit zur Versorgungssicherheit der Schweiz beitragen.

3.3.2 Umweltverträglichkeit

Da Massnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz in ihrer Wirkung auf die Umwelt sehr heterogen sind, ist eine nach Umweltkriterien gegliederte Beurteilung nicht möglich. Grundsätzlich haben Massnahmen zur Steigerung der Stromeffizienz positive Umwelteffekte. Die Höhe der Effekte hängen aber vom angenommenen Strommix (ob Erzeugungs- oder Konsummix, und ob Durchschnitts- oder Marginalmix) ab und davon, ob Effekte im Ausland (über Stromimporte) auch betrachtet werden. Nimmt man an, dass die Stromnachfrage bei einer Nicht-Realisierung der Massnahme höher wäre und diese Mehrnachfrage über zusätzliche Importe gedeckt würde, käme es zu Umwelteffekten, welche im Ausland am Ort der Stromproduktion auftreten.

Falls die Stromeinsparungen dazu führen, dass im Inland keine oder weniger fossilthermische Kraftwerke und fossile WKK-Anlagen zur Stromerzeugung eingesetzt werden, tritt eine Reduktion primär der Treibhausgase und sekundär von Luftschadstoffen ein. Dabei fördert ein effizienter Umgang mit Strom den Umwelt- und Klimaschutz. In diesem Kontext sind, unter allen umwelt- und klimapolitischen Massnahmen, Energieeffizienzmassnahmen im Regelfall die kostengünstigsten (Ecofys 2012).

3.3.3 Auswirkungen auf Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeit richtet den Blick auf die ökonomische Effizienz der Massnahme Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch und stellt den erbrachten Aufwand ins Verhältnis zum eingesparten Stromverbrauch.

Aktuell ist noch unklar, welche Effizienzmassnahmen in der Praxis Anwendung finden würden. Einerseits hat das BFE den Standardkatalog noch nicht formuliert beziehungsweise in Auftrag gegeben. Andererseits können auch zu den durch das BFE zu prüfenden und bewilligenden Effizienzmassnahmen noch keine Aussagen gemacht werden.

Unter Umständen wirkt sich die Möglichkeit, den Aufwand für die Effizienzmassnahmen auf die Strompreise und somit Stromverbraucher überwälzen zu können, sogar negativ auf eine kosteneffiziente Umsetzung von Effizienzmassnahmen aus. Wenn die Kosten der Massnah-

men überwältigt werden können, besteht ein geringerer Anreiz zur Kostenminimierung, was letztlich die Wirtschaftlichkeit mindert. Im vollliberalisierten Strommarkt würde dies aber zu geringeren Marktchancen des betreffenden Elektrizitätslieferanten führen.

Im Kontext bestehender Effizienzmassnahmen kann sich zudem das Fehlen von Additionalität negativ auf die Wirtschaftlichkeit auswirken. Dies bedeutet, dass die ausgelöste Wirkung geringer ist und sich das Verhältnis von Aufwand und Wirkung verschlechtert. Angesichts der diversen bereits bestehenden Massnahmen im Energieeffizienzbereich, kann eine ungewünschte Konkurrenz um Effizienzgewinne nicht ausgeschlossen werden. Dies würde bedeuten, dass ein Teil der Gelder für Marketing aufgewendet werden müsste und die Kosten im Verhältnis zur Wirkung steigen würden.

Die Kosten pro eingesparte Kilowattstunde können nicht bestimmt werden, solange unklar ist, welche konkreten Effizienzmassnahmen umgesetzt werden sollen. Die Massnahmen im Rahmen der Wettbewerblichen Ausschreibungen weisen in der Summe bei Projekten eine Fördereffizienz von 3.4 Rp./kWh (Jahre 2010 bis 2012) und bei Programmen von unter 2.0 Rp./kWh (im Jahr 2012) aus (siehe Kapitel 4.2). Da zuerst Massnahmen mit tiefen Kosten umgesetzt werden, bzw. in der Vergangenheit wurden, ist tendenziell mit steigenden Kosten der Effizienzmassnahmen zu rechnen. Kostendegressionen bei Effizienztechnologien können einen gegenteiligen Effekt haben. Es ist aber zu erwarten, dass die Kosten pro eingesparte kWh für Massnahmen im Bereich von Effizienzzielen für Elektrizitätsversorger und für Programme im Rahmen der Wettbewerblichen Ausschreibungen sich annähern werden. Die Kosten bei den Wettbewerblichen Ausschreibungen werden längerfristig auf 5 bis 8 Rp/kWh geschätzt, siehe Kapitel 4.2.2 b).

Da die Zielvorgaben für alle Stromlieferanten gelten sollen, wären in- und ausländische Versorger gleichermaßen davon betroffen. Die Effizienzmassnahmen müssen nicht bei den eigenen Endverbrauchern, sondern können bei beliebigen Endverbrauchern umgesetzt werden. Es gibt auch keine regionale Eingrenzung. Ausländische Elektrizitätslieferanten würden häufiger auf die Dienste von Energiedienstleistern zurückgreifen bzw. die benötigten Zertifikate auf dem Markt kaufen.

3.3.4 Auswirkungen auf Innovationsanreize

Die leitende Fragestellung zur Analyse von Innovationsanreizen ist, wie sich die Massnahme Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch auf den technologischen Fortschritt auswirkt. Wichtig ist, dass wirtschaftliche Anreize für den technologischen Fortschritt möglichst gestärkt und nicht eingeschränkt werden. Durch einen fixen Massnahmenkatalog werden kaum Innovationsanreize gesetzt. Dieser Mangel kann gemindert werden, wenn die Stromlieferanten zusätzlich nicht-standardisierte Massnahmen umsetzen können.

In dieser Hinsicht können Innovationen auf Stromverbraucherseite im Bereich der Stromeffizienzmassnahmen sowie auf Seite der Elektrizitätslieferanten oder Energiedienstleister im Bereich des Energiedienstleistungsportfolios resultieren. Denkbar ist, dass durch ihr unternehmerisches Handeln, Elektrizitätslieferanten oder Energiedienstleister in der Praxis auf

neue Einsparpotenziale stossen und darauf aufbauend technologisch innovative Massnahmen entwickeln und dem BFE für den standardisierten Massnahmenkatalog vorschlagen, damit sie diese Massnahme anrechnen lassen können (Ecofys 2012). Gemäss Einschätzung der Interviewpartner ist jedoch davon auszugehen, dass sich ein Teil der Elektrizitätslieferanten nicht durch sonderlich hohe Innovationskraft auszeichnen werden, und stattdessen den Gesetzauftrag nur im Minimum genügen und Standardmassnahmen gemäss der vorgegebenen Liste umsetzen.

3.4 Weitere Auswirkungen

3.4.1 Auswirkungen auf Bund

Bei der Massnahme Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch handelt es sich um ein Instrument, das weder besteht noch vollzugstechnisch in der Schweiz umgesetzt wurde. Grundsätzlich führen Massnahmen, für die noch keine administrativen Strukturen und Verfahren bestehen, zu einem Mehr an Verwaltungsaufwand (Ecofys 2012).

Die Entwicklung eines Kataloges von Standardmassnahmen verursacht vorübergehend einen grösseren Vollzugsaufwand und ist mit Mehrkosten verbunden. Diese reduzieren sich aber im Laufe der Zeit durch Skalen- und Lerneffekte. Hier besteht, gemäss dem Gesetzesentwurf, für das BFE zudem die Möglichkeit, die Formulierung eines Kataloges von Standardmassnahmen und die Überprüfung sowie Zertifizierung von Einzelmassnahmen einer privaten Unternehmung zu übertragen.

Verwaltungsaufwand ergibt sich aber auch aus den Kontrollfunktionen des Bundes, die mit der Massnahme verbunden sind. Dieser ist zum aktuellen Zeitpunkt noch unklar und hängt stark von der weiteren und konkreten Ausgestaltung der Massnahme ab. Absehbarer regulatorischer Aufwand ergibt sich bei der Festlegung der individuellen absoluten Effizienzziele sowie bei der Prüfung, Bewilligung und Verifizierung von Effizienzmassnahmen. Ergänzend kann Verwaltungsaufwand aus dem Handel mit Weissen Zertifikaten sowie der Umlage der Kosten der Effizienzmassnahmen auf den Strompreis resultieren. Aktuell geht das BFE von einem eher geringen Aufwand aus. Die definitive Höhe des Aufwandes wird erst im weiteren Verlauf der Konkretisierung der Massnahme ersichtlich werden.

3.4.2 Auswirkungen auf Kantone/Gemeinden

Mit Blick auf den Vollzugsaufwand sind für Gemeinden und Kantone die Auswirkungen überschaubar, da die Massnahme Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch auf Bundesebene organisiert und vollzogen wird. Gemeinden und Kantone könnten jedoch, als Eigentümer von Elektrizitätslieferanten sowie als Empfänger von Steuereinnahmen, indirekt von der Massnahme betroffen sein. Falls die Effizienzmassnahmen mittel- bis langfristig zu einer Reduktion der Stromnachfrage führen, dürfte sich dies in den Kapital- und Steuererträgen der Kantone und Gemeinden niederschlagen. Allerdings ist aufgrund der Substitution anderer Energieträger (z.B. Elektromobilität, Wärmepumpen) gemäss Energieperspektiven (Prognos 2012),

auch bei deutlichen Effizienzsteigerungen nicht von einer stark sinkenden Stromnachfrage auszugehen. Der Nettoeffekt auf Margen und Erträge der Lieferanten ist unklar. Noch offen ist, inwiefern die Massnahme einen Konsolidierungsprozess in der Stromwirtschaft in Gang setzen könnte. Bereits heute sind kleine und mittelgrosse Energieversorger bei der Erbringung von Energiedienstleistungen, die über die reine Belieferung mit Strom hinausgehen, auf externe Energiedienstleister angewiesen. Die in der Massnahme enthaltene Ersatzabgabe für kleine Elektrizitätslieferanten sollte einem solchen Konsolidierungsprozess jedoch entgegenwirken (Interview BFE 2012).

3.4.3 Auswirkungen auf gesellschaftliche Gruppen

Die Massnahme Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch hat eine Verteilungswirkung: Durch die Überwälzung der Kosten für die Effizienzmassnahme auf die Stromkunden entstehen bei diesen Mehrkosten, die den Stromkunden jedoch in unterschiedlichem Ausmass, in Form von Stromersparnissen, zugutekommt. Wenn nicht alle Endverbraucher (Haushalte und Unternehmen) von den Effizienzmassnahmen profitieren, kann es zu negativen Verteilungseffekten kommen und es können sich Wettbewerbsverzerrungen ergeben (Ecofys 2012).

Einkommensschwache Haushalte werden, wie bei allen Umlagen auf den Strompreis, im Vergleich zu mittel- oder einkommensstarken Haushalten, mit Blick auf ihr Einkommen proportional stärker belastet. Die finanzielle Belastung der Verbraucher kann auch hier durch eine möglichst breite Beteiligung der Bevölkerung und Unternehmen an den Einsparmassnahmen gemindert werden (Ecofys 2012).

Wie bereits erwähnt, von der Massnahme wären schweizerische und ausländische Elektrizitätslieferanten gleich betroffen. Die Einführung einer solchen Massnahme würde somit auch im liberalisierten Markt zu keiner Benachteiligung von schweizerischen Elektrizitätslieferanten gegenüber ihren Konkurrenz in der EU führen. Zudem sind Elektrizitätslieferanten in den Mitgliedstaaten der EU bereits heute schon zu ähnlichen Energieeffizienzmassnahmen verpflichtet (vgl. z.B. Ecofys 2012, Moser 2011). Die Einführung von Effizienzzielen für Elektrizitätslieferanten ist somit kompatibel mit bestehenden Regelungen in der EU.

3.4.4 Auswirkungen auf die Gesamtwirtschaft

a) Wertschöpfung und Beschäftigung

Die Massnahme Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch verursacht Kosten, die letztlich von den Stromverbrauchern bezahlt werden müssen. Der grösste Teil der Kosten für die Durchführung Effizienzmassnahmen würde von den Elektrizitätslieferanten auf die Strompreise und somit auf die Konsumenten abgewälzt werden. Andererseits profitieren jene, bei denen die Effizienzmassnahmen letztendlich wirken (z.B. ein privater Haushalt, dessen Umwälzpumpe durch ein sparsameres Modell ersetzt wurde), von reduzierten Energiekosten. Die Effizienzmassnahmen sind aus volkswirtschaftlicher Sicht vorteilhaft, solange die Vermeidungskosten (pro kWh) geringer sind als die volkswirtschaftlichen Grenzkosten für die

Stromerzeugung und -verteilung. Bei den volkswirtschaftlichen Kosten sind auch externe Effekte einzurechnen, deshalb unterscheiden sie sich von den betriebswirtschaftlichen Kosten aus Sicht der Haushalte oder Unternehmen, welche die Effizienzmassnahme umsetzen. So können auch aus betriebswirtschaftlicher Sicht unrentable Massnahmen³⁴ eine volkswirtschaftlich positive Wirkung haben. Bei welchen Massnahmen und bis zu welchen Vermeidungskosten dies der Fall ist, kann nur im Einzelfall der jeweiligen Effizienzmassnahmen beurteilt werden. Insgesamt ist aber nicht mit bedeutenden positiven oder negativen gesamtwirtschaftlichen Effekten zu rechnen.

Mittel- bis langfristig könnte die verstärkte Durchführung von Energieeffizienzmassnahmen in der Schweiz zusätzliche Arbeitsplätze generieren (Ecofys 2012). Es ist davon auszugehen, dass die Ausführung der Effizienzmassnahmen arbeitsintensiver ist als die heutige kapitalintensive Stromproduktion. Für das Gewerbe, die Informatikbranche und Unternehmen, die bereits in den Bereichen Energieeffizienz und erneuerbare Energien tätig sind, bieten sich dabei beträchtliche Wachstumschancen. Die Massnahme könnte zudem einen internationalen Standortvorteil generieren, der sich aus den Innovationsanreizen im Bereich der Energieeffizienz und einer daraus resultierenden stromeffizienten Wirtschaft ergibt (Ecofys 2012). Dies allerdings nur, wenn neben dem geschlossenen Massnahmenkatalog auch innovative Einzelmassnahmen angerechnet werden können. Falls die Massnahme Effizienzziele und die Massnahme Ausbau der Wettbewerblichen Ausschreibungen parallel umgesetzt würden, wären diese Innovationseffekte eher bei der letztgenannten Massnahme anzusiedeln.

b) Verteilungswirkungen

Auf die Massnahme Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch sind grosse Elektrizitätslieferanten besser vorbereitet als kleine oder mittelgrosse Unternehmen. Bereits heute sind grosse Energieversorger im Bereich Energieeffizienz tätig und können in dieser Hinsicht einen Vorsprung auf ihre kleineren Konkurrenten haben.

Da für die kleinen Elektrizitätslieferanten mit einem Absatz von weniger als 30 MWh die Möglichkeit besteht, ihren Effizienzverpflichtungen durch eine Ersatzabgabe nachzukommen, sind diese von der Massnahme, mit Blick auf die Erbringung von Effizienzmassnahmen, nicht betroffen. Die vom BFE festgelegte Ersatzabgabe soll den Aufwand für Effizienzmassnahmen für kleine Elektrizitätslieferanten begrenzen, weil sie nur die Ersatzabgabe bezahlen und keine Massnahmen durchführen müssen (Interview BFE 2012), und hat zum Ziel, diese gegenüber mittel- und grossen Unternehmen nicht zu benachteiligen.

Eher negativ von der Massnahme betroffen können mittelgrosse Elektrizitätslieferanten sein, die nicht zu einer Ersatzabgabe berechtigt sind. Grössere Elektrizitätslieferanten hätten dank Skaleneffekte einen wettbewerblichen Vorsprung bei der Erbringung von Effizienzmassnahmen. Die Skaleneffekte beziehen sich primär auf die Transaktionskosten. Allerdings erscheint

³⁴ Gemäss Entwurf zur Änderung des Energiegesetzes sollen nur (betriebswirtschaftlich) unrentable Massnahmen umgesetzt werden können, oder solche mit anderen Hemmnissen.

denkbar, dass ein neuer Markt mit Drittanbietern von Effizienzmassnahmen entsteht, die im Auftrag mittelgrosser und grosser Elektrizitätslieferanten handeln (d.h. der Drittanbieter führt die Effizienzmassnahme durch, erhält das Zertifikat und verkauft dieses einem Elektrizitätslieferanten). Dank solcher neuer Drittanbieter hätte die Massnahme auch für ausländische Elektrizitätslieferanten keine neue Marktbarriere zur Folge.

c) Investitionssicherheit

Da wichtige Elemente der regulatorischen Ausgestaltung der Massnahme Effizienzziele für den Energieverbrauch noch offen sind, ist eine Abschätzung ihrer Wirkung auf die Investitionssicherheit zum aktuellen Zeitpunkt kaum möglich. Zudem sind unterschiedliche Akteure betroffen.

Negative Auswirkungen für die Investitionssicherheit könnten aus der flexiblen prozentualen Berechnungsbasis für die Effizienzziele sowie der Bestimmung der absoluten Höhe der Ersatzabgabe resultieren. Der prozentuale Anteil der zu erzielenden Effizienzgewinne ist flexibel gehalten und wird vom Bundesrat festgelegt. Das BFE verfügt in der Folge, gestützt auf den Absatzangaben der einzelnen Elektrizitätslieferanten, die individuellen absoluten Zielwerte. Sofern die Festlegung der zu erzielenden Effizienzgewinne nach klaren, berechenbaren Regeln abläuft, erhöht dies die Planungssicherheit für Elektrizitätslieferanten hinsichtlich Investitionen in Effizienzmassnahmen oder damit verbundenen Kapazitäten.

Ein weiterer Faktor, der sich negativ auf die Investitionssicherheit (Investitionen der Elektrizitätslieferanten in die Erbringung von Effizienzdienstleistungen) auswirken könnte, ist die Bestimmung der Höhe der Ersatzabgabe und des Nominalpreises für Weisse Zertifikate durch das BFE.³⁵ Dabei greift das BFE indirekt in den Markt für Effizienzmassnahmen ein. Sofern hier keine klaren und berechenbaren Bemessungsgrundlagen Anwendung finden, kann sich dieser Aspekt der Massnahme gegebenenfalls negativ auf die Investitionssicherheit für die beteiligten Wirtschaftsakteure auswirken.

3.5 Alternativen und langfristige Rolle

3.5.1 Alternative Regelungen

Als Alternative zur Massnahme Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch wird grundsätzlich die ökologische Steuerreform verstanden. Sie wird im Rahmen der Energiestrategie 2050 geprüft und dient, ähnlich der Massnahme Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch, der Förderung einer effizienten und umweltfreundlichen Energienutzung.

³⁵ Gemäss bisherigen Erkenntnissen des BFE wäre jeweils zu Beginn einer Verpflichtungsperiode ein Ausgangspreis festzulegen, der sich anschliessend den Marktverhältnissen anpasst.

Es handelt sich um eine allgemeine Energieabgabe auf Brenn- und Treibstoffen sowie Strom. Damit würden insbesondere die bisher ungedeckten externen Kosten internalisiert werden, beispielsweise CO₂-Emissionen und anderen Umweltverschmutzungen sowie ungedeckten Unfallrisiken. In diesem Kontext könnte eine Energieabgabe auf Strom zu einem effizienteren Umgang mit diesem Energieträger beitragen.

Im Gegensatz zur Massnahme Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch kann der Wirkungsgrad einer Energieabgabe jedoch nicht im vornherein bemessen werden. Zudem liegt die Bereitschaft und Verantwortung für die Umsetzung von Effizienzmassnahmen letztlich bei den Stromverbrauchern. Gerade Privathaushalte und Dienstleistungsbetriebe reagieren jedoch zumindest kurzfristig inelastisch auf Energiepreis-Änderungen. Gründe sind Informationsdefizite, hohe Transaktionskosten sowie generell „andere Hemmnisse“ (hohe Zeitkosten führen dazu, dass der Entscheidungsaufwand für Energiesparmassnahmen als zu hoch betrachtet wird, auch wenn die Massnahmen selber eigentlich wirtschaftlich wären).

Die Massnahme Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch könnte deshalb auch beim Übergang von einem Förder- zu einem Lenkungsmodell weitergeführt werden. Je mehr die Massnahme sich auf Effizienzmassnahmen konzentriert, die eigentlich rentabel wären, aber dennoch nicht umgesetzt werden („low hanging fruits“) konzentriert, desto kompatibler wäre sie mit Lenkungsabgaben, weil sie (über den Abbau von Informationsdefiziten und Transaktionskosten) zu einer höheren Preiselastizität dieser Nachfragegruppen führt und damit zu einer höheren Wirkung der Lenkungsabgabe.

Denkbar wäre als Alternative die Einbettung in ein europäisches Handelssystem. Allerdings sind auf EU-Ebene zwar, wie bereits erwähnt, Energieeffizienzziele im Rahmen einer Richtlinie vorgegeben und verschiedene Länder haben Effizienzziele schon lange eingeführt. Nicht in allen Ländern ist dies jedoch mit einem Handel mit weissen Zertifikaten verbunden und es besteht kein länderübergreifendes Handelssystem für weisse Zertifikate.

Weitere Alternativen sind die im Folgenden aufgeführten anderen Massnahmen, die in Verbindung zur Massnahme Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch stehen.

3.5.2 Konnex zu anderen Massnahmen

Die Massnahme Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch weist unterschiedlich hohe Überschneidungen mit bereits bestehenden Massnahmen auf. Auf föderaler Ebene handelt es sich beispielsweise um *Energieeffizienzvorschriften* (Elektrogerätevorschriften) und *finanzielle Anreize zur Energieeffizienzsteigerung*, wie das Gebäudeprogramm oder die Wettbewerbliehen Ausschreibungen. Hinzu kommen diverse *Sensibilisierungs- und Informationsmassnahmen* im Kontext von EnergieSchweiz. Ähnliche Massnahmen finden sich auch auf kantonaler Ebene. Hinzu kommen freiwillige Massnahmen sowie Massnahmen im Rahmen der Selbstregulierung. Zu letzteren zählen die verpflichtenden Zielvereinbarungen mit dem Bund.

Von besonderer Relevanz im Konnex zu anderen Massnahmen ist die Frage der Additionalität sowie – damit verbunden – von möglichen Überschneidungen mit den bereits bestehen-

den Wettbewerblichen Ausschreibungen, deren Ausbau ebenfalls eine der in diesem Bericht geprüften Massnahmen der Energiestrategie ist (Kapitel 4.5.2). Es erscheint denkbar, beide Massnahmen parallel umzusetzen. Die Massnahme Effizienzziele könnte dann auf Haushalte und Dienstleistungsbetriebe fokussiert und mit einem geschlossenen Massnahmenkatalog umgesetzt werden, mit einem Schwerpunkt auf rentable Massnahmen (die von den Haushalten dennoch nicht umgesetzt werden, z.B. wegen Informationsdefiziten). Die Massnahme Ausbau der Wettbewerblichen Ausschreibungen würde sich auf die übrigen Sektoren und (ohne Förderung) unrentable Effizienzmassnahmen konzentrieren.

a) Additionalität

Die Additionalität stellt eine Prämisse der Massnahme Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch dar (Interview BFE 2012). Eine Massnahme wird hierbei als additional bezeichnet, wenn dadurch ein Effizienzgewinn erzielt werden kann, der ohne diese Massnahme nicht stattgefunden hätte (aus Rentabilitätsgründen, oder aus anderen Gründen wie beispielsweise Informationsdefiziten). Bei den Effizienzmassnahmen gemäss dem Massnahmenkatalog stellt das BFE (oder eine von ihm beauftragte externe Geschäftsstelle) durch vorgängige Abklärungen die Additionalität fest. Falls bei der Massnahme Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch zusätzliche Vorschläge für Massnahmen beim BFE zur Prüfung und Zulassung eingereicht werden können, muss von Elektrizitätslieferanten der Nachweis erbracht werden, dass die realisierten Effizienzgewinne bei den Endkunden nicht auch ohne diese Massnahme hätten erzielt werden können.

Im Rahmen der Formulierung eines Standardkataloges für Effizienzmassnahmen muss sichergestellt werden, dass der Massnahmenkatalog die bereits existierenden Instrumente im Bereich Stromeffizienz ergänzt. Es wird wichtig sein, dass die Auswahl der zulässigen Massnahmen in der Anfangsphase so gestaltet wird, dass es nicht zu Doppelförderungen und Mitnahmeeffekten kommt (Ecofys 2012).

Angesichts des grossen Umfangs an zu erzielenden Effizienzgewinnen stellt sich zudem die Frage, ob es bei einer Einführung der Massnahme nicht zu Substitutionseffekten kommen könnte, wobei die zu leistenden umfangreichen Effizienzmassnahmen der Elektrizitätslieferanten bereits bestehende Massnahmen überflüssig machen würden und umgekehrt (Interview BFE 2012). In diesem Kontext weist die hier diskutierte Massnahme mit der Massnahme Wettbewerbliche Ausschreibungen potenziell (je nach konkreter Ausgestaltung) einen beträchtlichen Überschneidungsgrad auf (vgl. folgende Ausführungen).

b) Überschneidungen mit den Wettbewerblichen Ausschreibungen

Die Massnahme Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch weist mit der Massnahme Wettbewerbliche Ausschreibungen potenzielle Überschneidungen auf. Wie in Kapitel 4.5.2 dargestellt, richten sich die beiden Massnahmen voraussichtlich an dieselben Zielgruppen. Dabei handelt es sich insbesondere um Haushalte sowie kleine und mittelgrosse Unternehmen. Es können sich einerseits Überschneidungen im Bereich der nicht rentablen Stromeffizienzpotenziale ergeben. Andererseits könnte sich die Massnahme Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch

tätsverbrauch bei den genannten Gruppen im Bereich der rentablen Effizienzpotenziale ergänzend zu den Wettbewerblichen Ausschreibungen auswirken.

Der Umstand, dass beide Massnahmen ähnliche Ziele teilen und sich in der Praxis, bei bestimmten Effizienzmassnahmen, als Konkurrenten gegenüberstehen beziehungsweise sich ergänzen, macht eine Abstimmung der beiden Massnahmen mit Blick auf Synergien und Komplementarität notwendig. Denkbar wäre, dass jene Zertifikatsmassnahmen, welche im standardisierten Katalog des BFE für die Umsetzung der Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch zugelassen sind, sich an die kleineren Verbraucher mit normalen Elektrogeräten (Haushalte und Dienstleistungsbetriebe) richten und bei den Wettbewerblichen Ausschreibungen ausscheiden, und umgekehrt. Konkret heisst dies, dass standardisierbare und multiplizierbare Effizienzmassnahmen als Zertifikatsmassnahmen verwendet werden, grössere Programme und Einzelprojekte, welche jeweils im Einzelfall eine Prüfung benötigen, im Rahmen der Wettbewerblichen Ausschreibungen durchgeführt würden. Damit könnten Überschneidungen beziehungsweise Doppelspurigkeiten weitgehend vermieden werden. Der Vorteil einer Zuordnung dieser Art von Projekten und Programmen zu den Wettbewerblichen Ausschreibungen hat den Vorteil, dass eine solche Prüforganisation für diese sowieso eingerichtet ist. Ausserdem kommt es heute vor allem bei Haushalten und Dienstleistungsbetrieben, infolge von Informationsdefiziten und anderen Hemmnissen, zu einem Marktversagen und zur Nicht-Umsetzung von an sich rentablen Effizienzmassnahmen. Die Massnahme Effizienzziele für Elektrizitätslieferanten könnte so ausgestaltet werden, vor allem diese Effizienzmassnahmen umsetzen zu lassen. Mit dieser Fokussierung könnte die Massnahme parallel zur Massnahme Ausbau der Wettbewerblichen Ausschreibungen umgesetzt werden, ohne dass es zu Überschneidungen käme.

In der Praxis würden nicht-standardisierte Massnahmen über die Wettbewerblichen Ausschreibungen gefördert, ausser wenn sie das Potenzial haben, später zu standardisierten Massnahmen weiterentwickelt werden zu können. Vorteil dieser Komplementarität von Effizienzzielen und Wettbewerblichen Ausschreibungen ist, dass die Additionalität von Standardmassnahmen über den Massnahmenkatalog, jene von Programmen im Einzelfall über die darauf spezialisierte Geschäftsstelle der Wettbewerblichen Ausschreibungen sichergestellt würde.

Diese Ausführungen verdeutlichen, dass Überschneidungen zwischen beiden Massnahmen hinsichtlich Zielgruppen und Wirkung letzten Endes von der konkreten Ausgestaltung des Standardmassnahmenkatalogs des BFE abhängen werden, sowie der zukünftigen Praxis im Umgang mit nicht-standardisierten Massnahmen.

Abschliessend ist festzuhalten, dass sowohl für die Massnahme Effizienzziele als auch für die WeA gilt, dass verbindliche Vorschriften bezüglich Energieeffizienz von Geräten und Gebäuden das Potenzial an realisierbaren Massnahmen reduziert.

3.5.3 Einbettung in langfristige Energiestrategie 2050

Gemäss der Energiestrategie wird eine Lenkungsabgabe auf Energie, in Form einer ökologischen Steuerreform, als langfristiges Ziel zur Effizienzsteigerung in Betracht gezogen. Strebt man langfristig nach einer grundsätzlichen Erhöhung der Energieeffizienz, bietet sich die Lenkungsabgabe an, da sie nicht bloss auf Strom begrenzt ist, sondern eine allgemeine Energieabgabe auf Brenn- und Treibstoffen sowie Strom darstellt. In einem vollständig liberalisierten, funktionierenden Markt ist eine Lenkungsabgabe für die Erreichung der Effizienzziele zu bevorzugen. Effizienzziele und Weisse Zertifikate sind jedoch auch bei einer Marktöffnung marktkonform, wie die Beispiele verschiedener europäischer Länder zeigen.

Ähnlich wie bei den Wettbewerblichen Ausschreibungen, ergeben sich Überschneidungen zwischen der Massnahme Effizienzziele für den Stromverbrauch und einer Lenkungsabgabe auf Energie hinsichtlich ihrer abschliessenden Wirkung. Erstere würde zu einer zeitlichen Vorwegnahme und Finanzierung von Effizienzmassnahmen im Bereich des Stromverbrauchs führen, die später auf Seiten der Stromverbraucher mit einer Abgabehöherung ausgelöst werden würden.

In diesem Kontext wäre die Massnahme Effizienzziele für den Stromverbrauch nur von befristeter Dauer. Die für die Umsetzung der Massnahme notwendigen Organisations- und Administrationsstrukturen würden mit hohen Anfangsinvestitionen für einen beschränkten Zeitraum aufgebaut. Der Systemwechsel würde zudem einen massiven Eingriff in den Markt für Weisse Zertifikate sowie den Markt für Energiedienstleistungen darstellen, mit unabsehbaren wirtschaftlichen Konsequenzen für alle beteiligten Akteure.

3.6 Zweckmässigkeit im Vollzug

3.6.1 Vollzugstauglichkeit, Vollzugaufwand

Da wichtige Elemente der regulatorischen Ausgestaltung der Massnahme noch offen sind, ist eine Abschätzung der Zweckmässigkeit im Vollzug zum aktuellen Zeitpunkt kaum möglich. Unter anderem müsste man den Standardmassnahmenkatalog des BFE kennen. Für den Vollzug massgeblich ist zudem, ob vor allem auf einen standardisierten Massnahmenkatalog gesetzt werden soll, oder mehrheitlich auf von einzelnen Elektrizitätslieferanten eingereichten und vom BFE bewilligten Effizienzmassnahmen. Bei einem standardisierten Katalog ist die Effizienz im Vollzug günstiger, aber auf Regionen abgestimmte Massnahmen wären schwieriger zu definieren und umzusetzen.

Mit Blick auf die Einführung eines Marktes für Weisse Zertifikate ist davon auszugehen, dass der Schweizer Strommarkt diesbezüglich genügend gross ist. Die vollständige Liberalisierung des Strommarktes würde auf die Zweckmässigkeit des Vollzugs einen positiven Einfluss haben, da einige Aufgaben für den Regulator (Festlegung und Bewilligung der Höhe der überwälzbaren Kosten für die Effizienzmassnahmen) entfallen würden.

Wie bereits erwähnt, sind wichtige Elemente der regulatorischen Ausgestaltung der Massnahme noch offen. Aus diesem Grund ist eine Abschätzung der Vollzugstauglichkeit zum aktuellen Zeitpunkt kaum möglich. Grundsätzlich ist mit einem nicht unwesentlichen administrativen Vollzugaufwand zu rechnen. Dazu zählen unter anderem der Aufwand für die Berechnung der Effizienzziele sowie für die Prüfung und Bewilligung von einzelnen Effizienzmassnahmen.

Die Massnahme birgt zudem insbesondere auf regulatorischer Ebene einige Herausforderungen, die die Umsetzung der Massnahme betreffen und den Vollzugaufwand – trotz aller Bestrebungen – erhöhen können. Sie betreffen insbesondere den Handel mit den Weissen Zertifikaten sowie die Umlage der Kosten für Effizienzmassnahmen auf die Strompreise der Verbraucher. Für den Handel mit Zertifikaten plant das BFE keine eigene Handelsplattform zu betreiben (Interview BFE 2012). Das Betreiben einer Handelsplattform für Zertifikate soll privaten Akteuren überlassen werden. Das BFE plant, sich auf das Monitoring des Handels mit Zertifikaten zu beschränken. Es kann aber nicht ausgeschlossen werden, dass die Entstehung einer oder mehrerer privater Handelsplattformen einen höheren regulatorischen Aufwand des BFE erforderlich machen wird, als dies ursprünglich erwartet wurde. Dazu zählen im speziellen die Bereiche Monitoring und Reporting. Hinzu kommt allenfalls die Einführung eines Prüfungs- und Bewilligungsverfahrens zur Umlage der Kosten für geleistete Effizienzmassnahmen auf die Strompreise der Verbraucher. Diese Frage ist im Hinblick auf die Marktöffnung zu klären. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass in einem liberalisierten Markt eine Regulierung der Umlage entfällt. Die Frage, welche Regulierungen im vollständig geöffneten Strommarkt noch notwendig sind, ist jedoch im Rahmen der Revision des StromVG noch grundsätzlich klar zu stellen.

Auch auf Seiten der Elektrizitätslieferanten dürfte der Vollzugaufwand nicht unbeträchtlich sein. Einerseits können die betroffenen Elektrizitätslieferanten über die Umlage auf die Strompreise einen Teil des Vollzugaufwandes auf die Stromverbraucher abwälzen. Andererseits dürfte ein gewisser Teil des Aufwandes, in Form von Transaktionskosten, bei den Unternehmen verbleiben. Im liberalisierten Markt werden die Kosten zwischen Lieferanten und Verbrauchern in Abhängigkeit der Preiselastizität des Angebots zur Preiselastizität der Nachfrage aufgeteilt werden.

3.6.2 Verbesserungen/Vereinfachungen

Da wichtige Elemente der regulatorischen Ausgestaltung der Massnahme noch offen sind, sind Verbesserungen und Vereinfachungen schwierig vorzuschlagen.

Auf den ersten Blick scheint die Massnahme Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch belastbar, kosteneffizient und flexibel umgesetzt werden zu können. Das Ausmass der Effizienzgewinne bei den Endkunden beruht auf der prozentualen Zielvorgabe, die durch den Bundesrat festgelegt wird. Ein grosser Vorteil der Massnahme ist, dass es Steigerungen der Stromnachfrage in Folge von Wohlfandeffekten und Rebound-Effekten berücksichtigt. Dies erfolgt mittels der jährlichen Neuformulierung der individuell verfügbaren Effizienzziele zuhanden der Elektrizitätslieferanten durch das BFE.

Die Entwicklung eines standardisierten Katalogs von Stromeffizienzmassnahmen und der Zulassung nicht-standardisierter Massnahmen wird den unterschiedlichen Endkunden (Haushalte, Dienstleister, Industrieunternehmen) und der jeweiligen Komplexität bei der Implementierung von Effizienzmassnahmen gerecht. Bei der Formulierung standardisierter Massnahmen sollte vermieden werden, quantifizierbare Massnahmen zu bevorzugen. Als Nachweis für Additionalität ist nicht nur finanzielle Additionalität, sondern auch Additionalität aufgrund der Beseitigung anderer Hemmnisse wie Informationsdefizite zuzulassen. Ansonsten könnte es zu einer Verdrängung der äusserst wirksamen Massnahmen mit nicht quantifizierbaren Wirkungen (Information, Beratung, Ausbildung von Fachkräften) führen, die bisher von Elektrizitätslieferanten durchgeführt wurden.

Langfristig wäre eine Differenzierung des Katalogs, mit Blick auf Massnahmen zur Reduktion von Spitzenlasten, denkbar (Interview BFE 2012). Grundsätzlich bietet eine erhöhte Nachfrage nach Effizienzmassnahmen und die Möglichkeit Effizienzmassnahmen vorzuschlagen und daraus Zertifikate zu generieren, Anreize für die Entwicklung von kosteneffizienten und praxisorientierten Massnahmen. Diese könnten mittel- bis langfristig die Wirksamkeit der Massnahme zusätzlich erhöhen.

3.7 Fazit

Da wie erwähnt beträchtliche Teile der Massnahme in ihrer Ausgestaltung noch offen sind, ist ein wertendes Fazit zur Massnahme Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch nur beschränkt möglich.

Die Herausforderung der Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch liegt in der Konzeption und im Vollzug

Als Vorteil der Massnahme ist eine hohe Effektivität zu nennen. Dazu tragen die verbindlichen und messbaren Effizienzziele bei. Konkurrenz und potenzielle Substitutionseffekte hinsichtlich der bestehenden Massnahmen machen eine Abstimmung oder womöglich einen Umbau des aktuellen Massnahmengefüges im Energieeffizienzbereich jedoch notwendig, will man der Forderung nach Additionalität gerecht werden.

Des Weiteren wird der Gesetzgeber vor beträchtliche Herausforderungen mit Blick auf die Einführung und den Vollzug der Massnahme gestellt. Einerseits ergeben sich nicht unwesentliche regulatorische Fragen. Andererseits ist die Massnahme in der Praxis mit einem beträchtlichen administrativen Aufwand verbunden, der letztlich sowohl den Bund wie auch die Stromlieferanten und indirekt die Endkonsumenten treffen würde. Der Aufwand für den Vollzug und die Umsetzung bei den Energielieferanten kann begrenzt werden, wenn in erster Linie Effizienzmassnahmen umgesetzt werden sollen, die in einem standardisierten Katalog vorgegeben werden.

Effizienzziele in der ersten Etappe der Energiestrategie 2050 und Abgrenzung zu wettbewerblichen Ausschreibungen

Die Einführung der Massnahme Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch könnte mit einem abschliessenden Massnahmenkatalog vor allem auf standardisierbare Effizienzpotenziale im Bereich der Haushalte und im Dienstleistungssektor (ohne Prozessenergie) konzentriert werden. Das jährliche Einsparziel für die Elektrizitätslieferanten müsste entsprechend reduziert werden auf ca. 0.8 bis 1.0 Prozent (auf die Sektoren Haushalte und Dienstleistungen entfallen ca. 58% der landesweiten Stromnachfrage).³⁶ Entsprechend wäre das Instrument der Wettbewerblichen Ausschreibungen auf die übrigen Bereiche zu konzentrieren. Unter den Wettbewerblichen Ausschreibungen würden jene Einsparpotenziale fallen, welche in der Regel objektspezifische Parameter benötigen (z.B. bei der Gebäudeautomation). Die Massnahme Effizienzziele würden jene Einsparpotenziale umfassen, deren Wirkung standardisierbar ist (z.B. Geräteersatz). Elektrizitätslieferanten, welche neue Vorschläge für die Umsetzung von Effizienzmassnahmen einreichen möchten, würden dies bei den Wettbewerblichen Ausschreibungen einreichen. Sollte deren Geschäftsstelle feststellen, dass die entsprechende Effizienzmassnahme standardisierbar ist, würde sie unter Vermittlung des BFE neu in den abschliessenden Massnahmenkatalog für die Weissen Zertifikate aufgenommen.

Rolle der Effizienzziele in der zweiten Etappe mit dem geplanten Lenkungssystem

Sowohl die Massnahme Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch als auch eine Lenkungsabgabe auf den Energieverbrauch zielen darauf, einen effizienteren Energieeinsatz bei den Endkonsumenten zu bewirken. Strebt man langfristig nach einer grundsätzlichen Erhöhung der Energieeffizienz, bietet sich die Lenkungsabgabe an, da sie nicht bloss auf Strom begrenzt ist, sondern eine allgemeine Energieabgabe auf alle Energieträger darstellt. Die Einführung der Effizienzziele würde wie bei den wettbewerblichen Ausschreibungen zu einer zeitlichen Vorwegnahme und Finanzierung von Effizienzmassnahmen im Bereich des Stromverbrauchs führen. Soll die Massnahme Effizienzziele für den Stromverbrauch nur für eine befristete Dauer eingeführt werden, ist der Aufwand für den Aufbau der notwendigen Organisationsstrukturen gegenüber dem erwarteten Nutzen abzuwägen.

Damit die obigen Fragen abschliessend beantwortet werden können, sind weitere Grundlagen zur konkreten Ausgestaltung der Massnahme zu erarbeiten. Eine Studie im Auftrag des BFE soll dazu bis Ende Mai 2013 weitere Informationen liefern.

³⁶ Hochrechnung unter der Annahme, dass die Effizienzpotenziale über die Sektoren gleichverteilt sind.

4 Massnahme „Wettbewerbliche Ausschreibungen“

Das Parlament hat im Jahr 2007 für die „Wettbewerblichen Ausschreibungen“ (WeA) im Rahmen der Erarbeitung des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) bzw. der Revision des Energiegesetzes (EnG) die gesetzlichen Grundlagen beschlossen und das BFE mit der Umsetzung der WeA beauftragt. Seit 2010 werden die WeA durchgeführt.³⁷ Gemäss der Evaluation der WeA³⁸ wurde diese Massnahme eingeführt, um einen möglichst grosse Einsparung bei gegebenen Fördermitteln zu erzielen.

Im Rahmen der Energiestrategie 2050 sollen nun die WeA gestärkt werden. Die finanziellen Mittel für die WeA sollen bis zum Jahr 2020 auf 50 Mio. CHF und später auf rund 100 Mio. CHF aufgestockt werden, was ungefähr einer Vervielfachung des bereits beschlossenen Budgets entspricht.

4.1 Beschreibung der Massnahme

4.1.1 Problem und Ziel³⁹

Problem: Bei der Umsetzung neuer, kreativer Projekte⁴⁰ und Programme⁴¹, welche den Elektrizitätsverbrauch von Geräten, Anlagen, Fahrzeugen, Gebäuden usw. reduzieren, sind viele Hemmnisse zu überwinden: fehlende Sensibilisierung, Informationsdefizite, Aus- und Weiterbildungsdefizite, Finanzierungshemmnisse usw.⁴² Um Projekten oder Programmen mit möglichst hohen Stromeinsparungen pro eingesetzte Mittel den Markt zu öffnen, werden diese finanziell gefördert. Die Förderung dieser Effizienzinvestitionen kann zudem gemäss dem Faktenblatt zur Massnahme⁴³ als Kompensation von nicht internalisierten externen Kosten beim Strompreis interpretiert werden.

³⁷ Vgl. dazu Econcept/Infras (2009): Effizienzmassnahmen im Elektrizitätsbereich. Grundlagen für Wettbewerbliche Ausschreibungen.

³⁸ Egger, Dreher & Partner AG (2012), Evaluation der wettbewerblichen Ausschreibungen.

³⁹ Die nachfolgenden Ausführungen basieren auf folgenden Dokumenten:

BFE (2012), Energiestrategie 2050: Erstes Massnahmenpaket. G5 Verstärkung und Ausbau Wettbewerbliche Ausschreibungen.

BFE (2012), Wettbewerbliche Ausschreibungen für Effizienzmassnahmen im Elektrizitätsbereich. Vollzugsweisung zur Durchführung von Ausschreibungen und Umsetzung von Massnahmen.

⁴⁰ Projekte: Die Stromeffizienzmassnahmen werden alle durch einen Akteur (Projekteigner) bei sich selbst umgesetzt.

⁴¹ Programme: Bei den Programmen wird in der Regel eine Summe gleichartiger Einzelmassnahmen durch eine Trägerschaft umgesetzt. Mit den Programmen sollen Verhaltensänderungen (z.B. Effizienzmassnahmen) bei den Zielgruppen erreicht werden, indem der Elektrizitätsverbrauch reduziert wird.

⁴² Vgl. Econcept, Infras (2009), Effizienzmassnahmen im Elektrizitätsbereich, Grundlagen für die Wettbewerbliche Ausschreibungen, S. 17ff.

⁴³ SECO (2012), Volkswirtschaftliche Massnahmenanalyse zur Energiestrategie 2050. Teil II Faktenblätter zu den einzelnen Massnahmen.

Ziel: Das Ziel der Massnahme ist, Stromeffizienzprojekte und -programme finanziell zu unterstützen, welche mit den eingesetzten Fördermitteln möglichst hohe Stromeinsparungen im Industrie- und Dienstleistungsbereich sowie bei den Haushalten erzielen und ohne Förderprogramme oder aufgrund von Hemmnissen in der Umsetzung nicht realisiert würden. Auch Gemeinden, EVUs und weitere Akteure sollen verstärkt zur Umsetzung von Effizienzmassnahmen bei Unternehmen und Haushalten motiviert werden. Zudem sollen die Wettbewerblichen Ausschreibungen zu einer rascheren Markteinführung neuer Technologien führen.

4.1.2 Art der Massnahme, Zielgruppen, Kontext

Aktuelle Situation

Mit den WeA werden heute Projekte und Programme finanziell unterstützt, welche aufgrund fehlender Rentabilität oder anderer Hemmnisse nicht realisiert würden. Im Fokus der wettbewerblichen Ausschreibungen stehen die „nicht rentablen“ Potenziale bei den Unternehmen. Die Einzelprojekte richten sich in erster Linie an Unternehmen mit mittlerem bis grossem Stromverbrauch. Für Unternehmen mit geringem Stromverbrauch sind die Stromeinsparprojekte zu wenig gross, damit der minimal geforderte WeA-Förderbeitrag von 20'000 CHF erreicht wird.⁴⁴ Haushalte und Unternehmen können im Rahmen von Programmen von den Wettbewerblichen Ausschreibungen profitieren.

Abbildung 4-1: Zielgruppe der Massnahme „Wettbewerbliche Ausschreibungen“

Zielgruppe \ Potenziale	rentabel		nicht rentabel	
	CO ₂ Wärme	Strom	CO ₂ Wärme	Strom
Unternehmen: mittlere, grössere Stromverbraucher				Projekte (zw. 20'000 und 1'000'000 CHF)
Unternehmen: kleinere Stromverbraucher				Programme (zw. 150'000 und 1 Mio. CHF)
Haushalte				Programme (zw. 150'000 und 1 Mio. CHF)

Die aktuellen Rahmenbedingungen (gesetzliche Anforderungen, Ziele und Grundsätze, Ausschreibeverfahren usw.) für die Projekte und Programme werden in der Vollzugsweisung konkretisiert.⁴⁵

⁴⁴ Eine Mindestschwelle ist sinnvoll, damit die Vollzugskosten nicht zu hoch werden.

⁴⁵ BFE (2012), Wettbewerbliche Ausschreibungen für Effizienzmassnahmen im Elektrizitätsbereich. Vollzugsweisung zur Durchführung von Ausschreibungen und Umsetzung von Projekten und Programmen.

- Verfahren: Den Zuschlag aus der Verteilung der Fördermittel aus der Massnahme Wettbewerbliche Ausschreibungen erfolgt im Auktionsverfahren an die Angebote mit dem besten Kosten-Nutzen-Verhältnis.
- Vollzug: Die Wettbewerblichen Ausschreibungen können in drei Ausschreibeverfahren umgesetzt werden:
 - Ausschreibung für grössere Einzelprojekte (Zielgruppe: Industrie und Dienstleistungen),
 - offene Ausschreibungen für Programme (Zielgruppe: alle Sektoren, auch Haushalte) und
 - sektorenspezifische Ausschreibungen für Programme (Zielgruppe wird vorgegeben).
- Finanzierung: Das Budget für die Stromeffizienzprojekte und -programme beträgt aktuell gemäss EnG max. 5 % der Gesamtsumme der Zuschläge auf den Übertragungskosten der Hochspannungsnetze, was aktuell max. 16 Mio. CHF/Jahr und ab 2013 max. 25 Mio. CHF/Jahr entspricht.
- Voraussetzungen: Mit dem Instrument werden noch nicht umgesetzte Projekte und Programme angesprochen, welche den Elektrizitätsverbrauch von Geräten, Anlagen, Fahrzeugen usw. mit Effizienzmassnahmen reduzieren. Dabei sollen sowohl die Umsetzung der Massnahme als auch die Reduktion des Elektrizitätsverbrauchs in der Schweiz erfolgen. Zudem dürfen durch das Projekt oder das Programm keine signifikant negativen ökologischen, sozialen oder wirtschaftlichen Nebeneffekte auftreten.
- Die Ausschreibungen erfolgen ein- bis zweimal jährlich. Der prozessuale Ablauf der Projekt-Ausschreibung ist im Kapitel 8.1 dargestellt.

Die nachfolgende Abbildung 4-2 zeigt, welche Voraussetzungen und Anforderungen an Projekte und Programme im Rahmen der WeA gestellt und nach welchen Kriterien die Projekte und Programme bewertet werden.

Aufgrund der Erfahrungen mit den ersten Ausschreibungen wurden für die Bestimmung der zu fördernden Projekte und Programme folgende Zusatzkriterien festgelegt:

- Das für die jeweilige Ausschreibung reservierte Budget wird gekürzt, falls die zugelassenen Anträge summiert nicht mindestens 120 % des Maximalbudgets betragen. Dadurch soll der Wettbewerbscharakter der Wettbewerblichen Ausschreibungen sichergestellt werden.⁴⁶
- Mit der WeA sollen nur Projekte und Programme unterstützt werden, bei denen der Förderbeitrag je eingesparte Kilowattstunde die Grenze von 15 Rp./kWh nicht überschreitet. Damit wird eine minimale Fördereffizienz⁴⁷ sichergestellt und vermieden, dass sehr unrentable Projekte und Programme mit der WeA gefördert werden.

⁴⁶ ProKilowatt (2012), Wettbewerbliche Ausschreibungen 2013 für Effizienzmassnahmen im Elektrizitätsbereich.

⁴⁷ Die „Fördereffizienz“ wird im Rahmen der WeA wie folgt gemessen: WeA-Förderbeitrag im Verhältnis zur eingesparten Elektrizität während der gesamten Nutzungsdauer ausgedrückt in Rp./kWh. Eine „Fördereffizienz“ von 1

Abbildung 4-2: Wettbewerbliche Ausschreibungen: Voraussetzung, Anforderungen, Bewertung

Voraussetzungen, Anforderungen, Bewertungen ⁴⁸	Projekte	Programme
Minimaler Förderbeitrag	20'000 CHF	150'000 CHF
Maximaler Förderbeitrag	1 Mio. CHF 20 % bei 5 Jahren Paybackzeit, steigend auf 40 % ab 9 Jahren Paybackzeit	1 Mio. CHF
Minimal zu erreichende Effizienz der eingesetzten Mittel	15 Rp./kWh	15 Rp./kWh
Realisierungsbeginn (i.d.R.) ⁴⁹	Spätestens 1 Jahr nach Zuschlag (Ausnahme: ORC-Anlagen - spätestens 2 Jahre nach Zuschlag)	6 Monate nach Zuschlag
Programmabschluss (i.d.R.)	2 Jahre nach Zuschlag (Ausnahme: ORC-Anlagen mit 4 Jahren)	3 Jahre nach Zuschlag
Bewertung	Kostenwirksamkeit: 80 % Innovationscharakter: 20 %	Kostenwirksamkeit: 60 % Umsetzungsrisiken: 30 % Innovations- und Signalwirkung: 10 %

Vorgeschlagene Änderungen: Aufstockung der finanziellen Mittel und neue Fördertatbestände

Aufgrund der durch die Massnahme geplanten Förderung des Bekanntheitsgrades wird gemäss Einschätzung des BFE zukünftig⁵⁰ die verfügbare Beitragshöhe (EnG: max. 5 % der Gesamtsumme der Zuschläge auf den Übertragungskosten der Hochspannungsnetze) bis ca. 2014 ausgeschöpft sein. Um dem entgegenzuwirken, sollen im Rahmen der Energiestrategie 2050 neu die finanziellen Mittel **bis 2020 auf 50 Mio. CHF pro Jahr** und **nach 2020 auf 100 Mio. CHF pro Jahr aufgestockt** werden.

Zukünftig sollen vermehrt **sektorielle Förderprogramme** lanciert werden, die sich u.a. an Industrie- und Dienstleistungsunternehmen richten. Zu den bestehenden Regelungen für Stromeffizienzprojekte und -programme sollen zukünftig auch Effizienzprogramme im Bereich der Stromerzeugung und -verteilung zugelassen werden.

Rp./kWh bedeutet, dass relativ wenig WeA-Förderbeitrag nötig ist, um die Elektrizitätseinsparungen anzureizen. Je höher die Fördereffizienz, desto geringer dieser Rp./kWh-Wert.

⁴⁸ ProKilowatt (2012), Wettbewerbliche Ausschreibungen 2013 für Effizienzmassnahmen im Elektrizitätsbereich.

⁴⁹ Sowohl die Projekte wie auch die Programme dürfen noch nicht umgesetzt sein bzw. die Ausführung erfolgt erst nach dem Zuschlagsentscheid.

⁵⁰ Die folgenden Aussagen beziehen sich auf die Ausführungen des BFE (2012), Energiestrategie 2050: Erstes Massnahmenpaket. G5 Verstärkung und Ausbau Wettbewerbliche Ausschreibungen.

4.2 Wirksamkeit der Massnahme

4.2.1 Auswirkungen auf Energieangebot

Da die Finanzierung der Fördermittel und des Vollzugsaufwands über den Zuschlag auf den Übertragungskosten erfolgt, werden aufgrund der Ausweitung der Massnahme die Strompreise steigen, d.h. das Energieangebot wird für die Haushalte und für die Unternehmen, die nicht vom Netzzuschlag befreit werden, teurer (für weitere Ausführungen dazu vgl. Kapitel 4.4.3).⁵¹

4.2.2 Auswirkungen auf Energienachfrage

Nachfolgend werden die Auswirkungen der Wettbewerblichen Ausschreibungen (WeA) auf die Energienachfrage dargestellt. Wir beginnen mit der Analyse der Auswirkungen der bereits durchgeführten Ausschreibungen in den Jahren 2010 bis 2012. Dabei stützen wir uns auf die im Jahr 2012 durchgeführte Evaluation⁵² der Wettbewerblichen Ausschreibungen 2010 bis 2011 und ergänzen das Zahlenmaterial mit der Ausschreibung 2012.

a) Wirkung der WeA der Jahre 2010 bis 2012 auf die Stromnachfrage

Auswirkungen gemäss Auswertung von ProKilowatt

Die Geschäftsstelle ProKilowatt publiziert jeweils die Resultate der Bieterunden und fasst in einer Liste die geförderten Projekte und Programmen mit einigen zentralen Kennzahlen und einem kurzen Beschrieb zusammen. Die nachfolgenden Ausführungen fassen die WeA für die vergangenen Jahre 2010 bis 2012 zusammen.

Von 2010 bis 2012 hat die Anzahl der geförderten **Projekte** von 18 (Jahr 2010) auf 67 (Jahr 2012) zugenommen (vgl. Abbildung 4-3).⁵³ In den drei Jahren 2010 bis 2012 wurden insgesamt 116 Projekte im Rahmen der WeA gefördert, nur gerade 5 der zugelassenen Projekte wurden durch das Bietverfahren von der Förderung ausgeschlossen. Somit hat sich in diesen drei Jahren noch kein funktionierender Wettbewerb um die WeA-Fördergelder etabliert.

Aufgrund der Stromsparinvestitionen in den geförderten Projekten können über die gesamte Nutzungsdauer gerechnet 453 GWh Strom eingespart werden (inwieweit diese Stromeinsparung zusätzlich bzw. additional ist, wird unter c) untersucht). Dies entspricht – bei einer unterstellten mittleren Nutzungsdauer von 15 Jahren – 30 GWh/Jahr. Der Stromverbrauch der

⁵¹ SECO (2012), Volkswirtschaftliche Massnahmenanalyse zur Energiestrategie 2050. Teil II Faktenblätter zu den einzelnen Massnahmen.

⁵² Egger, Dreher & Partner AG (2012), Evaluation der wettbewerblichen Ausschreibungen.

⁵³ Zugelassene Projekte sind diejenigen, welche alle Anforderungen und Voraussetzung für die Teilnahme an der WeA erfüllen.

Wirtschaft konnte damit um 0.08 % gesenkt werden. Bezogen auf den Stromverbrauch der mittleren und grösseren Unternehmen betrug die Einsparung 0.15 %.⁵⁴

Die Fördereffizienz der Projekte – also die spezifischen Förderbeiträge pro eingesparte kWh Strom – beträgt durchschnittlich 3.4 Rp./kWh und variiert im Jahresdurchschnitt von 2.3 bis 4.5 Rp./kWh. Eine abnehmende Fördereffizienz ist nicht festzustellen.

Abbildung 4-3: Wirksamkeit von Projekten und Programmen⁵⁵

Projekte	2010	2011	2012	2010-2012
Anzahl bewilligte Projekte	18	31	67	116
Förderbeiträge (in Mio. CHF)	2.6	4.4	8.3	15.3
<i>durchschnittlicher Förderbeitrag / Projekt (in 1000 CHF)</i>	<i>142</i>	<i>141</i>	<i>124</i>	<i>132</i>
Stromeinsparungen, kumuliert über Nutzungsdauer (GWh)	113	98	242	453
<i>jährliche Stromeinsparung (Annahme: 15 Jahre Nutzungsdauer)</i>	<i>8</i>	<i>7</i>	<i>16</i>	<i>30</i>
Durchschnittliche Fördereffizienz (Rp./kWh)	2.3	4.5	3.4	3.4
Programme	2010	2011	2012	2010-2012
Anzahl bewilligte Programme	8	13	9	30
Förderbeiträge (CHF)	6.4	9.2	6.6	22.3
<i>durchschnittlicher Förderbeitrag / Projekt (in 1000 CHF)</i>	<i>803</i>	<i>708</i>	<i>735</i>	<i>742</i>
Stromeinsparungen, kumuliert über Nutzungsdauer (GWh)	437	494	275	1'206
<i>jährliche Stromeinsparung (Annahme: 15 Jahre Nutzungsdauer)</i>	<i>29</i>	<i>33</i>	<i>18</i>	<i>80</i>
Durchschnittliche Fördereffizienz (Rp./kWh)	1.5	1.9	2.4	1.8
Projekte und Programme	2010	2011	2012	2010-2012
Förderbeiträge (in Mio. CHF)	9.0	13.6	15.0	37.5
Stromeinsparungen, kumuliert über Nutzungsdauer (GWh)	549	593	517	1'659
<i>jährliche Stromeinsparung (Annahme: 15 Jahre Nutzungsdauer)</i>	<i>37</i>	<i>40</i>	<i>34</i>	<i>111</i>
Durchschnittliche Fördereffizienz (Rp./kWh)	1.6	2.3	2.9	2.3

⁵⁴ In diese Überschlagsrechnung wurde die Einsparung auf den Stromverbrauch des Jahres 2010 bezogen.

⁵⁵ Vgl. hierzu:

BFE (2011), Stromeffizienz im Industrie- und Dienstleistungssektor, S. 35 ff.

ProKilowatt (2010), Wettbewerbliche Ausschreibungen für Stromeffizienz 2010 – Zuschlagsbescheide – Projekte.

ProKilowatt (2011), Zweite Wettbewerbliche Ausschreibungen für Stromeffizienz 2011 – Zuschlagsbescheide Projekte.

ProKilowatt (2012), Dritte Wettbewerbliche Ausschreibungen für Stromeffizienz 2012 – Zuschlagsbescheide Projekte.

ProKilowatt (2010), Wettbewerbliche Ausschreibungen für Stromeffizienz 2010 – Zuschlagsbescheide – Programme.

ProKilowatt (2011), Zweite Wettbewerbliche Ausschreibungen für Stromeffizienz 2011 – Zuschlagsbescheide Programme.

ProKilowatt (2012), Dritte Wettbewerbliche Ausschreibungen für Stromeffizienz 2012 – Zuschlagsbescheide Programme.

Bei den **Programmen** lässt sich keine zunehmende Tendenz feststellen: Im Jahr 2010 wurden 8 Programme gefördert, 2011 waren es 13 und 2012 9 Programme. In den drei Jahren 2010 bis 2012 wurden somit 30 Programme im Rahmen der WeA gefördert, nur gerade 8 der zugelassenen Programme erhielten keine Förderung. Auch bei den Programmen hat sich noch kein wirklich funktionierender Wettbewerb um die WeA-Fördergelder etabliert.

Aufgrund der Stromsparinvestitionen in den geförderten Programmen können über die gesamte Nutzungsdauer gerechnet 1'206 GWh Strom eingespart werden (inwieweit diese Stromeinsparung zusätzlich bzw. additional ist, wird unter c) untersucht). Dies entspricht – bei einer unterstellten mittleren Nutzungsdauer von 15 Jahren – 80 GWh/Jahr. Der Stromverbrauch von Wirtschaft und Haushalte konnte damit um 0.15 % gesenkt werden.⁵⁶

Die Fördereffizienz der Programme – also die spezifischen Förderbeiträge pro eingesparte kWh Strom – beträgt durchschnittlich 1.8 Rp./kWh und ist damit besser als diejenige der Projekte. Bei den Programmen ist eine abnehmende Fördereffizienz von 1.5 Rp./kWh (Jahr 2010) auf 2.4 Rp./kWh (Jahr 2012) zu beobachten. Ob dies zufällig ist oder auf steigende Grenzkosten oder strategisches Bieterverhalten zurückzuführen ist, kann nicht beurteilt werden.

Die ausbezahlten Förderbeiträge für **Projekte und Programme** sind von 2010 bis 2012 von 9 auf 15 Mio. CHF/Jahr gestiegen. Insgesamt wurden in diesen drei Jahren Förderbeiträge von 37 Mio. CHF ausbezahlt. Der Stromverbrauch von Wirtschaft und Haushalte konnte damit um 0.2 % gesenkt werden.⁵⁷ Die durchschnittliche Fördereffizienz betrug 2.3 Rp./kWh.

Charakterisierung der geförderten Projekte

Das thematische Spektrum der seit 2010 geförderten Projekte reicht von der Erneuerung und Optimierung von Beleuchtungssystemen, Kälteanlagen (Freecooling), Lüftungssystemen oder IT Systemen (Green IT), über die Effizienzsteigerung von mechanischen Antrieben (Pumpen und Motoren), Betriebsoptimierungsprojekte bis zur Visualisierung von Smart Metering bei Endkunden. Die nachfolgende Abbildung zeigt, dass knapp die Hälfte der WeA-Förderbeiträge an Projekte im Bereich Beleuchtung gehen. Knapp 30 % gehen an Projekte im Bereich Kälte und knapp 20 % im Bereich mechanische Prozesse.

⁵⁶ In diese Überschlagsrechnung wurde die Einsparung auf den Stromverbrauch des Jahres 2010 bezogen.

⁵⁷ In diese Überschlagsrechnung wurde die Einsparung auf den Stromverbrauch des Jahres 2010 bezogen.

Abbildung 4-4: Typisierung der geförderten Projekte

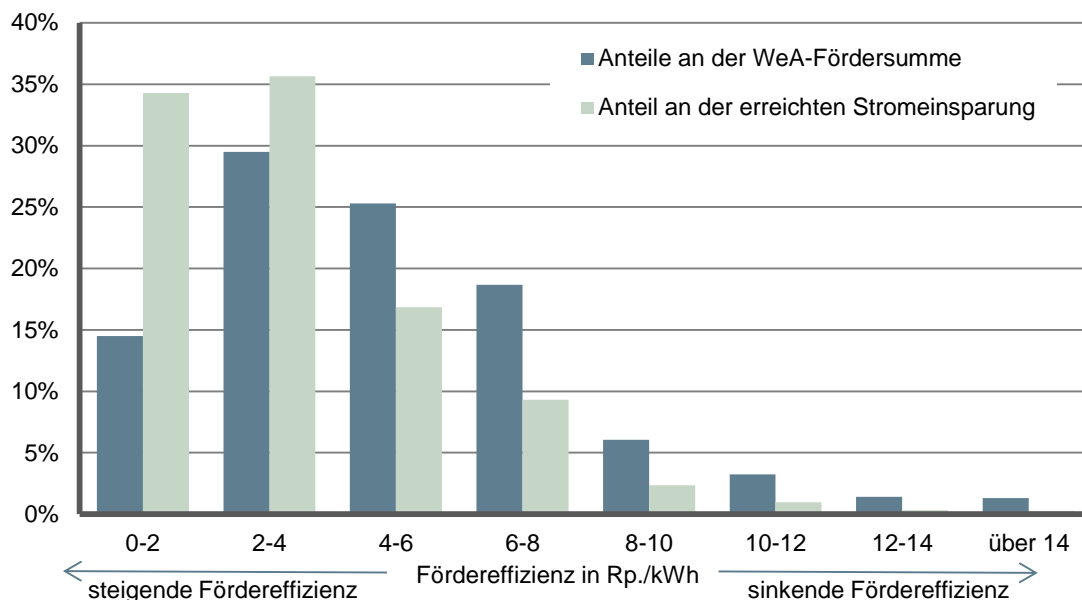
technische Ausrichtung	Anzahl	WeA-Förderbeitrag		Eingesparter Strom		Förder-effizienz [Rp./kWh]
		[Mio. CHF]	[%]	[GWh]	[%]	
Beleuchtung	52	7.3	48%	193	43%	3.8
Kälte	33	4.2	28%	128	28%	3.3
mech. Prozesse	22	2.8	18%	93	21%	3.0
Andere / Diverse	9	1.0	6%	39	9%	2.6
Total (116 Projekte)	116	15.3	100%	453	100%	3.4

Im Rahmen der Beleuchtungs-Projekte werden in erster Linie konventionelle Lichtquellen mit LED ausgerüstet bzw. ersetzt. Bei den mechanischen Prozessen ist eine der zentralen Massnahmen die Umrüstung von konventionellen Antrieben und Pumpen mit drehzahlregulierbaren Anlagen. Gefördert werden somit vor allem Projekte (v.a. im Bereich Beleuchtung), die in absehbarer Zukunft vermutlich rentabel werden.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Anteile der WeA-Förderbeiträge und die Anteile der Stromeinsparungen nach Fördereffizienzklassen geordnet bei den in den Jahren 2010 bis 2012 durch die WeA geförderten Projekten.

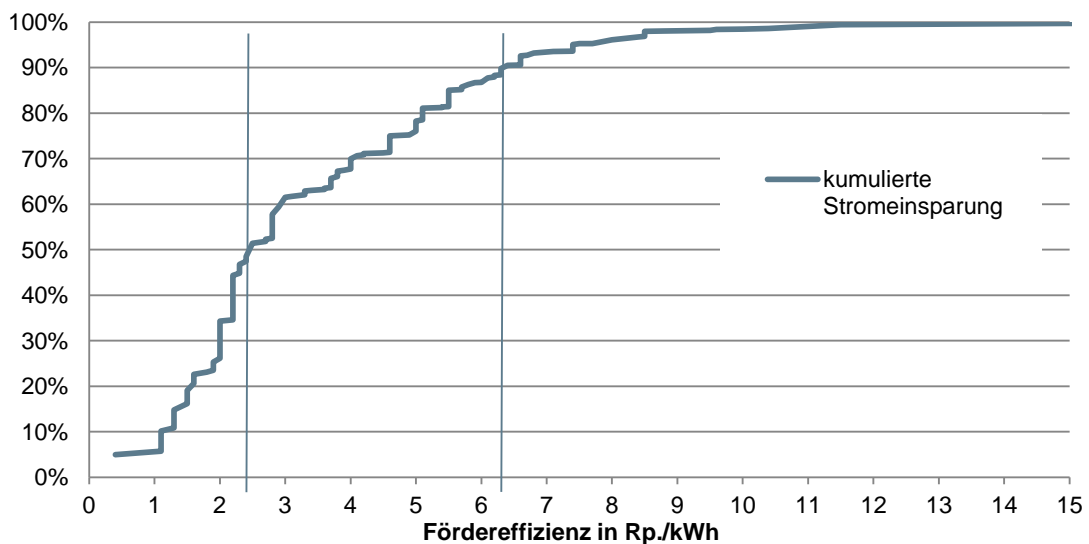
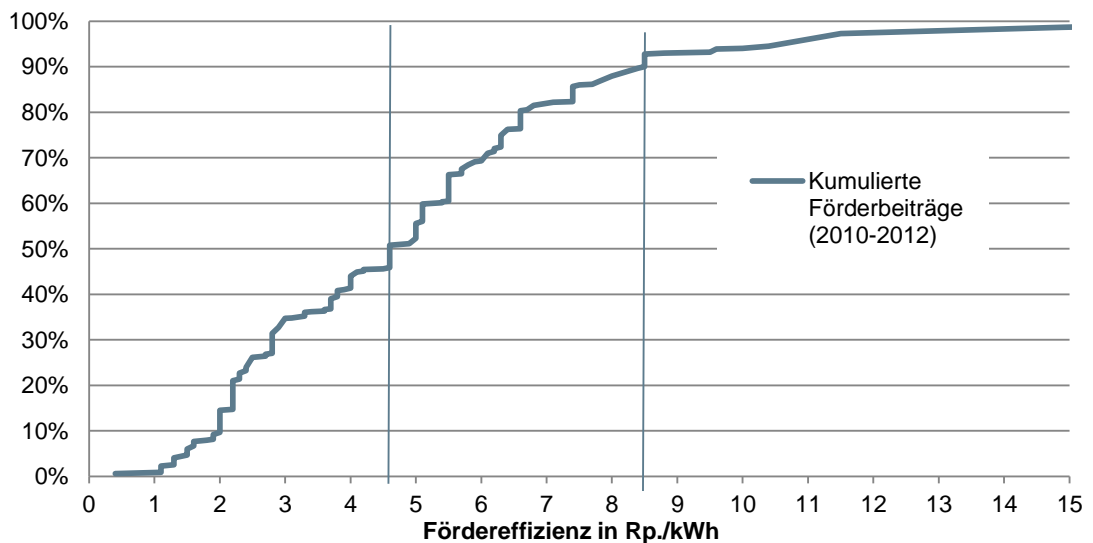
Abbildung 4-5: Anteile an der WeA-Fördersumme bzw. erreichten Stromeinsparung für verschiedene Fördereffizienzgruppen (Jahr 2010 bis 2012)

Anteil an der WeA-Fördersumme, bzw. Stromeinsparung



Die nachfolgende Abbildung zeigt die kumulierten Förderbeiträge und die kumulierten Stromeinsparungen bei den in den Jahren 2010 bis 2012 durch die WeA geförderten Projekten. 50 % der ausbezahlten Förderbeiträge weisen eine Fördereffizienz von unter 4.6 Rp./kWh und 90 % der ausbezahlten Förderbeiträge weisen eine Fördereffizienz von unter 8.5 Rp./kWh auf. In Bezug auf die durch die Förderung rapportierte Stromeinsparung kann folgendes festgestellt werden: 50 % (90 %) der kumulierten Stromeinsparung wird von Projekten erreicht, deren Fördereffizienz unter 2.4 (6.2) Rp./kWh liegt.

Abbildung 4-6: Kumulierte Förderbeiträge und Stromeinsparung für die geförderten Projekte 2010 bis 2012



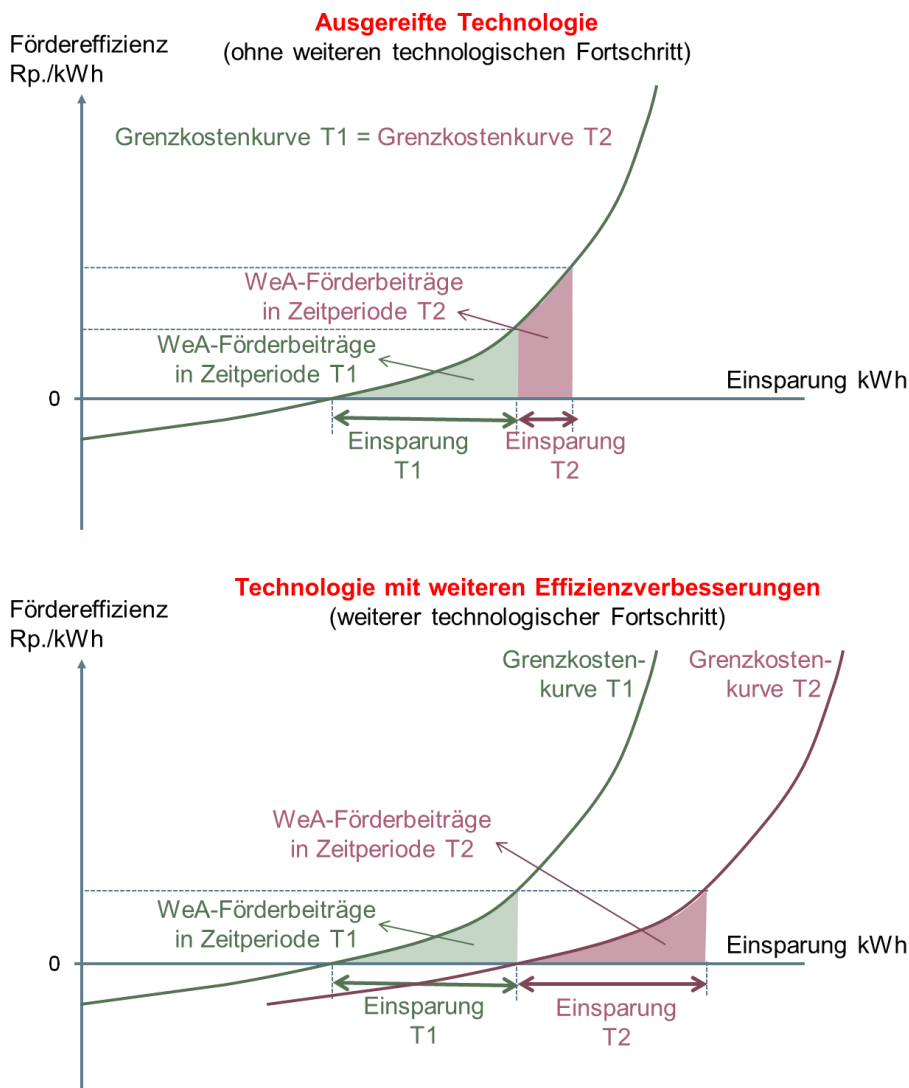
Mit den letzten 30 % der Fördermittel können nur 12 % der Stromeinsparung erzielt werden, mit den ersten 30% dagegen 56%, also fast fünf Mal so viel. Die Grenze für die minimal zu erreichende Fördereffizienz von 15 Rp./kWh ist unter dem Aspekt eines effizienten Mitteleinsatzes sehr hoch angesetzt. Wird sich in Zukunft ein stärkerer Wettbewerb einstellen, dann dürfte dieser bei einer Fördereffizienz von unter 8 Rp./kWh stattfinden. Dies auch im Hinblick

auf die technologischen Fortschritte bei der Beleuchtungstechnologie, welche einen Grossteil der Fördergelder auf sich vereint.

Es ist schwierig, die Entwicklung der künftigen Fördereffizienz abzuschätzen. Mit der Abbildung 4-7 wollen wir illustrieren, dass die technologische Entwicklung einen massgeblichen Einfluss auf die Fördereffizienz – so wie sie im Rahmen der WeA gemessen wird – hat: Im Falle einer „ausgereiften Technologie“ (ohne erwartete weitere Effizienzverbesserungen) ist in einer ersten Periode (T1) mit den WeA-Fördermitteln eine hohe Stromeinsparung zu erreichen. In einer zweiten Periode (T2) wäre mit denselben Fördermitteln nur noch wenig Stromeinsparung zu erzielen, da die Fördereffizienz aufgrund der steigenden Kosten sinkt. Beim Fall einer sich noch entwickelnden Technologie (Verschiebung der (Förder-)Grenzkostenkurve nach rechts) müssen – je nach Tempo des technologischen Effizienzfortschritts – die WeA-Förderbeiträge nicht zwingend steigen, um dieselbe Stromeinsparung auszulösen. Allerdings wäre dann bei dieser Art der Entwicklung nicht die ganze Nutzungsdauer der Stromeinsparung massgebend für die Bestimmung der Fördereffizienz: Die WeA wäre in einem solchen Fall eine Vorwegnahme des technologischen Fortschritts. Diesen Aspekt werden wir im nachfolgenden Abschnitt b) wieder aufgreifen.

Verbesserungsvorschlag: Damit ein effizienter Einsatz der Fördermittel gewährleistet wird, sollte die Grenze von heute 15 Rp./kWh auf rund 8 Rp./kWh gesenkt werden. Diese Schwelle gilt es wegen der ungewissen technologischen Entwicklung periodisch zu überprüfen.

Abbildung 4-7: WeA-Fördereffizienz: Entwicklung abhängig vom künftigen technologischen Fortschritt



Charakterisierung der geförderten Programme

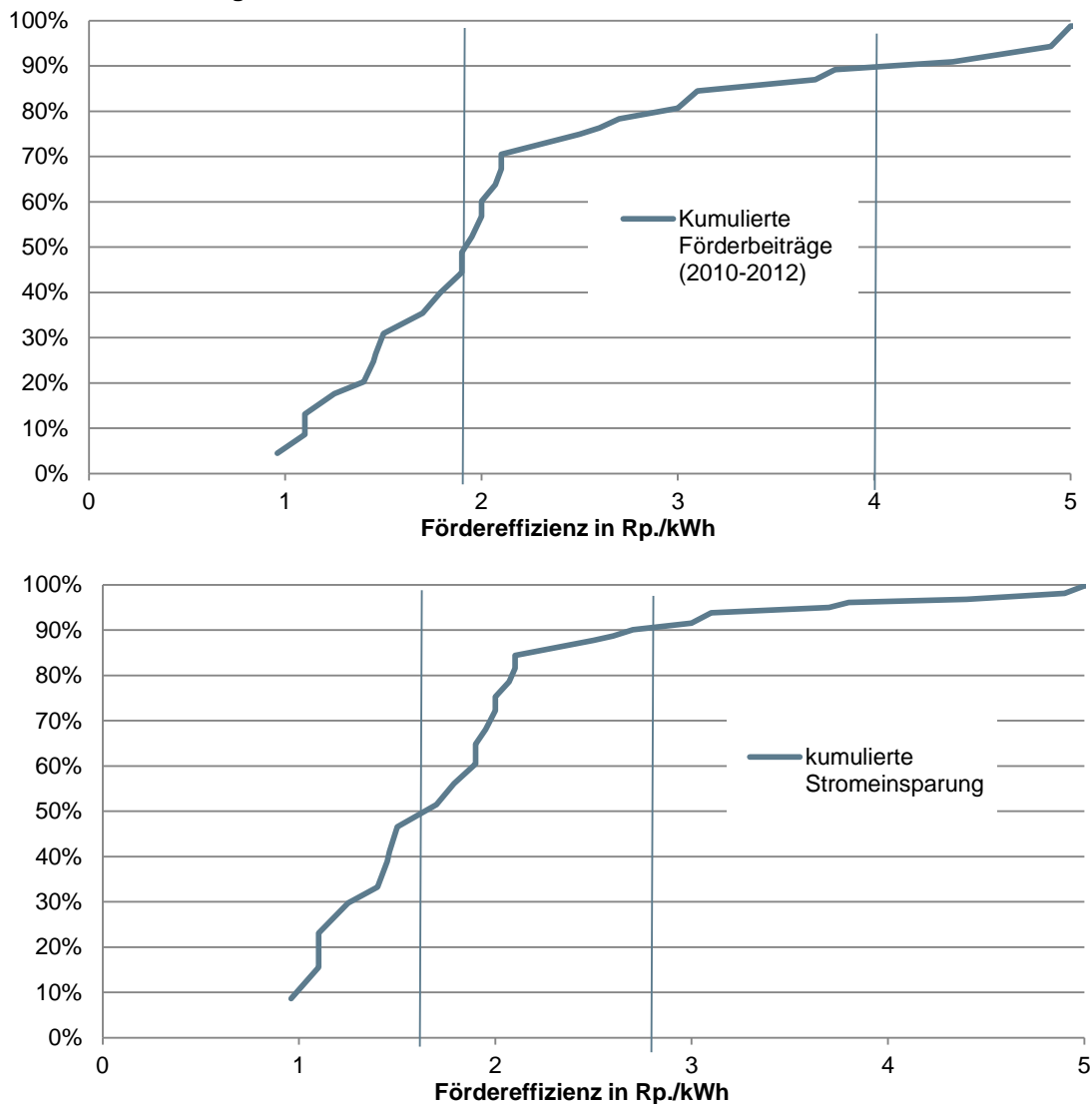
Die Programmvorschlage 2010 – 2012 umfassen Massnahmen zur Selbstkontrolle des Stromverbrauchs von Haushalten (Visualisierung), Ersatz von Halogenspotlampen durch LED in Haushalten, Programme für Pumpen, energieeffiziente Druckluftanlagen und energieeffiziente Lüftungs- und Klimaanlageanlagen, Programme für energieeffiziente Elektrogeräte, für effiziente Beleuchtungen und für Energieeffizienz bei neuen Rechenzentren sowie zur Betriebsoptimierung.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die kumulierten Förderbeiträge und die kumulierten Stromeinsparungen bei den in den Jahren 2010 bis 2012 durch die WeA gefordernden Programmen. 50 % der ausbezahlten Förderbeiträge weisen eine Fördereffizienz von unter 2,0 Rp./kWh und 90 % der ausbezahlten Förderbeiträge weisen eine Fördereffizienz von unter

4.0 Rp./kWh auf. In Bezug auf die durch die Förderung rapportierte Stromeinsparung kann folgendes festgestellt werden: 50 % (90 %) der kumulierten Stromeinsparung wird von Projekten erreicht, deren Fördereffizienz unter 1.7 (2.8) Rp./kWh liegt.

Mit den letzten 30 % der Fördermittel können nur 16 % der Stromeinsparung erzielt werden, mit den ersten 30% dagegen 47%, also drei Mal so viel.

Abbildung 4-8: Kumulierte Förderbeiträge und Stromeinsparung für die geförderten Programme 2010 bis 2012



b) Auswirkungen der geplanten Erhöhung der WeA-Fördermittel auf Stromnachfrage

Das BFE⁵⁸ schätzt, dass das Schweizer Stromeffizienzpotenzial mit den besten zur Verfügung stehenden Technologien (BAT) im Jahr 2025 9.7 TWh/Jahr und im Jahr 2035 22 TWh/Jahr im Vergleich zur üblicherweise eingesetzten Technologie beträgt. Das mit den WeA ausschöpfbare Stromeffizienzpotenzial beträgt gemäss Schätzung BFE 2025 3.0 TWh/Jahr. Um den reduzierten Potenzialen Rechnung zu tragen ist ab 2025-30 eine schrittweise Reduktion der Fördermittel sinnvoll, entsprechend liegt das Stromeffizienzpotenzial 2035 bei 4.0 TWh (vgl. Abbildung 4-9).

Abbildung 4-9: Stromeffizienzpotenziale („BAT - Best available Technology“ und „WeA - Wettbewerbliche Ausschreibungen“) im Vergleich zur üblicherweise eingesetzten Technologie⁵⁹

	Verbrauch 2010 [TWh/a]	Potenzialabschätzung [TWh/a]			
		2025		Trend 2035	
		BAT	WeA	BAT	WeA
Industrie	19.26	2.7	1.6	5.6	n. qu.
DL, G + LW	17.04	3.8	1.1	7.7	n. qu.
Haushalt	18.60	3.2	0.25 ³⁾	8.7	n. qu.
Verkehr (o. Bahn)		n. qu.			n. qu.
Stromversorgung und -verteilung	4.49 ¹⁾	n. qu. ²⁾	0.1	n. qu.	n. qu.
Insgesamt	59.42	9.7	3.05	22.0	4.0

¹⁾ Verluste Elektrizitätsübertragung und -verteilung ohne Verluste Pumpspeicherung.

²⁾ Nicht quantifiziert; vertiefte Analysen notwendig.

³⁾ ohne Ersatz Elektro-Heizungen, -Boiler (in Verantwortung Kantone)

Die obige Abbildung zeigt, dass ein relativ grosses Stromsparpotenzial beim konsequenten Einsatz von BAT-Technologien besteht und ein Teil dieses Potenzials durch die WeA adressierbar ist. Das BFE schätzt, dass bei einem Fördervolumen von maximal 50 Mio. CHF/Jahr bis 2020 und ab 2021 von maximal 100 Mio. CHF/Jahr der Stromverbrauch bis 2025 um rund 1.4 TWh/Jahr reduziert werden kann. Bis 2035 wird mit einer Reduktion des Stromverbrauchs von mindestens 2.4 TWh/Jahr gerechnet.

Bei den obigen Abschätzungen des BFE zu den Einsparwirkungen der WeA wurde davon ausgegangen, dass die Einsparkosten längerfristig auf 5 bis 8 Rp./kWh zunehmen. Nachfolgend werden diese Abschätzungen plausibilisiert, indem ein anderer Zugang gewählt wird

⁵⁸ BFE (2012), Energiestrategie 2050: Erstes Massnahmenpaket. G5 Verstärkung und Ausbau Wettbewerbliche Ausschreibungen.

⁵⁹ BFE (2012), Energiestrategie 2050: Erstes Massnahmenpaket. G5 Verstärkung und Ausbau Wettbewerbliche Ausschreibungen, S. 3.

(aufbauend auf der Entwicklung wie sie die Abbildung 4-7 für den Fall eines weiteren technologischen Effizienzfortschritts exemplarisch zeigt):

- Es wird ein stetiger technischer Fortschritt unterstellt. Dies kann sich bspw. darin äussern, dass eine Technologie günstiger wird (bspw. LED-Technologie) oder dass Geräte zwar nicht günstiger, aber immer stromeffizienter werden. Die nachfolgende Abbildung 4-10 zeigt exemplarisch anhand eines fiktiven Beispiels, dass der gerätespezifische technische Fortschritt (hier 5 %/Jahr unterstellt)⁶⁰ dazu führt, dass einerseits die Fördereffizienz steigt und dass ab einem gewissen Zeitpunkt, das Projekt unter den WeA-Bedingungen rentabel wird.

Abbildung 4-10: Fiktives Beispiel: Abnehmende WeA-Förderbeiträge und steigende Effizienz mit technischem Fortschritt (Annahme: Geräte werden um 5 % günstiger pro Jahr bei gleicher Effizienz)

Jahr	0	1	2	3	4	5
Nutzungsdauer [Jahre]			10			
Stromkosteneinsparung [CHF/Jahr]			150'000			
Stromrelevante Investitionskosten [CHF]	950'000	902'500	857'375	814'506	773'781	735'092
Paybackzeit ohne Fördermittel [CHF]	6.3	6.0	5.7	5.4	5.2	4.9
WeA-Förderbeitrag [CHF]	253'333	226'377	202'162	180'415	160'890	kein Beitrag
WeA-Fördereffizienz [Rp./kWh]	3.4	3.0	2.7	2.4	2.1	

- Bei den WeA-Projekten gibt es solche, die sich in Märkten mit grossem zu erwartendem technischem Fortschritt befinden (bspw. Beleuchtungsprojekte) und andere, die in Märkten mit schon relativ ausgereifter Technik anzusiedeln sind (bspw. Kälte). In der folgenden Überschlagsrechnung für das Sparpotenzial gehen wir davon aus, dass der technische Fortschritt die durch die WeA geförderten Projekte in Bezug auf ihre Wirtschaftlichkeit in 5 bis 10 Jahren einholt:
 - *Annahmen:* Konsequenterweise gehen wir in dieser Betrachtung davon aus, dass die spezifischen Einsparkosten mit der Zeit nicht steigen, da der technische Fortschritt immer wieder neue Projekte an der Schwelle zur Wirtschaftlichkeit freilegt. Weiter wurde – wie bei den Abschätzungen des BFE – unterstellt, dass die WeA-Förderbeiträge bis ins Jahr auf 50 Mio. CHF/Jahr zunehmen und ab 2021 bei 100 Mio. CHF/Jahr liegen.
 - *Überschlagsrechnung:* Die erzielbare Einsparung für das Jahr 2025 berechnet sich für den Fall, dass der technische Fortschritt jeweils das Projekt in rund fünf Jahren „automatisch“ wirtschaftlich macht wie folgt: Ab 2021 werden jeweils 100 Mio. CHF WeA-Förderbeiträge zum heutigen Fördersatz von 3.4 Rp./kWh (dieser bleibt unter Annah-

⁶⁰ Die technischen Fortschritte sind äusserst heterogen. Bspw. wird bei der LED-Technologie eine massive Preisreduktion und verbesserte Effizienz in den nächsten Jahren erwartet, die deutlich über die unterstellten 5% hinausgehen (vgl. Wuppertal Institut (2010), Umwelt- und Ressourcenaspekte einer verstärkten Nutzung von Leuchtdioden).

me eines entsprechenden techn. Fortschritts konstant, vgl. Darstellung in Abbildung 4-7) eingesetzt. Dies führt zu jährlichen Einsparungen von 295 GWh. Wir gehen nun davon aus, dass diese 295 GWh nur während 5 Jahren Wirkung zeigen (weil bis dann der techn. Fortschritt diese Investition rentabel macht). Per 2025 resultieren somit Einsparungen von $5 \cdot 295$ GWh, also rund 1.5 TWh. Dieselbe Berechnung führen wir auch für die Annahme eines weniger schnellen techn. Fortschritts durch (10 Jahre „anrechenbare“ Wirkung) und berücksichtigen auch, dass vor 2021 weniger WeA-Fördermittel zur Verfügung stehen.

- *Resultat der Überschlagsrechnung:* Gehen wir davon aus, dass der technische Fortschritt die durch WeA geförderten Projekte in Bezug auf ihre Wirtschaftlichkeit in 5 bis 10 Jahren einholt, berechnet sich ein Sparpotenzial der WeA im Jahr 2025 von 1.5 TWh/Jahr bis 2.1 TWh/Jahr.
- *Vergleich der Überschlagsrechnung mit der Schätzung des BFE:* Wir liegen mit diesem Schätzansatz leicht über dem geschätzten Wert des BFE von 1.4 TWh/Jahr. Bis zum Jahr 2035 würden wir unter dieser Annahme eine Reduktion des Stromverbrauchs durch die WeA zwischen 1.5 TWh/Jahr und 3 TWh/Jahr berechnen. Die Schätzung des BFE bewegt sich mit den 2.4 TWh in diesem Bereich.

Fazit: Die Plausibilisierung zu den Auswirkungen der WeA auf die Stromnachfrage hat gezeigt, dass die vom BFE geschätzte Stromreduktion von 1.4 TWh (Jahr 2025) bis 2.4 TWh (Jahr 2035) in einer realistischen Grössenordnung liegt.

Dieser Effekt auf die Stromnachfrage kann nur erwartet werden, wenn ohne die finanzielle WeA-Förderung die ausgelösten Stromeinsparungen nicht erzielt worden wären. Die nachfolgenden Ausführungen widmen sich diesem Thema der Additionalität.

c) Additionalität bzw. Mitnahmeeffekte

Um vom Instrument der Wettbewerblichen Ausschreibungen profitieren zu können, muss das Projekt oder Programm entsprechend der Vollzugsweisung den Nachweis der Additionalität erbringen, d.h. die Stromeinsparung, auf das sich das WeA-Projekt bzw. -Programm bezieht, würde ohne finanzielle Förderung nicht oder nicht im selben Umfang umgesetzt.

Projekte: Nachweis der Additionalität

Die Additionalität wird in den WeA „definitorisch“ durch die Vorgabe von Wirtschaftlichkeitsschwellen umgesetzt: Ist das Projekt oder Programm rentabel, erhält es keine WeA-Fördergelder. Die Schwelle der Rentabilität wird bei den WeA-Projekten wie folgt bestimmt:

- Die statische Payback-Zeit des Projekts muss grösser als 5 Jahre bzw. bei Infrastrukturanlagen⁶¹ grösser 9 Jahre sein.

Neben diesem Hauptkriterium werden noch weitere Anforderungen an den Additionalitätsnachweis gestellt, die mit Nachweisen bzw. Erklärungen zu erfüllen sind:⁶²

- Die Umsetzung darf noch nicht erfolgt sein.
- Es wird nur derjenige Teil gefördert, der über die gesetzlichen Bestimmungen hinausgeht.
- Ohne Förderbeitrag würde das Projekt nicht oder nicht im selben Umfang realisiert.
- Die Additionalität zu anderen Effizienzprogrammen muss gegeben sein (bzw. Zielvereinbarungen).
- Der ermittelte Payback darf einer unternehmensinternen Weisung (z.B. höherer interner Payback für Strommassnahmen) nicht widersprechen.

Projekte: Einschätzung der Additionalität durch die „Evaluation der WeA“

Die „Evaluation der WeA“ weist darauf hin, dass das Paybackdauer-Kriterium zur Bestimmung der Additionalität in *Grenzfällen* ein wenig zuverlässiger Indikator ist: Ob ein Projekt, das an der Schwelle zur minimalen Paybackdauer von 5 bzw. 9 Jahren steht, ohne Förderung nicht verwirklicht wird, ist durch die Geschäftsstelle nicht sicher bestimmbar. Aufgrund der Tatsache, dass 60 % aller WeA-Projekte einen Payback von grösser als 10 Jahren ausweisen, schliesst die „Evaluation der WeA“, dass die Additionalität in den meisten Fällen gegeben ist und die Mitnahmeeffekte gering sind.

Projekte: Plausibilisierung der Additionalität

Nachfolgend wollen wir zwei Punkte vertieft betrachten:

- Sind die geförderten WeA-Projekte wirklich unrentabel? Bzw. wie sind die definitorischen Festlegungen der Additionalität über eine vorgegebene Schwelle der Paybackdauer zu bewerten?
- Welche Manipulationsmöglichkeiten bestehen und wie gross ist ihr Einfluss auf die Additionalität und auf den Bieterwettbewerb?

Sind die WeA-Projekte wirklich unrentabel?

Welche Kennzahlen verwenden Unternehmen für die Bestimmung der Wirtschaftlichkeit? In einer konsultativen Befragung im Rahmen eines EnAW-Workshops⁶³ zeigte sich, dass in den

⁶¹ Unter Infrastrukturmassnahmen werden Massnahmen zur Erschliessung und Versorgung von Gebäuden und Produktionsanlagen verstanden. Eingeschlossen sind Massnahmen an Lüftung, Beleuchtung, Wärmeerzeugung, Kälteerzeugung und -verteilung, elektrischen Anlagen, Druckluft usw.

⁶² Vgl. auch die Detailausführungen in Abbildung 8-3.

meisten Unternehmen eine Paybackdauer von maximal 3 bis 5 Jahren gefordert ist. Die Unternehmen, die sich auf den internen Zinssatz (Rendite) abstützen, fordern 6 % bis 10 %.

Gehen wir fallbeispielartig davon aus, dass das Maximum der zulässigen Fördergelder abgeholt wird (was bei 55 % der Projekte der Fall ist), dann können wir in Abhängigkeit der Fördereffizienz die Paybackdauer und die Rendite des Projekts bestimmen. Die Rendite entspricht dem internen Zinssatz und gibt an, wie sich die Stromsparinvestition insgesamt „verzinst“. Die Rendite wird häufig – neben der Paybackdauer – als Kennzahl zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit verwendet.⁶⁴

Die nachfolgenden Abbildung 4-11 und Abbildung 4-12 zeigen Rendite und Paybackdauer in Abhängigkeit der Fördereffizienz anhand eines fiktiven Projektes mit 10 jähriger bzw. 25 jähriger Nutzungsdauer. Diese Berechnungen wurden mit genau derselben Berechnungsweise durchgeführt, wie sie das WeA-Antragsformular vorgibt. Es wurde unterstellt, dass der jeweils maximal mögliche Förderbetrag beantragt wird.⁶⁵ Bei der Kurve „Rendite mit WeA“ bzw. „Payback mit WeA“ zuerst ein flacherer Verlauf festzustellen. Dieser ist darauf zurückzuführen, dass die Förderbeiträge mit sinkender Fördereffizienz von 20% auf 40% zunehmen und dann auf einem maximalen Beitrag von 40% fixiert sind.

Abbildung 4-11 und Abbildung 4-12 zeigen, dass wenn man eine Rendite von mindestens 8 % fordern würde, alle Projekte mit einer Fördereffizienz von mindestens 3.5 bis 4 Rp./kWh als rentabel einstufen würde. Unter dieser Rendite-Betrachtung wären also mehr als 50 % der WeA-Projekte auch ohne Förderung rentabel (vgl. Abbildung 4-5 bzw. Abbildung 4-6) und die WeA-Förderung würde aus einem rentablen Projekt ein hochrentables Projekt machen, indem sie die Rendite um weitere 6 % bis 8 % anhebt.

Die obige Betrachtung zeigt, dass die „definitorische“ Festlegung der Additionalität über die Festlegung eines Schwellenwerts für die Paybackdauer die Additionalität nicht „garantieren“ kann. Trotz dieser kritischen Betrachtung, erachten wir das vom BFE gewählte, pragmatische Vorgehen über die Paybackdauer als zielführend. Auch die vorgegebenen Schwellenwerte

⁶³ Von Ecoplan, A. Müller, durchgeführte Befragung im Rahmen eines EnAW-Workshops im Jahr 2008 zur Berechnung von wirtschaftlichen Kennzahlen in Unternehmen. Beteiligt haben sich Personen aus 46 Betrieben, wobei die Hälfte aus Betrieben mit mehr als 2'050 Angestellten kommen. Verwendet werden in der überwiegenden Mehrheit einfache, statische Methoden. Als Kennzahl für die Wirtschaftlichkeit dominiert die Paybackdauer, die von 1 bis 8 Jahren geht, wobei rund 70% der Betriebe eine Payback von 3 bis 5 Jahren fordern. Die am zweithäufigsten genannte Kennzahl, die teilweise auch zusammen mit der Paybackdauer benutzt wird, ist der interne Zinssatz (Rendite). Hier werden Renditen zwischen 4% bis 15% gefordert, wobei die meisten Unternehmen eine Rendite von 6% bis 10% fordern.

⁶⁴ Payback und interner Zinsfuß sind die in den Unternehmen gebräuchliche Kennzahlen zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit. Die „bessere“ Kapitalwertmethode wird auch angewendet, bleibt aber in der Regel der Beurteilung von grösseren Projekten vorbehalten.

⁶⁵ Konkret wurden die beiden Beispiele mit folgenden Eckzahlen durchgeführt:

Lange Nutzungsdauer: 25 Jahre, Stromrelevante Investitionskosten: zwischen 1 bis 7 Mio. CHF, Netto Stromersparung pro Jahr 3.75 Mio. CHF, konstante Strompreise.

Kurze Nutzungsdauer: 10 Jahre, Stromrelevante Investitionskosten: 0.75 bis 2.8 Mio. CHF, Netto Stromersparung pro Jahr 2.1 Mio. CHF, konstante Strompreise.

von 5 bzw. 9 Jahren sind sinnvoll und mit dem System der Zielvereinbarungen koordiniert. Die Gründe sind:

- Eine statische Paybackdauer im Rahmen von minimal 5 bis 9 Jahren macht vor allem in den Bereichen mit relativ hohem zu erwartendem technischen Fortschritt (bspw. LED) Sinn. In diesen Bereichen kann evtl. bereits eine hohe Rendite erzielt werden, aber das „Abwarten“ wäre aufgrund des zu erwartenden technischen Fortschritts noch rentabler. Will man die Diffusion in den Bereichen mit hohem zu erwartendem technischen Fortschritt vorantreiben, so ist eine auf der Paybackdauer basierenden Förderschwelle zielführender als die Verwendung einer vorgegebenen Maximalrendite als Förderschwelle.
- Viele Unternehmen fordern für ihre Investitionen einen Payback zwischen 3 bis 5 Jahren. Ein Schwellenwert für die Förderung von 5 bis 9 Jahren ist daher nachvollziehbar. Eine kurze Payback-Dauer ist aus Sicht der Unternehmen rational und in vielen – aber nicht allen - Fällen auch begründbar.⁶⁶
- Die Fokussierung auf einen Schwellenwert hat zwar Nachteile hinsichtlich „Treffgenauigkeit“ bei der Additionalität, hat dafür Vorteile im Vollzug. Ein zu kompliziertes System mit mehreren Schwellenwerten kann gerade im Rahmen des Systems der „Wettbewerblichen Ausschreibungen“ nicht empfohlen werden.

Der Vergleich mit Additionalitätsanforderungen für Klimaprojekte (vgl. Abbildung 8-3) zeigt, dass bei Klimaschutzprojekte differenziertere Anforderungen gestellt werden. Insbesondere sind bei den zu beurteilenden WeA-Projekten keine Investitionsalternativen bspw. im Sinne eines „optimierten Referenzpfades“ zu prüfen. Dies kann zu Verzerrungen führen: Ein Unternehmen, das bereits alle „rentablen“ Massnahmen umgesetzt hat und sich auf einem „optimierten Referenzpfad“ bewegt, ist im Bietverfahren gegen ein Unternehmen, das noch keine Investitionen getätigt hat, im Nachteil. Bisher haben diese möglichen Verzerrungen noch keine Rolle gespielt (bisher mussten nur sehr wenige Projekte abgelehnt werden), sollten aber bei verschärftem Wettbewerb und stark steigenden Fördermitteln zumindest beobachtet und allenfalls mit geeigneten Massnahmen begegnet werden (bspw. Nachweis, dass die rentablen Massnahmen bereits verwirklicht bzw. geplant und in der Referenzentwicklung berücksichtigt sind). Für die nächsten Ausschreibungsrunden besteht aber noch kein Handlungsbedarf.

⁶⁶ Kurze Payback-Dauern werden wie folgt begründet: Opportunitätskosten (Energieinvestitionen konkurrieren mit anderen Investitionen im „Kerngeschäft“ des Unternehmens für welche kurze Payback-Dauern erzielt werden), Liquiditätsrestriktionen (auch wenn sich Energieinvestitionen lohnen würden, werden sie nicht umgesetzt, da das Überleben des Unternehmens mit den Kerngeschäftsinvestitionen gesichert wird und nicht mit den Energieinvestitionen), Optionsnutzens des „Abwartens“ (bei unsicherer künftiger Entwicklung kann sich ein Hinauszögern der Investition auszahlen, dieser Optionsnutzen kann sehr gross sein und mit der sogenannten Real Option Valuation bestimmt werden), Personalressourcenbindung (Energieinvestitionen binden Personal, welches dann für das Kerngeschäft fehlen) usw.

Kurze Payback-Dauern können dann zu Fehlentscheidungen führen, wenn längerfristige Energieinvestitionen mit einem relativ *sichern* „Return“ nicht umgesetzt werden. An solche Investitionen werden Renditeanforderungen gestellt, die über die Renditeanforderung aus dem Kerngeschäft hinausgehen. Implizit wird also ein Risikozuschlag in eine relativ *sichere* Investition erwartet, der sogar über das (häufig) *unsicherere* Kerngeschäft hinausgeht.

Abbildung 4-11: Rendite der geförderten WeA-Projekte mit kurzer Nutzungsdauer
 Fallbeispiel: Nutzungsdauer 10 Jahre

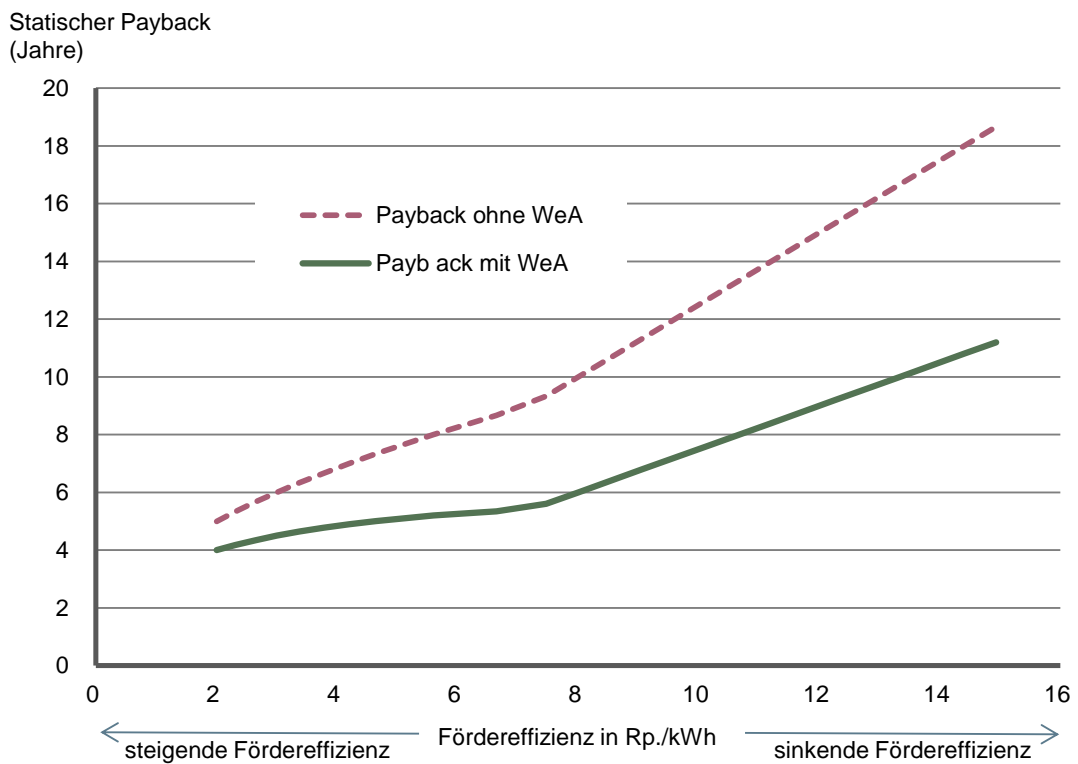
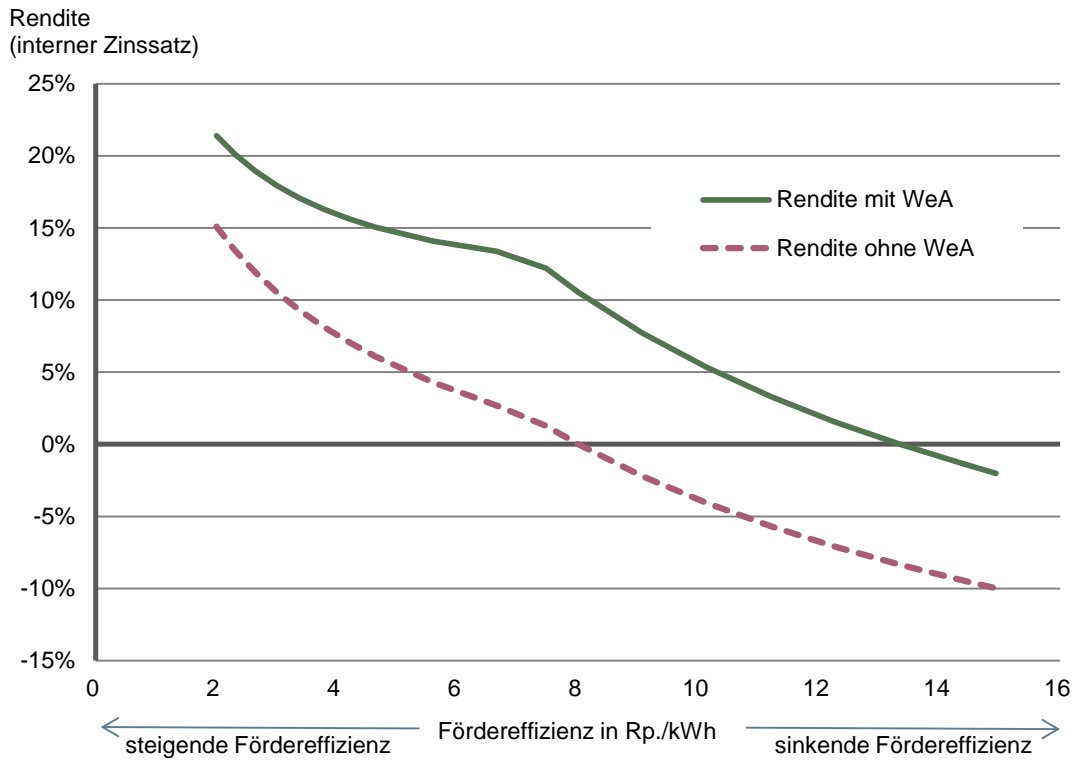
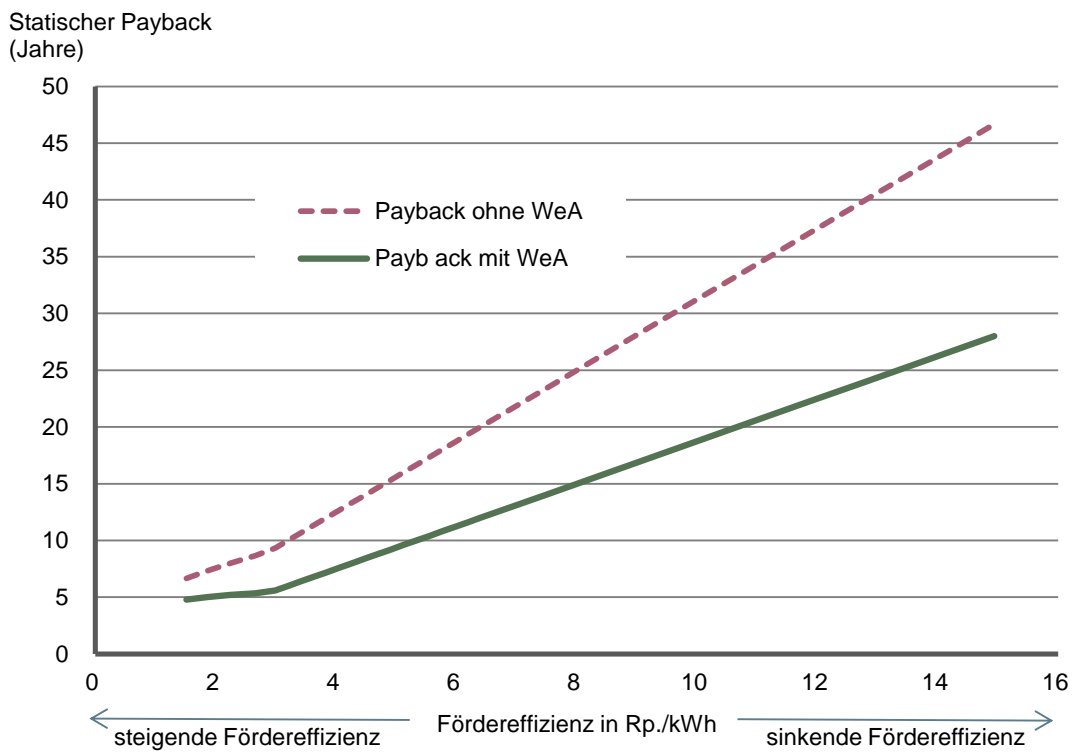
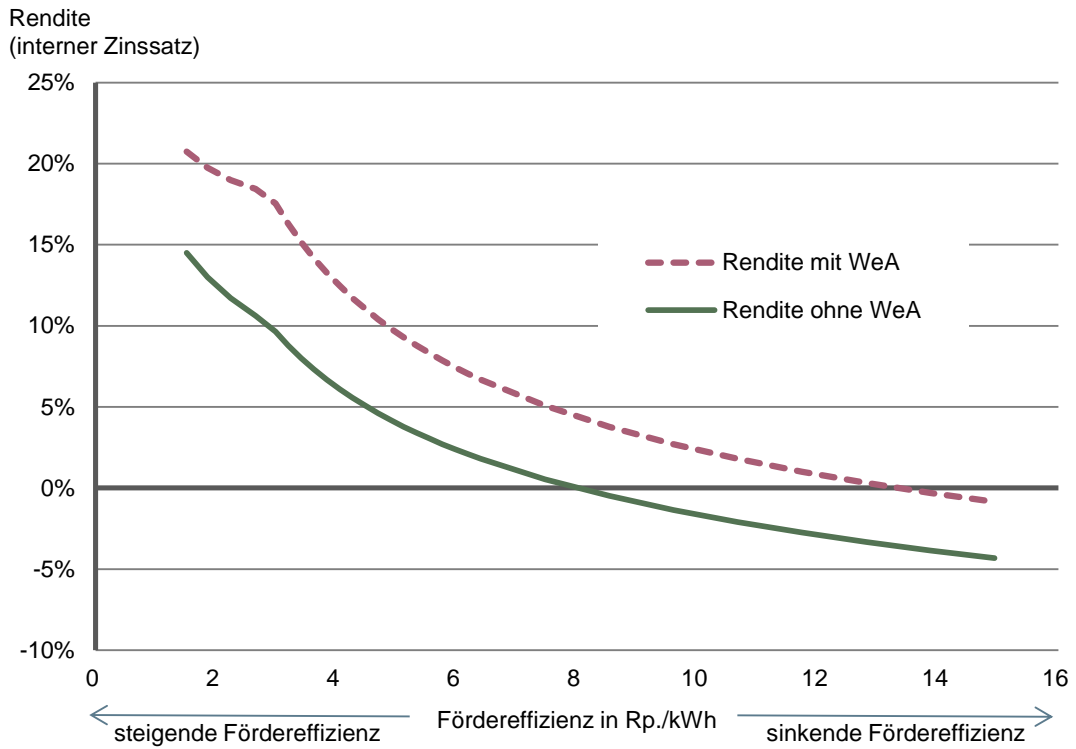


Abbildung 4-12: Rendite der geförderten WeA-Projekte mit langer Nutzungsdauer
 Fallbeispiel: Nutzungsdauer 25 Jahre



Manipulation möglich – bisher aber nicht problematisch

Die „Evaluation der WeA“ untersuchte die möglichen „Manipulationen“ bei der Eingabe von Projektanträgen. Bei den Projektanträgen gibt es vier beeinflussbare Parameter, welche eine Auswirkung auf die Höhe des Förderbeitrages und die Gewinnchance bei der Auktion haben:

- der Betrag der energierelevanten Investition
- die Stromeinsparung pro Jahr
- die Nutzungsdauer der Investition
- der angegebene Strompreis des betreffenden Antragstellers

Die „Evaluation der WeA“ kommt zum Schluss, dass es durchaus Möglichkeiten für verzerrende Angaben gibt, welche die Chancen in der Auktion erhöhen. Dies wurde gemäss „Evaluation der WeA“ in den ersten drei Ausschreibungsverfahren nicht gemacht. Auch die von uns durchgeführten Experteninterviews haben gezeigt, dass die Manipulationsmöglichkeiten bekannt sind, aber bisher kaum systematisch ausgenutzt worden sind. Allerdings bezieht sich diese Aussage auf die vergangene Situation, bei der kaum Wettbewerb geherrscht hat und die meisten Anträge mit einem Zuschlag rechnen konnten.

Nachfolgend sei kurz aufgezeigt, wie gross der „Manipulationsspielraum“ ist: Hat ein Projekt eine Fördereffizienz von 3.4 Rp./kWh, so kann durch kleinere Veränderungen der Nutzungsdauer, Stromkosteneinsparung (als Produkt der Strompreise und der Stromeinsparung) und Investitionskosten eine gezielte Steuerung der für die Förderung zentralen Fördereffizienz erzielt werden (vgl. nachfolgende Abbildung). Grössere Veränderungen sind aber nur möglich unter Inkaufnahme einer Reduktion des WeA-Beitrags. Die Abbildung zeigt, dass ein funktionierender Wettbewerb zentral ist, damit die „Manipulierung“ der WeA-Beitragshöhe durch den Wettbewerb beschränkt wird.⁶⁷

Abbildung 4-13: Auswirkungen von „manipulierbaren“ Grössen auf Fördereffizienz, Payback und WeA-Beitrag

"manipulierbare" Grössen	Abweichung vom Basisfall				Basis	Abweichung vom Basisfall			
	+20%	+15%	+10%	+5%		-5%	-10%	-15%	-20%
Nutzungsdauer	+20%	+15%	+10%	+5%	Basis	-5%	-10%	-15%	-20%
Netto Stromkosteneinsparung	+20%	+15%	+10%	+5%	Basis	-5%	-10%	-15%	-20%
Stromrelevante Investitionskosten	-20%	-15%	-10%	-5%	Basis	+5%	+10%	+15%	+20%
Beispiel 1 mit Nutzungsdauer im Basisfall von [Jahre]:					25				
Effizienz der eingesetzten Fördermittel	1.1	1.4	1.8	2.7	3.4	4.5	5.7	7.4	9.6
Paybackzeit ROI der Massnahme ohne Fördermittel	6.8	7.4	7.9	9.4	10.7	12.7	14.5	16.7	19.2
WeA-Beitrag	47	58	70	90	100	110	121	132	144
Beispiel 2 mit Nutzungsdauer im Basisfall von [Jahre]:					10				
Effizienz der eingesetzten Fördermittel			0.0	2.2	3.4	5.2	8.1	11.3	15.2
Paybackzeit ROI der Massnahme ohne Fördermittel			4.7	5.5	6.3	7.4	8.6	10.2	12.2
WeA-Beitrag			0	75	100	132	173	198	216

⁶⁷ In beschränktem Rahmen sind (bspw. durch die Veränderung der Nutzungsdauer) auch Manipulationen möglich, welche die Fördereffizienz ohne Einbussen bei den WeA-Beiträgen steigern. Vgl. dazu die Ausführungen der „Evaluation der WeA“ zum strategischen Bieterverhalten.

Fazit: Die Projekte der ersten drei Ausschreibungsrunden weisen geringe **Mitnahmeeffekte** auf, d.h. es kann davon ausgegangen werden, dass die meisten Projekte additional sind und ohne die WeA-Förderung nicht verwirklicht worden wären (vgl. auch die Resultate aus der „Evaluation der Wettbewerblichen Ausschreibungen“). Allerdings weisen über 50% der WeA-geförderten Projekte sehr hohe interne Renditen von über 8% aus. Das heisst, dass die Anforderungen der Unternehmen an die Rentabilität von Energieinvestitionen sehr hoch angesetzt werden.

Damit auch in Zukunft die Mitnahmeeffekte klein gehalten werden können, ist es zentral, dass ein funktionierender Wettbewerb etabliert werden kann. Sofern dies nicht gelingt, so wären der Additionalitätsnachweis zu präzisieren (bspw. mit detaillierteren Angaben zur Referenzentwicklung, zu möglichen Alternativen und eine methodisch ergänzte Berechnung der Wirtschaftlichkeit), was allerdings den Vollzug deutlich erschweren würde. Bei den Projekten hat die Etablierung eines funktionierenden Wettbewerbs Priorität. Der verstärkte Wettbewerb hat aber auch seine Kehrseiten: Er führt dazu, dass die beantragten Mittel sinken, aber die Wahrscheinlichkeit steigt, dass das Projekt auch ohne die Unterstützung durchgeführt worden wäre.

Programme: Nachweis der Additionalität

Bei den Anforderungen an den Additionalitätsnachweis bei Programmen sind folgende Punkte zentral.⁶⁸

- Die Umsetzung des Programms bzw. der geplanten Massnahmen darf noch nicht erfolgt sein.
- Ohne Förderbeitrag würden das Programm bzw. die geplanten Massnahmen nicht oder nicht im selben Umfang realisiert.
- Das Programm muss einen wesentlichen Beitrag leisten, die Hemmnisse zur Umsetzung der geplanten Massnahmen zu überwinden.

Programme: Einschätzung der Additionalität und Manipulierbarkeit durch die „Evaluation der WeA“

Gemäss „Evaluation der WeA“ stellt der Prüfmechanismus der Programmanträge sicher, dass die Mitnahmeeffekte bei den Programmen gering sind. Mitnahmeeffekte könnten nur in jenen Fällen auftreten, in denen die Geschäftsstelle bei der Prüfung von Anträgen nicht feststellt, dass diese auf unrealistischen Referenzszenarien basieren.

Im Gegensatz zu den Projekten erachtet die „Evaluation der WeA“ das Risiko bzw. die Möglichkeiten der Antragsteller bei den Programmen, die Angaben strategisch zu verzerren, als gering. Gründe:

⁶⁸ Vgl. auch die Detailausführungen in Abbildung 8-3.

- Wird die Stromverbrauchsentwicklung bei Durchführung des Programms zu optimistisch eingeschätzt, droht nach Durchführung bei Nichteinhaltung eine Kürzung des Förderbudgets. Diese Androhung einer Kürzung hat disziplinierenden Charakter.
- Eine zu pessimistische Einschätzung würde zwar das Risiko der Nichterfüllung vermindern, würde aber dafür die Ausgangslage in der Auktion verschlechtern. Dies kann allerdings nur verhindert werden, wenn ein funktionierender Wettbewerb etabliert werden kann.

Programme: Plausibilisierung der Additionalität

Im Rahmen der vorliegenden Arbeiten konnte keine umfassende Plausibilisierung zur Additionalität vorgenommen werden. Wir gehen aber davon aus, dass bei den Programmen doch mit deutlichen Mitnahmeeffekten zu rechnen ist, wie sie in vielen ähnlichen Programmen jeweils auftreten. Mitnahmeeffekte von 40 % oder mehr sind üblich bei Programmen, die auf Massnahmen bei vielen Kunden zielen. Hier sind gezielte Additionalitätsprüfungen nicht möglich, d.h. ein gewisser Mitnahmeeffekt muss immer in Kauf genommen werden.

Fazit: Insbesondere bei den Projekten ist die Etablierung eines funktionierenden Wettbewerbs zur Sicherstellung einer möglichst guten Additionalität bei der Aufstockung der WeA-Gelder zentral. Gelingt es nicht diesen Wettbewerb zu realisieren, müssten grundlegende Änderungen bei der Ausschreibung vorgenommen werden. Bei den Programmen steht nicht so sehr die Additionalität im Vordergrund, sondern eine möglichst präzise Schätzung und Prüfung der Referenzentwicklung und der Auswirkungen des Programms.

4.3 Auswirkungen auf energiepolitische Ziele

4.3.1 Versorgungssicherheit⁶⁹

Die Versorgungssicherheit wird mit einem Ausbau der WeA zunehmen, da der Stromverbrauch und damit einhergehend die Netzbelastung und der Stromimport abnehmen. Versorgungskritische Momente können allerdings mit der Massnahme nicht vermieden werden.

Mit dem Ausbau der Massnahme auf Programme für die Stromproduktion aus nicht anders verwendbarer Abwärme aus industriellen Prozessen kann zusätzliche Elektrizität produziert werden (ORC-Verfahren), was allenfalls einen kleinen Beitrag an eine erhöhte Versorgungssicherheit leisten kann.

Fazit: Die WeA haben keine nennenswerten, allenfalls leicht positive, Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit.

⁶⁹ Die Ausführungen beziehen sich auf SECO (2012), Volkswirtschaftliche Massnahmenanalyse zur Energiestrategie 2050. Teil II Faktenblätter zu den einzelnen Massnahmen.

4.3.2 Umweltverträglichkeit

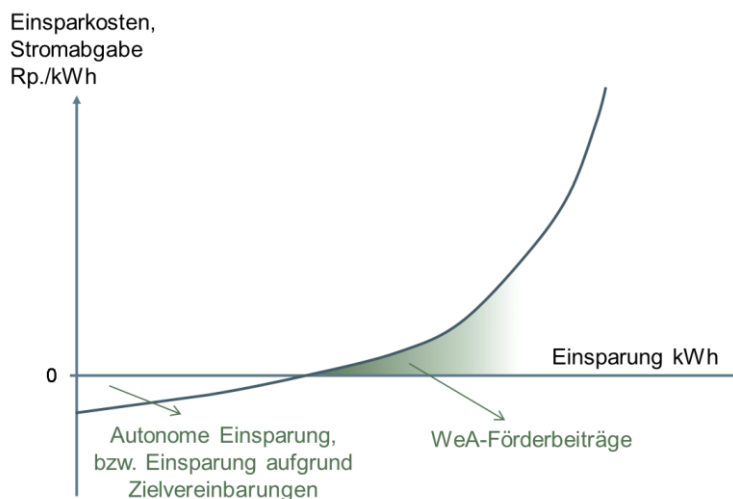
Die Massnahme WeA führt zu einer leichten Abnahme des Stromverbrauchs mit entsprechenden Auswirkungen auf der Stromangebotsseite. Weiter kann es das Stromangebot durch die Förderung der Stromerzeugung aus nicht genutzter industrieller Abwärme (ORC-Verfahren) leicht erhöht werden. Je nach Szenario führen ein geringerer Stromverbrauch und die geringfügig höhere Stromproduktion zu geringeren Stromimporten oder zu einem weniger starken Ausbau der heimischen Stromproduktion. Da jede Stromproduktion (auch die Erneuerbare) mit negativen Auswirkungen auf die Umwelt verbunden ist, haben eine geringere Stromnachfrage und damit eine geringere Stromproduktion positive Effekte auf die Umwelt.

Fazit: Insgesamt hat die Erhöhung der Finanzmittel für die WeA tendenziell leicht positive Auswirkungen auf die Umwelt.

4.3.3 Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit

Das Ziel der WeA ist es, die kosteneffizientesten Stromsparmassnahmen, die nicht von alleine umgesetzt werden, zu unterstützen. Über das Bietverfahren wird sichergestellt, dass nur so hohe Beiträge ausbezahlt werden, dass das Projekt gerade durchgeführt wird. Die nachfolgende Abbildung illustriert dies. Mit dem Bietverfahren wird angestrebt, mit möglichst geringen Kosten (noch) nicht rentable Massnahmen umzusetzen.

Abbildung 4-14: WeA: Förderung nicht rentabler Massnahmen



Gemäss der „Evaluation der WeA“⁷⁰ ist das Instrument ökonomisch effizient, wenn es gelingt,

- möglichst viele Trägerschaften dazu anzuregen, Effizienzsteigerungsmassnahmen zu identifizieren und an den Ausschreibungen teilzunehmen (um den Wettbewerb zu stärken) und
- die nichtadditionalen Projekte und Programme (Vorhaben, die ohnehin realisiert würden) auszuschliessen (um Mitnahmeeffekte zu reduzieren).

Die nachfolgende Abbildung zeigt, dass wir – aufbauend auf den Ausführungen in Kapitel 4.2.2 – zu ähnlichen Mehrkosten der Förderung im Umfang von 5 bis 10 Rp./kWh kommen wie das BFE.

Abbildung 4-15: WeA: längerfristige Kosten der Förderung

	Jahr 2025		Jahr 2035	
Schätzung gemäss BFE				
Stromeinsparung TWh/Jahr	1.4		2.4	
längerfristige Mehrkosten, Fördereffizienz Rp./kWh	5 bis 8			
Plausibilisierung Ecoplan				
Stromeinsparung inkl. Mitnahmeeffekt TWh/Jahr	1.5 bis	2.1	1.5 bis	3.0
Mitnahmeeffekt (sehr grobe Schätzung)	30%			
Stromeinsparung exkl. Mitnahmeeffekt TWh/Jahr	1.1 bis	1.5	1.1 bis	2.1
längerfristige Mehrkosten, Fördereffizienz Rp./kWh	5 bis 10			

Fazit: Die Mehrkosten für die WeA-Förderung bewegen sich in einer Grössenordnung von 5 bis 10 Rp./kWh.⁷¹

⁷⁰ Egger, Dreher & Partner AG (2012), Evaluation der wettbewerblichen Ausschreibungen.

⁷¹ Es handelt sich hier nicht um die in der WeA-Berechnungsmethodik ausgewiesenen Mehrkosten. Diese können wegen der technologischen Entwicklung durchaus auf dem heutigen Niveau bleiben. In diesem Fall darf dann aber nicht die ganze Nutzungsdauer der Stromeinsparung der WeA-Förderung angerechnet. Bei den 5 bis 10 Rp./kWh handelt es sich um die tatsächlichen Mehrkosten unter Einrechnung eines allfälligen technischen Fortschritts. Diese Schätzungen sind als sehr grobe Annäherung gedacht und dienen der Plausibilisierung der getroffenen Annahmen seitens des BFE.

4.3.4 Auswirkungen auf Innovationsanreize (dynamische Effekte)

Bedeutung der Innovation in der WeA

Die WeA hat auch zum Ziel, innovative Projekte zu fördern. Bei der Bewertung von Projekten und Programmen wird entsprechend der Investitionscharakter als Kriterium mitberücksichtigt. Für die Bewertung des Projekts werden die Zuschlagskriterien „Kostenwirksamkeit“ und „Innovationscharakter des Projekts“ folgendermassen gewichtet:

- Kostenwirksamkeit: 0.8
- Innovationscharakter: 0.2

Für Programme steht ebenfalls die Kostenwirksamkeit im Vordergrund, wobei die Umsetzungsrisiken ebenfalls ein hohes Gewicht bekommen. Das Kriterium der Innovations- und Signalwirkung wird relativ tief gewichtet:

- Kostenwirksamkeit: 0.6
- Umsetzungsrisiken: 0.3
- Innovations- und Signalwirkung: 0.1

Die Gewichte für den Innovationscharakter zeigen schon, dass die Innovation im Rahmen der WeA zwar ein Ziel ist, aber kein zentrales.

WeA führt noch nicht zu Innovationsanreizen

Laut der „Evaluation der WeA“ wird das Ziel der Wettbewerblichen Ausschreibungen, Innovationen zu fördern, noch nicht erreicht. Mit den heutigen Anforderungen für die Antragerstellung werden hauptsächlich bekannte und kalkulierbare Technologien gefördert, bei welchen die Kosten und Einsparungen mit geringen Umsetzungsrisiken berechnet werden können. Je innovativer bzw. unbekannter die vorgesehenen Technologien sind, desto weniger Daten liegen für die Berechnungen der entstehenden Kosten und die bewirkte Stromeinsparungen pro beantragten Förderfranken vor, wodurch der Aufwand für die Erstellung des Antrags und das Risiko für Kürzungen der Fördermittel aufgrund falscher Berechnungen steigen.

Vorschlag: Die „Evaluation der WeA“ schlägt vor, dass zukünftig im Rahmen der Programm-Ausschreibungen neue Konzepte in einem kleineren Rahmen geprüft und anschliessend als nationale, sektorspezifische Programme umgesetzt werden. Hier sind insbesondere die Abgrenzungen zu anderen Förderprogrammen (bspw. EnergieSchweiz) und zur Massnahme „Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch“ zu berücksichtigen.

Innovationsanreize nur mit neuen Instrumenten möglich

Die WeA wird aufgrund der einzuhaltenden Rahmenbedingungen im Bietverfahren keine Innovationsanreize zur Entwicklung neuer Technologien setzen. Sie kann aber insbesondere über die Programme Innovationen für die Diffusion neuer Technologien bieten.

Vorschlag: Soll mit dem Instrumentarium WeA auch Innovationsförderung betrieben werden, so müsste eine neue Förderkategorie „Innovative Projekte und Programme“ geschaffen werden. In dieser neu zu schaffenden Förderkategorie müsste der Innovationscharakter viel stärker gewichtet werden.

Fazit: Mit der WeA kann die Diffusion neuer Technologien angereizt werden. Anreize für technologische Innovation gibt die WeA allerdings nicht. Dazu müssten neue Fördergefässe geschaffen werden, bei denen der Innovationscharakter des Projekts oder Programmes sehr hoch gewichtet wäre. Die WeA ist aber technologieneutral, schafft also keine zusätzlichen Verzerrungen zwischen den Technologien.

4.4 Weitere Auswirkungen

4.4.1 Auswirkungen auf Bund

Die Ausweitung des Instruments und dadurch das erhöhte Volumen an Programmen und Projekten erfordert, dass die personellen Ressourcen einerseits bei der Geschäftsstelle und andererseits beim BFE für den Steuerungs- und Kontrollaufwand ausgebaut werden.⁷² Der Vollzugaufwand wird gemäss dem EnV durch den KEV-Fonds finanziert.

4.4.2 Auswirkungen auf Kantone/Gemeinden

Die Kantone und Gemeinden sind von der Massnahme finanziell nicht betroffen.

4.4.3 Auswirkungen auf gesellschaftliche Gruppen (inkl. Verteilungswirkungen)

Die Erhöhung der WeA-Fördermittel führt zu einer Umverteilung, da die grösseren Stromverbraucher vom Netzzuschlag, der teilweise zur Finanzierung der WeA dient, befreit sind. Die Haushalte und die nicht vom Netzzuschlag befreiten Unternehmen finanzieren somit die Fördermittel. Von den Fördermitteln können über Projekte und Programme alle Konsumenten profitieren. Welche Umverteilung sich künftig ergibt, hängt somit auch von der Verwendung der Fördermittel ab.

⁷² BFE (2012), Energiestrategie 2050: Erstes Massnahmenpaket. G5 Verstärkung und Ausbau Wettbewerbliche Ausschreibungen.

4.4.4 Auswirkungen auf die Gesamtwirtschaft

Keine nennenswerten Marktverzerrungen

Die WeA hat keine nennenswerten Marktverzerrungen zur Folge. Die „Evaluation der WeA“ zeigt Schwellenwerteffekte auf, die zu einer Ungleichbehandlung zwischen Trägerschaften führen kann oder kleinere Betriebe aufgrund des minimalen Förderbeitrags von 20'000 CHF benachteiligt. Marktverzerrungen dürften sich daraus aber kaum ergeben, da ja mit den WeA unrentable Massnahmen ausgelöst werden. Das nicht an der WeA teilnehmende Unternehmen dürfte somit keinen massgeblichen Wettbewerbsnachteil erfahren.

Statische Betrachtung: Positive und negative gesamtwirtschaftliche Effizienzeffekte

Negativ wird sich die Erhöhung der Netzzuschläge zur Finanzierung der WeA auswirken. Da die Nachfrage zumindest kurz- und mittelfristig relativ unelastisch ist, ist auch mit keinen grösseren Zusatzlasten (excess burden) zu rechnen. Positiv kann sich hingegen die Stromeinsparung auswirken, sofern die Kosten der Stromeinsparung unter den Grenzkosten der Stromerzeugung liegen – wobei hier die Grenzkosten inkl. externe Effekte und unter Abrechnung der Subventionen (bspw. Subventionierung der Erneuerbaren Energien, die den Marktpreis nach unten „verzerrt“). Welcher Effekt überwiegt, ist ohne detaillierte Modellierung nicht abschätzbar. Per saldo wird die WeA-Förderung von 100 Mio. CHF/Jahr aber keine grösseren gesamtwirtschaftlichen Effekte sowohl in positiver wie auch negativer Hinsicht zeigen.

4.5 Alternative Regelungen / Konnex zu anderen Massnahmen / Einbettung in langfristige Energiestrategie

4.5.1 Alternative Regelungen

Alternative Instrumente zur WeA

Im Rahmen der Arbeitsgruppe „Stromeffizienz im Industrie- und Dienstleistungssektor“ wurden verschiedene Instrumente diskutiert⁷³ und verschiedene Ausprägungen des Effizienzbonus sowie der wettbewerblichen Ausschreibungen detaillierter diskutiert und bewertet.

Die Stromlenkungsabgabe, die ein effizientes Anreizinstrument ist, ist ab 2020 für die zweite Etappe der Energiestrategie 2050 geplant. In der ersten Phase bis 2020 ist keines der in

⁷³ Nationaler Effizienzbonus, Aufstockung der finanziellen Mittel für die Wettbewerbliche Ausschreibungen, Nationaler Stromsparerbonus, Verpflichtung der EVU mit weissen Zertifikaten, Verpflichtung der EVU zur Umsetzung von Stromeffizienzmassnahmen, Decoupling (Einnahmementkopplung vom Absatzwachstum der EVU), Demand Side Management, Smart Metering, freiwillige Massnahmen der EVU, Stromlenkungsabgabe, Information und Beratung sowie Contracting, optimaler Netznutzungstarif.

Vgl. dazu BFE (2011), Stromeffizienz im Industrie- und Dienstleistungssektor.

dieser Arbeitsgruppe diskutierten Instrumente geeignet, für die relative kurze Periode 2020 die WeA zu ersetzen.

Alternative Regelungen

- *Funktionierender Wettbewerb etablieren*: Wie schon mehrmals erwähnt und auch in der „Evaluation der WeA“ dargelegt, ist die Schaffung eines funktionierenden Wettbewerbs Voraussetzung für das Funktionieren der WeA. Dazu sind zwei notwendige Voraussetzungen nötig:
 - *Genügende Anzahl Projekte und Programme*: Die „Evaluation der WeA“ rechnet nicht damit, dass auch bei grösserer Bekanntheit der WeA die Teilnehmerzahl massiv gesteigert werden kann.
 - *Deutliche Überzeichnung*: Gemäss aktueller Regelung wird das für die jeweilige Ausschreibung reservierte Budget gekürzt, falls die zugelassenen Anträge summiert nicht mindestens 120 % des Maximalbudgets betragen. Diese Grenze ist für einen funktionierenden Wettbewerb sehr tief. Wir schätzen, dass für einen längerfristig funktionierenden Wettbewerb eine Überzeichnung von min. 50 % bis 100 % nötig wird. Weiter kann ohne weiteres auch eine minimale Fördereffizienz von bspw. 8 Rp./kWh gefordert werden, der allenfalls längerfristig angehoben wird.

Ob diese Voraussetzungen bei weiter steigenden Fördermitteln eingehalten werden, ist fraglich. Da die Etablierung eines funktionierenden Wettbewerbs so zentral ist, schlagen wir vor, dass klare Ziele gesetzt werden, bis wann dieser Wettbewerb etabliert sein sollte (bspw. innerhalb der nächsten 5 Jahre). Kann kein Wettbewerb geschaffen werden, ist das Instrument WeA abzuschaffen oder neu auszurichten.

4.5.2 Konnex zu anderen Massnahmen

Die WeA haben zu verschiedenen anderen Massnahmen einen Querbezug. Die erforderlichen Abgrenzungen sind aber in den meisten Fällen bereits geregelt.⁷⁴

- Die WeA sind zu den Zielvereinbarungen mit Grossverbrauchern, den Effizienzvorschriften für Elektrogeräte, den Bestimmungen der MuKE und den kantonalen Förderprogrammen als Teil des Gebäudeprogramms komplementär. Erstens sind gemäss Vollzugsweisung der WeA nur Massnahmen zugelassen, die über die gesetzlichen Anforderungen hinausgehen. Zweitens sind Projekte und Programme ausgenommen, welche die Fördergegenstände des aktuell gültigen harmonisierten Fördermodells der Kantone (HFM) betreffen. Drittens zielen die durch die WeA geförderten Projekte im Unterschied zu den Zielvereinbarungen der Grossverbraucher auf die Ausschöpfung nicht wirtschaftlicher Potenziale ab.

⁷⁴ BFE (2012), Energiestrategie 2050: Erstes Massnahmenpaket. G5 Verstärkung und Ausbau Wettbewerbliche Ausschreibungen.

- EnergieSchweiz zielt auf Informations- und Beratungsangebote sowie Aus- und Weiterbildungsangebote, welche sich an Unternehmen richten. Diese Sensibilisierungsinstrumente leisten einen ergänzenden Beitrag zur Erreichung der Ziele der WeA.

WeA und verbindliche Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch

Die Massnahme Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch weist mit der Massnahme Wettbewerblichen Ausschreibungen beträchtliche, unmittelbare Überschneidungen auf (vgl. dazu auch die Ausführungen in Kapitel 3.5.2b). Wie die nachfolgende Abbildung zeigt, richten sich beide Massnahmen teils an dieselben Zielgruppen.

Die *Überschneidungen* zwischen WeA und EVUZ sind beim nicht rentablen Stromsparpotenzial und den kleineren bis mittleren Stromverbrauchern zu suchen. Die Effizienzziele für Energielieferanten (EVUZ) *wirken ergänzend* beim rentablen Stromsparpotenzial ebenfalls bei den kleineren bis mittleren Stromverbrauchern. Die potenziellen Überschneidungen der WeA mit der EVUZ machen eine Abstimmung der beiden Massnahmen notwendig. Im Kapitel 3.5.2b) werden erste konkrete Vorschläge unterbreitet, wie die Abstimmung zwischen WeA und EVUZ vollzogen werden könnte. Die Abbildung zeigt, dass sich der Katalog der Massnahmen bei den EVUZ vor allem an die kleineren Verbraucher richten muss. Im Kapitel 3.5.2b) wird folgende Abgrenzung zwischen WeA und EVUZ vorgeschlagen:

- Standardisierbare und multiplizierbare Effizienzmassnahmen werden mit der Massnahme „Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch“ angegangen. Diese richten sich vor allem an Haushalte und Dienstleistungen, können aber auch Grossverbraucher adressieren, solange es sich um standardisierbare Massnahmen handelt, bspw. den Bürobereich von Grossverbrauchern betrifft.
- Einzelprojekte und grösserer, (noch) nicht standardisierte Effizienzmassnahmen werden im Rahmen der WeA abgewickelt.
- Die WeA kann auch dazu benutzt werden, innovative und neue Programme zu testen, die dann bei Erfolg in den Standardmassnahmenkatalog im Rahmen der Massnahme „Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch“ aufgenommen werden.

Diese Abgrenzung zwischen der WeA und der Massnahme „Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch“ würde bedeuten, dass sich die WeA stärker auf die Einzelprojekte, die (noch) nicht standardisierten Programme und auf innovative Projekte und Programme konzentrieren würde. Die beabsichtigte Stärkung der sektoriellen Programme müsste hinsichtlich dieser Abgrenzung geprüft werden. Dazu schlagen wir die Einführung einer neuen Förderkategorie „Innovative Projekte und Programme“ vor, bei welcher der Innovationscharakter viel stärker gewichtet wird.

Abbildung 4-16: WeA und verbindliche Effizienzziele für EVU (EVUZ)

Zielgruppe	Potenziale	rentabel		nicht rentabel	
		CO ₂ Wärme	Strom	CO ₂ Wärme	Strom
CH-EHS-Unternehmen Verminderungsverpflichtung gegenüber Bund (CO ₂ -Abgabebefreiung) Freiwillige Massnahmen (keine CO ₂ -Abgabebefreiung) Unternehmen mit > 0,5 GWh Strom, > 5 GWh Wärme	EHS CO ₂ -ZV Kant. GV-Artikel	ZV Strom*		WeA Projekte	
Kleine Unternehmen (CO ₂ -Ausstoss kleiner 100 Tonnen pro Jahr)	CO ₂ -Abgabe	EVUZ		Programme EVUZ?	
Haushalte		EVUZ		EVUZ?	

* Jährlicher Elektrizitätsverbrauch vom mehr als 0,5 GWh

4.5.3 Einbettung in langfristige Energiestrategie 2050: Rolle der Massnahme im Hinblick auf die 2. Etappe der Energiestrategie 2050

Mit der Massnahme sollen insbesondere die grössten Stromeffizienzpotenziale bis 2025 ausgeschöpft werden. Falls danach andere Massnahmen der Energiestrategie 2050 im Einsatz stehen, soll das Förderprogramm ab 2025 bis 2030 schrittweise reduziert werden.

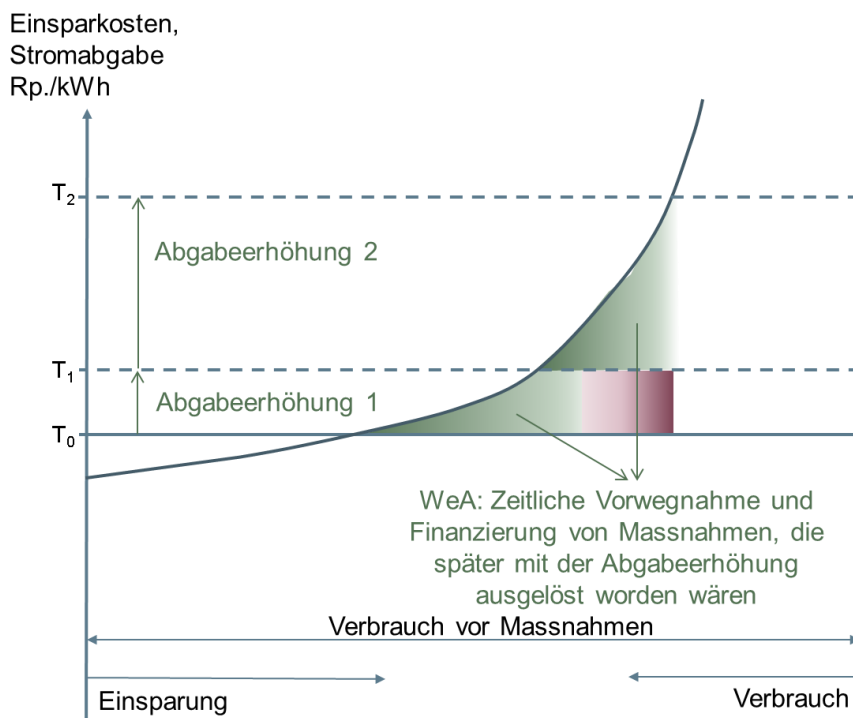
Die WeA kann grundsätzlich als ergänzendes Instrument zu einer Strom- bzw. Energieabgabe weitergeführt werden. Fehlanreize wie bspw. bei der Zielvereinbarung entstehen dadurch nicht. Die nachfolgende Abbildung zeigt, dass die WeA im Lenkungssystem zu einer zeitlichen Vorwegnahme und Finanzierung von Massnahmen führt, die später mit der Abgabehöherung ausgelöst worden wären. Die WeA führt also zu einer teilweisen Entlastung der grösseren Stromverbraucher im Hinblick auf die zu erwartende Abgabehöherung. Wie ist diese Entlastung zu beurteilen:

- *Strukturerhaltung:* Die strukturerhaltende Wirkung einer solchen „Vorfinanzierung“ von Massnahmen im Hinblick auf die steigende Stromabgabe dürfte wenig problematisch sein: Einerseits ist der Umfang der Entlastung gesamtwirtschaftlich relativ gering, andererseits folgt die Wettbewerbliche Ausschreibung der Logik der Abgabe, dass die rentabelsten Massnahmen zuerst umgesetzt werden. Eine strukturverzerrende Wirkung hat – im Gegensatz zur Zielvereinbarung (siehe Kapitel 5.3.4) – die WeA nicht.
- *Verteilungswirkung:* Welche Verteilungswirkung diese „WeA-Vorfinanzierung“ im Umfeld einer Lenkungsabgabe hat, kann nicht beurteilt werden. Dies hängt davon ab, wer von den WeA-Projekten und –Programmen „profitiert“ (Unternehmen, Haushalte), wer wie viel zur Finanzierung der Netzzuschläge (nach Berücksichtigung der Ausnahmeregelung) bezahlt und wie hoch die Stromabgabe ist.
- *Energiepolitischer Nutzen:* Eine „Vorfinanzierung“ kann die Akzeptanz für die Einführung einer Abgabe erhöhen. Die Vorwegnahme von Investitionen ist vor allem dann positiv zu beurteilen, wenn dadurch externe Kosten bei der Stromproduktion und insbesondere die Klimagasemissionen vermieden werden können. Da die Klimagase lange Verweilzeiten in der Atmosphäre aufweisen und daher kumulativ betrachtet werden müssen, wäre eine

Vorwegnahme positiv zu beurteilen. Die Beurteilung hängt also davon ab, welche Stromproduktion aufgrund der vorweggenommenen Stromeinsparung vermieden werden kann.

Eine 20 bis 30 %-ige Erhöhung der Strompreise (bspw. über eine Erhöhung der Stromabgabe) hätte in etwa dieselbe energetische Wirkung wie die WeA-Förderung.⁷⁵ In der Einführungsphase der Lenkungsabgabe sind die Abgaben noch relativ gering und die WeA kann ihre Wirkung weiterhin entfalten.

Abbildung 4-17: WeA: längerfristige Kosten der Förderung



⁷⁵ Bei einem durchschnittlichen WeA-Projekt (Fördereffizienz von 3.4 Rp./kWh) mit kurzer Nutzungsdauer von 10 Jahren und einer Payback-Schwelle von min. 5 Jahre müsste der Strompreis um 30% steigen, damit das Projekt unter den neuen Strompreisen unter die Payback-Schwelle von 5 Jahren fällt. Für ein durchschnittliches WeA-Projekt mit langer Nutzungsdauer und einer Payback-Schwelle von 9 Jahren, wäre eine Strompreiserhöhung von 20% nötig, damit es unter die geforderte Payback-Schwelle fällt und somit keine WeA-Förderbeiträge mehr erhalten würde.

4.6 Zweckmässigkeit im Vollzug

4.6.1 Vollzugstauglichkeit, Vollzugaufwand

Die Massnahme der Ausweitung der Wettbewerblichen Ausschreibungen führt gemäss dem ersten Massnahmenpaket⁷⁶ dazu, dass aufgrund des zunehmenden Volumens an geförderten Projekten und Programmen die Geschäftsstelle ausgebaut und zusätzliche Experten für die Prüfungen der eingereichten Angebote benötigt werden. Beim BFE müssen die personellen Ressourcen um ca. 1 bis 2 Personen für die Begleitung und Kontrolle aufgebaut werden. Es wird erwartet, dass der Vollzugaufwand im Verhältnis zu den ausbezahlten Mitteln von derzeit 5 bis 6 % auf ca. 4 bis 5 %, aufgrund des besseren Verhältnisses von fixen zu variablen Kosten, reduziert werden kann. Der Vollzugaufwand wird durch den KEV-Fonds finanziert.

Die Vollzugsweisung⁷⁷ konkretisiert, dass unter den Vollzugskosten insbesondere Arbeiten des BFE oder von extern Beauftragten für die Durchsicht der Projekte und die Durchführung von Evaluationen, die Marktanalysen und Studien für mögliche sektorische Programme, die Aufwendungen der Geschäftsstelle, Prüfung der Gesuche und der realisierten Wirkungen der Projekte anfallen.

Vollzug des Instruments

Die Aufwendungen bei den Unternehmen belaufen sich gemäss „Evaluation der EVU“ auf 5 bis 15 Arbeitstagen für Projekte und für Programme etwas länger. Befragungen ergaben, dass acht von neun befragten Antragsstellern den Aufwand als gross bis sehr gross, aber trotzdem verhältnismässig einschätzen. Gemäss unseren durchgeführten Experteninterviews⁷⁸ müssten viele dieser Arbeiten aber im Rahmen einer Projektevaluation sowieso gemacht werden. Das eigentliche Ausfüllen des Formulars wird für Projekte auf ½ bis maximal 1 Tag geschätzt.

4.6.2 Verbesserungen/Vereinfachungen

In der Evaluation der Wettbewerblichen Ausschreibungen werden verschiedene Überlegungen zu Verbesserungsmöglichkeiten beim Vollzug genannt, die teilweise schon umgesetzt wurden:

- Klarere Darstellung der Mindestanforderungen in den Ausschreibungsunterlagen (bspw. mittels Checkliste)

⁷⁶ BFE (2012), Energiestrategie 2050: Erstes Massnahmenpaket. G5 Verstärkung und Ausbau Wettbewerbliche Ausschreibungen.

⁷⁷ BFE (2012), Wettbewerbliche Ausschreibungen für Effizienzmassnahmen im Elektrizitätsbereich. Vollzugsweisung zur Durchführung von Ausschreibungen und Umsetzung von Projekten und Programmen.

⁷⁸ Vgl. Liste der befragten Experten, Anhang E.

- Prüfung auf strategisch verzerrte Angaben
- Kompetenzen Geschäftsstelle stärken
- Förderbeiträge: Falls ein Vorhaben, das einen Zuschlag erhalten hat, die prognostizierten Effizienzgewinne bzw. Verbrauchsreduktionen nicht erreicht, kann das BFE den Finanzbeitrag vollständig oder teilweise zurückfordern. Allerdings besteht heutzutage das Problem, dass die Gelder unter gewissen Umständen, wie mangelnder Reserven oder fehlender Versicherungsdeckung, nicht zurückgefordert werden können. Dieses Problem wird zudem verschärft, als Programmträger Förderbeiträge an Dritte weiterreichen können, ohne dass vertragliche Regelungen zur Nutzung und zu den Rückzahlungsgarantien dieser Fördermittel bestehen. Entsprechend sollte der Auszahlungsmechanismus der Förderbeiträge bei Programmträgern ohne Garantien angepasst werden.

Weitere von den Experten aufgeworfenen Verbesserungsmöglichkeiten:

- Die Verifikation der Anträge von Projekten kann verbessert werden, indem den Experten mehr Ressourcen und Mittel für die Prüfungsarbeiten zur Verfügung gestellt werden und Gespräche unter den Experten gefördert werden.
- Bei den Programmen sind die nachträglichen Leistungs- und Wirkungsnachweise schwierig abzuschätzen. Es ist eine Begleitung der Prüfer und eine Schulung notwendig.

4.7 Fazit

Die Herausforderung der WeA liegt im (noch) mangelnden Wettbewerb

Das Instrumentarium WeA kann mittel-, längerfristig nur funktionieren, wenn ein Wettbewerb um die Fördergelder etabliert werden kann. Wie die „Evaluation der WeA“ gezeigt hat, stellte sich in den ersten drei Ausschreibungen noch kein richtiger Wettbewerb ein. Für die „Disziplinierung“ der Antragsteller muss in der jetzigen Ausgestaltung der WeA ein funktionierender Wettbewerb sorgen. Fehlender Wettbewerb würde dazu führen, dass durch „Lerneffekte“ der Antragsteller zum Bietverhalten die Mitnahmeeffekte steigen würden. Das heisst die WeA würden ihr Ziel, möglichst viele (noch) nicht wirtschaftliche Massnahmen auszulösen, verfehlen. Das Problem ist seitens BFE erkannt und wird denn auch im Massnahmenblatt zur Energiestrategie mit verschiedenen Vorschlägen zur Verbesserung des Wettbewerbs⁷⁹ adressiert.

Das Instrumentarium WeA ist noch kein ausgereiftes Instrument, sondern ein innovatives, neues Instrument, das einer ständigen Weiterentwicklung bedarf. Mit steigendem Mitteleinsatz wäre zur ständigen Verbesserung des Instrumentariums ein detaillierteres Monitoring aufzuziehen und das Instrument periodisch zu evaluieren.

⁷⁹ Erhöhung des Bekanntheitsgrads durch gezielte Informationen, aktive Förderung von Contractinglösungen zur Überwindung allfälliger Liquiditätshemmnisse, Förderung des Energiemanagements in Betrieben, Entwicklung des Marktes für Energiedienstleister usw.

WeA in der ersten Etappe der Energiestrategie 2050

In erster Priorität ist in den nächsten Ausschreibungen ein funktionierender Wettbewerb um die Fördermittel zu etablieren. Dazu sind zwei notwendige Voraussetzungen nötig:

- *Genügende Anzahl Projekte und Programme:* Forcierte Information, Kommunikation und koordinierte Aus- und Weiterbildung und Qualifizierungen sind dazu notwendig. Die „Evaluation der WeA“ ist zu diesem Punkt eher kritisch und rechnet nicht damit, dass auch bei grösserer Bekanntheit der WeA die Teilnehmerzahl massiv gesteigert werden kann.
- *Deutliche Überzeichnung:* Gemäss aktueller Regelung wird das für die jeweilige Ausschreibung reservierte Budget gekürzt, falls die zugelassenen Anträge summiert nicht mindestens 120 % des Maximalbudgets betragen. Diese Grenze ist für einen funktionierenden Wettbewerb sehr tief. Wir schätzen, dass für einen längerfristig funktionierenden Wettbewerb eine Überzeichnung von min. 50 % bis 100 % nötig wird. Weiter kann auch eine minimale Fördereffizienz in der Höhe von bspw. 8 Rp./kWh gefordert werden, der allenfalls längerfristig angehoben wird.

Ob diese Voraussetzungen bei weiter steigenden Fördermitteln eingehalten werden, ist fraglich. Da die Etablierung eines funktionierenden Wettbewerbs so zentral ist, schlagen wir vor, dass klare Ziele gesetzt werden, bis wann dieser Wettbewerb etabliert sein sollte (bspw. innerhalb der nächsten 5 Jahre). Kann kein Wettbewerb geschaffen werden, ist das Instrument WeA abzuschaffen oder neu auszurichten.

WeA und verbindliche Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch (EVUZ)

Die Massnahme Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch weist mit der Massnahme Wettbewerblichen Ausschreibungen beträchtliche, unmittelbare Überschneidungen auf. Beide Massnahmen richten sich teilweise an dieselben Zielgruppen.

Die *Überschneidungen* zwischen WeA und EVUZ sind beim nicht rentablen Stromsparpotenzial und den kleineren bis mittleren Stromverbrauchern zu suchen. Die EVUZ *wirken ergänzend* beim rentablen Stromsparpotenzial ebenfalls bei den kleineren bis mittleren Stromverbrauchern. Die potenziellen Überschneidungen der WeA mit der EVUZ machen eine Abstimmung der beiden Massnahmen notwendig. Der Katalog der Massnahmen bei den EVUZ sollte sich vor allem an die kleineren Verbraucher richten und die standardisierbaren Effizienzmassnahmen adressieren. Die WeA soll sich stärker auf Einzelprojekte, (noch) nicht standardisierte Programme und auf innovative Projekte und Programme konzentrieren. Dazu schlagen wir die Einführung einer neuen Förderkategorie „Innovative Projekte und Programme“ vor, bei welcher der Innovationscharakter viel stärker gewichtet wird.

Rolle der WeA in der zweiten Etappe mit dem geplanten Lenkungssystem

Mit der Massnahme sollen insbesondere die grössten Stromeffizienzpotenziale bis 2025 ausgeschöpft werden. Falls danach andere Massnahmen der Energiestrategie 2050 im Einsatz stehen, soll das Förderprogramm ab 2025 bis 2030 schrittweise reduziert werden.

Die WeA kann grundsätzlich als ergänzendes Instrument zu einer Strom- bzw. Energieabgabe weitergeführt werden. Fehlanreize wie bspw. bei der Zielvereinbarung entstehen dadurch nicht. Die WeA führen im Lenkungssystem zu einer zeitlichen Vorwegnahme und Finanzierung von Massnahmen, die später mit der Abgabenerhöhung ausgelöst worden wären. Die WeA führt also zu einer teilweisen Entlastung der grösseren Stromverbraucher im Hinblick auf die zu erwartende Abgabenerhöhung.

Eine Erhöhung der Strompreise um 20% bis 30% (bspw. über eine Erhöhung der Stromabgabe) hätte in etwa dieselbe Wirkung wie die WeA-Förderung. In der Einführungsphase der Lenkungsabgabe sind die Abgaben noch relativ gering und die WeA kann ihre Wirkung weiterhin entfalten.

5 Massnahme „Grossverbraucher“

Die Massnahme „Verbindliche Effizienzziele mit gleichzeitiger Befreiung von CO₂-Abgabe und Netzzuschlag für Grossverbraucher⁸⁰“ sieht vor, dass Grossverbraucher bei Verpflichtung und Einhaltung gewisser Ziele im CO₂- als auch im Strombereich nebst der bestehenden Befreiung der CO₂-Abgabe zudem den Netzzuschlag rückerstattet erhalten. Die Rückverteilung des Netzzuschlages wird in erster Linie als Anreiz genutzt, damit die Unternehmen Zielvereinbarungen abschliessen.

5.1.1 Problem und Ziel⁸¹

Problem: Die bereits umgesetzten freiwilligen Zielvereinbarungen mit der EnAW und Verminderungsverpflichtungen mit dem Bund haben vor allem im CO₂-Bereich Wirkung gezeigt.⁸² Auch im Strombereich haben die Zielvereinbarungen gewirkt, aber weniger ausgeprägt als beim CO₂. Im Strombereich fehlen entsprechende Anreizwirkungen, bspw. analog zur Befreiung von der CO₂-Abgabe bei Verminderungsverpflichtungen mit dem Bund, damit die Unternehmen Massnahmen im Bereich Stromeffizienz ebenso prioritär umsetzen wie im CO₂-Bereich.

Ziel: Gemäss dem erläuternden Bericht zur Energiestrategie 2050⁸³ verfolgt der Bund im Bereich Industrie und Dienstleistungen das Ziel, die Energieeffizienzpotenziale und die Nutzung der Abwärme in den Unternehmen möglichst weitgehend auszuschöpfen. Das CO₂-Gesetz beinhaltet dafür die gesetzlichen Bestimmungen für die Reduktion des Verbrauchs von fossilen Brennstoffen. Die Stromeffizienz bzw. der Stromverbrauch sollen mit geeigneten Massnahmen erhöht bzw. reduziert werden.

Für die Umsetzung von Energieeffizienzzielen sollen die Unternehmen in Zielvereinbarungsprozessen mit dem Bund, wie sie bisher bereits für die Befreiung der CO₂-Abgabe angewendet wurden, eingebunden werden. Dadurch sollen nebst den wirtschaftlichen Massnahmen im Brennstoffbereich auch die wirtschaftlichen Potenziale im Strombereich flächendeckend und rascher ausgeschöpft werden. Mit Einhaltung der Zielvereinbarungen mit dem Bund können sich die Unternehmen von der CO₂-Abgabe befreien und den Netzzuschlag auf den Übertragungskosten rückerstatten lassen.

⁸⁰ Gemäss dem ersten Massnahmenpaket des BFE ist ein Grossverbraucher wie folgt definiert:

Stromverbrauch beträgt mind. 0.5 GWh pro Jahr und der Wärmeverbrauch ist mind. 5 GWh pro Jahr.

⁸¹ Die Ausführungen basieren auf folgenden Dokumenten:

SECO (2012), Volkswirtschaftliche Massnahmenanalyse zur Energiestrategie 2050. Teil I Gesamtergebnisse und Empfehlungen.

BFE (2012), Energiestrategie 2050: Erstes Massnahmenpaket. G4 Verbindliche Effizienzziele mit gleichzeitiger Befreiung von CO₂-Abgabe und Netzzuschlag für Grossverbraucher.

⁸² EnAW (2011), Zahlen und Fakten, 2011.

⁸³ UVEK (2012), Erläuternder Bericht zur Energiestrategie 2050 (Vernehmlassungsvorlage).

Der erläuternde Bericht geht davon aus, dass mit der neuen Regelung ein grösserer Kreis von Endverbrauchern, welche von den Rückerstattungsmöglichkeiten profitieren können, geschaffen wird. Dies führt dazu, dass einerseits das Einsparpotenzial von Unternehmen mit hohem Elektrizitätsverbrauch einbezogen und andererseits eine umfassendere wirtschaftliche Entlastung erzielt werden.

5.1.2 Art der Massnahme, Zielgruppen, Kontext⁸⁴

Im Fokus der vorliegenden Abklärung steht die Massnahme „Verbindliche Effizienzziele mit gleichzeitiger Befreiung von CO₂-Abgabe und Netzzuschlag für Grossverbraucher“ (abgekürzt „ZV⁸⁵ Strom“), also die Einführung von Zielvereinbarungen im Strombereich. Damit sollen die Massnahmen im Strombereich auf dieselbe Prioritätenstufe gestellt werden wie die CO₂-Massnahmen.

Die zu beurteilende Massnahme „ZV Strom“ kann nicht isoliert beurteilt werden, sondern ist in einen Gesamtkontext einzubetten. Die nachfolgende Abbildung zeigt, welche weiteren Massnahmen in einem engeren Kontext stehen – sei es in Bezug auf die anvisierte Zielgruppe oder das auszuschöpfende Potenzial.

Abbildung 5-1: Zielgruppe der Massnahme „ZV Strom“

Zielgruppe	Potenziale	rentabel		nicht rentabel	
		CO ₂ Wärme	Strom	CO ₂ Wärme	Strom
CH-EHS-Unternehmen Verminderungsverpflichtung gegenüber Bund (CO ₂ -Abgabebefreiung)		EHS CO ₂ - ZV	ZV Strom*		
Freiwillige Massnahmen (keine CO ₂ -Abgabebefreiung) Unternehmen mit > 0,5 GWh Strom, > 5 GWh Wärme		Kant. GV-Artikel			
Kleine Unternehmen (CO ₂ -Ausstoss kleiner 100 Tonnen pro Jahr)					
Haushalte					

* Jährlicher Elektrizitätsverbrauch vom mehr als 0,5 GWh

⁸⁴ Vgl. dazu:

BFE (2012), Energiestrategie 2050: Erstes Massnahmenpaket. G4 Verbindliche Effizienzziele mit gleichzeitiger Befreiung von CO₂-Abgabe und Netzzuschlag für Grossverbraucher.

SECO (2012), Volkswirtschaftliche Massnahmenanalyse zur Energiestrategie 2050. Teil II Faktenblätter zu den einzelnen Massnahmen.

⁸⁵ ZV = Zielvereinbarung.

Die bereits bestehenden Massnahmen mit einem engen Bezug zur Massnahme „ZV Strom“ sind:

- Schweizer CO₂-Emissionshandelssystem (CH-EHS)
- CO₂-Zielvereinbarung:
 - Verminderungsverpflichtung gegenüber dem Bund, mit CO₂-Abgabebefreiung
 - Freiwillige Zielvereinbarung mit der EnAW, ohne CO₂-Abgabebefreiung
- Kantonaler Grossverbraucher-Artikel (gemäss MuKE, Art. 1.28)⁸⁶

Nachfolgend werden diese Massnahmen in Bezug auf den aktuell gültigen Stand kurz vorgestellt. Am Schluss wird dann die Massnahme „ZV Strom“ vorgestellt.

Aktuelle Situation bis 2020

a) Schweizer Emissionshandelssystem (EHS)

Art. 15 und 16 des CO₂-Gesetzes⁸⁷ enthalten die Bestimmungen für die verpflichtende Teilnahme oder eine Teilnahme auf Gesuch am Schweizer Emissionshandelssystem. Die Unternehmenskategorien, welche zu einer Teilnahme verpflichtet sind, werden im Anhang 6 der CO₂-Verordnung⁸⁸ aufgelistet. Grundsätzlich liegt der Schwellenwert für eine obligatorische Teilnahme gemäss dem erläuternden Bericht zur CO₂-Verordnung⁸⁹ bei einer Gesamtfeuerleistungswärmeleistung von mindestens 20 MW. Gemäss der CO₂-Verordnung kann ein Unternehmen am Schweizer Emissionshandelssystem freiwillig teilnehmen, wenn es eine Tätigkeit entsprechend Anhang 7 ausführt und die Gesamtfeuerleistungswärmeleistung mindestens 10 MW beträgt. Unternehmen, welche am Schweizer Emissionshandelssystem teilnehmen sind von der CO₂-Abgabe befreit.

Das Schweizer Emissionshandelssystem funktioniert nach dem „Cap-and-Trade“-Prinzip.⁹⁰ Dabei wird jährlich die Gesamtmenge an verfügbaren Emissionsrechten anhand einer absoluten Emissionsobergrenze (Cap) durch das BAFU festgelegt. Die Gesamtmenge der Emissionsrechte wird jedes Jahr um 1.74% (relativ zur Ausgangsmenge im Jahr 2010) reduziert. Die Zuteilung der kostenlosen Emissionsrechte an die teilnehmenden Firmen basiert entsprechend dem Anhang 9 der CO₂-Verordnung auf einem Produktbenchmark und einem Anpassungsfaktor.

⁸⁶ Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKE), Ausgabe 2008.

⁸⁷ Bundesgesetz über die Reduktion der CO₂-Emissionen (CO₂-Gesetz) vom 23. Dezember 2011 (Stand am 1. Januar 2013).

⁸⁸ Verordnung über die Reduktion der CO₂-Emissionen (CO₂-Verordnung) vom 30. November 2012 (Stand am 1. Januar 2013).

⁸⁹ BAFU (2012), Verordnung über die Reduktion der CO₂-Emissionen (CO₂-Verordnung). Erläuternder Bericht.

⁹⁰ <http://www.bafu.admin.ch/emissionshandel/05545/index.html?lang=de> [Stand 4.2.13].

Um zukünftig eine Verknüpfung des Schweizer und EU- Emissionshandelssystem zu ermöglichen, wurden die entsprechenden Artikel im revidierten CO₂-Gesetz (mit Stand 1.1.13) in hohem Masse an das EU-EHS angepasst. Die Verhandlungen mit der EU über eine Verknüpfung der beiden Systeme sind seit dem Jahr 2011 im Gang.

Gemäss BAFU⁹¹ nehmen am Schweizer EHS 50 Firmen mit insgesamt ca. 6 Millionen Tonnen CO₂ teil. Laut dem erläuternden Bericht zur CO₂-Verordnung wird mit ungefähr 60 bis 80 Unternehmen (davon 30 Kehrichtverbrennungsanlagen, welche – ohne Zustandekommen einer Branchenlösung – ab 2015 ins CH-EHS integriert werden) gerechnet.

b) Verminderungsverpflichtungen gegenüber dem Bund für die Befreiung der CO₂-Abgabe

Energieintensive Unternehmen aus Wirtschaftszweigen, welche aufgrund der CO₂-Abgabebelastung in ihrer internationalen Wettbewerbsfähigkeit beeinträchtigt und damit der Gefahr einer Produktionsverlagerung ins Ausland ausgesetzt sind, können sich von der CO₂-Abgabe auf Brennstoffe befreien lassen, indem sie sich zur Verminderung ihrer Treibhausgasemissionen verpflichten. Unternehmen können sich im Rahmen von Verminderungsverpflichtungen von der CO₂-Abgabe gemäss Art. 31 des CO₂-Gesetzes befreien lassen.

1 Auf Gesuch hin wird zurückerstattet:

*1b. die CO₂-Abgabe auf Brennstoffen: an Unternehmen bestimmter Wirtschaftszweige, sofern sie sich gegenüber dem Bund verpflichten, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2020 in einem bestimmten Umfang zu vermindern und jedes Jahr darüber Bericht zu erstatten.*⁹²

2 Der Bundesrat bezeichnet die Wirtschaftszweige und berücksichtigt dabei:

a. wie sich die Belastung durch die CO₂-Abgabe und die Wertschöpfung des betreffenden Wirtschaftszweigs zueinander verhalten;

b. wie stark die CO₂-Abgabe die internationale Wettbewerbsfähigkeit des betreffenden Wirtschaftszweigs beeinträchtigt.

In der CO₂-Verordnung vom 30. November 2012 (Stand 1. Januar 2013) sind im Anhang 7 diejenigen Tätigkeiten aufgeführt, welche die Kriterien nach Artikel 31 Absatz 2 des CO₂-Gesetzes erfüllen. Diese umfassen die Abgabebelastung im Verhältnis der Wertschöpfung sowie die Beeinträchtigung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit. Zudem ist im Artikel 66 der Verordnung präzisiert, dass das Unternehmen „Treibhausgase im Umfang von insgesamt mehr als 100 Tonnen CO₂eq pro Jahr“ ausstossen muss.

⁹¹ <http://www.bafu.admin.ch/emissionshandel/10923/index.html?lang=de> [Stand 4.2.13].

⁹² Bundesgesetz über die Reduktion der CO₂-Emissionen (CO₂-Gesetz) vom 23. Dezember 2011 (Stand am 1. Januar 2013).

Unternehmen, die zur Teilnahme am Emissionshandel verpflichtet sind, Kraftwerke, welche der Kompensationspflicht unterstehen sowie kleine Unternehmen mit einem jährlichen Ausstoss von weniger als 100 Tonnen CO₂eq, für welche der Vollzugaufwand nicht verhältnismässig wäre, können keine Verminderungsverpflichtungen mit CO₂-Abgabebefreiung eingehen. Als freiwillige Massnahme oder im Rahmen des kantonalen Grossverbraucherartikels können oder müssen diese Unternehmen aber Zielvereinbarungen abschliessen.

Emissions- und Massnahmenziel

Zur Reduktion der Treibhausgasemissionen stehen den Unternehmen ein Emissionsziel oder ein Massnahmenziel, welche in den Art. 67 bzw. 68 erläutert werden, zur Auswahl:

- Für das **Emissionsziel**, bei dem sowohl ein individuelles wie auch ein vereinfacht festgelegtes Emissionsziel zur Verfügung stehen, wird die absolute Gesamtmenge der Treibhausgase, welche das Unternehmen bis Ende 2020 ausstossen darf, basierend auf einem linearen Reduktionspfad, berechnet. Wie der lineare Reduktionspfad bestimmt wird, kann dem Anhang, Kapitel 9.3.1, entnommen werden.
- Ein **Massnahmenziel** kann ein kleineres Unternehmen, welches in der Regel nicht mehr als 1'500 Tonnen CO₂eq pro Jahr ausstösst, beantragen. Dabei wird der Umfang der Treibhausgasemissionen, welchen das Unternehmen bis Ende 2020 vermindern muss, basierend auf Massnahmen – für jede Massnahme wird die Reduktionswirkung bestimmt – definiert. Ende 2020 wird gemäss dem erläuternden Bericht zur CO₂-Verordnung überprüft, welche Massnahmen wirklich umgesetzt wurden. Die Bestimmungen, an welchen sich das Massnahmenziel orientiert, sind dem Anhang, Kapitel 9.3.2, zu finden.

Die Verminderungsverpflichtung ist erfüllt, wenn bis 2020 das Emissionsziel bzw. das Massnahmenziel erreicht wird. Die Erfüllung in den einzelnen Jahren ist nicht ausschlaggebend. Allerdings müssen die Unternehmen dem BAFU jährlich Bericht über die umgesetzten Massnahmen und die Entwicklung der Emissionen und der Produktionsmengen erstatten (siehe Art. 72 der CO₂-Verordnung).

Nichterfüllung der Verminderungsverpflichtung

Laut Art. 75 der CO₂-Verordnung kann ein Unternehmen, welches sein Emissions- oder Massnahmenziel nicht erreicht, in einem gewissen Umfang ausländische Emissionsminderungszertifikate anrechnen lassen. Wie sich die maximal anrechenbare Menge berechnet, wird ebenfalls im Art. 75 erläutert. Falls ein Unternehmen trotz der anrechenbaren ausländischen Emissionsminderungszertifikate die Zielvereinbarung nicht einhalten kann, muss das Unternehmen gemäss dem CO₂-Gesetz dem Bund für jede zu viel emittierte Tonne CO₂eq einen Beitrag in der Höhe von 125 CHF bezahlen (Art. 32 Abs. 1). Zudem sind dem Bund im Folgejahr gemäss Art. 32 Abs. 2 Emissionsminderungszertifikate im Umfang der zu viel emittierten Tonnen CO₂eq abzugeben.

Rückverteilung der CO₂-Abgabe

Neu profitieren auch die von der CO₂-Abgabe befreiten Unternehmen von der Rückverteilung der CO₂-Abgabeerträge. Die Höhe des Abgabeertrags an die Wirtschaft basiert auf dem ab-

gerechneten Lohn der Arbeitnehmerinnen und Arbeitnehmer und wird über die AHV-Ausgleichskasse rückverteilt.

c) Freiwillige Zielvereinbarungen (EnAW-Zielvereinbarungen)⁹³

Nebst den verpflichtenden Zielvereinbarungen (Verminderungsverpflichtungen) mit dem Bund, welche zu einer Befreiung der CO₂-Abgabe führen, können Unternehmen auch freiwillige Zielvereinbarungen (EnAW-Zielvereinbarungen) eingehen. Die freiwilligen Zielvereinbarungen können als Grundlage für allfällige weitere Verpflichtungen dienen. Im Unterschied zu den verpflichtenden Zielvereinbarungen mit dem Bund entrichten die Unternehmen mit freiwilliger Zielvereinbarung weiterhin eine CO₂-Abgabe. Die Festlegung der Effizienz- und Reduktionsziele erfolgt in drei Schritten:

- Standardisierte Datenaufnahme
- Beurteilung des Potenzials
- Bestimmung des Zielwertes

Bei Erfüllen der Zielvereinbarung können die Unternehmen von verschiedenen Leistungen wie Massnahmenunterstützung oder Effizienzboni profitieren.

Exkurs: Zwei Modelle der EnAW⁹⁴

Für die Erfüllung der Zielvereinbarungen stehen den Unternehmen die folgenden zwei Modelle der EnAW zur Verfügung:

- **Energie-Modell:** Das Energie-Modell ist für mittlere und grosse Unternehmen mit jährlichen Energiekosten von über 500'000 CHF und entsprechend insbesondere für Unternehmen mit einem Emissionsziel konzipiert.⁹⁵ Für die Berechnung der Wirkung werden gemäss dem Factsheet der EnAW die Massnahmen zeitlich auf zwei Massnahmenpakete (erstes Paket für die ersten vier Jahre, zweites Paket bis 2020) aufgeteilt, wobei das Unternehmen über beide Massnahmenpakete mit der EnAW eine Zielvereinbarung abschliesst.
- **KMU-Modell:** Mit dem KMU-Modell werden kleine und mittlere Unternehmen, welche jährliche Energiekosten von 20'000 bis 1 Mio. CHF aufweisen, angesprochen. Die Zielvereinbarungen sind auf zehn Jahre ausgerichtet, wobei für jedes einzelne Jahr Effizienzziele definiert werden.

⁹³ Dieser Abschnitt bezieht sich auf die Internetseite:
<http://www.enaw.ch/de/dienstleistungen/zielvereinbarungen/79-freiwillige-zielvereinbarung-de> [Stand 13.02.13].

⁹⁴ Der Abschnitt basiert auf folgender Literatur:

EnAW (2012), 2013 bis 2020. Wirtschaftlicher Klimaschutz und Energieeffizienz.

EnAW (2012), Factsheet Energie-Modell. Energie-Management für energieintensive Unternehmen.

EnAW (2012), Factsheet KMU-Modell. Das Energiesparangebot für KMU.

EnAW (2012). Leistungen & Preise. Energie-Modell.

EnAW (2012). Leistungen & Preise. KMU-Modell.

⁹⁵ Das Energie-Modell steht auch Unternehmen im CH-EHS offen.

Zudem gilt bei beiden Modellen, dass der EnAW-Berater wirtschaftliche Massnahmen zur Effizienzsteigerung vorschlägt und das Unternehmen anschliessend selber entscheidet, welche Massnahmen umgesetzt werden. Eine wirtschaftliche Massnahme bedeutet, dass die Investitionen im Prozess- und Produktionsbereich in vier Jahren und Massnahmen im Gebäude- und Infrastrukturbereich in höchstens acht Jahren gedeckt sein müssen (die Paybacks der Massnahmen werden unter Einrechnung der CO₂-Abgabe berechnet).

Gemäss dem Tätigkeitsbericht der EnAW⁹⁶ befinden sich Ende 2010 2'119 Unternehmen in einem Zielvereinbarungsprozess mit der EnAW. Dies entspricht einer Zunahme von über 160 Unternehmen gegenüber 2009. Der stärkste Zuwachs war 2010 mit +33.6 % auf 290 (Soll 322) beim KMU-Modell zu verzeichnen. Beim Energiemodell befindet sich die Anzahl Teilnehmer 2010 mit 714 Unternehmen unterhalb des Sollwerts von 750 Teilnehmern. Das Benchmarkmodell weist mit 1'059 Unternehmen (Soll 785) die höchste Anzahl Teilnehmer auf.⁹⁷ Laut dem Tätigkeitsbericht der EnAW sind Ende 2010 insgesamt rund 3,75 Millionen Tonnen CO₂-Emissionen in einer Zielvereinbarung der EnAW eingebunden, was 37 % der CO₂-Emissionen der Wirtschaft entspricht.

Von den über 2'000 Unternehmen im Zielvereinbarungsprozess haben knapp die Hälfte eine verpflichtende Zielvereinbarung mit dem Bund mit entsprechender CO₂-Abgabe-Befreiung (gemäss BAFU im Jahr 2011 950 Unternehmen).⁹⁸

d) Kantonale Zielvereinbarungen

Auf kantonaler Ebene bestehen gemäss Grossverbraucherartikel Art. 1.28 der Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKE n 2008) bereits umfassende Bestimmungen über die Zielvereinbarungen mit Grossverbrauchern. In diesem Artikel der MuKE n wird festgelegt, dass ein Unternehmen mit jährlichem Wärmeverbrauch von mehr als 5 GWh oder einem jährlichen Elektrizitätsverbrauch von mehr als 0,5 GWh als Grossverbraucher gilt. Gemäss Art. 1.28, Absatz 1 der MuKE n können Grossverbraucher verpflichtet werden, *ihren Energieverbrauch zu analysieren und zumutbare Massnahmen zur Verbrauchsoptimierung zu realisieren*. Gemäss Absatz 2 werden Grossverbraucher (individuell oder in Gruppen), welche vorgegebene Ziele im Energieverbrauch einhalten, von den Bestimmungen in Absatz 1 befreit. Weiter können diese Grossverbraucher von energietechnischen Vorschriften⁹⁹ entbunden werden.

Zudem erstatten gewisse EVU¹⁰⁰ den Unternehmen einen Effizienzbonus in Form eines Nachlasses auf dem Elektrizitätspreis, wenn sie eine effizienten Elektrizitätseinsatz nachwei-

⁹⁶ EnAW (2011), EnAW Tätigkeitsbericht 2010. Klimaschutz und Energieeffizienz.

⁹⁷ Vgl. dazu die Abbildung 9-1 im Kapitel 9.2.

⁹⁸ Diese Zahl bezieht sich auf 2011 und stellt keine zukünftige Prognose dar. BAFU (2011), Faktenblatt. Befreite Unternehmen mit Teilnahme am Emissionshandel.

⁹⁹ Dies betrifft z.B. die Bestimmungen zu:
 Art. 1.12–1.13 Ortsfeste elektrische Widerstandsheizungen
 Art. 1.14 Wassererwärmer und Wärmespeicher
 Art. 1.15 Wärmeverteilung und -abgabe
 usw.

¹⁰⁰ Energieversorgungsunternehmen.

sen können. Sowohl auf kantonaler Ebene wie auch bei den EVUs werden nebst anderen Instrumenten die Zielvereinbarungen der EnAW anerkannt.

Der Grossverbraucherartikel wurde mit Stand Oktober 2012 gemäss der EnAW¹⁰¹ in 21 Kantonen¹⁰² eingeführt und wird bereits in den drei Kantonen ZH, NE und SG umgesetzt.

Zielvereinbarungen im Kanton Zürich:¹⁰³

Im Folgenden wird der Grossverbraucherartikel am Beispiel des Kantons Zürich erläutert.¹⁰⁴

Als erster Kanton hat Zürich den Grossverbraucherartikel 2005 eingeführt. Der Gruppe Grossverbraucher werden Unternehmen mit einem jährlichen Wärmeverbrauch von mehr als 5 GWh und/oder einem jährlichen Elektrizitätsverbrauch von mehr als 0.5 GWh zugeteilt.

Gemäss dem Energieplanungsbericht 2010 des Kantons Zürich¹⁰⁵ gelten Ende 2009 ca. 600 Unternehmen als Energiegrossoverbraucher. Diese Grossverbraucher verbrauchen zusammen ca. 33 % des Stroms (2'560 GWh) und ca. 7 % der Wärme (1'300 GWh) im Kanton Zürich. Gemäss econcept¹⁰⁶ haben sich von diesen 600 Grossverbrauchern mehr als die Hälfte zu einer Zielvereinbarung (UZV¹⁰⁷ oder KZV¹⁰⁸) verpflichtet und ca. 230 vollziehen die Energieverbrauchsanalyse. Die beiden Zielvereinbarungen werden etwa gleich nachgefragt. Die Betriebe mit Vereinbarungen verbrauchen gemäss dem Kanton Zürich zusammen in etwa 800 GWh Wärme und 1'600 GWh Strom inkl. Wärme. Die Betriebe mit einer Energieverbrauchsanalyse umfassen ca. 400 GWh Wärme und 800 GW Strom inkl. Wärme.

¹⁰¹ EnAW (2012), Factsheet Universalzielvereinbarung. Befreiung von kantonalen Vorschriften.

¹⁰² Zu den 21 Kantonen, die den Grossverbraucherartikel eingeführt haben gehören: ZH, BE, UR, SZ, OW, NW, GL, FR, SO, BS, SH, AR, AI, SG, GR, TG, TI, VD, NE, GE und AG.

¹⁰³ Die folgenden Ausführungen beziehen sich auf die Dokumente:

AWEL (Amt für Abfall, Wasser, Energie und Luft des Kanton Zürich), Prospekt Gemeinsam zum Ziel. Die Zielvereinbarung. Der innovative Weg zu mehr Energieeffizienz. Für Energie-Grossoverbraucher im Kanton Zürich.

AWEL, Broschüre Gemeinsam zum Ziel. Informationen zum Vollzug von Zielvereinbarungen gemäss §13a des kantonalen Energiegesetzes sowie zu den Vereinbarungen gemäss CO₂-Gesetz und Energiegesetz des Bundes.

Stadt Zürich (2011), Grossverbrauchermodelle nach EnergG § 13a.

econcept (2009), Leitfaden zur Unterstützung der Kantone bei der Umsetzung des Grossverbraucherartikels. Schlussbericht.

¹⁰⁴ Die Umsetzung im Kanton Neuenburg kann dem Kapitel 9.4 entnommen werden.

¹⁰⁵ Kanton Zürich (2010), Energieplanungsbericht 2010.

¹⁰⁶ Vgl. econcept SA (2009), Leitfaden zur Unterstützung der Kantone bei der Umsetzung des Grossverbraucherartikels. Schlussbericht.

¹⁰⁷ Universalzielvereinbarung der EnAW.

¹⁰⁸ Kantonale Zielvereinbarung.

Abbildung 5-2: Zielvereinbarungen Energiegrossverbraucher: Stand des Vollzugs im Kanton Zürich (Ende 2009)

Zielvereinbarungen Energiegrossverbraucher: Stand des Vollzugs (Ende 2009)				
	Verbrauch Wärme		Verbrauch Strom inkl. Wärme	
Kanton Zürich	16 000 GWh		9 000 GWh	
Grossverbraucher	1 300 GWh	100 %	2 560 GWh	100 %
Betriebe mit Vereinbarung	800 GWh	60 %	1 600 GWh	65 %
Betriebe mit Energieverbrauchsanalyse	400 GWh	30 %	800 GWh	30 %
Vereinbarung oder Analyse pendent	100 GWh	10 %	160 GWh	5 %

Kanton Zürich (2010), Energieplanungsbericht 2010, S. 35.

Das Ziel aller Grossverbrauchermodelle ist die Steigerung der Energieeffizienz um durchschnittlich 2 % pro Jahr im Verlauf der Vertragsdauer (in der Regel zwischen 10 und 20 Jahre). Die Grossverbraucher können für die Steigerung der Energieeffizienz zwischen drei Modellen wählen:¹⁰⁹

- **Energieverbrauchsanalyse:** Grossunternehmen können durch die Direktion der öffentlichen Bauten oder auf ihrem Gebiet durch die Städte Zürich und Winterthur verpflichtet werden, den Energieverbrauch zu analysieren und Massnahmen einzuführen. Die Massnahmen sollten zu einer Reduktion des Energieverbrauchs von mindestens 15 % innerhalb von drei Jahren führen.
- **Kantonale Zielvereinbarungen:** Es können individuelle oder gruppenspezifische Zielvereinbarungen vereinbart werden, wobei die Anstrengungen der Unternehmen vor der Vereinbarung bei der Zielbestimmung einkalkuliert werden. Die Massnahmen zur Erreichung der Ziele sind frei wählbar und es spielt keine Rolle ob das Energieziel mit Massnahmen im Strom- oder Wärmebereich erreicht wird, zudem werden diese Unternehmen von kantonalen Vorschriften¹¹⁰ erlöst. Bei Gruppenbildungen ist für die Zielerreichung ein Ausgleich zwischen den Unternehmen möglich.
- **Universalzielvereinbarung:** Bei der Universalzielvereinbarung werden das kantonale und eidgenössische Energiegesetz, sowie das eidgenössische CO₂-Gesetz erfüllt. In der Umsetzung übernimmt die Energie-Agentur der Wirtschaft (EnAW) die Federführung und dient als Ansprechpartner. Entsprechend der kantonalen Vereinbarung können die Ziele sowohl individuell als auch in einer Gruppe erfüllt werden und die Unternehmen sind von den kantonalen Vorschriften erlöst.

Der Kanton Zürich führt kein Monitoring der Zielvereinbarungen, welches über die im Energieplanungsbericht der Regierung publizierten Daten hinausgeht. Der Kanton bevorzugt Gruppen-Zielvereinbarungen, da damit der Vollzugsaufwand für den Kanton wie auch die Unternehmer tiefer gehalten werden kann. Da der Kanton Zürich die operativen Tätigkeiten

¹⁰⁹ Vgl. hierzu die Abbildung 9-4 im Kapitel 9.4.

¹¹⁰ In vielen Kantonen müssen Grossverbraucher basierend auf kantonalen Energiegesetzten Energieanalysen und Massnahmen, die den Energieverbrauch senken, durchführen. (vgl. dazu <http://www.enaw.ch/de/kunden/grossunternehmen>, Stand 7.11.12).

an die EnAW ausgelagert hat, kann er seine eigenen Vollzugskosten tief halten. Knapp eine Person ist mit der Vollzugskontrolle und den jährlichen Eingaben für neue Vereinbarungen beschäftigt. Die Aufwendungen für die Unternehmen sind sehr unterschiedlich hoch. In komplexeren Fällen sind schon initiale Kosten von 70'000 CHF pro Unternehmen und Zielvereinbarung beobachtet worden. Bei einfacheren Verhältnissen oder kleineren Unternehmen ist mit deutlich geringeren Aufwendungen zu rechnen.

Bisher wurden im Kanton Zürich alle seit 1997 abgeschlossenen Zielvereinbarungen eingehalten, nur bei 2 bis 3 Unternehmen war die Zielerreichung gefährdet. Dies lässt darauf schliessen, dass die Ziele wenig ambitioniert gesetzt wurden. Gemäss Einschätzung der kantonalen Vollzugsbehörde war es für die Akzeptanz der kantonalen Zielvereinbarungen zentral, dass die vereinbarten Gesamtenergieziele zumindest zu Beginn einfach einzuhalten waren.

e) Befreiung des Netzzuschlags

Es gibt zurzeit zwei verschiedene Vorschläge zur zukünftigen Ausgestaltung der Rückerstattung des Netzzuschlags für Grossverbraucher bzw. für stromintensive Unternehmen. Einerseits hat das BFE im Zusammenhang mit der Energiestrategie 2050 einen Entwurf zum Energiegesetz erarbeitet, welcher auf Grossverbraucher fokussiert. Andererseits zielt die Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates (UREK-N) auf stromintensive Unternehmen ab, welche eine Teilmenge der Grossverbraucher bilden. Die UREK-N hat beschlossen, dass Energiegesetz im Hinblick auf eine Förderung der Ökostromproduktion mit der kostendeckenden Einspeisevergütung zu stärken.

Massnahme Energiestrategie 2050: Energiegesetz Entwurf vom 28. September 2012

Das neue Energiegesetz Art. 38 (Entwurf vom 28.09.12)¹¹¹ sieht vor, dass **bis 2020** die Endverbraucher mit jährlichem Elektrizitätsverbrauch von mehr als 0.5 GWh Strom den Zuschlag auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze zurückerhalten, wenn sie sich gegenüber dem Bund verpflichten:¹¹²

- a. *die Stromeffizienz zu steigern;*
- b. *den CO₂-Ausstoss in einem bestimmten Umfang zu vermindern;*¹¹³
- c. *jedes Jahr darüber Bericht zu erstatten.*

¹¹¹ Energiegesetz (EnG). Entwurf vom 28. September 2012.

¹¹² Energiegesetz (EnG). Entwurf vom 28. September 2012, S. 13.

¹¹³ Unternehmen, die am Emissionshandelssystem teilnehmen, sind von der CO₂-Minderungsverpflichtung befreit.

Parlamentarische Initiative der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates, Nr. 12.400¹¹⁴

Um die Ökostromproduktion mit der kostendeckenden Einspeisevergütung zu stärken, hat die UREK-N eine Vorlage im Rahmen der parlamentarischen Initiative Nr. 12.400 (PI 12.400) ausgearbeitet. Das Ziel der Kommission ist, den Zuschlag auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze bis auf 1.5 Rp./kWh zu erhöhen, um die erneuerbare Stromproduktion stärker zu fördern und die bestehende Warteliste abzubauen ohne dabei die stromintensiven Unternehmen zusätzlich zu belasten und die Wettbewerbsfähigkeit zu gefährden.

Die Ausnahmeregelung gemäss PI 12.400 kann wie folgt charakterisiert werden:

- Endverbraucher mit Elektrizitätskosten **> 10%** der Bruttowertschöpfung erhalten die Netzzuschläge **vollständig** rückerstattet.
- Endverbraucher mit Elektrizitätskosten zwischen **5% bis 10%** der Bruttowertschöpfung erhalten die Netzzuschläge **teilweise** rückerstattet.
- Der Rückerstattungsbetrag muss min. **20'000 CHF** pro Jahr betragen.
- Die Unternehmen, die von dieser Rückerstattung Gebrauch machen, müssen eine verpflichtende **Zielvereinbarung** mit dem Bund abschliessen und Energieeffizienzziele einhalten. Die zur Erreichung der Energieeffizienzziele notwendigen Massnahmen müssen wirtschaftlich tragbar sein.
- **20%** des zurückzuerstattenden Netzzuschlags sind **für knapp unwirtschaftliche Effizienzmassnahmen einzusetzen**. Dieser zusätzlich zu investierende Betrag muss bei der Wirtschaftlichkeitsrechnung entsprechen berücksichtigt werden.
- In **Härtefällen** kann auch für Unternehmer mit Elektrizitätskosten unter 5% der Bruttowertschöpfung eine teilweise Rückerstattung gewährt werden, sofern das Unternehmen in seiner Wettbewerbsfähigkeit erheblich beeinträchtigt würde.

Die Rückerstattung des Netzzuschlags für Unternehmen mit Stromkosten von mehr als 5% der Bruttowertschöpfung ist nicht an eine besondere Handelsexponierung der Unternehmen gebunden. Auch Unternehmen im Binnensektor, die stromintensiv produzieren, die keine internationale Wettbewerbsnachteile durch die Belastung mit dem Netzzuschlag erfahren, werden vom Netzzuschlag befreit.

Insgesamt werden durch diese Ausnahmeregelung gemäss Kommissionsbericht 300 bis 600 Unternehmen von den Netzzuschlägen befreit, also deutlich mehr als die rund 30 Unternehmen mit der aktuell gültigen Regelung. Die Entlastung dieser 300 bis 600 Unternehmen beläuft sich bei einem Netzzuschlag von 1.5 Rp./kWh auf 55 bis 70 Mio. CHF. Da gleichzeitig mit der vorgeschlagenen Erhöhung des maximalen Netzzuschlags von 1 auf 1.5 Rp./kWh dem Fonds zur Förderung von erneuerbaren Energien rund 300 Mio. CHF/Jahr mehr zur Verfügung stehen, würde der Fonds netto um ca. 230 Mio. CHF/Jahr gestärkt.

¹¹⁴ UREK-N, Parlamentarische Initiative, Nr. 12.400. Freigabe der Investitionen in erneuerbare Energien ohne Bestrafung der Grossverbraucher. Bericht der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates vom 8. Januar 2013.

Exkurse zur PI 12.400

In den nachfolgenden Ausführungen gehen wir grundsätzlich von den Ausnahmeregelungen, wie sie die Energiestrategie 2050 vorsehen aus – also einer Befreiung von den Netzzuschlägen bei Abschluss einer Zielvereinbarung Strom bei Unternehmen mit einem Stromverbrauch von mehr als 0.5 GWh Strom. Punktuell wird in Form von **rot hinterlegten Exkursen** darauf eingegangen, wie sich die Situation darstellen würde, wenn die Rückerstattung der Netzzuschläge enger gefasst wird und derjenigen der **Parlamentarischen Initiative 12.400** entspricht.

Zukünftige Situation ab 2021

Gemäss dem Massnahmenpaket des BFE folgt ab 2021 eine zweite Phase, in welcher die CO₂-Abgabe und die Netzzuschläge gleichzeitig zurückerstattet werden, wobei sich die Unternehmen zu den Gesamtzielen (CO₂-Ziele und Energie) verpflichten müssen.

Da dieselbe Eintrittsschwelle wie beim kantonalen Grossverbraucherartikel der MuKE gewährt wird, könnten zukünftig 4'000 bis 5'000 von der Rückerstattung des Netzzuschlages profitieren. In der Vernehmlassungsvorlage¹¹⁵ wird erläutert, dass sich die Höhe der zu erstattenden Beträge auf 100 bis 120 Mio. CHF pro Jahr belaufen könnte.

Wie viele Unternehmen schlussendlich an den Zielvereinbarungen mit dem Bund teilnehmen werden, hängt davon ab, ob es sich wirtschaftlich rentiert: Der Nutzen, also die Rückerstattung der CO₂-Abgabe und der Netzzuschläge, muss mindestens dem Aufwand, also den Kosten für die Teilnahme an den Zielvereinbarungen, entsprechen.

5.2 Wirksamkeit der Massnahme

5.2.1 Auswirkungen auf Energieangebot

Die kleineren Unternehmen und Haushalte, welche nicht befreiungsberechtigt sind, müssen mit einem teureren Stromangebot rechnen. Da die Massnahme die Grossverbraucher von den Netzzuschlägen befreit, müssen die restlichen kleineren Unternehmen und Haushalte für die Einbussen aufkommen, um die Aufrechterhaltung der Zubauziele für erneuerbare Energien zu garantieren. Die „Umverteilungsmechanik“ wird im Kapitel 5.4.3 aufgezeigt.

Fazit: Die Massnahme „ZV Strom“ entlastet grössere Stromverbraucher zu Lasten von Haushalten und Unternehmen mit geringerem Stromverbrauch (Quersubventionierung zu Gunsten der grösseren Stromverbraucher). Auswirkungen auf die produzierten Strommengen hat die „ZV Strom“ nicht.

¹¹⁵ Erläuternder Bericht zur Energiestrategie 2050 (Vernehmlassungsvorlage) vom 28. September 2012.

5.2.2 Auswirkungen auf Energienachfrage

Welchen Einfluss die „ZV Strom“ mit entsprechender Rückerstattung des Netzzuschlages auf die Energienachfrage hat, kann nur sehr grob bestimmt werden. Auch wenn wir nachfolgend einige Zahlen präsentieren, so sind diese als Richtgrössen („kleine“ vs. „grosse“ Effizienzwirkung) zu interpretieren. Auch beschränken wir uns auf die mittelfristige Wirkung bis zum Jahr 2020 (die Rolle dieser Massnahme „ZV Strom“ im Kontext der längerfristigen Ausrichtung der Energiestrategie 2050 wird im Kapitel 5.5.3 diskutiert).

Stromeffizienzpotenzial vorhanden

Das BFE schätzt, dass aufgrund der Massnahme die Stromnachfrage um zusätzlich 1 %/Jahr im Vergleich zu einer unbeeinflussten Entwicklung abnimmt. Dies entspricht einer Stromeffizienzwirkung per 2020 von 1.7 TWh.¹¹⁶ Durch das konsequente Ausschöpfen der rentablen Stromeffizienzpotenziale bei den Unternehmen mit einem Stromverbrauch von über 0.5 TWh können somit gemäss Schätzung BFE bis zum Jahr 2020 1.7 TWh Strom eingespart werden.¹¹⁷

Wirkung der bereits beschlossenen Massnahmen

Um die *zusätzliche* Wirkung der „ZV Strom“ auf die Energienachfrage abzuschätzen, sind die Wirkungen der bereits beschlossenen Massnahmen zu berücksichtigen. Es sind vor allem zwei bereits beschlossene Massnahmen, die zu einer zumindest teilweisen Ausschöpfung des wirtschaftlichen Effizienzpotenzials führen:

- *Bestehende Zielvereinbarungen:* Die verpflichtenden Zielvereinbarungen mit dem Bund beschränken sich bzgl. der Zielsetzung auf den CO₂-Bereich. Bei den bestehenden Zielvereinbarungen wird somit in erster Linie das rentable CO₂-Einsparpotenzial ausgeschöpft. Da aber mit den Zielvereinbarungen ein *Energie-Management-System (EMS)* installiert wird, werden auch rentable Massnahmen im Strombereich umgesetzt. Gemäss EnAW¹¹⁸ wurden mit den Zielvereinbarungen bis zum Jahr 2011 eine kumulierte Reduktion des thermischen Energieverbrauchs um 4.7 TWh und des Stromverbrauchs um 1.2 TWh erzielt. Wertmässig wurde rund 1/3 der Einsparung beim Strom erzielt.

Die bestehenden Zielvereinbarungen – auch wenn die verpflichtenden Ziele nur auf CO₂ sind – werden sich auch in Zukunft nicht nur auf CO₂-, sondern auch auf die Stromeffizi-

¹¹⁶ Vgl. BFE 2012, Faktenblatt G4 zur Energiestrategie 2050. Das BFE rechnet mit 1%/Jahr Strom- bzw. Energieeffizienzinsparung ab dem Jahr 2013, was einer Erhöhung der Stromeffizienz von 6.8% im Jahr 2020 entspricht. Unter der Annahme, dass der Stromverbrauch konstant bleibt und der Stromverbrauch der Unternehmen mit mehr als 0.5 GWh rund 25 TWh beträgt, berechnet sich das Stromeffizienzpotenzial auf 1.7 TWh im Jahr 2020.

¹¹⁷ Die Abschätzung der Stromeffizienzwirkung wurde aufbauend auf der in der Vergangenheit beobachteten Entwicklung vorgenommen, d.h. in dieser Logik sind die Wirkungen der bestehenden Standards bereits enthalten.

¹¹⁸ EnAW (2012), Zahlen und Fakten 2011.

enz auswirken. TEP (2012)¹¹⁹ berechnet in ihrem *Basisszenario*, welches eine Fortschreibung des beobachteten Trends ist, eine zusätzliche Stromeffizienzwirkung zwischen 2010 bis 2020 von 0.9 TWh bei den Unternehmen mit Zielvereinbarung (vgl. dazu die nachfolgende Abbildung 5-3, *Basisszenario*).¹²⁰ Diese 0.9 TWh entsprechen einer jährlichen Stromeffizienzsteigerung bei den entsprechenden Unternehmen von 0.9 % pro Jahr. Bis 2020 werden somit alleine 0.9 TWh Stromeffizienzpotenzial durch die schon bestehenden Zielvereinbarungen verwirklicht.

- *Grossverbraucherartikel der Kantone*: Der Grossverbraucherartikel der Kantone zielt auf die Verwirklichung der rentablen Energiesparpotenziale bei Unternehmen mit einem Stromverbrauch von über 0.5 GWh pro Jahr. Gemäss Schlussbericht zur Stromeffizienz im Industrie- und Dienstleistungssektor¹²¹ beträgt 2005 der Stromverbrauch der 14'000 Arbeitsstätten des Industrie- und Dienstleistungsbereichs mit einem Stromverbrauch ab 0.5 GWh insgesamt rund 19.8 TWh. Davon entfallen rund 10 TWh auf die Grossverbraucher, die bereits heute eine Zielvereinbarung abgeschlossen haben.

Wenn der Grossverbraucherartikel in allen Kantonen, also flächendeckend, umgesetzt wird, dann werden also Unternehmen mit einem Stromverbrauch von 9.8 TWh eine Zielvereinbarung eingehen (vgl. dazu die nachfolgende Abbildung 5-3, *Szenario Umsetzung des kantonalen Grossverbraucherartikels*). Gehen wir davon aus, dass bei diesen Unternehmen mit dem kantonalen Grossverbraucherartikel ebenfalls eine Stromeffizienzwirkung von jährlich 0.9 % erzielt werden kann, ergeben sich bei flächendeckender Umsetzung des Grossverbraucherartikels (ab 2014) zusätzliche Stromeffizienzwirkungen von 0.6 TWh im Jahr 2020. Total – zusammen mit den Unternehmen, die bereits eine Zielvereinbarung haben – ergeben sich Stromeffizienzwirkungen von 1.5 TWh pro Jahr. Bei all diesen Annahmen wird unterstellt, dass bei der Umsetzung der Grossverbraucherartikel der Kantone kein spezieller Fokus auf Strom gelegt wird.

Gehen wir realistischerweise davon aus, dass bis in vier Jahren die meisten Kantone (als Annahme gilt für die weiteren Berechnungen 2/3 aller Kantone) ihren kantonalen Grossverbraucherartikel umgesetzt haben, so beträgt die zusätzliche Stromeffizienzwirkung bis zum Jahr 2020 rund 0.4¹²² TWh pro Jahr. Total – zusammen mit den Unternehmen mit CO₂-Zielvereinbarungen – ergibt sich somit per 2020 eine Stromeffizienzwirkung von 1.3 TWh (0.4 TWh Stromeffizienzwirkung in den Kantonen, die ihren Grossverbraucherartikel nicht umsetzen, und 0.9 TWh Stromeffizienzwirkung bei Unternehmen mit CO₂-Zielvereinbarungen, vgl. nachfolgende Abbildung 5-3).

¹¹⁹ TEP (2012), Stromeffizienz der Schweizer Wirtschaft – Auswertung und Szenarien aus der Erfahrung der EnAW. Studie im Auftrag der EnAW.

¹²⁰ TEP unterstellt im Basisszenario eine geringe Zunahme der Anzahl Unternehmen mit Zielvereinbarungen. In unseren Überschlagsbetrachtungen vernachlässigen wir diese geringe Zunahme der Anzahl Teilnehmer bis 2020 und weisen die gesamte Stromeffizienzwirkung den bisherigen Teilnehmern zu.

¹²¹ BFE (2011), Stromeffizienz im Industrie- und Dienstleistungssektor.

¹²² 0.4 TWh entspricht 2/3 von 0.6 TWh.

Abbildung 5-3: Effizienzwirkungen im Strombereich 2010 bis 2020 unter verschiedenen Annahmen

	Anzahl Unter- nehmen (geschätzt)	Strom- nachfrage 2010 TWh	Unternehmen haben EMS	Effizienzwirkung 2010 bis 2020	
				TWh	pro Jahr
Basisszenario: Keine Umsetzung des kantonalen Grossverbraucherartikels					
Unternehmen mit CO2-Zielvereinbarungen (EnAW)	2'100	10.0 1)	ja	0.9	0.9% 3)
Unternehmen mit >0.5 GWh Strom	12'000	9.8 2)	nein	0.0	0.0%
Rest Wirtschaft	300'000	17.0	wenige	0.0	0.0%
Total Wirtschaft	315'000	36.8 1)		0.9	0.2%
Szenario Umsetzung des kantonalen Grossverbraucherartikels (ab 2014)					
Unternehmen mit CO2-Zielvereinbarungen (EnAW)	2'100	10.0	ja	0.9	0.9%
Unternehmen mit >0.5 GWh Strom	12'000	9.8	ja	0.6	0.9%
Rest Wirtschaft	300'000	17.0	wenige	0.0	0.0%
Total Wirtschaft	315'000	36.8		1.5	0.4%
Maximalszenario					
Unternehmen mit CO2-Zielvereinbarungen (EnAW)	2'100	10.0	ja	1.1	1.2%
Unternehmen mit >0.5 GWh Strom	12'000	9.8	ja	1.1	1.2%
Rest Wirtschaft	300'000	17.0	wenige	0.0	0.0%
Total Wirtschaft	315'000	36.8		2.2	0.6% 4)

1) Gemäss TEP (2012), Stromeffizienz der Schweizer Wirtschaft - Auswertung und Szenarien aus der Erfahrung der EnAW, Tabelle 2.

(= Total aller Zielvereinbarungen, also verpflichtende und freiwillige Zielvereinbarungen)

2) Gemäss TEP (2012), zum zweiten Schwellenwert "Wärme" (> 5 GWh) liegen keine detaillierten Auswertungen vor.

3) Gemäss TEP (2012), Wirkung des Basisszenarios zwischen 2010 und 2020

4) Gemäss TEP (2012), Wirkung des Maximalszenarios zwischen 2010 und 2020

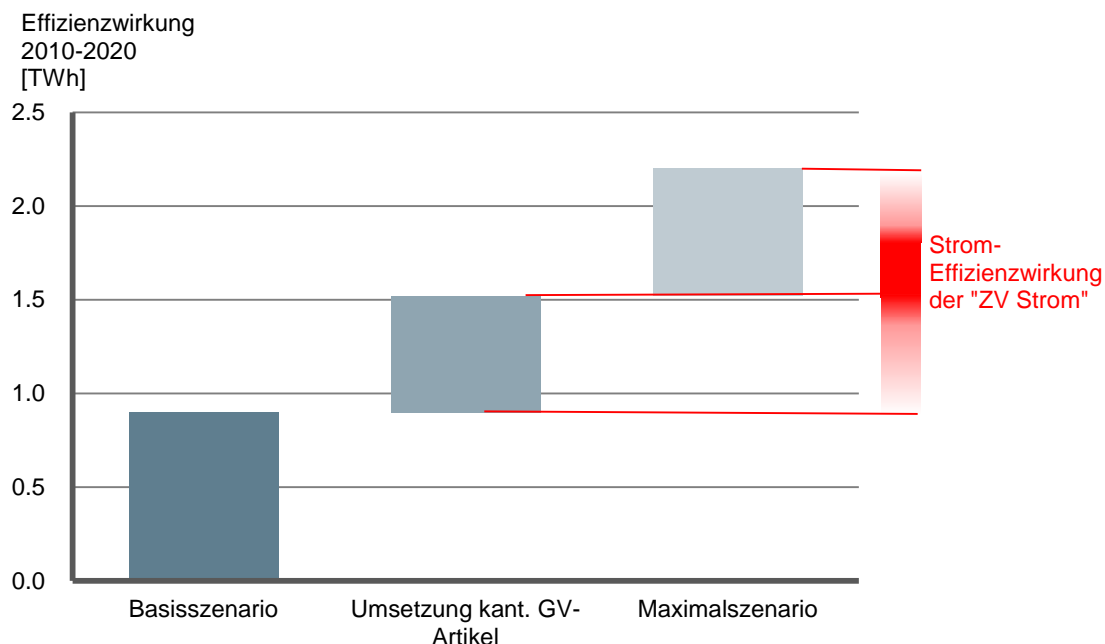
Effizienzwirkung der „ZV Strom“

Was kann mit einer „ZV Strom“ zusätzlich zu den beiden oben diskutierten bereits beschlossenen Massnahmen erreicht werden. Gemäss TEP (2012) können in einem *Maximalszenario* bis 2020 (berechnet ab 2010) rentable Stromeffizienzpotenziale von 2.2 TWh erzielt werden (vgl. obige Abbildung 5-3, Maximalszenario). In diesem Maximalszenario werden eine flächendeckende Umsetzung des kantonalen Grossverbraucherartikels, Effizienzbonus und deutlich höhere Strompreise aufgrund von Lenkungsmassnahmen unterstellt.

Mit der „ZV Strom“ können die Stromeffizienzpotenziale gemäss dem Maximalszenario bis 2020 nicht erreicht werden, da bspw. wichtige Voraussetzungen – wie die deutlich höheren Strompreise – nicht miteingerechnet werden können.

Die nachfolgende Abbildung 5-4 versucht einzugrenzen, wie hoch die zusätzlichen Stromeffizienzpotenziale der „ZV Strom“ etwa sein könnten: Die zusätzlichen Stromeffizienzpotenziale der „ZV Strom“ können bei säumigen Kantonen, die den Grossverbraucherartikel nicht oder zu lasch umsetzen, erzielt werden. Weiter können mit einer stärkeren Fokussierung auf Strom zusätzliche Potenziale erschlossen werden. Insgesamt gehen wir davon aus, dass mit der „ZV Strom“ zusätzliche Stromeffizienzpotenziale von 0.3 bis 0.6 TWh (Jahr 2020) erzielt werden können.

Abbildung 5-4: Effizienzwirkung der „ZV Strom“ für die Jahre 2010 bis 2020



Die „ZV Strom“ wird aber nicht nur im Strombereich, sondern auch bei den anderen Energieträgern Wirkung zeigen. Die „ZV Strom“ zeigt bei den anderen Energieträgern überall da Wirkung, wo bisher noch keine Zielvereinbarung abgeschlossen wurde bzw. wo der kantonale Grossverbraucherartikel nicht umgesetzt wird. Wie oben dargelegt, beträgt 2020 das Stromeffizienzpotenzial bei flächendeckender Umsetzung des Grossverbraucherartikels 1.5 TWh und bei teilweiser Umsetzung des Artikels 1.3 TWh. Somit ergibt sich – unter Annahme einer realistischen Umsetzung des kantonalen Grossverbraucherartikels – ein noch nicht umgesetztes Stromeffizienzpotenzial von 0.2 TWh. Gehen wir davon aus, dass die Stromeffizienzwirkung ca. 40 % der Gesamtenergieeffizienzwirkung ist,¹²³ ergibt sich eine Effizienzwirkung der „ZV Strom“ bei den übrigen Energieträgern von 0.3 TWh.

Fazit: Die bereits beschlossenen Massnahmen (insbesondere die CO₂-Zielvereinbarungen und der kantonale Grossverbraucherartikel) vermögen bereits einen Grossteil des rentablen Stromeffizienzpotenzials bis 2020 zu realisieren (rund 1.3 TWh). Die „ZV Strom“ bringt zusätzlich noch rund 0.3 bis 0.6 TWh Stromeffizienzwirkung per 2020. Wie gross die zusätzliche Wirkung der „ZV Strom“ ist, hängt stark von der Umsetzung des Grossverbraucherartikels der Kantone ab. Zusätzliche Stromeffizienzwirkung kann bei säumigen Kantonen und durch gezielte Fokussierung auf Strom erzielt werden. Die Wirkung der „ZV Strom“ auf die übrigen Energieträger wird – bei der Annahme einer realistischen Umsetzungsentwicklung der kantonale Grossverbraucherartikel – bescheiden sein (0.3 TWh im Jahr 2020).

¹²³ Vgl. BFE (2012), Faktenblatt G4. Es wird davon ausgegangen, dass per 2020 eine Reduktion des Gesamtenergieverbrauchs von 4 TWh und eine Reduktion von 1.7 TWh im Strombereich erzielt werden kann. Der Stromanteil kann somit auf rund 40% geschätzt werden.

Exkurs: Wirkung der PI 12.400 auf die Energienachfrage

Die PI 12.400 betrifft vor allem Unternehmen, die bereits heute eine Zielvereinbarung kennen. Es sind also Unternehmen, die bereits für die Energiethematik „sensibilisiert“ sind. Vermutlich werden nur wenige Unternehmen durch die PI 12.400 in den Zielvereinbarungsprozess eingebunden.

Die PI 12.400 geht vor allem in einem Punkt über die bestehenden Zielvereinbarungen hinaus: 20% der rückerstatteten Netzzuschlagsbeträge müssen in „gerade noch nicht rentable Massnahmen“ investiert werden. Diese Massnahme wird aber in Bezug auf die Reduktion der Energienachfrage kaum etwas bewirken: (1) Im Strombereich wird vielleicht die eine oder andere Massnahme auf die Förderung bei den „Wettbewerblichen Ausschreibungen“ verzichtet, da „noch nicht rentable Massnahmen“ im Rahmen dieser 20%-Regelung und nicht unter der WeA finanziert werden. Dies ist allerdings nicht nur positiv zu bewerten, da die WeA auf einen funktionierenden Wettbewerb angewiesen ist und noch fraglich ist, ob das Volumen für einen funktionierenden Wettbewerb zustande kommt. (2) Wie wir bei den Ausführungen zur WeA gesehen haben, können die Unternehmen die Resultate der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung durch Änderung von Annahmen relativ leicht verändern. Dies ist im Rahmen der WeA weniger problematisch, da hier der Wettbewerb als Korrektiv wirken soll. Sind aber Einzelnachweise zur Verwendung dieser 20%-Regelung zu erbringen, so sind solche zielgerichtete „Veränderungen“ von Annahmen nicht zu vermeiden.

Da wenig neue Unternehmungen durch die PI 12.400 für die Energiethematik sensibilisiert werden und die 20%-Regelung kaum Wirkung zeigen wird, gehen wir davon aus, dass die Energienachfrage durch die PI 12.400 nicht merklich beeinflusst wird.

5.3 Auswirkungen auf energiepolitische Ziele

5.3.1 Versorgungssicherheit

Wir teilen die Einschätzung gemäss SECO (2012),¹²⁴ dass die Versorgungssicherheit auf nationaler Ebene tendenziell leicht erhöht wird, da der Stromverbrauch und damit einhergehend die Netzbelastung und der Stromimport abnehmen. Versorgungskritische Momente können allerdings mit der Massnahme nicht vermieden werden.

Fazit: Die Massnahme „ZV Strom“ hat keine nennenswerten, allenfalls leicht positive, Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit.

¹²⁴ SECO (2012), Volkswirtschaftliche Massnahmenanalyse zur Energiestrategie 2050. Teil II Faktenblätter zu den einzelnen Massnahmen.

5.3.2 Umweltverträglichkeit¹²⁵

Die Massnahme „ZV Strom“ führt zu einer leichten Abnahme des Stromverbrauchs mit entsprechenden Auswirkungen auf der Stromangebotsseite. Je nach Szenario führt ein geringerer Stromverbrauch zu geringeren Stromimporten oder zu einem weniger starken Ausbau der heimischen Stromproduktion. Da jede Stromproduktion (auch die Erneuerbare) mit negativen Auswirkungen auf die Umwelt verbunden ist, haben eine geringere Stromnachfrage und damit eine geringere Stromproduktion positive Effekte auf die Umwelt.

Fazit: Insgesamt hat die Massnahme „ZV Strom“ tendenziell leicht positive Auswirkungen auf die Umwelt.

5.3.3 Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit

Nachfolgend wollen wir die Kosten-Wirksamkeit der Massnahme „ZV Strom“ diskutieren. Dazu gehen wir schrittweise wie folgt vor:

- A) Kosten und Wirkung der vergangenen Zielvereinbarungen
- B) Lehren aus den vergangenen Zielvereinbarungen für die Kosten-Wirksamkeit der Massnahme „ZV Strom“

A) Kosten und Wirkung der vergangenen Zielvereinbarungen

Freiwillige und verpflichtende Zielvereinbarungen – eine Erfolgsgeschichte¹²⁶

Die EnAW weist für das Jahr 2011 eine gesamte Massnahmenwirkung bei der CO₂-Fracht (kumulierte Wirkung aller Massnahmen seit 2001) von 1.4 Mio. t CO₂ auf. Die CO₂-Intensität bei den involvierten Unternehmen konnte in dieser Zeitspanne um -35 % gesenkt werden und übertrifft damit das gesteckte Ziel von -20 % deutlich. Auch die Energieeffizienz konnte in dieser Zeitspanne um über 22 % gesteigert werden und damit das Ziel um über 10 %-Punkte übertreffen. Auch wenn nicht alle diese Effekte ursächlich der Zielvereinbarung zugewiesen werden können (vgl. nachfolgenden Exkurs), so zeigt sich bei einem Vergleich der Unternehmen mit und ohne Zielvereinbarung doch ein klares Bild: Die Unternehmen mit Zielvereinbarungen konnten insgesamt höhere Energieeinsparungen realisieren als die Unternehmen ohne Zielvereinbarungen. Diese Entwicklung werten wir als Erfolg, da insbesondere die Sensibilisierung der Unternehmen erfolgreich war.

¹²⁵ Vgl. hierzu die Dokumente:

BFE (2012), Energiestrategie 2050: Erstes Massnahmenpaket. G4 Verbindliche Effizienzziele mit gleichzeitiger Befreiung von CO₂-Abgabe und Netzzuschlag für Grossverbraucher.

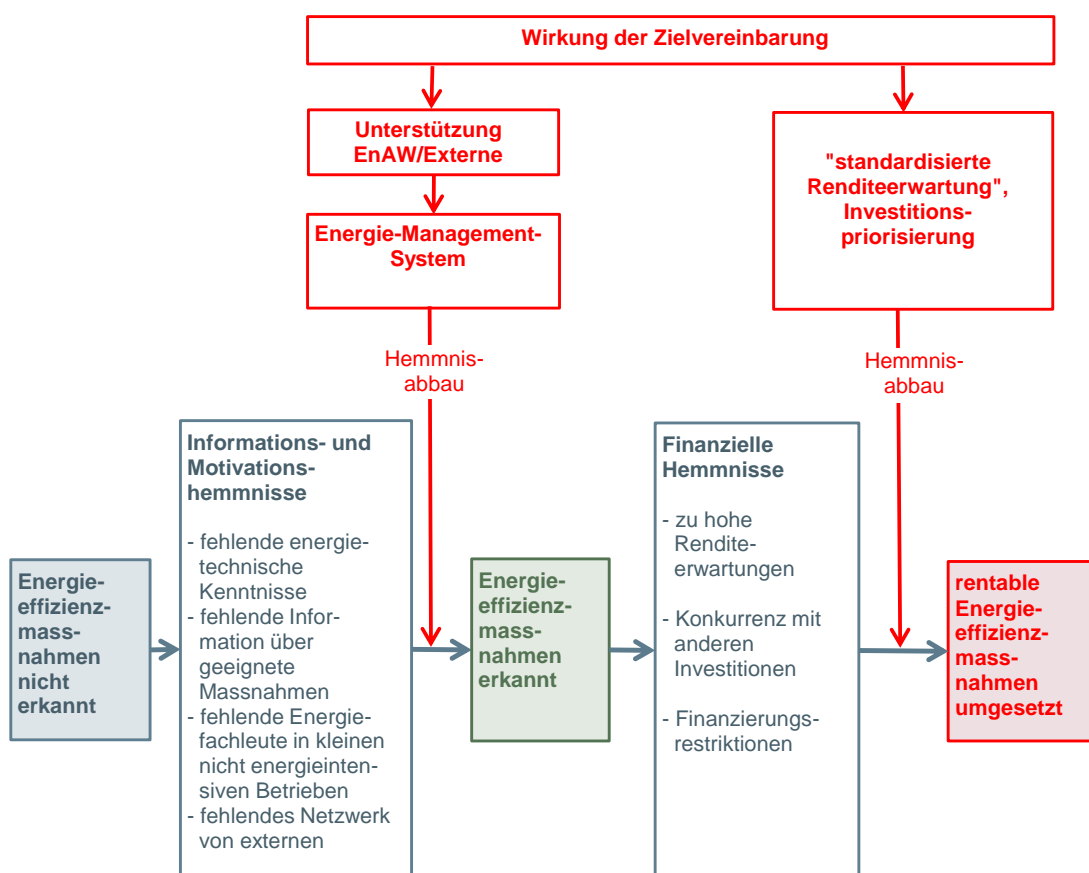
SECO (2012), Volkswirtschaftliche Massnahmenanalyse zur Energiestrategie 2050. Teil II Faktenblätter zu den einzelnen Massnahmen.

¹²⁶ EnAW (2011), Energie-Agentur der Wirtschaft (EnAW). Jahresbericht 2011.

Die Gründe für diese Erfolgsgeschichte

Gemäss einhelliger Einschätzung aller zu diesem Thema interviewten Experten¹²⁷ haben die Zielvereinbarungen in erster Linie dazu geführt, dass die Energie-Management-Systeme (EMS) verbreitet eingesetzt werden. Dies vor allem bei denjenigen Unternehmen, bei denen die Energiekosten nur von untergeordneter Bedeutung sind. Mit dem EMS und der Unterstützung der EnAW bzw. der Moderatoren konnten Informations- und Motivationshemmnisse (wie bspw. fehlende energietechnische Kenntnisse, usw.) abgebaut und Energieeffizienzmassnahmen erkannt werden (vgl. dazu die nachfolgende Abbildung 5-5).

Abbildung 5-5: Wirkung der Zielvereinbarung



Die Zielvereinbarungen führen auch zu einem Abbau von finanziellen Hemmnissen: Durch die Vorgabe von „standardisierten Renditeerwartungen“ (implizit durch die Vorgabe der Payback-Zeit bestimmt) können zu hohe Renditeerwartungen, die häufig aus dem Kerngeschäft

¹²⁷ Vgl. Liste der befragten Experten, Anhang E.

abgeleitet werden, relativiert werden.¹²⁸ Weiter führt die Zielvereinbarung auch zu einer Priorisierung der Investitionen zugunsten von Energieeffizienzmassnahmen. Die Wirkung der Zielvereinbarung in Bezug auf den Abbau einzelner finanzieller Hemmnisse war allerdings in der vergangenen Periode nicht so zentral wie die EMS-Installation.

Die Übererfüllung der Ziele hat verschiedene Gründe, die nicht ausdifferenziert werden können:

- Zu wenig ambitionierte Ziele (bspw. aufgrund asymmetrischer Informationen)
- Stark gestiegene Energiepreise (zwischen 2004 und 2011 sind die Ölpreise um 100 % angestiegen)
- Unterschätzter technischer Fortschritt und rentables Energieeffizienzpotenzial.
- Weitere veränderte Rahmenbedingungen (bspw. Wirtschaftswachstum, usw.)

Exkurs: Einschätzung Situation Zeitperiode 2001 bis 2006 gemäss BHP-Evaluation¹²⁹

Gemäss der BHP-Evaluation war das Ziel der EnAW in der Periode 2001 bis 2006 einen möglichst bedeutenden Teil der Industrie- und Dienstleistungsunternehmen im Hinblick auf deren Energieverbrauch und CO₂-Emissionen in freiwillige Zielvereinbarungen einzubinden. Aus der Evaluation lassen sich unter anderem folgende Punkte aufzählen:

- Die Anzahl Firmen in einem Zielvereinbarungsprozess ist aufgrund der Arbeiten der EnAW in dieser Zeitperiode von 144 auf 1'791 gestiegen.
- Als Gründe für den Zielvereinbarungs-Abschluss nannten die beteiligten Firmen:
 - Senkung der Energiekosten und Wahrnehmung der ökologischen Eigenverantwortung (90 %).
 - Aussicht auf Befreiung von der CO₂-Abgabe (80 %).
 - Technisches Wissen und Vorschläge der EnAW-Moderatoren für Massnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz (73 %).
- Der Reduktionsanteil des Energieverbrauchs und der CO₂-Emissionen, welcher ursächlich durch die Zielvereinbarungen ausgelöst wurde, beträgt 2007 40 % (Nettowirkung der Zielvereinbarung). Die Nettowirkung der Zielvereinbarungen liegt in erster Linie darin, dass das Thema Energie in den Unternehmen dank einer unterzeichneten Zielvereinbarung einen höheren Stellenwert erhält. Weiter ist zu beachten, dass ein bedeutender Teil der ausgewiesenen Nettowirkung von 40 % auf eine beschleunigte Realisierung von Massnahmen entfällt, die ohne Zielvereinbarung wohl später ohnehin durchgeführt worden wären.
- Die Zielvereinbarungen der EnAW weisen im Vergleich zu anderen Aktivitäten des Programms EnergieSchweiz eine sehr gute Kosten-Wirksamkeit auf (Verhältnis der eingesetzten finanziellen Mittel der öffentlichen Hand zu den energetischen Wirkungen der Massnahme).
- Gemäss der Evaluation konnten zahlreiche Firmen ihre Zielvereinbarung ohne aussergewöhnlich hohes Engagement übererfüllen (Zielerreichungsgrad). Die überzähligen Emissionsrechte aus der Übererfüllung konnten in einem Auktionsverfahren an die Stiftung Klimarappen verkauft werden.

¹²⁸ Investitionen in Energiesparttechnologien haben meist längere Nutzungsdauern und geringere Risiken als Investitionen im Kerngeschäft.

¹²⁹ BHP Hanser und Partner AG/Dr. Eicher + Pauli AG (2009), Evaluation der Zielvereinbarungen der Wirtschaft zur Reduktion des Energieverbrauchs und zur Begrenzung der CO₂-Emissionen.

Kosten der Zielvereinbarung

Wie die nachfolgende Abbildung zeigt, betragen die Kosten für die Zielvereinbarung im Jahr 2011 rund 17 Mio. CHF. Darin nicht enthalten sind die von den Unternehmen bezahlten Investitionskosten in die Energieeffizienzmassnahmen.¹³⁰ Umgerechnet auf die Nettowirkung der Zielvereinbarung ergeben sich spezifische direkte Kosten von 0.7 Rp./kWh. Die vergangenen Zielvereinbarungen waren also Massnahmen mit einer relativ guten Kosten-Wirksamkeit. Werden die Kosten für die rückerstattete CO₂-Abgabe mit berücksichtigt, betragen die Kosten der Zielvereinbarung 5 Rp./kWh.

Abbildung 5-6: Kosten der bestehenden Zielvereinbarungen (Bund, EnAW)

Kosten der Zielvereinbarung	2011
Unternehmen (Eigenleistungen und EnAW-Teilnehmerbeiträge)	13.20 Mio. CHF
EnAW Träger/Partner	1.35 Mio. CHF
Bundbeitrag an EnAW	0.95 Mio. CHF
Total Mitteleinsatz EnAW	15.50 Mio. CHF
Bund Vollzug	1.50 Mio. CHF
Total Kosten Zielvereinbarung (ohne Investitionskosten Massnahmen)	17.00 Mio. CHF
Reduktion des Energieverbrauchs (Bruttowirkung)	6.2 TWh
Anteil Nettowirkung (grobe Annahme aufgrund BHP-Evaluation)	40%
Reduktion des Energieverbrauchs (Nettowirkung)	2.5 TWh
Kosten der Zielvereinbarung bezogen auf die Nettowirkung	0.7 Rp./kWh
Rückerstattung der CO ₂ -Abgabe an Unternehmen mit bindender ZV	108 Mio. CHF
Kosten der ZV inkl. Rückerstattung bezogen auf die Nettowirkung *)	5.0 Rp./kWh

*) Alle Zahlen beziehen sich auf die Gesamtheit aller Zielvereinbarungen, also der freiwilligen und bindenden Zielvereinbarungen. Bei einer Aufteilung in freiwillige und bindende Zielvereinbarung wäre zu berücksichtigen, dass die Rückerstattung der CO₂-Abgabe nur an Unternehmen mit bindender ZV geht.

Fazit: Der Hauptnutzen der Zielvereinbarungen lag in der Umsetzung von Energie-Management-Systemen in den Unternehmen. Damit wurde Energie auch zum Thema von kleineren und mittleren Unternehmen und die brachliegenden rentablen Energieeffizienzpotenziale konnten erst erkannt und dann umgesetzt werden. Die vergangenen Zielvereinbarungen weisen eine gute Kosten-Wirksamkeit auf: Die umgesetzten Massnahmen waren rentabel, d.h. die Investitionskosten können innerhalb kurzer Rückzahlzeiten durch die Energiekosteneinsparungen amortisiert werden, und die Vollzugskosten sind relativ gering.

¹³⁰ Wie hoch die Investitionskosten sind, kann nicht beziffert werden, da die EnAW-Datenbank hierzu keine verlässlichen Daten enthält.

B) Lehren aus den bestehenden Zielvereinbarungen für die Kosten-Wirksamkeit der Massnahme „ZV Strom“

Genügt der Anreiz der Netzzuschlags-Rückerstattung?

Es ist das erklärte Ziel mit der „ZV Strom“ mehr Unternehmen in den Zielvereinbarungsprozess einzubinden. Die Rückerstattung des Netzzuschlags soll den Anreiz geben, eine „ZV Strom“ abzuschliessen. Aus der BHP-Evaluation (siehe vorgängigen Exkurs) und gemäss Einschätzung der Experten¹³¹, ist die Rückerstattung einer Abgabe bzw. eines Netzzuschlags ein starker Anreiz. Die nachfolgende Abbildung zeigt, dass mit dem Anreiz der Netzzrückerstattung vermutlich ein Grossteil der Unternehmen mit einem Stromverbrauch über > 0.5 GWh in den Zielvereinbarungsprozess eingebunden werden könnte. Einzig bei Unternehmen mit einem Stromverbrauch knapp über 0.5 GWh dürfte der Anreiz der Netzzrückerstattung nur knapp oder nicht ganz genügen.

Abbildung 5-7: Kosten der Zielvereinbarung und Netzzrückerstattung

Unternehmen mit Stromverbrauch von:	Jährliche Rückerstattung bei Netzzuschlag von 1.5 Rp./kWh (in CHF)	Jährliche Kosten der Zielvereinbarung (in CHF)
20 GWh	300'000	max. 35'000
10 GWh	150'000	6'000
5 GWh	75'000	1'000 – 5'000 (KMU - M) 6'000 (EM)
0.5 GWh	7'500	1000 - 5000

Kosten der zusätzlichen „ZV Strom“

Bei den bisherigen Zielvereinbarungen mit rund 2'000 Unternehmen und dem Fokus CO₂- und Gesamtenergieeffizienz ergeben sich Kosten von 17 Mio. CHF/Jahr. Kommen noch einmal 2'000 bis 3'000 Unternehmen dazu, ergeben sich trotz grossen Synergien doch erhebliche Zusatzkosten. Ganz grob geschätzt rechnen wir mit 5 bis 10 Mio. CHF jährlich. Beziehen wir dies auf die Nettowirkung der „ZV Strom“ (rund 0.3 bis 0.6 GWh Strom und 0.3 GWh Brennstoffe im Jahr 2020, also im Durchschnitt 2014 bis 2020 rund 0.3 bis 0.45 GWh) ergeben sich direkte Kosten für die „ZV Strom“ von 1.1 bis 3.3 Rp./kWh. Würden wir die rückerstatteten Netzzuschläge (unter der vereinfachenden Annahmen, dass der mittlere Netzzuschlag 2014 bis 2020 1.5 Rp./kWh beträgt, vgl. Abbildung 5-7) als indirekte Kosten hinzuzählen, ergäben sich Kosten für die „ZV Strom“ von 60 bis 90 Rp./kWh. Volkswirtschaftlich gesehen sind das keine zusätzlichen Kosten, da es sich hier um einen Transfer von den Haushal-

¹³¹ Vgl. Liste der befragten Experten, Anhang E.

ten und den kleineren Unternehmen zu den stromintensiven Unternehmen handelt. Die volkswirtschaftlichen Kosten ergeben sich durch „Verzerrungen“ von Investitions- und Konsumentscheidungen, welche durch diesen Transfer ausgelöst werden.

Fazit: Die „ZV Strom“ vermag über ihren NetZRückerstattungsanreiz rund 2'000 bis 3'000 Unternehmen neu in den Zielvereinbarungsprozess einzubringen. Viele dieser Unternehmen werden aber in naher Zukunft sowieso im Rahmen der kantonalen Grossverbraucherartikel in einen Zielvereinbarungsprozess eingebunden. Die zusätzliche Wirkung der „ZV Strom“ wird – wie schon gezeigt – nicht sehr gross sein. Die direkten Kosten für die „ZV Strom“ werden mit 1.1. bis 3.3 Rp./kWh Nettowirkung deutlich über den vergangenen Zielvereinbarungen liegen (0.7 Rp./kWh). Werden die rückerstatteten Netzzuschläge als indirekte Kosten hinzugezählt, ergeben sich Kosten für die „ZV Strom“ von 60 bis 90 Rp./kWh. Volkswirtschaftlich gesehen sind das keine zusätzlichen Kosten, da es sich hier um einen Transfer von den Haushalten und den kleineren Unternehmen zu den stromintensiven Unternehmen handelt.

Exkurs: Wirkung der PI 12.400 auf Kosten-Wirksamkeit

Wie vorgängig gezeigt, werden mit den Zielvereinbarungen gemäss PI 12.400 keine massgeblichen zusätzlichen Energieeinsparungen zu erreichen sein. Die Ausweitung der Rückerstattung der Netzzuschläge von heute 30 auf 300 bis 600 Unternehmen ist anders zu begründen (Erhaltung der Wettbewerbsfähigkeit, Akzeptanz schaffen für die Erhöhung des Netzzuschlags zur Förderung der Erneuerbaren Energien, Umverteilung von den Haushalten zugunsten der Unternehmen). Zusätzliche Kosten fallen für die Rückerstattung und den Zielvereinbarungsprozess an (vgl. entsprechender Exkurs im Kapitel 5.6.1)

5.3.4 Auswirkungen auf Innovationsanreize (dynamische Effekte)

Die Zielvereinbarungen sind – wie gezeigt – ein gutes Instrument, um die Unternehmen für die Energiethematik zu sensibilisieren und über den Abbau von Informationshemmnissen einen wesentlichen Beitrag zur Umsetzung von brachliegenden rentablen Effizienzpotenzialen zu leisten. Im Folgenden gehen wir auf folgende dynamische Aspekte der Zielvereinbarung ein:

- Geben Zielvereinbarungen Innovationsanreize?
- Sind Zielvereinbarungen strukturerhaltend?

Geben Zielvereinbarungen Innovationsanreize?

Mit den Zielvereinbarungen werden keine bestimmten Technologien gefördert. Es handelt sich um eine technologie neutrale Massnahme. Da die Zielvereinbarungen auf die Umsetzung von rentablen Massnahmen ausgerichtet sind und es sich bei diesen Massnahmen um bekannte Technologien handelt, dürfen von der Zielvereinbarung keine Technologieinnovatio-

nen erwartet werden. Hingegen kann die Zielvereinbarung neuen Technologien zu einer schnelleren Diffusion verhelfen.

Sind Zielvereinbarungen strukturerhaltend?

Die Zielvereinbarung will den Unternehmen nur wirtschaftliche Massnahmen abverlangen. Jedes Unternehmen kann seinen eigenen, individuellen Zielpfad, abgestimmt auf seinen Produktionsprozess, wählen. Eine solche Ausgestaltung der Zielvereinbarung ist somit klar strukturerhaltend. Dies ist auch – zumindest was die erste Phase der Energiestrategie 2050 anbelangt – beabsichtigt.

Die Zielvereinbarungen können sogar kontraproduktiv wirken. Mit Hilfe des Beispiels in der nachfolgenden Abbildung soll dies illustriert werden:

- Zwei Unternehmen (1 und 2) stellen dasselbe Produkt her und haben im Ausgangszustand dieselben Herstellungskosten von 100 und teilen sich den Markt auf. Das Unternehmen 1 produziert deutlich energieeffizienter, muss dafür mehr Kapital oder Arbeit einsetzen.
- Damit sich die beiden Unternehmen von der Abgabe befreien können, sind sie eine Zielvereinbarung mit individuell festgelegten Reduktionszielen eingegangen. Die Massnahmenliste besteht vereinfacht nur aus einer Massnahme. Unternehmen 1 hat eine ineffiziente Gebäudehülle und muss gemäss Zielvereinbarung eine Investition umsetzen, deren energierelevanter Anteil 30 und deren Payback 7.5 Jahre beträgt. Das Unternehmen 2 hat einen ineffizienten Prozess, der aber nur mit einer grossen energierelevanten Investition von 300 effizienter auszugestalten wäre. Diese Prozessinvestition hat einen Payback von 6 Jahren, wird also nicht umgesetzt.
- Nach der Durchführung der Massnahmen im Rahmen der Zielvereinbarung weist Unternehmen 2 immer noch Herstellungskosten von 100 auf, Unternehmen 1 hat aber höhere Herstellkosten von 101.75. Die Herstellkosten können sich bei den so genannt „rentablen“ Massnahmen erhöhen, da bei der Berechnung der Rentabilität der aktuelle Energiepreis inklusive CO₂-Abgabe zu verwenden ist. Das Unternehmen 1 muss also Massnahmen auslösen, die über dem aktuell für dieses Unternehmen gültigen Energiepreis liegen.

Kann sich das Unternehmen 1 mit den höheren Herstellkosten nicht mehr am Markt durchsetzen, bleibt das ineffiziente Unternehmen 2 weiterhin am Markt, mit dem Effekt, dass der Energieverbrauch gegenüber der Ausgangslage um 40 % steigt.

- Am Schluss der Abbildung ist als Ergänzung die Situation mit einer Abgabe gezeigt. Bei einer Abgabe „überlebt“ das effiziente Unternehmen und die Nachfrage nach dem relativ energieintensiven Produkt geht leicht zurück. Statt einer Erhöhung des Energieverbrauchs von 40 % wie im Zielvereinbarungsprozess, kann eine Reduktion von 53 % erzielt werden.

Abbildung 5-8: Strukturverzerrende Wirkung der Zielvereinbarungen

Herstellkosten Jahr 0 (vor Durchführung der Massnahmen im Rahmen der Zielvereinbarung)	Unternehmen 1	Unternehmen 2
Prozessenergieinput	5	30
Gebäudeenergieinput	10	5
Restliche Vorleistungen	50	50
Arbeits- und Kapitalkosten	35	15
Total Herstellungskosten	100	100
Energiekostenanteil	15%	35%
Nachgefragte Menge		100
Marktanteil	50%	50%
Energieverbrauch	2'500	100%

Durchzuführende Massnahmen im Rahmen der Zielvereinbarung:		
Investition	30	300
Einsparung Prozessenergie (tatsächliche Einsparung für Unternehmen)		25
Einsparung CO2-Abgabe im Prozess (hypothetische Einsparung, da Unternehmen von CO2-Abgabe befreit)		25
Einsparung Gebäudeenergie (tatsächliche Einsparung für Unternehmen)	2	
Einsparung CO2-Abgabe im Gebäude (hypothetische Einsparung, da Unternehmen von CO2-Abgabe befreit)	2	
Total Einsparung zur Berechnung der Wirtschaftlichkeitsschwelle	4	50
Payback	7.5	6
Wirtschaftlichkeitskriterium erfüllt, Massnahme ist durchzuführen:	Ja, Payback <8	Nein, Payback >4
Kapitalkosten bei einem Payback von 8 bzw. 4 Jahren (Wirtschaftlichkeitskriterium)	3.75	60

Herstellkosten Jahr 1 (nach Durchführung der Massnahmen im Rahmen der Zielvereinbarung)	Unternehmen 1	Unternehmen 2
Prozessenergieinput	5	30
Gebäudeenergieinput	8	5
Restliche Vorleistungen	50	50
Arbeits- und Kapitalkosten	38.75	15
Total Herstellungskosten	101.75	100
Energiekostenanteil	13%	35%
Nachgefragte Menge		100
Marktanteil	0%	100%
Energieverbrauch	3'500	140%

Herstellkosten Jahr 1 (bei einer Energieabgabe)	Unternehmen 1	Unternehmen 2
Prozessenergieinput	5	30
Gebäudeenergieinput	8	5
Energieabgabe	13	35
Restliche Vorleistungen	50	50
Arbeits- und Kapitalkosten	38.75	15
Total Herstellungskosten	114.75	135
Energiekostenanteil	11%	26%
Nachgefragte Menge		90
Marktanteil	100%	0%
Energieverbrauch	1'170	47%

Das obige Beispiel ist rein fiktiv und soll einzig die möglichen dynamischen Fehlanreize von Zielvereinbarungen aufzeigen. Solche Fehlanreize sind in der ersten Phase der Energiestrategie 2050 noch nicht im grösseren Ausmass zu erwarten, da die CO2-Abgabe noch relativ gering ist. In den nächsten Etappen der Energiestrategie 2050 können mit steigenden Abgaben solche kontraproduktiven und strukturverzerrenden Wirkungen aber eine Rolle spielen. In der späteren Phasen der Energiestrategie 2050, in der ein Strukturwandel stattfinden muss, um die Ziele zu erreichen, sind Zielvereinbarungen die falschen Steuerungsmassnahmen

men. Sie können allenfalls als Ergänzung für Unternehmen, welche von eng begrenzten Ausnahmeregelungen zur Vermeidung von „carbon leakage“ profitieren, eingesetzt werden.

Fazit: Zielvereinbarungen setzen keine Anreize für technische Innovationen, helfen aber bei der schnelleren Diffusion neuer Technologien. Mit Zielvereinbarungen kann der längerfristig notwendige Strukturwandel in den späteren Phasen der Energiestrategie 2050 nicht erreicht werden. Es besteht sogar die Gefahr, dass die Zielvereinbarungen kontraproduktive Struktureffekte auslösen.

Exkurs: Wirkung der PI 12.400 auf Innovationsanreize

Da kaum neue Unternehmen in den Zielvereinbarungsprozess eingebunden werden, sind mit der auf der PI 12.400 basierenden Zielvereinbarung keine Innovationen – auch keine schnellere Diffusion – zu erwarten.

Wie oben dargelegt, besteht auch für die Zielvereinbarungen auf Basis der PI 12.400 längerfristig die Gefahr von nicht nur strukturhaltenden, sondern gar kontraproduktiven Struktureffekten.

5.4 Weitere Auswirkungen

5.4.1 Auswirkungen auf Bund¹³²

Der Bund ist für den Vollzug der Massnahme zuständig und stellt sicher, dass die Ziele der Unternehmen gesetzt und eingehalten werden. Der Bund muss für den Zielvereinbarungsprozess mit einer moderaten Personalaufstockung von 2 bis 4 Personen rechnen.¹³³

Neben diesen vom Bund zu tragenden Kosten fallen noch weitere Vollzugsaufwendungen an, die im Kapitel 5.6.1 dargestellt werden.

5.4.2 Auswirkungen auf Kantone/Gemeinden

Die Kantone und Gemeinden sind gemäss SECO von der Massnahme finanziell nicht betroffen. Allerdings muss die Massnahme mit dem bestehenden Grossverbraucherartikel der Kantone abgeglichen werden:¹³⁴

¹³² Der folgende Inhalt bezieht sich auf BFE (2012), Energiestrategie 2050: Erstes Massnahmenpaket. G4 Verbindliche Effizienzziele mit gleichzeitiger Befreiung von CO₂-Abgabe und Netzzuschlag für Grossverbraucher.

¹³³ Die nachfolgenden Ausführungen basieren auf BFE (2012), Massnahmenblatt G4.

¹³⁴ SECO (2012), Volkswirtschaftliche Massnahmenanalyse zur Energiestrategie 2050. Teil II Faktenblätter zu den einzelnen Massnahmen.

- Mit dem kantonalen Grossverbraucherartikel, der in drei Kantonen bereits umgesetzt ist und bis in 2 bis 3 Jahren von vielen Kantonen umgesetzt wird, besteht für alle Unternehmen, die von der „ZV Strom“ erfasst werden eine gesetzliche Verpflichtung zur Steigerung der Energieeffizienz. Mit der „ZV Strom“ kann zwar der Fokus stärker auf Strom gelegt werden, der Hauptnutzen – die Installation eines EMS – wird aber bereits mit dem kantonalen Grossverbraucherartikel erreicht.
- In diesem Kontext ist die Anreizwirkung der Rückerstattung des Netzzuschlags aus ordnungspolitischer Sicht sehr kritisch zu beurteilen: Bereits die Kantone können die Unternehmen mit Zielvereinbarungen von technischen Vorschriften entbinden. Zusätzlich wird auf Bundesebene mit der „ZV Strom“ nachträglich noch ein zweiter positiver Anreizmechanismus, die Rückerstattung des Netzzuschlages, eingeführt.

Die Rückerstattung des Netzzuschlags der „ZV Strom“ kann allenfalls dann gerechtfertigt werden, wenn die Kantone die Umsetzung der kantonalen Grossverbraucherartikel weiter hinauszögern oder zu wenig strikte vollziehen.

5.4.3 Auswirkungen auf gesellschaftliche Gruppen (inkl. Verteilungswirkungen)¹³⁵

Befreiung vom Netzzuschlag führt zu grossen Umverteilungswirkungen

Wird der Netzzuschlag an die grösseren Stromverbraucher (> 0.5 GWh gemäss „ZV Strom“ der Energiestrategie 2050) rückerstattet, so müssen die kleineren Verbraucher (Unternehmen mit geringerem Stromverbrauch und Haushalte) entsprechend mehr bezahlen um dieselben Einnahmen für die Förderung (KEV, Wettbewerbliche Ausschreibungen, usw.) zu erhalten. Wir illustrieren die Umverteilungswirkung anhand des Stromverbrauchs im Jahr 2010 (vgl. nachfolgende Abbildung):

- Bei einem Netzzuschlag von 1.5 Rp./kWh und einer Möglichkeit der Rückerstattung des Netzzuschlags an Unternehmen mit einem Stromverbrauch von > 0.5 GWh, ergeben sich Einnahmen von insgesamt 564 Mio. CHF. Diese Einnahmen werden generiert unter der Annahme, dass von der Netzzugangs-Befreiung gemäss „ZV Strom“ relativ viele befreiungsberechtigte Unternehmen Gebrauch machen (vgl. Einschätzungen gemäss Abbildung 5-7): zwischen 75 % (für mittlere Stromverbrauch) bis zu 100 % (für die grossen Stromkonsumenten).
- Insgesamt werden bei diesen Annahmen 261 Mio. CHF an die grossen Stromverbraucher rückerstattet. Würden alle Stromverbraucher mit demselben Netzzuschlag belastet, so könnte der Netzzuschlag von 1.5 Rp./kWh auf 1.02 Rp./kWh gesenkt werden, um dasselbe Nettoeinkommen zu erzielen. Die Ausnahmeregelung führt also dazu, dass der Netzzuschlag um 46% erhöht werden muss (dies immer unter der „ceteris paribus“-Annahme, dass die Netzzuschlagsbelastung zu keinen Verbrauchsveränderungen führt).

¹³⁵ Vgl. SECO (2012), Volkswirtschaftliche Massnahmenanalyse zur Energiestrategie 2050. Teil II Faktenblätter zu den einzelnen Massnahmen.

Die Befreiung vom Netzzuschlag für mittlere und grössere Stromkonsumenten gemäss „ZV Strom“ führt also zu einer sehr ausgeprägten Umverteilung bei der Finanzierung der KEV und weiterer Fördermittel (bspw. wettbewerbliche Ausschreibungen).

Abbildung 5-9: Umverteilungswirkung einer weitgehenden Befreiung vom Netzzuschlag gemäss „ZV Strom“

	Elektrizitäts- endnachfrage 2010 TWh	ohne Befreiung Netz- zuschlag Mio. CHF	mit Befreiung gemäss "ZV Strom"			Umverteilung mit/ohne Rückerstattung	
			Anteil Unternehmen mit ZV	Rück- erstattung Mio. CHF	Netz- zuschlag Mio. CHF	Mio. CHF	in %
Netzzuschlag in Rp./kWh		1.02			1.50		
Unternehmen mit:							
>20 GWh	7.0	72	100%	105	0	-72	-100% 1)
10-20 GWh	1.8	18	95%	25	1	-17	-93%
3-10 GWh	3.1	32	90%	42	5	-27	-85%
0.5-3 GWh	7.9	81	75%	89	30	-51	-63%
Rest Wirtschaft	17.0	174			255	81	46%
Total Wirtschaft	36.8	377		261	291	-87	-23%
Rest (v.a. Haushalte)	18.2	186			273	87	46%
Total CH	55.0	564		261	564	0	0%

1) Im Jahr 2010 wurde für Grossverbraucher 4 Mio. CHF rückererstattet, welche hier vereinfachend nicht berücksichtigt sind.

Quersubventionierung zugunsten mittlerer und grosser Stromverbraucher

Die mittleren und grossen Stromverbraucher müssen zwar zur Befreiung vom Netzzuschlag eine „ZV Strom“ eingehen. Dies führt aber nicht zu zusätzlichen Belastungen, da die in der „ZV Strom“ geforderten Massnahmen alle wirtschaftlich sein müssen. Die mittleren und grossen Stromverbraucher werden somit von den Unternehmen mit geringerem Stromverbrauch und den Haushalten quersubventioniert. Eine solche Quersubvention kann dann gerechtfertigt werden, wenn der Netzzuschlag dem Unternehmen einen grossen Nachteil im internationalen Wettbewerb bringt. Dies ist aber nur für wenig, bereits befreite Unternehmen gegeben, bspw. bei Betrieben wie Stahl Gerlafingen oder Lonza, die ohne Befreiung ernsthaft gefährdet wären (vgl. dazu die Ausführungen im Anhang, Kapitel 9.6).

Fazit: Die breite Befreiung vom Netzzuschlag im Rahmen der „ZV Strom“ führt zu einer ausgeprägten Umverteilung bei der Finanzierung der KEV und weiterer Fördermittel (bspw. wettbewerbliche Ausschreibungen).

Exkurs: Umverteilungswirkung der PI 12.400

Auch mit der weniger umfassenderen Ausnahmeregelung für Grossverbraucher gemäss PI 12.400 müssen die kleineren Verbraucher (Unternehmen mit geringerem Stromverbrauch und Haushalte) entsprechend mehr bezahlen um dieselben Einnahmen für die Förderung (KEV, Wettbewerbliche Ausschreibungen, usw.) zu erhalten (vgl. nachfolgende Abbildung):

- Bei einem Netzzuschlag von 1.5 Rp./kWh und einer Möglichkeit der Rückerstattung des Netzzuschlags an Unternehmen gemäss PI 12.400, ergeben sich Einnahmen von insgesamt 755 Mio. CHF.
- Insgesamt werden bei diesen Annahmen 70 Mio. CHF an die grossen Stromverbraucher rückerstattet. Würden alle Stromverbraucher mit demselben Netzzuschlag belastet, so könnte der Netzzuschlag von 1.5 Rp./kWh auf 1.37 Rp./kWh gesenkt werden, um dasselbe Nettoeinkommen zu erzielen. Die Ausnahmeregelung führt also dazu, dass der Netzzuschlag um 9% erhöht werden muss.

Die Befreiung vom Netzzuschlag für mittlere und grössere Stromkonsumenten gemäss PI 12.400 führt also im Vergleich zur „ZV Strom“ zu einer deutlich weniger ausgeprägten Umverteilung bei der Finanzierung der KEV und weiterer Fördermittel (bspw. wettbewerbliche Ausschreibungen).

Abbildung 5-10: Umverteilungswirkung einer weitgehenden Befreiung vom Netzzuschlag gemäss „PI 12.400“

	Elektrizitäts- endnachfrage 2010 TWh	ohne Befreiung	mit Befreiung gemäss "PI 12.400"		Umverteilung mit/ohne Rückerstattung	
		Netz- zuschlag Mio. CHF	Rück- erstattung Mio. CHF	Netz- zuschlag Mio. CHF	Mio. CHF	in %
Netzzuschlag in Rp./kWh		1.37		1.50		
Befreite Unternehmen gemäss PI 12.400	4.7	64	70		-64	-100% 1)
Rest Wirtschaft	32.1	441		482	41	9%
Total Wirtschaft	36.8	505	70	482	-23	-5%
Rest (v.a. Haushalte)	18.2	250		273	23	9%
Total CH	55.0	755	70	755	0	0%

1) Im Jahr 2010 wurde für Grossverbraucher 4 Mio. CHF rückererstattet, welche hier vereinfachend nicht berücksichtigt sind.

5.4.4 Auswirkungen auf die Gesamtwirtschaft

Verzerrungen zwischen befreiten und nicht befreiten Unternehmen

Zwischen befreiten und nicht befreiten Unternehmen, welche am selben Markt tätig sind, können theoretisch Wettbewerbsverzerrungen auftreten. Allerdings sind diese Wettbewerbsverzerrungen vernachlässigbar. Das nicht befreite Unternehmen trägt bei einem Netzzuschlag von 1.5 Rp./kWh eine zusätzliche Belastung von 7500 CHF/Jahr. Diese maximale Zusatzbelastung führt aber kaum zu systematischen und problematischen Wettbewerbsverzerrungen.

Schwellenwerteffekte

Werden Unternehmen, die knapp unterhalb der Grenze von 0.5 GWh liegen, dazu verleitet, mehr Strom zu verbrauchen, um das Kriterium für die Netzzuschlagsrückerstattung zu erfüllen. Dies ist im Einzelfall nicht auszuschliessen, ist aber nicht als problematisch zu beurteilen, da die „Eintrittskosten“ in den Zielvereinbarungsprozess in etwa der zu erwartenden Netzzuschlagsrückerstattung am Schwellenwert von 0.5 GWh entsprechen.

Problematischer und wohl auch viel häufiger ist der Fall, dass befreite Unternehmen durch die von der Zielvereinbarung ausgelösten Massnahmen mit ihrem Verbrauch unter den Schwellenwert fallen und nicht mehr von der Befreiung profitieren können. Dies kann – je nach Ausgestaltung der „ZV Strom“ zu Verzögerungen bei der Realisierung von Massnahmen führen – energiepolitisch also kontraproduktiv wirken.

Statische Betrachtung: Gesamtwirtschaftlich leichte Effizienzgewinne

In einer kurz- bis mittelfristigen Sicht führen die Massnahmen zwar zu einem zusätzlichen administrativen Aufwand für die Firmen, die eine „ZV Strom“ eingehen. Dieser Aufwand dürfte sich aber auszahlen, da im Unternehmen aufgrund der „ZV Strom“ systematisch nach rentablen Effizienzpotenzialen gesucht wird und dies auch umgesetzt werden. Kurz- bis mittelfristig können somit die „no regret“-Potenziale, die durch den Zielvereinbarungsprozess erst „sichtbar“ werden, gehoben werden. Die Überwindung der Informations- und Motivationshemmnisse wird sich insgesamt leicht positiv auf die Energieeffizienz und damit auch auf die Wettbewerbsfähigkeit und die gesamtwirtschaftliche Effizienz auswirken. Die vorgängigen Analyse haben aber gezeigt, dass die zusätzliche Wirkung der „ZV Strom“ nicht sehr gross ist.

Dynamische Betrachtung: Negative gesamtwirtschaftliche Effizienzwirkung

Die Ausführungen im Kapitel 5.3.4 haben gezeigt, dass das System der Zielvereinbarungen längerfristig kontraproduktive, strukturverzerrende Auswirkungen auf die Gesamtwirtschaft haben kann.

5.5 Alternative Regelungen / Konnex zu anderen Massnahmen / Einbettung in langfristige Energiestrategie

5.5.1 Alternative Regelungen

Im Folgenden sollen die alternativen Regelungen zur „ZV Strom“ kurz dargelegt und bewertet werden. Wichtig sind dabei zwei Punkte:

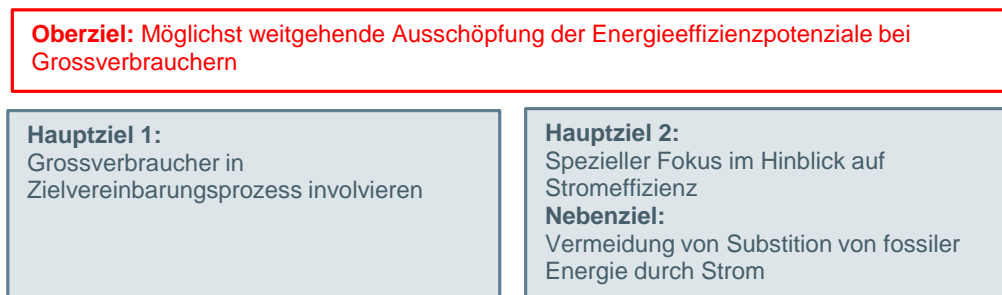
- 1) In der nachfolgenden Betrachtung beschränken wir uns auf die erste Phase der Energiestrategie 2050 (also bis zu einem Zeithorizont 2020).
- 2) Vor der Diskussion sind die Ziele der „ZV Strom“ zu strukturieren.

Ziele der „ZV Strom“

Die „ZV Strom“ strebt die weitgehende Ausschöpfung der Energieeffizienzpotenziale bei Grossverbrauchern (mit einem Stromverbrauch von > 0.5 GWh und einem Wärmeverbrauch von > 5 GWh an). Dies will die „ZV Strom“ damit erreichen, dass (1) die Grossverbraucher in einen Zielvereinbarungsprozess eingebunden werden und dass (2) die Zielvereinbarung, die bisher auf CO₂ und Gesamtenergieeffizienz ausgelegt sind, um den Fokus Strom ergänzt werden.

Damit soll auch erreicht werden, dass keine unerwünschte Substitution von fossilen Energien durch Strom erfolgt. Alle befragten Experten waren sich darin einig, dass mit den heutigen Zielvereinbarungen keine unerwünschte Substitution von fossilen Energieträgern zu Strom stattgefunden hat. Auch wird die Gefahr, dass eine solche Substitution bei den heutigen und kurz- bis mittelfristig absehbaren Preisen für fossile Energieträger und Strom erfolgt, als gering eingeschätzt. Die Preisrelationen zwischen fossilen Energieträger und Strom müssten sich schon drastisch ändern. Auch die geplante moderate Anhebung der CO₂-Abgabe im Rahmen der 1. Phase der Energiestrategie 2050 wird an dieser Einschätzung nichts ändern.¹³⁶

Abbildung 5-11: Ziele der „ZV Strom“



¹³⁶ In Einzelfällen kann es selbstverständlich zu einer solchen Substitution kommen. Weiter ist für die längerfristige Entwicklung im Rahmen eines Lenkungssystems mit stark steigenden Abgaben die Balance zwischen den Abgaben auf Strom und fossilen Energieträgern hinsichtlich unerwünschter Substitution zu beachten.

Alternative Instrumente zur „ZV Strom“

Im Rahmen der Arbeitsgruppe „Stromeffizienz im Industrie- und Dienstleistungssektor“ wurden verschiedene Instrumente diskutiert¹³⁷ und verschiedene Ausprägungen des Effizienzbonus sowie der wettbewerblichen Ausschreibungen detaillierter diskutiert und bewertet.

Die Stromlenkungsabgabe, die ein effizientes Anreizinstrument ist, ist ab 2020 für die zweite Etappe der Energiestrategie 2050 geplant. In der ersten Phase bis 2020 ist keines der in dieser Arbeitsgruppe diskutierten Instrumente geeignet, für die relative kurze Periode 2020 die „ZV Strom“ zu ersetzen, da entweder der Initialaufwand zu gross wäre oder die Ziele mit dem anderen Instrument nicht erreicht werden (auf die Überschneidungen mit den anderen geplanten Instrumenten (Wettbewerbliche Ausschreibungen und Effizienzziele EVU) gehen wir im nachfolgenden Kapitel ein).

Alternative Regelungen

Bei der „ZV Strom“ ist kurz- bis mittelfristig vor allem die beabsichtigte Anreizwirkung mit der Rückerstattung des Netzzuschlags zu kritisieren:

- *Rückerstattung des Netzzuschlags nicht nötig für die breitere Umsetzung von Zielvereinbarungen:* Grossverbraucher werden vom Netzzuschlag befreit, wenn sie eine „ZV Strom“ eingehen. Mit dem Grossverbraucherartikel der Kantone werden sie aber bereits zum Abschluss einer Zielvereinbarung, mit dem Ziel die Gesamtenergieeffizienz zu steigern, verpflichtet. Drei Kantone haben den Grossverbraucherartikel bereits umgesetzt. Die meisten Kantone folgen in den nächsten zwei bis drei Jahren. *Um das Ziel, möglichst viele Grossverbraucher in den Zielvereinbarungsprozess zu involvieren, braucht es die Anreizwirkung des Netzzurückzahlungszuschlags nicht.*
- *Zielvereinbarungen wirken bereits auf Strom – spezielle Stromfokussierung nicht prioritär:* Die bestehenden bzw. kommenden Zielvereinbarungen der Kantone fokussieren auf die Gesamtenergieeffizienz und nicht speziell auf Strom. Da aber zumindest kurz- bis mittelfristig eine Substitution von fossilen Energieträgern durch Strom nicht zu erwarten ist, *kann auf eine Stromfokussierung verzichtet werden*, sofern die Gesamteffizienzziele genügend ambitioniert gesetzt sind. Die erzielten Erfolge der EnAW-Unternehmen zeigen denn auch, dass durch die bestehenden – nicht stromspezifischen - Zielvereinbarungen neben CO₂ auch beachtliche Effizienzpotenziale im Strombereich gehoben werden konnten.

¹³⁷ Nationaler Effizienzbonus, Aufstockung der finanziellen Mittel für die Wettbewerbliche Ausschreibungen, Nationaler Stromsparmögensfonds, Verpflichtung der EVU mit weissen Zertifikaten, Verpflichtung der EVU zur Umsetzung von Stromeffizienzmassnahmen, Decoupling (Einnahmenentkopplung vom Absatzwachstum der EVU), Demand Side Management, Smart Metering, freiwillige Massnahmen der EVU, Stromlenkungsabgabe, Information und Beratung sowie Contracting, optimaler Netznutzungstarif.

Vgl. dazu BFE (2011), Stromeffizienz im Industrie- und Dienstleistungssektor.

- *Unerwünschte Umverteilung:* Die Rückerstattung der Netzzuschläge führt zu einer beachtlichen Mehrbelastung der Haushalte und kleineren Unternehmen – die *Grossverbraucher werden durch Haushalte und kleinere Unternehmen quersubventioniert*. Dies kann aus verteilungspolitischer Sicht kritisiert werden.
- *NetZRückerstattung schafft Anspruchshaltung in Bezug auf zweite Etappe der Energiestrategie 2050:* Werden in einer ersten Phase alle Grossverbraucher von der Rückerstattung der Netzzuschläge befreit, so hätte dies Signalwirkung für die zweite Etappe der Energiestrategie 2050. Das vorgesehene Lenkungssystem würde aber bei einer breiten Abgabebefreiung der Grossverbraucher ihren Effizienzvorteil gegenüber den anderen Instrumenten verlieren.

Eine „ZV Strom“ macht dann Sinn, wenn mit einer verzögerten oder zu laschen Umsetzung des Grossverbraucherartikels der Kantone gerechnet wird und wenn eine starke Fokussierung auf Strom als notwendig erachtet wird. Da die zusätzliche Wirkung der Stromfokussierung aber keine generelle Rückerstattung der Netzzuschläge rechtfertigt, da die Kosten-Wirksamkeit in diesem Falle nicht gegeben wäre (es ergäben sich Kosten von 60 bis 90 Rp./kWh, vgl. Kapitel 5.3.3). Die „ZV Strom“ lässt sich aber dann aus Kosten-Wirksamkeitsaspekten rechtfertigen, wenn auf die Rückerstattung der Netzzuschläge verzichtet wird.¹³⁸ Die Massnahme „ZV Strom“ müsste also wie folgt abgeändert werden:

- Die Grossverbraucher werden verpflichtet, eine „ZV Strom“ abzuschliessen.
- Die Grossverbraucher werden für Ihre Vollzugsaufwendungen (insbesondere Eigenleistungen und EnAW-Beiträge) pauschal abgegolten (bspw. pauschal nach Grössenklassen, wie sie in der in Abbildung 5-7 definiert sind). Die Kosten für diese Vollzugsaufwandsabgeltung könnten bspw. aus dem Netzzuschlag finanziert werden.

Da im Rahmen der „ZV Strom“ nur rentable Massnahmen gefordert sind, erwachsen den Grossverbrauchern durch diese Verpflichtung zu einer „ZV Strom“ keine finanziellen Nachteile, da sie für die zusätzlichen Vollzugsaufwendungen entschädigt werden. Es ist sogar anzunehmen, dass sie zumindest in der ersten Zielvereinbarungsperiode durch die Umsetzung hochrentabler Massnahme zusätzliche Gewinne erzielen können. Die Umverteilung würde sich bei diesem Vorschlag in engen Grenzen halten und sich auf die pauschale Abgeltung der Vollzugsaufwendungen von insgesamt rund 5 bis 10 Mio. CHF pro Jahr beschränken.

Weiter wären folgende Punkte zu prüfen:

- *Beschleunigung der Umsetzung des Grossverbraucherartikels der Kantone:* Die Globalbeiträge an die Kantone könnten von der Umsetzung des Grossverbraucherartikels abhängig gemacht werden. Damit liesse sich die Umsetzung des Grossverbraucherartikels beschleunigen.

¹³⁸ Auch Modelle mit einer reduzierten Rückerstattung wären denkbar. Eine vernünftige Kosten-Wirksamkeit bei der relativ bescheidenen zusätzlichen Wirkung der „ZV Strom“ kann aber auch mit einer reduzierten Rückerstattung nicht erreicht werden: Auch wenn das Rückerstattungsvolumen durch entsprechende Optimierung um die Hälfte reduziert werden könnte, ergäbe sich immer noch eine schlechte Kosten-Wirksamkeit von 30 bis 45 Rp./kWh.

- *Freiwillige „ZV Strom“*: Damit auch kleinere Unternehmen eine „ZV Strom“ abschliessen, könnte ihnen ebenfalls (eine entsprechend reduzierte) Abgeltung des Vollzugsaufwands zugestanden werden.

5.5.2 Konnex zu anderen Massnahmen

Die Massnahme Grossverbraucher weist gemäss BFE¹³⁹ zu folgenden weiteren Massnahmen Querbezüge auf:

- *Verschärfung MuKE, Grossverbraucherartikel der Kantone und Zielvereinbarungen im Rahmen des CO₂-Gesetzes*: Zu diesen Massnahmen hat die „ZV Strom“ – wie bereits in den vorgängigen Kapiteln bereits erwähnt – die meisten Querbezüge. Zusätzlich sind noch folgende Punkte zu erwähnen:
 - *Kantone erwägen Senkung des Schwellenwerts*: Die Kantone erwägen, die Grenze für die kantonalen Zielvereinbarungen beim Elektrizitätsverbrauch zu senken (bspw. auf 0.3 GWh).
 - *Verpflichtende Betriebsoptimierung und Energieinspektion*: Im Rahmen der ersten Etappe der Energiestrategie soll die MuKE verschärft werden. U.a. soll die Pflicht einer Energieinspektion Gebäudetechnik eingeführt werden und die Betriebsoptimierung für Gebäude soll zur Pflicht werden. Grundsätzlich wäre es möglich, dass die Kantone – als weiteren Anreiz für Zielvereinbarungen – die Unternehmen, die eine Zielvereinbarung abschliessen, von dieser Pflicht befreien.
 - *Vollzug*: Die kantonalen Zielvereinbarungen werden bereits mit den Zielvereinbarungen gemäss CO₂-Gesetz koordiniert. Bei einer „ZV Strom“ wäre diese Koordination entsprechend auszudehnen.
- *Einbindung der Unternehmen in Zielvereinbarungsprozesse auf freiwilliger Ebene*: Wie oben erwähnt, wäre zu prüfen, ob bei der geplanten Weiterführung und Weiterentwicklung der freiwilligen Zielvereinbarungen die „ZV Strom“ durch die Abgeltung des Vollzugsaufwands unterstützt werden könnte.
- *Informations- und Beratungsangebote sowie Aus- und Weiterbildungsangebote*: Diese können entsprechend den Erfordernissen der „ZV Strom“ ergänzt werden. Grundsätzlich unterstützen sich die Massnahmen gegenseitig.
- *Effizienzvorschriften für Elektrogeräte*: Werden die Standards für Elektrogeräte verschärft, sinkt das Einsparpotenzial im Rahmen der Zielvereinbarungen. Bei neuen Standards ist entsprechend die Konsequenz für die Zielvereinbarungen mit zu berücksichtigen.
- *Wettbewerbliche Ausschreibungen*: Die Abgrenzungen zwischen wettbewerblichen Ausschreibungen und Zielvereinbarungen sind geregelt: Wettbewerbliche Ausschreibungen adressieren das nicht wirtschaftliche Stromeffizienzpotenzial, mit den Zielvereinbarungen wird das rentable Potenzial umgesetzt.

¹³⁹ BFE (2012), Energiestrategie 2050: Erstes Massnahmenpaket. G4 Verbindliche Effizienzziele mit gleichzeitiger Befreiung von CO₂-Abgabe und Netzzuschlag für Grossverbraucher.

5.5.3 Einbettung in langfristige Energiestrategie 2050: Rolle der Massnahme im Hinblick auf die 2. Etappe der Energiestrategie 2050

In den vorgängigen Kapiteln haben wir dargelegt, dass eine „ZV Strom“ für die erste Etappe der Energiestrategie 2050 – also bis zum Jahre 2020 - unter bestimmten Bedingungen sinnvoll ist: (1) es wird mit einer verzögerten oder zu laschen Umsetzung der kant. Zielvereinbarungen gerechnet, (2) die „ZV Strom“ berechtigt nicht zur Rückerstattung des Netzzuschlags.

In diesem Kapitel wird kurz dargelegt, welche Rolle die Zielvereinbarungen in den nachfolgenden Etappen (also in einem künftigen Lenkungssystem mit einer CO₂-/Energie- und einer Stromlenkungsabgabe) der Energiestrategie übernehmen können. Es stellen sich hier zwei unterschiedliche Fragen:

- 1) Welche Rolle übernehmen die Zielvereinbarungen in einem Lenkungssystem?
- 2) Ist die für die zweite Etappe geplante „ZV Strom“ zielführend?

1) Welche Rolle übernehmen die Zielvereinbarungen in einem Lenkungssystem?

Die Zielvereinbarungen sorgen bei geringen Energie- und Strompreise für die notwendige Sensibilisierung für die Thematik „CO₂-, Energie- und Stromeffizienz“. Die geplanten Lenkungsabgaben führen zumindest mittel- bis längerfristig zu spürbar zunehmenden Energiepreisen. Die Lenkungsabgabe übernimmt nun die Sensibilisierung, welche umso besser gelingt, wenn vorgängig mittels Zielvereinbarungen schon Vorarbeiten geleistet wurden. Zielvereinbarungen in der ersten Etappe der Energiestrategie 2050 sind also auch im Hinblick auf das Funktionieren der später einzuführenden Lenkungsabgabe sehr hilfreich. Nehmen die Lenkungsabgaben weiter zu, *braucht es Zielvereinbarungen für möglichst viele Unternehmen nicht mehr.*

- Die Lenkungsabgaben geben die richtigen Signale, eine weitere Sensibilisierung ist nicht mehr notwendig.
- Zielvereinbarungen können – zusammen mit einem Lenkungssystem – kontraproduktive Effekte haben (vgl. dazu die Ausführungen in Kapitel 5.3.4).

Da es aber in einem Lenkungssystem weiterhin Sonderregelungen für energie-, stromintensive, dem internationalen Wettbewerb ausgesetzten Unternehmen braucht, können je nach Ausgestaltung dieser Sonderregelungen Zielvereinbarungen bei diesen Unternehmen eine Rolle spielen. Als Gegenleistung für die Sonderregelung werden diese Unternehmen mit einer Zielvereinbarung zu Massnahmen verpflichtet (werden dafür im Gegenzug von den Lenkungsabgaben oder Netznutzungszuschlägen befreit).

2) Ist die für die zweite Etappe geplante „ZV Strom“ zielführend?

In einer zweiten Etappe der Energiestrategie 2050 sollen die Lenkungsabgaben und der Netzzuschlag zurückerstattet werden. Unternehmen, die sich zu Gesamteffizienzzielen ver-

pflichten, sollen gleichzeitig von der CO₂-Abgabe (und wohl auch der Stromlenkungsabgabe) und dem Netzzuschlag befreit werden können.

Wird die Befreiung von der Lenkungsabgabe grosszügig ausgestaltet, d.h. viele Unternehmen können sich von der Abgabe befreien lassen, werden die Lenkungswirkung und damit die Effizienz der Lenkungsabgabe eingeschränkt. Der gemäss Energieperspektiven notwendige Strukturwandel (siehe Ecoplan (2012)) kann nicht mit einem Zielvereinbarungssystem erreicht werden (vgl. Fehlanreize bei Zielvereinbarungen in Kapitel 5.3.4).

Auch wenn Zielvereinbarungen längerfristig in einem Lenkungssystem nur punktuell zum Einsatz kommen, ist eine breite Anwendung für die erste Etappe der Energiestrategie 2050 ein zielführendes Instrument im Hinblick auf die Einführung einer Lenkungsabgabe: Die Zielvereinbarungen motivieren die Unternehmen im Vorfeld der Einführung der Lenkungsabgabe Effizienzmassnahmen umzusetzen und sensibilisieren für die Energieeffizienzthematik. Die Zielvereinbarungen helfen den Unternehmen sich im Hinblick auf die Lenkungsabgabe „energetisch fit“ zu machen und helfen, damit die Lenkungswirkung ihre beabsichtigte Anreizwirkung erzielt.

5.6 Zweckmässigkeit im Vollzug

5.6.1 Vollzugstauglichkeit, Vollzugaufwand

Der Vollzugaufwand für die **bestehenden Zielvereinbarungen** der EnAW (rund 2000 Unternehmen) beträgt rund 17 Mio. CHF (vgl. Abbildung 5-6). Der Aufwand des Bundes beträgt rund 2.5 Mio. CHF (rund 1 Mio. CHF als Beitrag an die EnAW und 1.5 Mio. CHF Aufwand bei BAFU und BFE). Die restlichen Vollzugsleistungen werden von den zielvereinbarenden Unternehmen als Eigenleistung¹⁴⁰ bzw. als Beitrag an die EnAW erbracht.

Mit der „**ZV Strom**“ würden noch einmal 2000 bis 3000 zusätzliche Unternehmen eine Zielvereinbarung abschliessen. Das BFE schätzt den Vollzugaufwand wie folgt ein:

- 30 bis 40 Vollzeitstellenäquivalente bei den Agenturen
- 2 bis 4 Stellen beim Bund, 1 Stelle aufgrund des höheren Rückerstattungsvolumens
- 2 bis 3 Personenjahre für Audits
- Nicht bezifferte Sachaufwendungen (bspw. für Datenbank, usw.)

Unter Nutzung der Synergien mit den bestehenden Zielvereinbarungen schätzen wir den Vollzugaufwand auf 5 bis 10 Mio. CHF pro Jahr.

¹⁴⁰ Unter Eigenleistungen der Unternehmen wird der Aufwand den Firmen unter anderem für das Monitoring, die Umsetzung der Massnahmen usw. verstanden.

Exkurs: Vollzugskosten der **PI 12.400** für Rückerstattung und Zielvereinbarungsprozess (ohne Mittelverwendung für die Förderung der erneuerbaren Stromproduktion)

Der Kommissionsbericht rechnet mit Prüfungskosten von 600 000 bis 1.2 Mio. CHF. Beim BFE ist die Neueinstellung von zusätzlich 2 Personen erforderlich, um den internen administrativen Aufwand abwickeln zu können. Zur Prüfung der Mittelverwendung wird mit keinem zusätzlichen Personalaufwand gerechnet, da die Arbeiten im Rahmen der regulären Kontrolltätigkeit im Zusammenhang mit den Zielvereinbarungen erledigt werden können. Es kann davon ausgegangen werden, dass ein Grossteil der zur Rückerstattung berechtigten Unternehmen bereits über eine Zielvereinbarung verfügt, d.h. hier entstehen keine Zusatzkosten.

5.6.2 Verbesserungen/Vereinfachungen

Das Instrument der Zielvereinbarungen ist erprobt und bietet keine generellen Probleme im Vollzug. Zu beachten ist die Abstimmung der „ZV Strom“ mit den bestehenden Zielvereinbarungen.

5.7 Fazit

Die Herausforderung der „ZV Strom“ liegt bei der Rückerstattung der Netzzuschläge

Bei der „ZV Strom“ ist kurz- bis mittelfristig vor allem die beabsichtigte Anreizwirkung mit der Rückerstattung des Netzzuschlags zu kritisieren:

- Die Rückerstattung des Netzzuschlags ist nicht nötig für die breitere Umsetzung von Zielvereinbarungen, da dies bereits mit dem Grossverbraucherartikel der Kantone erfolgt. Um das Ziel zu erreichen, möglichst viele Grossverbraucher in den Zielvereinbarungsprozess zu involvieren, braucht es die Anreizwirkung des Netzzuschlags nicht.
- Zielvereinbarungen wirken bereits auf Strom – eine spezielle Stromfokussierung ist nicht prioritär.
- Unerwünschte Umverteilung: Die Grossverbraucher werden durch Haushalte und kleinere Unternehmen quersubventioniert.
- Netzzuschlag schafft Anspruchshaltung in Bezug auf zweite Etappe der Energiestrategie 2050: Werden in einer ersten Phase alle Grossverbraucher von der Rückerstattung der Netzzuschläge befreit, so hätte dies Signalwirkung für die zweite Etappe der Energiestrategie 2050. Das vorgesehene Lenkungssystem würde aber bei einer breiten Abgabebefreiung der Grossverbraucher ihren Effizienzvorteil gegenüber den anderen Instrumenten verlieren.

Vorschlag für eine „ZV Strom“ für die erste Etappe der Energiestrategie 2050

Eine „ZV Strom“ macht dann Sinn, wenn mit einer verzögerten oder zu laschen Umsetzung des Grossverbraucherartikels der Kantone gerechnet wird und wenn eine starke Fokussierung auf Strom als notwendig erachtet wird. Da die zusätzliche Wirkung der Stromfokussierung aber keine generelle Rückerstattung der Netzzuschläge rechtfertigt, wäre die Kosten-

Wirksamkeit in diesem Falle nicht gegeben. Die „ZV Strom“ lässt sich aber dann aus Kosten-Wirksamkeitsaspekten rechtfertigen, wenn auf die Rückerstattung der Netzzuschläge verzichtet wird. Die Massnahme „ZV Strom“ müsste also wie folgt abgeändert werden:

- Die Grossverbraucher werden verpflichtet, eine „ZV Strom“ abzuschliessen (mit entsprechenden Sanktionen, wenn keine Zielvereinbarung abgeschlossen wird bzw. wenn die Ziele nicht erreicht werden).
- Die Grossverbraucher werden für Ihre Vollzugsaufwendungen (insbesondere Eigenleistungen und EnAW-Beiträge) pauschal abgegolten. Die Kosten für diese Vollzugsaufwandsabgeltung könnten bspw. aus dem Netzzuschlag finanziert werden.

Die Parlamentarische Initiative 12.400 bringt keine neuen Zielvereinbarungen und Sensibilisierungen von bisher nicht auf die Energieproblematik „sensibilisierten“ Unternehmen. Die Parlamentarische Initiative bringt also nichts in Bezug auf die Absicht, neue Unternehmen in den Zielvereinbarungsprozess einzubinden, und ist damit kein „Ersatz“ für die „ZV Strom“.

Rolle der „ZV Strom“ in dem in der zweiten Etappe geplanten Lenkungssystem

Sobald die Lenkungsabgaben zu einer spürbaren Energiepreiserhöhung führen, haben Zielvereinbarungen für möglichst viele Unternehmen keine Berechtigung mehr: (1) die Sensibilisierung und Lenkung übernimmt nun die Lenkungsabgabe, (2) Zielvereinbarungen können – zusammen mit einem Lenkungssystem – kontraproduktive Effekte haben.

Da es aber in einem Lenkungssystem weiterhin Sonderregelungen für energie-, stromintensive, dem internationalen Wettbewerb ausgesetzten Unternehmen braucht, können je nach Ausgestaltung dieser Sonderregelungen Zielvereinbarungen bei diesen Unternehmen eine Rolle spielen. Als Gegenleistung für die Sonderregelung werden diese Unternehmen mit einer Zielvereinbarung zu Massnahmen verpflichtet (werden dafür im Gegenzug von den Lenkungsabgaben oder Netznutzungszuschlägen befreit).

Auch wenn die Zielvereinbarung längerfristig in einem Lenkungssystem nur punktuell zum Einsatz kommen, ist eine breite Anwendung für die erste Etappe der Energiestrategie 2050 ein zielführendes Instrument im Hinblick auf die Einführung einer Lenkungsabgabe: Die Zielvereinbarungen motivieren die Unternehmen im Vorfeld der Einführung der Lenkungsabgabe Effizienzmassnahmen umzusetzen und sensibilisieren für die Energieeffizienzthematik. Die Zielvereinbarungen helfen den Unternehmen sich im Hinblick auf die Lenkungsabgabe „energetisch fit“ zu machen und helfen mit, damit die Lenkungswirkung ihre beabsichtigte Anreizwirkung erzielt. Diese breite Anwendung sollte aber nicht durch eine umfassende Rückerstattung der Netzzuschläge „erkauft“ werden.

6 Anhang A: Ergänzungen zum Massnahmenpaket KEV

Vorgehen und Datengrundlagen für die Modellrechnungen

Die Entwicklung der Förderkosten und des KEV-Zuschlags in den Jahren 2010-2050 wurde in den folgenden Schritten berechnet:

1. *Vergütungssumme für KEV-Anlagen*, berechnet anhand von Produktionsmengen und durchschnittlichen Vergütungstarifen pro Technologie (inkl. Fördersumme für Investitionshilfen für PV-Anlagen)
2. *Förderkosten*, berechnet anhand der Vergütungssumme, der Produktionsmenge und des Marktpreises
3. *KEV-Zuschlag pro kWh*, berechnet anhand der Förderkosten und der Stromnachfrage (abzüglich Verbrauch der von der Abgabe befreiten Grossverbraucher)

Zur Analyse der Auswirkungen der einzelnen Submassnahmen sowie für die Sensitivitätsanalysen wurden die entsprechenden Eingangsgrössen variiert.

Die Entwicklung der Stromproduktion und der Gestehungskosten bzw. der Vergütungstarife stützen sich auf die folgenden Statistiken und Studien:

- Statistik EE: Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien, Ausgabe 2011.
- KEV-Statistik: Jahres- und Quartalsberichte der Stiftung KEV¹⁴¹
- Energieperspektiven / EcoPlan (2012): Energiestrategie 2050 – volkswirtschaftliche Auswirkungen, Schlussbericht vom 12. September 2012.

Weitere Datengrundlagen und Annahmen für die Berechnungen zu den Förderkosten sind in Kapitel 2.3.3 (Abbildung 2-1) sowie in der folgenden Abbildung zusammengestellt.

¹⁴¹ <http://www.stiftung-kev.ch/berichte/jahresberichte.html>

Abbildung 6-1: Datengrundlagen und Annahmen für die Berechnungen zu den Förderkosten

Kleinwasserkraft		
Stromproduktion	2009-2011	Daten Statistik EE
Stromproduktion	2012-2050	kontinuierlicher Ausbau auf 1.6 TWh/a im Jahr 2050, basierend auf BFE (2012): Wasserkraftpotenzial der Schweiz
Vergütungssätze: Durchschnittswert pro Technologie		bis 2012: tatsächliche Werte für Neuanlagen gemäss KEV-Statistik; danach leicht ansteigend auf 0.20 CHF/kWh, ab 2020 konstant
PV		
Stromproduktion	2009-2011	Daten Statistik EE
Stromproduktion	2012-2050	Daten Energieperspektiven (in 5-Jahresschritten, dazwischen lineare Entwicklung), Ausbau auf 11.1 TWh/a im Jahr 2050
Vergütungssätze: Durchschnittswert pro Technologie		Werte bis 2012 gemäss bisherigen Entwicklungen, ab 2013 gemäss Energieperspektiven / Ecoplan (2012)
Wind		
Stromproduktion	2009-2011	Daten Statistik EE
Stromproduktion	2012-2050	Daten Energieperspektiven (in 5-Jahresschritten, dazwischen lineare Entwicklung), Ausbau auf 4.3 TWh/a im Jahr 2050
Vergütungssätze: Durchschnittswert pro Technologie		Werte bis 2012 gemäss bisherigen Entwicklungen (KEV-Statistik); Entwicklung ab 2013 in Anlehnung an Energieperspektiven / Ecoplan (2012)
Geothermie		
Stromproduktion	2009-2011	Daten Statistik EE
Stromproduktion	2012-2050	Daten Energieperspektiven (in 5-Jahresschritten, dazwischen lineare Entwicklung), Ausbau auf 4.4 TWh/a im Jahr 2050
Vergütungssätze: Durchschnittswert pro Technologie		0.34 CHF/kWh zu Beginn (entspricht bisherigen Anmeldungen); ab 2012 jährliche Absenkung um 3% p.a., ab 2031 Absenkung um 4%
Biomasse		
Stromproduktion	2009-2011	Daten Statistik EE
Stromproduktion	2012-2050	Daten Energieperspektiven (in 5-Jahresschritten, dazwischen lineare Entwicklung); ab 2015 ohne Zubau ARA, KVA (gemäss Energiestrategie 2050), Ausbau auf 2.9 TWh/a im Jahr 2050
Vergütungssätze: Durchschnittswert pro Technologie		aktuell 0.21 CHF/kWh (gemäss KEV-Statistik), ab 2015 Erhöhung für Neuanlagen auf 0.23 Rp./kWh (keine KVA, ARA), anschliessend Entwicklung gemäss Daten Ecoplan (2012)

Resultate im Detail

Abbildung 6-2: Förderkosten in Mio. CHF/Jahr

Jahr	Grund- variante	Marktpreis real konstant	Marktpreis +2% p.a.	PV beschleunig- ter Zubau	KEV statt Investitions- hilfen für kleine PV- Anlagen	Grossver- braucher keine Rück- erstattung
2010	67	67	67	67	67	67
2011	96	96	96	97	96	96
2012	176	176	176	177	176	176
2013	208	209	207	226	208	208
2014	247	249	245	283	247	247
2015	262	265	258	321	259	262
2016	290	295	285	358	287	290
2017	312	318	304	390	310	312
2018	342	351	332	429	341	342
2019	366	377	353	460	365	366
2020	400	415	384	501	400	400
2021	439	458	419	560	438	439
2022	474	497	448	606	473	474
2023	505	533	474	647	505	505
2024	542	576	504	692	542	542
2025	568	609	523	725	569	568
2026	605	652	551	763	604	605
2027	635	690	571	794	634	635
2028	663	727	588	821	661	663
2029	663	735	580	823	662	663
2030	695	778	597	850	692	695
2031	719	814	605	858	707	719
2032	702	808	575	834	691	702
2033	707	826	562	833	698	707
2034	694	831	540	815	686	700
2035	697	837	510	811	690	691
2036	686	846	470	801	682	686
2037	675	850	441	785	670	675
2038	664	857	411	766	659	664
2039	651	862	377	742	644	651
2040	631	862	340	717	624	631
2041	605	857	299	688	597	605
2042	578	851	257	659	569	578
2043	546	842	201	628	537	546
2044	495	827	132	594	501	495
2045	461	813	55	554	466	461
2046	426	794	0	520	429	426
2047	390	774	0	487	392	390
2048	355	754	0	455	355	355
2049	327	751	0	437	326	327
2050	289	728	0	409	287	289
Maximum	719	862	605	858	707	719

Abbildung 6-3: KEV-Zuschlag (in CHF/kWh)

Jahr	Grundvariante	Marktpreis real konstant	Marktpreis +2% p.a.	PV beschleunigter Zubau	KEV statt Investitions- hilfen für kleine PV- Anlagen	Grossver- braucher keine Rück- erstattung
2010	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
2011	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002
2012	0.003	0.003	0.003	0.003	0.003	0.003
2013	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004
2014	0.004	0.004	0.004	0.005	0.004	0.004
2015	0.005	0.005	0.005	0.006	0.005	0.004
2016	0.005	0.006	0.005	0.007	0.005	0.005
2017	0.006	0.006	0.006	0.007	0.006	0.005
2018	0.006	0.007	0.006	0.008	0.006	0.006
2019	0.007	0.007	0.007	0.009	0.007	0.006
2020	0.008	0.008	0.007	0.010	0.008	0.007
2021	0.008	0.009	0.008	0.011	0.008	0.008
2022	0.009	0.010	0.009	0.012	0.009	0.008
2023	0.010	0.010	0.009	0.012	0.010	0.009
2024	0.010	0.011	0.010	0.013	0.010	0.009
2025	0.011	0.012	0.010	0.014	0.011	0.010
2026	0.012	0.013	0.011	0.015	0.012	0.010
2027	0.012	0.013	0.011	0.015	0.012	0.011
2028	0.013	0.014	0.011	0.016	0.013	0.011
2029	0.013	0.014	0.011	0.016	0.013	0.012
2030	0.013	0.015	0.012	0.016	0.013	0.012
2031	0.014	0.016	0.012	0.017	0.014	0.012
2032	0.014	0.016	0.011	0.016	0.013	0.012
2033	0.014	0.016	0.011	0.016	0.013	0.012
2034	0.013	0.016	0.010	0.016	0.013	0.012
2035	0.013	0.016	0.010	0.016	0.013	0.012
2036	0.013	0.016	0.009	0.015	0.013	0.012
2037	0.013	0.016	0.008	0.015	0.013	0.012
2038	0.013	0.016	0.008	0.015	0.013	0.011
2039	0.012	0.016	0.007	0.014	0.012	0.011
2040	0.012	0.016	0.006	0.014	0.012	0.011
2041	0.011	0.016	0.006	0.013	0.011	0.010
2042	0.011	0.016	0.005	0.012	0.011	0.010
2043	0.010	0.016	0.004	0.012	0.010	0.009
2044	0.009	0.015	0.002	0.011	0.009	0.008
2045	0.009	0.015	0.001	0.010	0.009	0.008
2046	0.008	0.015	0.000	0.010	0.008	0.007
2047	0.007	0.014	0.000	0.009	0.007	0.006
2048	0.007	0.014	0.000	0.008	0.007	0.006
2049	0.006	0.014	0.000	0.008	0.006	0.005
2050	0.005	0.013	0.000	0.007	0.005	0.005
Maximum	0.014	0.016	0.012	0.017	0.014	0.012

7 Anhang B: Ergänzungen zur Massnahme Effizienzziele für den Elektrizitätsverbrauch

Standardisierte Massnahmen im Ausland

Effizienzziele in Verbindung mit weissen Zertifikaten wurden in verschiedenen europäischen Ländern eingeführt (z.B. Grossbritannien, Italien, Frankreich, Dänemark, Polen). Die Effizienzziele gelten dabei nicht nur für Strom und so bezieht sich ein grosser Teil der Massnahmen auf andere Energieträger. In Grossbritannien spielen beispielsweise Gebäudeisolierungen eine wichtige Rolle (de facto wird damit das hiesige Gebäudeprogramm ersetzt). Eine wichtige Zielgruppe der Massnahmen sind die Haushalte, wie das nachstehende Beispiel **Frankreich** zeigt; die standardisierten Massnahmen (Stand 2010) verteilen sich wie folgt (Moser 2011):

- 60 Massnahmen im Haushaltssektor (7 zu Isolierung, 7 zu Geräten, 2 zu Dienstleistungen, 44 zu Heizung)
- 84 Massnahmen im Dienstleistungssektor (14 zu Isolierung, 19 zu Geräten, 51 zu Heizung)
- 22 Massnahmen in der Industrie
- 10 Massnahmen zu Netzen (Kälte, Wärme, Elektrizität, Beleuchtung),
- 5 Massnahmen im Transportsektor.

Die nachfolgende Abbildung zeigt wichtige Sektoren und Bereiche, in denen strombezogene standardisierte Massnahmen im Ausland ansetzen. Die Zusammenstellung basiert auf einer Liste von Standardmassnahmen im französischen, britischen und italienischen Einsparquotensystem (vgl. ECOFYS 2012). Es handelt sich grundsätzlich um die Installation von Geräten oder Anlagen mit höherer Stromeffizienz und Geräten zur Optimierung (Senkung) des Stromverbrauchs.

**Abbildung 7-1: Strombezogene standardisierte Massnahmen im Ausland:
Betroffene Sektoren und Bereiche**

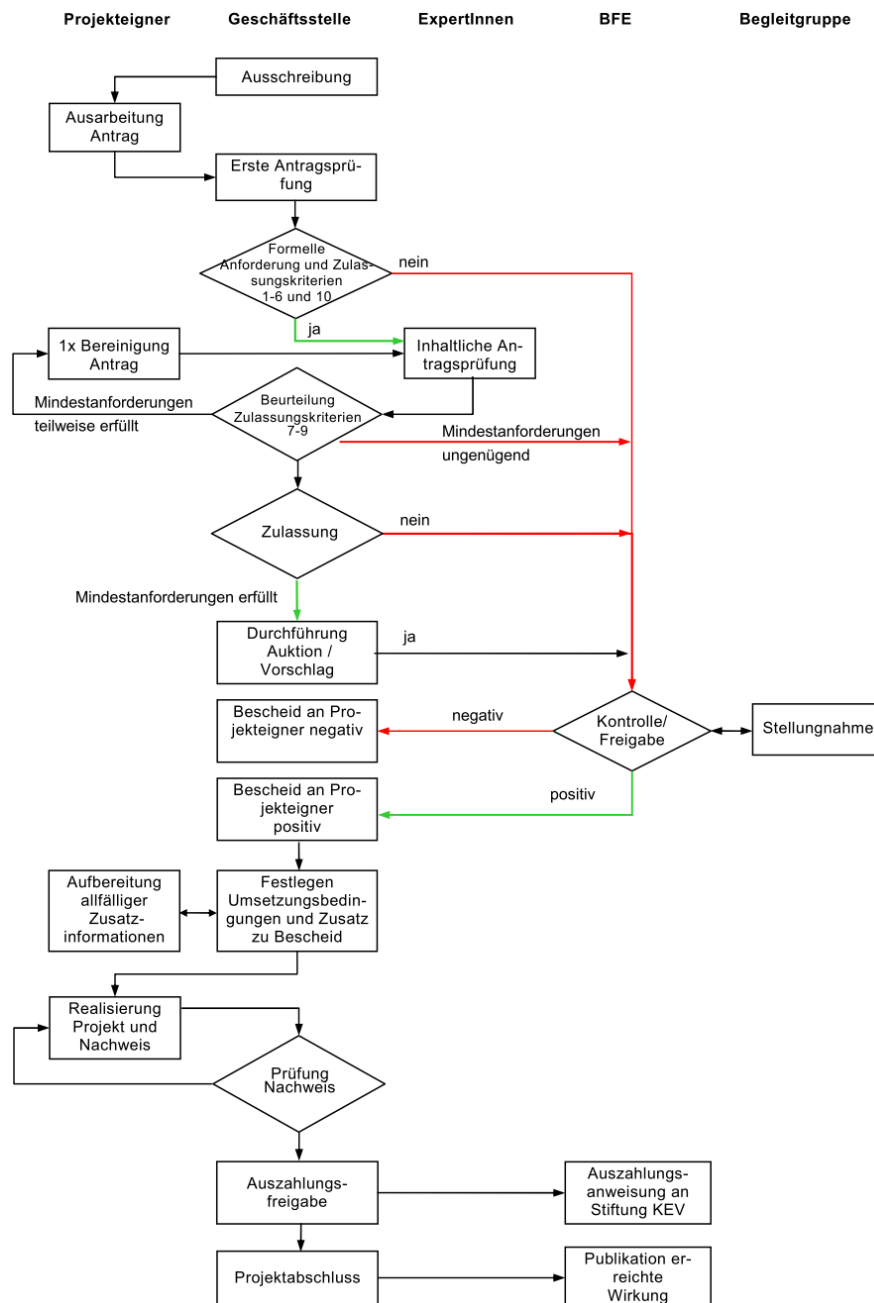
Stromendverbraucher	Bereiche für standardisierte Massnahmen im Ausland
Haushalte	Waschmaschinen Kühlschränke Tiefkühltruhen Wasserkocher Beleuchtung Stand-by-Regler, Power Safer, Real Time Display (RTDs) Solare Warmwasserbereitung,
Gebäude	Umwälzpumpen Belüftungs- /Klimaanlagen
Gewerbe / Industrie	Kühlregale (Vorhang für Kühlregale, hochisolierende Türen) Beleuchtung Warmwasserbereitung Motorisierung Wärmerückgewinnung bei Luftkompressor/Luftverdichter Transformatoren
Öffentlicher Sektor	Strassenbeleuchtung

8 Anhang C: Ergänzungen zur Massnahme Wettbewerbliche Ausschreibungen

8.1 Ablauf der Wettbewerblichen Ausschreibungen

Die nachfolgende Abbildung zeigt den Ablauf der Durchführung der Projekt-Ausschreibung.

Abbildung 8-1: Durchführung der Projekt-Ausschreibung¹⁴²



¹⁴² BFE (2012), Wettbewerbliche Ausschreibungen für Effizienzmassnahmen im Elektrizitätsbereich. Vollzugsweisung zur Durchführung von Ausschreibungen und Umsetzung von Projekten und Programmen, S. 19.

Um möglichst kosteneffiziente Projekte in der Auswahl zu haben, werden gemäss der Vollzugsweisung des BFE¹⁴³ möglichst vor der Auktion entweder die zur Verfügung stehenden Finanzmittel limitiert oder es werden Kriterien bezüglich der minimalen Elektrizitätseinsparung bzw. minimalen Kosteneffizienz an die Projekte gestellt. Nach der Festlegung dieser Kriterien gliedert sich der Ablauf gemäss BFE¹⁴⁴ wie folgt:

1. Die Projekteigner erarbeiten ihren Antrag gemäss den vom BFE definierten Anforderungen (Vollzugsweisung, Ausschreibungsdokumente und Antragformular) und reichen diesen der Geschäftsstelle ProKilowatt ein.
2. Die Geschäftsstelle prüft die Gesuche in formeller Hinsicht (v.a. Vollständigkeit der Unterlagen) und betreffend die Einhaltung der Zulassungskriterien 1 bis 6 sowie 10 sowie die in der Ausschreibung definierten Bestimmungen betreffend den minimalen und den maximalen Förderbeitrag, nicht zugelassene Projekte und spezifische Anforderungen an die Förderberechtigung bei einzelnen Anwendungen. Nicht vollständige Gesuche werden zurückgewiesen. Gesuche, die eines der erwähnten Zulassungskriterien nicht erfüllen, werden ebenfalls zurückgewiesen.
3. Die Geschäftsstelle und/oder externe Experten prüfen, in welchem Masse die Zulassungskriterien 7 bis 9, erfüllt sind. Werden die definierten Mindestanforderungen eingehalten, sind die Gesuche zur Auktion zugelassen. Gesuche, bei denen ein Teil der Kriterien als „ungenügend“ bewertet wird, werden direkt zurückgewiesen. Bei Gesuchen, die nicht alle Mindestanforderungen erfüllen (z.B. hinsichtlich der erwarteten Wirkungen), jedoch kein Bestandteil als „ungenügend“ bewertet wird, erhalten die Trägerschaften die Möglichkeit, die Angebote zu überarbeiten. Die überarbeiteten Gesuche werden wiederum von der Geschäftsstelle und den externen Experten geprüft. Sind die Mindestanforderungen erfüllt, werden die Gesuche zur Auktion zugelassen.
4. Die Geschäftsstelle bewertet die zugelassenen Gesuche anhand der Auktionskriterien und gibt zuhanden des BFE eine Empfehlung für die zu berücksichtigenden Angebote ab.
5. Das BFE prüft die Bewertung der zugelassenen Gesuche, konsultiert die strategische Begleitgruppe und gibt die zu berücksichtigenden Angebote frei.
6. Die Geschäftsstelle teilt die Entscheide mit den Umsetzungsbedingungen (inkl. allfälligen Vorbehalten) den Gesuchstellenden mittels Bescheid mit.
7. Zu Projekten, die einen Zuschlag erhalten haben, werden bei Bedarf Umsetzungsbedingungen in Form eines Zusatzes zum Bescheid mitgeteilt.
8. Die Projekteigner realisieren die Projekte und erstellen einen Nachweis der Ausführung. Im Schlussbericht sind die realisierten Massnahmen, die entsprechenden Stromeinsparungen, die Resultate allfälliger Kontrollmessungen sowie die getätigten Investitionen klar

¹⁴³ BFE (2012), Wettbewerbliche Ausschreibungen für Effizienzmassnahmen im Elektrizitätsbereich. Vollzugsweisung zur Durchführung von Ausschreibungen und Umsetzung von Projekten und Programmen.

¹⁴⁴ Der Ablauf ist auf S. 20 von BFE (2012), Wettbewerbliche Ausschreibungen für Effizienzmassnahmen im Elektrizitätsbereich. Vollzugsweisung zur Durchführung von Ausschreibungen und Umsetzung von Projekten und Programmen zu finden.

- aufzuzeigen. Der Schlussbericht ist die Grundlage für die leistungsabhängige Auszahlung des verbleibenden Betrags.
9. Die Geschäftsstelle prüft den Nachweis der Projektrealisierung.
 - 10 Die Geschäftsstelle avisiert die Stiftung KEV für die Auszahlung des vereinbarten Projektbeitrags.
 - 11 Die erreichten Wirkungen des Projektes werden nach Abschluss des Projektes auf der Homepage www.prokilowatt.ch veröffentlicht.

8.2 Additionalitätsbedingungen für Kompensationsprojekte zur Reduktion der CO₂-Emissionen

Um die im Kyoto-Protokoll festgelegten Begrenzungsziele bezüglich der Treibhausgase einzuhalten, hat das Kyoto-Protokoll gemäss BAFU¹⁴⁵ ebenfalls die Rahmenbedingungen für Instrumente, welche Anreize zur Reduktion der Treibhausgase schaffen, festgelegt. Um das fixierte Emissionsziel einzuhalten, können Unternehmen am Emissionshandel teilnehmen und/oder Kompensationsprojekte im Ausland (Clean Development Mechanism, CDM, und Joint Implementation, JI) sowie in der Schweiz durchführen.

Kompensationsprojekte in der Schweiz:

Die Vollzugsweisung für Klimaschutzprojekte in der Schweiz¹⁴⁶ präzisiert, welche Bedingungen Projekte zur Treibhausgasreduktion erfüllen müssen, damit die Projekte vom Bund zur Reduktion von CO₂-Emissionen oder zur Reduktion von anderen Treibhausgasen mit vergleichbarem Treibhausgasemissionsfaktor (CO₂eq) anerkannt werden. Die Weisung definiert die Vorgaben für Massnahmen, welche fossil-thermische Kraftwerke zur Kompensation ihrer verursachten CO₂-Emissionen¹⁴⁷ im Inland ergreifen müssen. Weiter dient die Vollzugsweisung der Stiftung Klimarappen, welche sich verpflichtet hat, die CO₂-Emissionen in der Periode 2008-2012 zu reduzieren, für die Evaluierung neuer Projekte im Inland, welche zu Reduktionsbescheinigungen führen sollen. Freiwillige Kompensationsprojekte in der Schweiz, welche eine Bescheinigung durch den Bund wünschen, müssen sich ebenfalls nach der Vollzugsweisung richten.

Diese Vollzugsweisung gilt bis Ende 2012 und definiert die Rahmenbedingungen für die Projektdurchführung, die Standard-Methoden zur Bestimmung von Referenzszenarios und Projektentwicklung sowie die Methoden zur Ermittlung der Additionalität von Kompensationsprojekten.

¹⁴⁵ BAFU (2009), Emissionshandel. Ein marktwirtschaftliches Instrument im Klimaschutz.

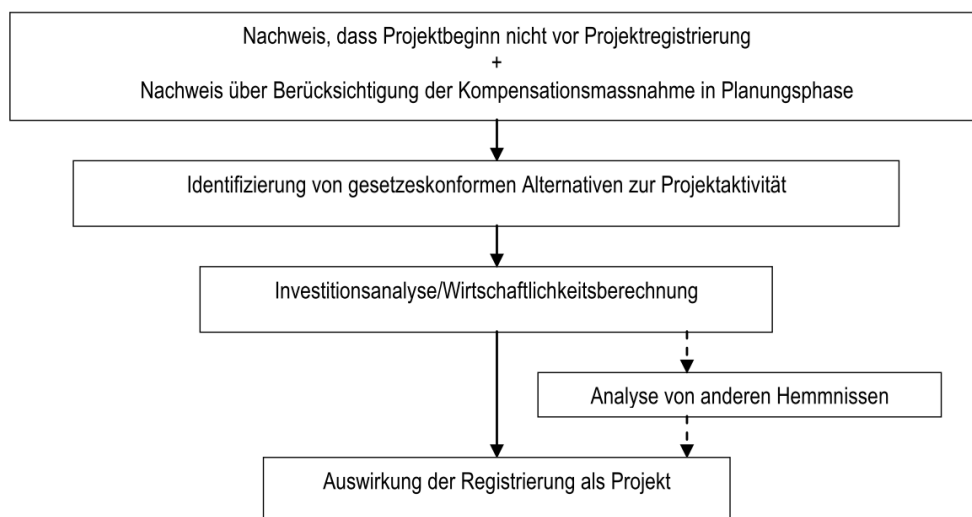
¹⁴⁶ Vgl. BAFU/BFE (2012), Klimaschutzprojekte in der Schweiz. Vollzugsweisung zur Durchführung von Kompensationsmassnahmen. Gemeinsame Mitteilung des BAFU und des BFE als Vollzugsbehörde.

¹⁴⁷ Vgl. Bundesgesetz über die Reduktion der CO₂-Emissionen (CO₂-Gesetz) vom 8. Oktober 1999 (Stand 1. Mai 2012), Art. 11.

In der Vollzugsweisung sind unter anderen folgende Rahmenbedingungen festgelegt:

- **Projektkategorie und Projekttyp:** Die Kompensationsprojekte müssen einer der in der Vollzugsweisung aufgeführten Projektkategorien zuordenbar sein. Im Energiebereich können CO₂-Emissionen mit Massnahmen zur Reduktion von fossilen Brenn- und Treibstoffen reduziert werden.
- **Emissionsreduktion:** Die erzielten Emissionsreduktionen erfolgen in der Schweiz bzw. für Auslandsprojekte gelten Bestimmungen der CO₂-Anrechnungsverordnung¹⁴⁸.
- **Umsetzung:** Es werden nur Projekte akzeptiert, welche nach der Registrierung beginnen.
- **Nachweis:** Die Emissionsreduktionen können mit entsprechenden Dokumenten nachgewiesen werden und die Bewilligungsfähigkeit wurde abgeklärt.
- **Nebeneffekte:** Es resultieren keine signifikant negativ ökologischen, sozialen oder wirtschaftlichen Nebeneffekte.
- **Additionalität:** Nebst dem, dass das Kompensationsprojekt weniger CO₂ als im Referenzfall emittiert (Emissionsadditionalität), muss nachweisbar sein, dass das Projekt ohne die finanzielle Unterstützung durch den Verkauf der erzeugten Reduktionsbescheinigungen¹⁴⁹ nicht wirtschaftlich wäre (Investitionsadditionalität). Die folgende Abbildung 8-2 zeigt das Vorgehen zum Nachweis der Additionalität:

Abbildung 8-2: Nachweis der Additionalität¹⁵⁰



¹⁴⁸ Verordnung über die Anrechnung der im Ausland erzielten Emissionsverminderungen (CO₂-Anrechnungsverordnung) vom 22. Juni 2005 (Stand am 1. April 2012).

¹⁴⁹ Das BAFU stellt Reduktionsbescheinigungen im Umfang der erzielten und verifizierten CO₂eq-Emissionsreduktionen aus.

¹⁵⁰ BAFU/BFE (2012), Klimaschutzprojekte in der Schweiz. Vollzugsweisung zur Durchführung von Kompensationsmassnahmen. Gemeinsame Mitteilung des BAFU und des BFE als Vollzugsbehörde, S. 33.

- 1. Der Projekteigner muss nachweisen können, dass der Projektbeginn ausstehend ist und der finanzielle Wert der Reduktionsbescheinigungen für die Durchführung des Projekts berücksichtigt wird.
- 2. Es wird eine Aufstellung aller realistischen Projektalternativen verlangt, welche ohne das Kompensationsprojekt durchgeführt worden wären und ähnliche Outputs liefern.
- 3. Damit einem Kompensationsprojekt die Emissionsreduktionen anerkannt werden, ist der Nachweis der Investitionsadditionalität essentiell. Entsprechend muss eine Wirtschaftlichkeitsberechnung durchgeführt werden.
- 4. Die Analyse von anderen Hemmnissen ist nötig, falls ein Projekt wirtschaftlich ist, aber andere Gründe dazu führen, dass das Projekt ohne den Verkauf der Reduktionsbescheinigungen nicht realisiert würde.
- 5. Es muss dargelegt werden, wie die Erlöse aus dem Verkauf der Reduktionsbescheinigungen das Projekt wirtschaftlich machen.

Additionalität bei Kompensationsprojekten im Ausland

Mit den Instrumenten Clean Development Mechanism (CDM) und Joint Implementation (JI) können Treibhausgasemissionen im Ausland reduziert und im Inland angerechnet werden.¹⁵¹

Basierend auf dem **Clean Development Mechanism** können gemäss BAFU¹⁵² Industrieländer in Klimaschutzprojekte in Entwicklungsländern ohne Reduktionsziele investieren und dadurch Zertifikate (CERs, Certified Emission Reductions) generieren. Die Additionalitätsbedingungen werden entsprechend den allgemeinen Informationen vom BAFU zu den Clean Development Mechanism¹⁵³ im Dokument der United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC)¹⁵⁴ präzisiert. Additionalität wird im Dokument der UNFCCC Abschnitt G, Paragraph 43 folgendermassen definiert: *CDM project activity is additional if anthropogenic emissions of greenhouse gases by sources are reduced below those that would have occurred in the absence of the registered CDM project activity.* Die Rahmenbedingungen, wie die Definition der Referenzentwicklung, werden in den weiteren Paragraphen aufgeführt.

Joint Implementation-Projekte (JI) werden gemäss BAFU¹⁵⁵ in anderen Industriestaaten oder Transitionsländern durchgeführt. Da in der Schweiz keine JI-Projekte durchgeführt werden, wird hier auf eine genauere Beschreibung der JI verzichtet.

¹⁵¹ BAFU (2009), Emissionshandel. Ein marktwirtschaftliches Instrument im Klimaschutz.

¹⁵² <http://www.bafu.admin.ch/emissionshandel/05556/05558/index.html?lang=de> [Stand 2.11.12].

¹⁵³ Federal Office for the Environment FOEN (2011), Clean Development Mechanism (CDM).

¹⁵⁴ Vgl. UNFCCC (2006), Report of the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to the Kyoto Protocol on its first session, held at Montreal from 28 November to 10 December 2005.

¹⁵⁵ <http://www.bafu.admin.ch/emissionshandel/05556/05560/index.html?lang=de> [Stand 2.11.12].

Vergleich Additionalitätsnachweis Wettbewerbliche Ausschreibungen (Projekte / Programme) und Klimaschutzprojekte in der Schweiz:

In der folgenden Abbildung 8-3 werden die Bedingungen für die Additionalität der wettbewerblichen Ausschreibungen und der Klimaschutzprojekte in der Schweiz gegenübergestellt.

Additionalität bei Klimaschutzprojekten in der Schweiz: Für den Nachweis der Investitionsadditionalität, muss eine Wirtschaftlichkeitsprüfung durchgeführt werden. Es können aber auch nicht-monetäre Hemmnisse geltend gemacht werden. Für die Wirtschaftlichkeitsrechnung stehen dem Projektentwickler drei Analysen (Kostenanalyse, Investitionsanalyse oder Benchmarkanalyse) zur Verfügung. Damit die Wirtschaftlichkeitsrechnung als Nachweis für die Additionalität gültig ist, müssen die Ergebnisse aus den folgenden drei Analysen mit einer Sensitivitätsanalyse gestützt werden.

- **Kostenanalyse:** Bei der Kostenanalyse werden gemäss der Vollzugsweisung zu den Klimaschutzprojekten in der Schweiz¹⁵⁶ die Investitionskosten und die durchschnittlichen jährlichen Betriebskosten, welche mit dem Projekt einhergehen, aufgelistet. Die Analyse soll zeigen, dass ausser mit den Reduktionsbescheinigungen keine Gewinne erwirtschaftet und keine sonstigen Einnahmen mit dem Projekt erzielt werden. Weiter ist nachzuweisen, dass das Projekt teurer ist als mindestens eine Alternative.
- **Investitionsanalyse:** Mittels einer geeigneten Methodik, wie der Kapitalwertmethode, soll ein Vergleich des Projekts zu Alternativprojekten erfolgen.
- **Benchmarkanalyse:** Bei dieser Analysemethode wird der berechnete Finanzindikator des Projekts mit einem Benchmark (Zinssätze aus Staatsanleihen, Schätzungen von Finanzexperten, firmeninterner Benchmark) verglichen. Das Projekt ohne Emissionsgutschrift muss für die Einhaltung der Additionalitätskriterien einen tieferen Finanzindikator als der Benchmark aufweisen.

¹⁵⁶ BAFU/BFE (2012), Klimaschutzprojekte in der Schweiz. Vollzugsweisung zur Durchführung von Kompensationsmassnahmen. Gemeinsame Mitteilung des BAFU und des BFE als Vollzugsbehörde.

Abbildung 8-3: Vergleich Additionalität WeA und Klimaschutzprojekte in der Schweiz¹⁵⁷

	Wettbewerbliche Ausschreibungen – Projekte	Wettbewerbliche Ausschreibungen – Programme	Klimaschutzprojekte in der Schweiz
Umsetzung	<ul style="list-style-type: none"> – Es ist ein Nachweis erforderlich, dass das Projekt noch nicht umgesetzt bzw. bis zum Zuschlagsentscheid nicht umgesetzt wird – Es muss der Nachweis erbracht werden, dass das Projekt ohne die Fördermittel nicht oder nicht im selben Umfang umgesetzt würde und die Elektrizitätseinsparungen zusätzlich sind 	<ul style="list-style-type: none"> – Die durch das Programm vorgesehenen Massnahmen werden ohne die beantragten finanziellen Mittel nicht oder nicht im selben Umfang realisiert. – Werden die durch das Programm zu erzielenden Effizienzmassnahmen in einem gewissen Umfang durch andere Akteure gefördert, gelten nur die zusätzlichen Massnahmen. – Die Massnahmen bestehen noch nicht oder nicht im selben Umfang bzw. werden bis zum Zuschlagsentscheid nicht umgesetzt. – Falls die Trägerschaften bereits Förderprogramme zur Reduktion des Elektrizitätsverbrauchs umsetzen, darf die allfällige Finanzierung von Programmen nicht zu einer Verkürzung der finanziellen Mittel für bestehende Förderprogramme führen. 	<p>Nebst der Emissionsadditionalität (Kompensationsprojekt emittiert weniger CO₂ als im Referenzfall) muss nachweisbar sein, dass das Projekt ohne die finanzielle Unterstützung durch den Verkauf der erzeugten Reduktionsbescheinigungen nicht wirtschaftlich wäre (Investitionsadditionalität).</p>

¹⁵⁷ Die Ausführungen basieren auf den Dokumenten:

- BFE (2012), Wettbewerbliche Ausschreibungen für Effizienzmassnahmen im Elektrizitätsbereich. Vollzugsweisung zur Durchführung von Ausschreibungen und Umsetzung von Projekten und Programmen.
- BAFU/BFE (2012), Klimaschutzprojekte in der Schweiz. Vollzugsweisung zur Durchführung von Kompensationsmassnahmen. Gemeinsame Mitteilung des BAFU und des BFE als Vollzugsbehörde.

	Wettbewerbliche Ausschreibungen – Projekte	Wettbewerbliche Ausschreibungen – Programme	Klimaschutzprojekte in der Schweiz
Freiwilligkeit	Es dürfen keine gesetzlichen Verpflichtungen zur Ausführung des Projekts bestehen. Bestehen gesetzliche Verpflichtungen zur Ausführung des Projekts, werden nur darüber hinausgehende Massnahmen berücksichtigt.	Ist kein Kriterium beim Additionalitätsnachweis. Allerdings werden Programme gemäss den Anforderungen von den Wettbewerblchen Ausschreibungen ausgeschlossen, wenn eine gesetzliche Verpflichtung zur Ausführung besteht.	k.A.
Realisierungszeitpunkt	Das Projekt bzw. das Programm wurde noch nicht umgesetzt und die Ausführung des Projekts erfolgt erst nach dem Zuschlagsentscheid.	Das Programm oder die geplanten Massnahmen sind noch nicht oder nicht im selben Umfang bzw. werden bis zum Zuschlagsentscheid nicht umgesetzt.	Das Programm ist noch nicht umgesetzt und der Projektbeginn erfolgt erst nach der Registrierung.
Abgrenzung zu anderen Programmen	<ul style="list-style-type: none"> – Die Additionalität zu anderen Effizienzprogrammen muss gegeben sein. – Falls das Projekt Teil einer Massnahme in der Zielvereinbarung bzw. im Energieaudit ist, können nur zusätzliche Leistungen unterstützt werden. – Falls das Projekt in der Zielvereinbarung bzw. im Energieaudit als nicht wirtschaftlich beurteilt wurde, kann es bei den wettbewerblchen Ausschreibungen teilnehmen. 	Ist kein Additionalitätskriterium. Bei den erforderlichen Angaben zur Ausgangslage sind aber Angaben zu anderen (Politik-) Massnahmen zu machen.	
Erwarteter Nutzen	Kein Additionalitätskriterium. In der Rubrik „Wirkungsabschätzung“ wird nach den jährlich wiederkehrenden Elektrizitätseinsparungen aus dem Projekt gefragt. Die erwartete Reduktion des Elektrizitätsverbrauchs wird dabei basierend auf Berechnungen ermittelt. Die Methodik für die Ermittlung der Reduktion des Elektrizitätsverbrauchs muss transparent, nachvollziehbar und nachweisbar sein und auch für die Referenzentwicklung angewendet werden. Zudem sind konservative Annahmen zu treffen und Unsicherheiten zu berücksichtigen.	In der Wirkungsabschätzung ist der Nachweis für die erforderlichen Stromeinsparungen über eine ex-ante Wirkungsanalyse zu erbringen: <ul style="list-style-type: none"> – Stromverbrauch ohne Programm (Referenzentwicklung) – Entwicklung Stromverbrauch mit den durch das Programm ausgelösten Effizienzmassnahmen – Berechnung erwartete Stromeinsparungen (Differenz erwartete Referenz- und Programmentwicklung) 	Der Additionalitätsnachweis muss transparent und nachvollziehbar sein. Die Berechnung der Emissionsreduktion ist wie folgt: <ul style="list-style-type: none"> – CO₂eq-Emissionen ohne Projektaktivität (Referenz) – Entwicklung CO₂eq-Emissionen mit Projektaktivitäten – Berechnung erwartete CO₂eq-Emissionsreduktion (Differenz erwartete Referenz- und Projektentwicklung)

	Wettbewerbliche Ausschreibungen – Projekte	Wettbewerbliche Ausschreibungen – Programme	Klimaschutzprojekte in der Schweiz
Wirtschaftlichkeit	<p>Die Payback-Zeit des Projekts ist grösser als 5 Jahre bzw. bei Infrastrukturanlagen (Massnahmen zur Erschliessung und Versorgung von Gebäuden und Produktionsanlagen) grösser 9 Jahre.</p> <p>Payback-Zeit = (Energierrelevante Investition – Förderbeiträge Dritter, ohne WeA-Förderbeitrag) / jährliche Nettoeinsparungen¹⁵⁸</p>	<p>Kein Additionalitätskriterium.</p> <ul style="list-style-type: none"> – Für die Beurteilung der Kostenwirksamkeit sind die beantragten finanziellen Mittel in Bezug zu den erwarteten Stromeinsparungen zu setzen (Rp./kWh). – Zudem müssen die Umsetzungsrisiken (Realisierbarkeit der angestrebten Stromeinsparungen usw.) möglichst gering sein. – Es gelten Zusatzanforderungen, wie Verstärkungs-/ Selbstläufereffekte, Innovationscharakter und Signalwirkung 	<p>Die Wirtschaftlichkeitsberechnung basiert auf dem international verwendeten „Tool for the demonstration and assessment of additionality“ der UNFCCC. Es stehen drei Analysemethoden zur Verfügung: Kostenanalyse, Investitionsanalyse oder Benchmarkanalyse.</p>
Alternativen	<p>Kein Additionalitätskriterium. In der Kategorie Wirkungsabschätzung wird gefragt, wie sich der Elektrizitätsverbrauch ohne Projekt entwickeln würde.</p>	<p>Im Zusammenhang mit der Referenzentwicklung sind plausible Alternativen zu der vom Programm beeinflussten Entwicklung zu identifizieren.</p>	<p>Aufstellung aller realistischer und glaubhafter Projektalternativen, welche ohne das Kompensationsprojekt durchgeführt würden und ähnliche Outputs liefern.</p>
Hemmnisse	<p>Kein Additionalitätskriterium. Unter Ausgangslage und Projektbeschreibung⁴ wird in diesem Zusammenhang gefragt, weshalb die Sparpotenziale vom Projekt-eigner bisher nicht ausgeschöpft wurden.</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Es ist ein Nachweis erforderlich, dass die Endverbraucher die geplanten Effizienzmassnahmen aufgrund von Hemmnissen ohne die durch das Programm angebotenen Leistungen nicht umgesetzt würden. – Es ist zu zeigen, welchen Beitrag das Programm an der Überwindung der Hemmnisse leistet. 	<p>Es ist eine Analyse von Hemmnissen notwendig, falls das Projekt wirtschaftlich ist, aber ohne den Verkauf von Reduktionsbescheinigungen nicht realisiert würde.</p>

¹⁵⁸ Nettoeinsparungen = Kosteneinsparungen gegenüber dem Zustand ohne Massnahmen.

8.3 Bewilligte Projekte und Programme

Abbildung 8-4: Bewilligte Projekte 2010 und 2011

Jahr 2010	WeA-Förderbeitrag [CHF]	Eingesparter Strom [GWh]	Fördereffizienz [Rp./kWh]	technische Ausrichtung
Siemens, Steinhausen	90'000	22.5	0.4	Beleuchtung
Micarna SA, Bazenheid	200'000	13.3	1.5	Kälte
Services Industriels Lausanne	147'018	9.2	1.6	Eclairage
Möbelfabrik Muotathal,	35'000	1.8	1.9	mech. Prozesse
Novelis Switserlang SA, Sierre	500'000	22.7	2.2	Kälte
Alstom Schweiz AG, Birr	370'400	16.8	2.2	Beleuchtung
Aéroport international de Genève	52'000	2.3	2.3	Übrige Haustechnik
Ypsomed AG, Burgdorf	260'000	9.3	2.8	Kälte
Aéroport international de Genève	110'000	3.9	2.8	Beleuchtung
Manor AG, Facility & Security Management, Basel	280'000	5.5	5.1	Beleuchtung
Coop Genossenschaft, Basel	50'000	0.9	5.5	Beleuchtung
Genossenschaft Migros Ostschweiz, Gossau	40'000	0.7	5.7	Beleuchtung
Aéroport international de Genève	37'985	0.6	6.6	Beleuchtung
Aéroport international de Genève	102'517	1.1	9.6	Beleuchtung
EKT AG, Arbon	80'000	0.8	10.4	andere (smart metering)
Aéroport international de Genève	120'000	0.8	16.0	Beleuchtung
Genossenschaft Migros Ostschweiz, Gossau	50'000	0.3	16.0	mech. Prozesse
SavEnergy, Zürich	29'000	0.1	21.6	Beleuchtung
Total (18 Projekte)	2'553'920	112.6	2.27	
Jahr 2011	WeA-Förderbeitrag [CHF]	Eingesparter Strom [GWh]	Fördereffizienz [Rp./kWh]	technische Ausrichtung
Mifroma c/o MGB	95'000	6.3	1.5	Kälte
Credit Suisse AG	40'000	2.2	1.8	Beleuchtung
Services Industriels de Lausanne	100'000	4.5	2.2	mech. Prozesse
Baxter BioScience Manufacturing Sàrl	200'000	8.7	2.3	Kälte
Härtereier Gerster AG	60'000	2.2	2.7	Kälte
Universitätsspital Zürich, Arbeitsgemeinschaft ZHAW/WKP	250'000	8.9	2.8	Kleinmassnahmen Beleuchtung, Lüftung & Kälte
Rathgeb BioLog AG	48'320	1.7	2.8	Kälte
Cooperativa Migros Ticino	21'000	0.7	3.1	Beleuchtung
Genossenschaft Migros Zürich	50'000	1.4	3.6	Kälte
Purnatur AG	42'500	1.1	3.7	Kälte
Services Industriels de Genève (SIG)	150'000	4.1	3.7	Kälte
SFS intec AG, Technische Dienste	72'000	1.9	3.8	Beleuchtung
AVA Altenrhein	200'000	5.0	4	mech. Prozesse
Franke Schweiz AG	35'000	0.8	4.2	Kälte
Cooperativa Migros Ticino	54'648	1.3	4.2	Beleuchtung
Genossenschaft Migros Luzern	25'000	0.6	4.5	Kälte
Migros-Genossenschafts-Bund	748'000	16.3	4.6	Kälte
Coop Genossenschaft	500'000	10.0	5	Beleuchtung
Ginsana SA	140'000	2.4	5.8	Kälte
Services Industriels de Lausanne	110'000	1.9	5.9	Smart metering
EMMicroelectronic Marin SA	60'000	1.0	6.2	mech. Prozesse
Manor AG, Facility & Security Management	200'000	3.1	6.4	Beleuchtung
Gastro Star AG	68'000	1.0	6.6	Div. Kleinmassnahmen
RMB Engineering AG	145'600	2.1	6.8	Kälte
SFS intec AG	54'750	0.7	7.5	Kälte
HSG Zander	184'000	2.2	8.5	Kälte
Lamprecht Pflanzen AG	31'000	0.4	8.8	mech. Prozesse
Genossenschaft Migros Zürich	38'000	0.4	9.5	Kälte
Schäfle Rosen AG	20'400	0.2	10	mech. Prozesse
Technische Betriebe Glarus Nord	416'000	3.6	11.5	Beleuchtung
Ville de Pully, Direction des Travaux et des Services Industriels	217'115	1.5	14.9	Beleuchtung
Total (31 Projekte)	4'376'333	98	4.45	

Abbildung 8-5: Bewilligte Projekte 2012

Jahr 2012	WeA-Förderbeitrag [CHF]	Eingesparter Strom [GWh]	Fördereffizienz [Rp./kWh]	technische Ausrichtung
Rapelli SA	39'000	3.5	1.1	Kälte
CIMO Compagnie Industrille de Monthey	168'758	15.3	1.1	andere
EMS-Chemie AG	50'000	4.5	1.1	mech. Prozesse
Feldschlösschen Getränke AG	46'000	3.5	1.3	mech. Prozesse
Coop Genossenschaft	145'000	11.2	1.3	Beleuchtung
Feldschlösschen Getränke AG	42'000	3.2	1.3	Kälte
Feldschlösschen Getränke AG	40'000	3.1	1.3	mech. Prozesse
Imprimerie Saint-Paul	105'867	6.6	1.6	mech. Prozesse
Syngenta Crop Protection Münchwilen AG	154'000	8.1	1.9	mech. Prozesse
Coop Genossenschaft, Total store national	450'000	22.5	2	Beleuchtung
Lonza AG, Energie- und Wastemanagement	290'000	14.5	2	mech. Prozesse
Amcor Flexibles Rorschach AG	75'610	3.8	2	mech. Prozesse
Accademia die Architettura, USI	30'000	1.4	2.2	Beleuchtung
Hôpitaux Universitaires de Genève, Direction technique	108'000	4.5	2.4	übrige Haustechnik
Siemens Schweiz AG	80'000	3.3	2.4	Beleuchtung
Lonza AG, Energie- und Wastemanagement	334'400	13.4	2.5	mech. Prozesse
Lonza AG, Energie- und Wastemanagement	47'160	1.7	2.7	mech. Prozesse
EM Microelectronic-Marin SA	27'800	1.0	2.8	mech. Prozesse
Hôpitaux Universitaires de Genève, Direction technique	208'000	7.2	2.9	Beleuchtung
Hôpitaux Universitaires de Genève, Direction technique	296'000	9.9	3	Beleuchtung
Mikron SA Agno	60'000	1.8	3.3	Beleuchtung
Feldschlösschen Getränke AG	120'000	3.6	3.3	mech. Prozesse
Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne	25'000	0.7	3.4	Beleuchtung
Coop Genossenschaft, Total store national	27'000	0.8	3.6	Kälte
transGourmet Schweiz AG	44'000	1.2	3.7	Prozesswärme
Coopérative Migros Neuchâtel-Fribourg	22'000	0.6	3.7	Kälte
Coop Genossenschaft, Total store national	100'000	2.7	3.7	Kälte
Vallait SA	200'000	5.3	3.8	Kälte
Lonza AG, Energie- und Wastemanagement	36'000	0.9	3.9	mech. Prozesse
Amcor Flexibles Rorschach AG	54'000	1.4	4	Beleuchtung
Basler Versicherung AG, Abteilung Logistik	108'000	2.7	4	Prozesswärme
SFS intec AG	90'000	2.3	4	Kälte
Tetra Pak (Suisse) SA	132'357	3.2	4.1	Beleuchtung
Coopérative Migros Neuchâtel-Fribourg	38'000	0.8	4.6	Kälte
Schweizer Radio und Fernsehen, SRF	50'000	1.0	4.9	Beleuchtung
Fraisa SA	180'400	3.6	5	mech. Prozesse
Coopérative Migros Neuchâtel-Fribourg	305'185	6.0	5.1	Kälte
Maxwell Technologies SA	73'800	1.4	5.1	Beleuchtung
Translait SA	37'000	0.7	5.4	Beleuchtung
Gasser Gebäude AG	33'890	0.6	5.4	Beleuchtung
Biologuma Etter + Frey	20'000	0.4	5.5	Kälte
Prodega/Growa Cash+ Carry Transgourmet Schweiz AG	750'000	13.6	5.5	Beleuchtung
Ville de Bulle	85'000	1.5	5.5	Beleuchtung
NEXANS Suisse SA	150'000	2.6	5.7	Kälte
Genossenschaft Migros Zürich	24'000	0.4	6	Beleuchtung
Schenker Storen AG	260'000	4.3	6.1	mech. Prozesse
Services Industriels de Lutry	95'000	1.5	6.2	Beleuchtung
Alcatel-Lucent (Schweiz) AG	50'000	0.8	6.3	Kälte
Galliker Transport AG	396'611	6.3	6.3	Beleuchtung
CSL Behring AG	21'360	0.3	6.6	Kälte
Sika Manufacturing AG	497'600	7.5	6.6	mech. Prozesse
Feliton AG	34'298	0.5	6.7	Beleuchtung
HES-SO // Valais, c/o Rodex SA	104'000	1.5	7.1	Kälte
Franke Schweiz AG	91'000	1.2	7.4	Beleuchtung
Sierre-Energie SA	22'725	0.3	7.4	Beleuchtung
Sierre-Energie SA	22'046	0.3	7.4	Beleuchtung
Sierre-Energie SA	73'393	1.0	7.4	Beleuchtung
Sierre-Energie SA	36'651	0.5	7.4	Beleuchtung
Sierre-Energie SA	45'130	0.6	7.4	Beleuchtung
Sierre-Energie SA	80'730	1.1	7.4	Beleuchtung
Sierre-Energie SA	153'660	2.1	7.4	Beleuchtung
Commune de Morlon	20'000	0.3	7.7	Beleuchtung
Regazzi SA	100'000	1.3	7.8	Beleuchtung
Services des Energies d'Yverdon-les-Bains (SEY)	180'000	2.3	8	Beleuchtung
Coopérative Migros Neuchâtel-Fribourg	257'822	3.1	8.4	Beleuchtung
R. Nussbaum AG	54'000	0.6	8.5	Kälte
Manor AG Hauptsitz Basel	235'846	2.8	8.5	Beleuchtung
Total (67 Projekte)	8'335'099	242.3	3.44	

Abbildung 8-6: Bewilligte Programme 2010 bis 2012

Jahr 2010	WeA-Förderbeitrag [CHF]	Eingesparter Strom [GWh]	Fördereffizienz [Rp./kWh]	technische Ausrichtung
InfraWatt, Zürich	1'000'000	104.2	0.96	Energiecheck Wasserversorgung
Amstein+Walthert AG, Zürich	1'000'000	80.0	1.25	Energieeffizienz für LowEx-Rechenzentren
S.A.F.E., Zürich	1'000'000	69.0	1.45	Effizienz für Antriebssysteme
Technische Betriebe Glarus Nord c/o EW Näfels	367'000	25.1	1.46	Effizienzsteigerung in Haushalten und KMUs
S.A.F.E., Zürich	1'000'000	55.9	1.79	Nationales Bonus-Programm für Bestgeräte
Eartheffect, Zürich	766'000	39.3	1.95	Energieeffizienz in Grossküchen
BKW FMB Energie AG, Bern	470'000	23.5	2.00	Wärmepumpen-Boiler statt Elektroboiler
Aéroport de Genève AIG, Genève	823'221	39.8	2.07	AIG- Demande Side Management
Total (8 Programme)	6'426'221	436.7	1.47	
Jahr 2011	WeA-Förderbeitrag [CHF]	Eingesparter Strom [GWh]	Fördereffizienz [Rp./kWh]	technische Ausrichtung
Amstein & Walthert AG	1'000'000	90.9	1.10	Stromeffizienz beim Neubau von LowEx Rechenzentren
ECOST	920'000	83.6	1.10	Energieeffizienz Beleuchtung und Kleinpumpen in Hotels
TEP Energy GmbH, c/o ETH Zürich	1'000'000	66.7	1.50	Lüftungs- und Klimaanlage im Dienstleistungssektor
Fachverband der Beleuchtungsindustrie (FVB)	1'000'000	52.6	1.90	Energieeffiziente Beleuchtungen in Zweckbauten
Ernst Basler & Partner	997'950	52.5	1.90	Energieeffiziente Haushaltgeräte
energho	720'000	34.3	2.10	Stromeffizienz bei Ersatz von Haustechnikanlagen
Enerprice Partner AG	767'580	36.6	2.10	Optimierung Druckluftanlagen
Energietal Toggenburg	305'000	11.7	2.60	Ersatz Elektroboiler und Umwälz-pumpen & Heizungsfernsteuerung 2-Wohnungen
Planair SA	440'000	16.3	2.70	Visualisierung Smart metering und Geräteersatz
Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	534'000	17.8	3.00	Stromeffizienz im Mehrfamilienhaus
BKW FMB Energie AG	500'000	13.2	3.80	Halogenlampenersatz durch LED im Haushalt
Eartheffect GmbH	763'176	15.6	4.90	Ersatz Minibars und Optimierung Kälte, Lüftung, Lingerie & Küche
Energie Wasser Bern, Marketing & Vertrieb	259'950	2.5	10.40	Energieeffiziente Schaufensterbeleuchtung
Total (13 Programme)	9'207'656	494.3	1.86	
Jahr 2012	WeA-Förderbeitrag [CHF]	Eingesparter Strom [GWh]	Fördereffizienz [Rp./kWh]	technische Ausrichtung
Viteos SA	590'000	42.1	1.40	Freecooling Netzwerk in Neuchâtel
SwissElectricity.com SA	1'000'000	58.8	1.70	Stromeffizienz bei Rechenzentren
Enerprice Partners AG, Technopark Luzern	999'858	50.0	2.00	Energieeffiziente Lüftungsanlagen (Zuluftionisation)
SEIC Service Electrique Intercommunal SA	264'000	13.2	2.00	Ersatz Elektroboiler durch Wärmepumpenboiler
Enerprice Partners AG, Technopark Luzern	995'349	39.8	2.50	Optimierung mechanische Prozesse bei Kies-, Beton- und Belagswerken
BKW FM Energie AG	840'000	27.1	3.10	Ersatz Umwälzpumpen
BKW FM Energie AG	550'000	14.9	3.70	Energiesparendes Duschen mit Wärmerückgewinnung
BKW FM Energie AG	380'000	8.6	4.40	Energieeffiziente Beleuchtung in Verkaufsläden
grischconsulta AG	1'000'000	20.0	5.00	Energieeffizienz bei Bergbahnen
Total (9 Programme)	6'619'207	274.6	2.41	

9 Anhang D: Ergänzungen zur Massnahme Grossverbraucher

9.1 Massnahme Grossverbraucher – Situation bis 2012

CO₂-Abgabe

Das Ziel des CO₂-Gesetzes¹⁵⁹ ist, die CO₂-Emissionen von fossilen Energieträgern um -10 % bis 2010 im Vergleich zu 1990 zu reduzieren. Die CO₂-Reduktion bei fossilen Brennstoffen beträgt -15 % und aus fossilen Treibstoffen -8 % bis 2010 gegenüber 1990. Da dieses Ziel nicht allein mit freiwilligen Vereinbarungen erreicht werden kann, sind Massnahmen wie die CO₂-Abgabe notwendig.

Dem BAFU¹⁶⁰ zufolge wird die CO₂-Abgabe auf fossilen Brennstoffen erhoben, wenn diese zur Wärmegegewinnung, zur Stromproduktion oder für WKK¹⁶¹ verwendet werden. Die Einnahmen (abzüglich Verwaltungskosten) der CO₂-Abgabe werden anschliessend anteilmässig an Unternehmen (ausser die von der CO₂-Abgabe befreiten Unternehmen) und an die Bevölkerung über die AHV-Ausgleichskassen bzw. Krankenversicherung rückverteilt. Seit 2010 wird ein Drittel der Einnahmen während zehn Jahren zur Verminderung der CO₂-Emissionen bei Gebäuden verwendet.

Gemäss dem BFE sieht die heutige Regelung vor, dass Unternehmen freiwillige Zielvereinbarungen eingehen oder sich zu Emissionszielen verpflichten und sich dadurch von der CO₂-Abgabe befreien lassen können. Laut Art. 9 des CO₂-Gesetzes¹⁶² müssen folgende Voraussetzungen für eine Abgabebefreiung erfüllt sein:

¹ *Wer grosse Mengen von fossilem Brenn- oder Treibstoff verbraucht oder wer durch die Einführung der CO₂-Abgabe in seiner internationalen Wettbewerbsfähigkeit beeinträchtigt würde, wird von der Abgabe befreit, wenn er sich dem Bund gegenüber verpflichtet, die CO₂-Emissionen zu begrenzen.*

² *Zur Begrenzung der CO₂-Emissionen verpflichten können sich:*

- a. *grosse Unternehmen;*
- b. *mehrere Verbraucher von fossilen Brenn- und Treibstoffen gemeinsam;*
- c. *energieintensive Unternehmen, wenn ihre Belastung durch die CO₂-Abgabe mehr als 1 Prozent ihres Bruttoproduktionswertes beträgt.*

¹⁵⁹ Vgl. Bundesgesetz über die Reduktion der CO₂-Emissionen (CO₂-Gesetz) vom 8. Oktober 1999 (Stand 1. Mai 2012).

¹⁶⁰ <http://www.bafu.admin.ch/co2-abgabe/05179/05314/index.html?lang=de> [Stand 25.10.12]

¹⁶¹ WKK: Wärmekraftkopplung

¹⁶² Bundesgesetz über die Reduktion der CO₂-Emissionen (CO₂-Gesetz) vom 8. Oktober 1999 (Stand am 1. Mai 2012), S. 3.

Lässt sich ein Unternehmen von der CO₂-Abgabe befreien, so muss es auf die Beiträge aus der Rückverteilung verzichten.

Auf der Ebene des Bundes können Unternehmen Zielvereinbarungen im Rahmen von freiwilligen Vereinbarungen mit der EnAW treffen oder sich mittels Verpflichtungszielen gegenüber dem Bund von der CO₂-Abgabe befreien lassen. Die Zielvereinbarungen der Unternehmen werden laut BFE in Zusammenarbeit mit einem Moderator der Energieagentur der Wirtschaft (EnAW) erarbeitet. Dabei bietet die EnAW drei verschiedene Modelle für die Reduktion des Energieverbrauchs an:

Energiemodell¹⁶³

Gemäss den Erläuterungen des BAFU und der EnAW ist das Energiemodell für mittlere und grosse Unternehmen mit jährlichen Energiekosten von über 300'000 CHF konzipiert. Die Ermittlung des Begrenzungsziels von CO₂-Emissionen (CO₂-Frachtziel) basiert auf den unternehmensspezifischen Energiedaten und dem Einsparpotenzialen. Die von der CO₂-Abgabe befreiten Unternehmen erhalten handelbare Emissionsrechte im Umfang des Begrenzungsziels für die von der CO₂-Abgabe befreiten Jahre zugeteilt. Zudem können die Unternehmen überschüssige Emissionsrechte anderer befreiter Unternehmen oder begrenzt ausländische Zertifikate für die Zielerreichung kaufen.

Da für kleinere und mittlere Unternehmen grössere Schwierigkeiten für die Festlegung des Begrenzungsziels bestehen, stehen für KMU insbesondere folgende Modelle zur Verfügung:

Benchmarkmodell

Beim Benchmarkmodell wird gemäss BAFU¹⁶⁴ im Gegensatz zum Energiemodell kein bestimmtes Frachtziel, sondern ein Reduktionsziel der CO₂-Emissionen in Prozent festgelegt. Ein weiterer Unterschied ist, dass keine handelbaren Emissionsrechte zugeteilt werden. Allerdings können für die Zielerreichung zugekaufte Emissionsgutschriften von anderen befreiten Unternehmen oder begrenzt ausländische Zertifikate angerechnet werden.

¹⁶³ Die Ausführungen beziehen sich auf folgende Dokumente:

BAFU (2011), Vollzugsweisung: Verpflichtungen und Zielvereinbarungen. Weisung des BAFU und des BFE an die Energie-Agentur der Wirtschaft (EnAW) zu Handen der dort angeschlossenen Unternehmen über die Erarbeitung von Vorschlägen zur Emissionsbegrenzung und zur Reduktion des Energieverbrauchs sowie über die Umsetzung der Verpflichtungen und Zielvereinbarungen.

EnAW, Prospekt. <http://www.enaw.ch/de/kunden/grossunternehmen> [Stand 25.10.12]

¹⁶⁴ BAFU (2011), Vollzugsweisung: Verpflichtungen und Zielvereinbarungen. Weisung des BAFU und des BFE an die Energie-Agentur der Wirtschaft (EnAW) zu Handen der dort angeschlossenen Unternehmen über die Erarbeitung von Vorschlägen zur Emissionsbegrenzung und zur Reduktion des Energieverbrauchs sowie über die Umsetzung der Verpflichtungen und Zielvereinbarungen.

KMU-Modell

Gemäss den Ausführungen des BAFU wird als Zielwert ein Absolutwert für die kumulierte Einsparung von CO₂-Emissionen in den von der CO₂-Abgabe befreiten Jahren festgelegt. Es werden keine handelbaren Emissionsrechte zugeteilt, wobei die Unternehmen für die Zielerreichung wiederum Emissionsgutschriften anderer befreiter Unternehmen oder begrenzt ausländische Zertifikate erwerben können.¹⁶⁵

Zusammenfassend können die Unternehmen gemäss BAFU¹⁶⁶ mittels dreier Massnahmen die Ziele einhalten:

- Massnahmen im eigenen Betrieb (z.B. Erhöhung der Energieeffizienz)
- Erwerb von Emissionsgutschriften von anderen befreiten Unternehmen
- Kauf von ausländischen CO₂-Zertifikaten (max. 8 % ihres Begrenzungsziels (CO₂-Frachtziels))

Bei Nicht-Einhaltung der Ziele, muss das Unternehmen die CO₂-Abgabe inkl. Zinsen für jede seit der Einführung der Befreiung emittierte Tonne CO₂ nachzahlen.

Rückerstattung der Netzzuschläge

Um die stromintensiven Unternehmen von den Zuschlägen der KEV (kostendeckende Einspeisevergütung) zu entlasten, können sich Endverbraucher mit Elektrizitätskosten von mehr als 10 % der Bruttowertschöpfung (Grossverbraucher) gemäss der Energieverordnung (EnV)¹⁶⁷ Art. 3I aktuell für denjenigen Teil der Zuschläge, welcher 3 % der Elektrizitätskosten übersteigt, einen Antrag auf Rückerstattung einreichen. In Härtefällen, wenn die Wettbewerbsfähigkeit der Endverbraucher stark beeinträchtigt wird, kann der Bundesrat einen Maximalsatz vorsehen. Laut dem Geschäftsbericht 2011 der Stiftung KEV¹⁶⁸ wurde 2010 die KEV-Abgabe an 26 Grossverbraucher im Umfang von 4 Mio. CHF zurückerstattet.

¹⁶⁵ BAFU (2011), Vollzugsweisung: Verpflichtungen und Zielvereinbarungen. Weisung des BAFU und des BFE an die Energie-Agentur der Wirtschaft (EnAW) zu Handen der dort angeschlossenen Unternehmen über die Erarbeitung von Vorschlägen zur Emissionsbegrenzung und zur Reduktion des Energieverbrauchs sowie über die Umsetzung der Verpflichtungen und Zielvereinbarungen.

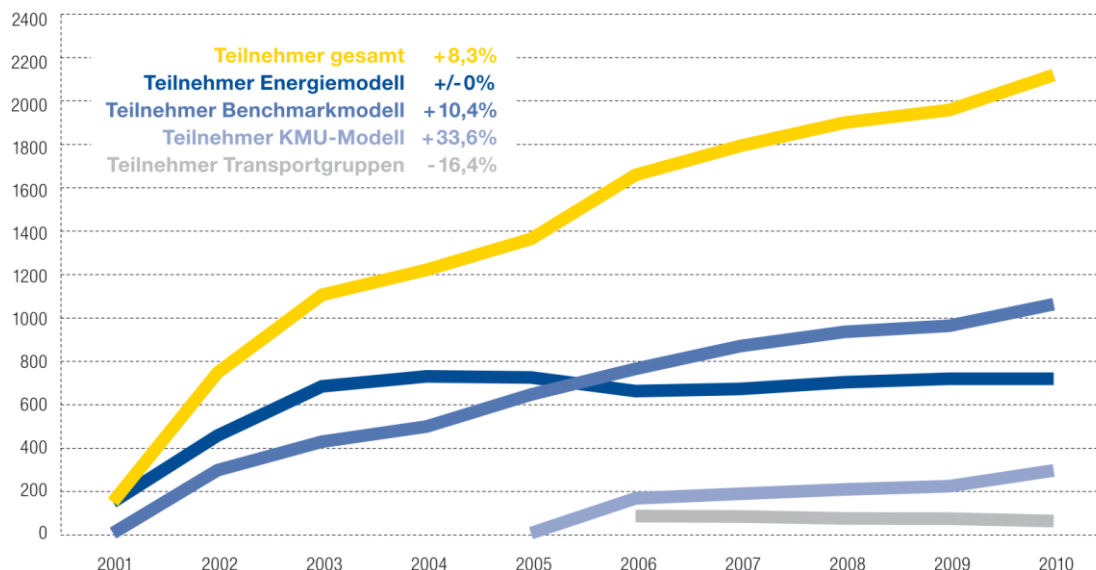
¹⁶⁶ <http://www.bafu.admin.ch/co2-abgabe/05179/05318/index.html?lang=de> [Stand 25.10.12].

¹⁶⁷ Energieverordnung (EnV) vom 7. Dezember 1998 (Stand am 1. Oktober 2012).

¹⁶⁸ Stiftung KEV (2012) Stiftung kostendeckende Einspeisevergütung (KEV). Geschäftsbericht 2011.

9.2 Entwicklung der Zielvereinbarungen der EnAW

Abbildung 9-1: Entwicklung Anzahl Teilnehmer mit einer Zielvereinbarung der EnAW



EnAW (2011), EnAW Tätigkeitsbericht 2010. Klimaschutz und Energieeffizienz, S. 12.

9.3 CO₂-Zielsetzung gemäss aktuellem Regulativ

9.3.1 Emissionsziel

Gemäss Art. 67 Absatz 3 der CO₂-Verordnung wird der lineare Reduktionspfad basierend auf den Bestimmungen aus Art. 31 Absatz 3 des CO₂-Gesetzes und den folgenden Grundlagen berechnet:

- an den Treibhausgasemissionen des Unternehmens der vergangenen zwei Jahre;
- am Stand der im Unternehmen verwendeten Technik;
- an den bereits realisierten treibhausgaswirksamen Massnahmen sowie an deren Wirkung;
- am verbleibenden Verminderungspotenzial;
- an der Wirtschaftlichkeit der möglichen treibhausgaswirksamen Massnahmen;
- am Anteil des produzierten Stroms, der im Vergleich zum Jahr 2012 zusätzlich ausserhalb des Unternehmens verwendet wird;

- g. am Anteil der produzierten Fernwärme oder -kälte;
- h. am Umfang der CO₂-Abgaben, die eingespart werden können.¹⁶⁹

Für das Emissionsziel stehen sowohl ein individuelles wie auch ein vereinfacht festgelegtes Emissionsziel zur Verfügung. Bei beiden Modellen wird die absolute Gesamtmenge der Treibhausgase, welche das Unternehmen bis Ende 2020 ausstossen darf, basierend auf einem linearen Reduktionspfad berechnet.

Abbildung 9-2: Individuell festgelegtes Reduktionsziel

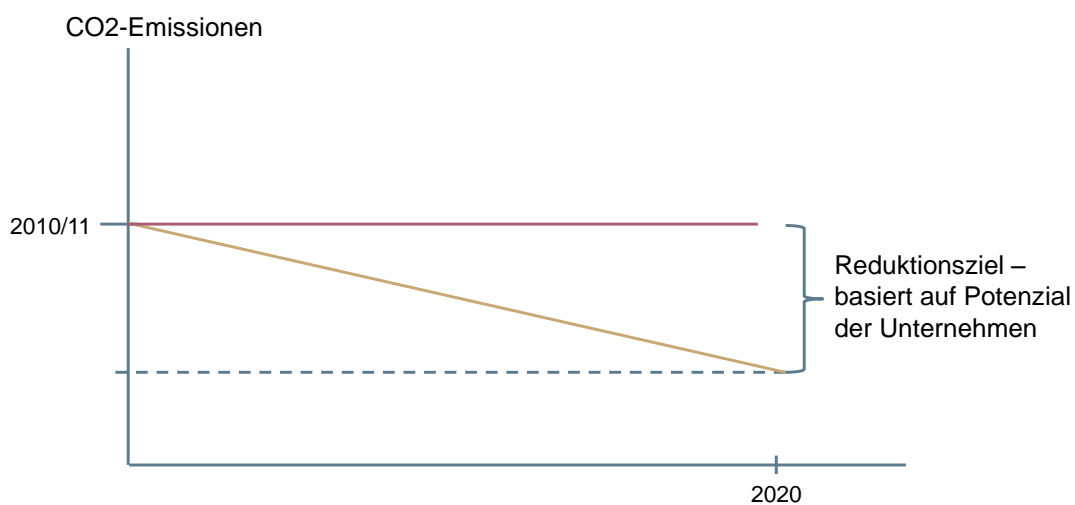
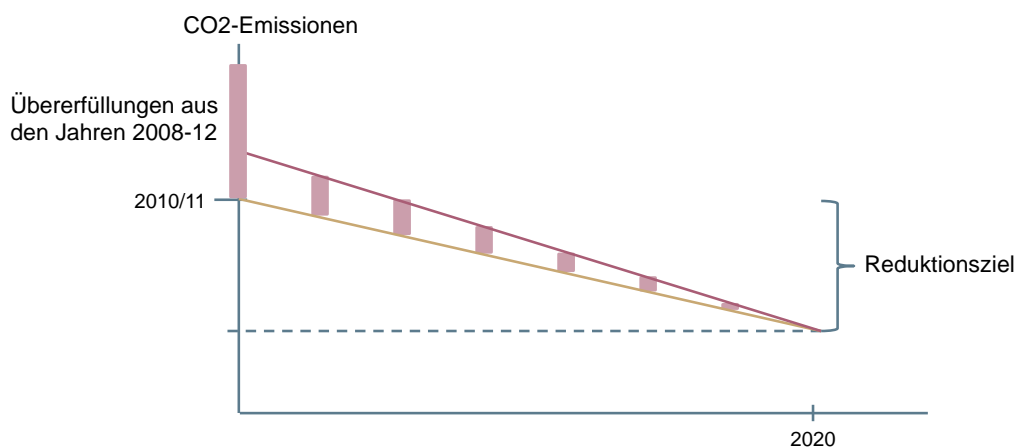


Abbildung 9-3: Vereinfacht festgelegtes Reduktionsziel



¹⁶⁹ Verordnung über die Reduktion der CO₂-Emissionen (CO₂-Verordnung) vom 30. November 2012 (Stand am 1. Januar 2013)

9.3.2 Massnahmenziel

Das Massnahmenziel orientiert sich nebst Art. 31 Absatz 3 des CO₂-Gesetzes an folgenden Bestimmungen der CO₂-Verordnung (Art. 68):

- a. *am Stand der im Unternehmen verwendeten Technik;*
- b. *am verbleibenden Verminderungspotenzial;*
- c. *an der Wirtschaftlichkeit der möglichen treibhausgaswirksamen Massnahmen;*
- d. *am Anteil des produzierten Stroms, der im Vergleich zum Jahr 2012 zusätzlich ausserhalb des Unternehmens verwendet wird;*
- e. *am Anteil der produzierten Fernwärme oder -kälte;*
- f. *am Umfang der CO₂-Abgaben, die eingespart werden können.*

9.4 Beispiele für kantonalen Grossverbraucherartikel¹⁷⁰

In Kapitel 5.1.2d) wird der Grossverbraucherartikel am Beispiel des Kantons Zürichs erläutert, welcher als erstes den Artikel umgesetzt hat. Da sich der Kanton Neuenburg bei der Umsetzung stark auf die Vorarbeiten des Kantons Zürichs gestützt hat, werden hier die kleinen Unterschiede von Neuenburg im Vergleich zur Umsetzung im Kanton Zürich aufgezählt.

Im Kanton Neuenburg ist das Grossverbrauchermodells seit 2006 im Vollzug und es stehen die gleichen Möglichkeiten zur Reduzierung des Energieverbrauchs wie im Kanton Zürich zur Verfügung:

- Universalzielvereinbarung (Art. 49, Abs. 2 LCEn)
- Kantonale Zielvereinbarung (Art. 49, Abs. 3 LCEn)
- Analyse des Energieverbrauchs (Art. 49, Abs. 1 LCEn)

Die drei Vollzugsmöglichkeiten sind in der folgenden Abbildung 9-4 dargestellt.

¹⁷⁰ Die folgenden Ausführungen basieren auf den Dokumenten:

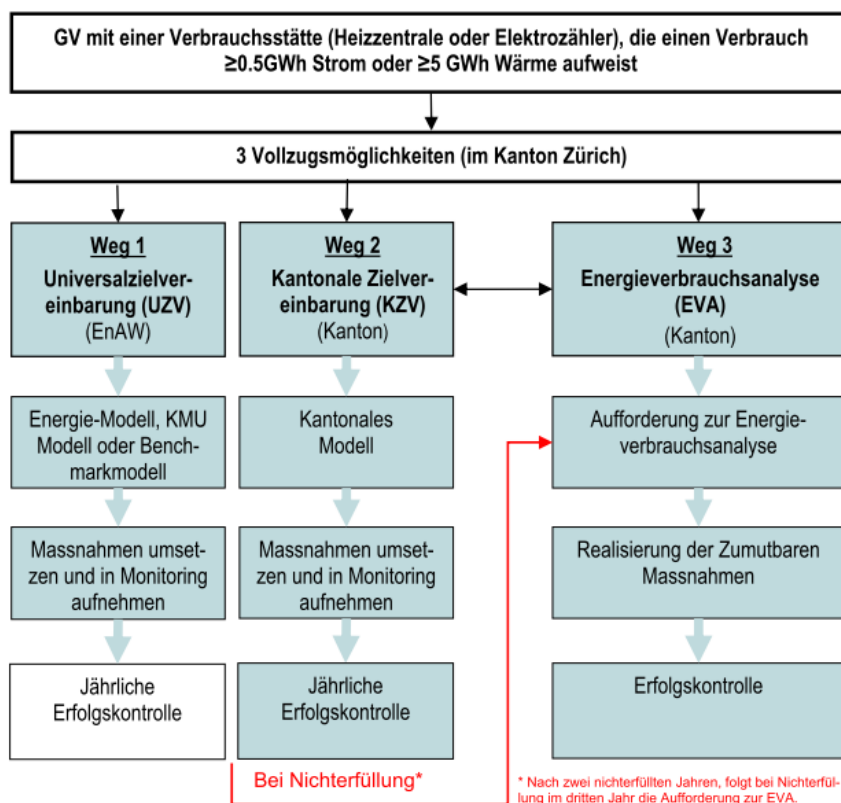
econcept SA (2009), Leitfaden zur Unterstützung der Kantone bei der Umsetzung des Grossverbraucherartikels. Schlussbericht.

Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKEEn). Ausgabe 2008.

Loi sur l'énergie (RELCEn). 2001

Département de la Gestion du Territoire (2009), La loi cantonale sur l'énergie. Argumentaire et marche à suivre pour les entreprises neuchâteloises.

Abbildung 9-4: Drei Vollzugsmöglichkeiten für die Grossverbraucher



Econcept (2009): Leitfaden zur Unterstützung der Kantone bei der Umsetzung des Grossverbraucherartikels.

Während das Zürcher Energiegesetz ziemlich genau dem MuKen¹⁷¹ entspricht, unterscheidet sich das Neuenburger Energiegesetz (Loi sur l'énergie (LCEn)) in der Formulierung etwas. Beispielsweise umschreibt der Art. 49 Abs. 1 des Neuenburger Energiegesetzes den Begriff Grossverbraucher. Zudem umschreibt das Zürcher Energiegesetz oder die MuKen im Abs. 3 die Zumutbarkeit von Massnahmen, währenddem das Neuenburger Gesetz auf Unternehmen eingeht, welche die Anforderungen nicht erfüllen und somit durch den Zusammenschluss zu einer Gruppe einen Grossverbraucher bilden.

Weiteren Bestandteil bilden im Kanton Neuenburg die Ausführungsvorschriften zum Energiegesetz (Règlement d'exécution de la loi cantonale sur l'énergie (RELCEn)) Art. 43 bis 46.

¹⁷¹ Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKen). Ausgabe 2008.

9.5 Ausnahmeregelungen in Deutschland

9.5.1 Die verschiedenen Ausnahmeregelungen in Deutschland

Gemäss der Studie von Arepo Consult¹⁷² weist Deutschland hohe Abgaben und Umlagen auf den Strompreisen auf. Mit dem Ziel, energieintensive Industrien in ihrer Wettbewerbsposition nicht zu gefährden und dadurch die Beschäftigung und das Wachstum Deutschland zu fördern, hat Deutschland verschiedene Ausnahmeregelungen eingeführt. So bestehen beispielsweise Ausnahmeregelungen beim Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), Energiesteuergesetz (EnergieStG), dem Stromsteuergesetz (StromStG) und bei den Stromnetzentgelten (StromNEV).

Das **Erneuerbare-Energien-Gesetz** (EEG 2012, § 40 ff.) verhindert, dass energieintensive Unternehmen und Schienenbahnen von der Weitergabe der Kosten für den Bezug von Strom aus erneuerbaren Energien betroffen sind: Gemäss dem § 41 sind Unternehmen des produzierenden Gewerbes an einer Begrenzung berechtigt, sofern folgende Punkte bezüglich des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr nachgewiesen werden:

- Der von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen bezogene und selbst verbrauchte Strom an einer Abnahmestelle¹⁷³ beträgt mindestens 1 GWh. Die EEG-Umlage wird folgendermassen begrenzt:
 - Keine Begrenzung für den Stromanteil bis einschliesslich 1 GWh
 - 10 % der EEG-Umlage für den Stromanteil über 1 bis einschliesslich 10 GWh
 - 1 % der EEG-Umlage für den Stromanteil über 10 bis einschliesslich 100 GWh
 - 0,05 Cent je kWh für den Stromanteil über 100 GWh
 - Weiter wird die EEG-Umlage auf 0,05 Cent je kWh begrenzt bei mindestens 100 GWh und mit einem Verhältnis der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung von mehr als 20 %.
- Das Verhältnis der vom Unternehmen zu tragenden Stromkosten zur Bruttowertschöpfung muss mindestens 14 % betragen
- Die EEG-Umlage wurde anteilig an das Unternehmen weitergereicht.
- Es besteht eine Zertifizierung, mit der der Energieverbrauch und die Potenziale zur Verminderung des Energieverbrauchs erhoben und bewertet wurden (gilt nicht für Unternehmen mit einem Stromverbrauch von unter 10 GWh)

Laut den Informationen zum Erneuerbare-Energien-Gesetz¹⁷⁴ wurde bisher eigenerzeugter Strom von der EEG-Umlage befreit, wenn der Strom zur Eigenversorgung diente (Eigener-

¹⁷² Arepo Consult (2012), Befreiung der energieintensiven Industrie in Deutschland von Energieabgaben.

¹⁷³ „Abnahmestelle: Summe aller räumlich und physikalisch zusammenhängenden elektrischen Einrichtungen eines Unternehmens, die sich auf einem in sich abgeschlossenen Betriebsgelände befinden und über eine oder mehrere Entnahmepunkte mit dem Netz des Netzbetreibers verbunden sind.“

zeugung). Neu wird eine Befreiung von der EEG-Umlage für eigenerzeugten Strom (bis auf einige Ausnahmen) nur dann gewährt, wenn der Strom nicht über das öffentliche Netz geführt wird.

Um Unternehmen von der Besteuerung von Strom zu entlasten, enthält das **Stromsteuergesetz (StromStG)** entsprechende Ausnahmeregelungen:¹⁷⁵

- § 9a): Unternehmen des produzierenden Gewerbes, welche Strom für bestimmte Prozesse und Verfahren, wie die Herstellung von Glas und Glaswaren, für die Elektrolyse usw. verwenden, erhalten einen Erlass, Erstattung oder Vergütung der Steuer.
- § 9b): Steuerentlastung für Unternehmen: Unternehmen des produzierenden Gewerbes und der Land- und Forstwirtschaft können von der Steuer entlastet werden, sofern sie den Strom für betriebliche Zwecke (zur Erzeugung von Licht, Wärme, Kälte, Druckluft und mechanische Energie) entnommen haben. Die Steuerentlastung beträgt bei einem Entlastungsbetrag von mind. 250 Euro im Kalenderjahr 5.13 Euro für 1 MWh.
- § 10): Erlass, Erstattung oder Vergütung in Sonderfällen: Unternehmen des produzierenden Gewerbes können einen Anteil der Steuer für Strom, welchen sie für betriebliche Zwecke verwendet haben, rückerstatten lassen, wenn die Steuer im Kalenderjahr den Betrag von 1'000 Euro übersteigt (Spitzenausgleich). Es werden 90 % der Steuer für ein Kalenderjahr vergütet, jedoch höchstens 90 % des Betrags, um den die Steuer im Kalenderjahr den Unterschiedsbetrag zwischen den Arbeitgeberanteilen unterschiedlicher Rentenversicherungsbeiträgen übersteigt.

Gemäss dem **Energiesteuergesetz (EnergieStG)** und dem Bericht der Arepo Consult¹⁷⁶ können Unternehmen des produzierenden Gewerbes im Sinne des Stromsteuergesetzes auch von der Energiesteuer entlastet werden.

- § 51: Entlastung von der Energiesteuer gemäss dem § 9a des StromStG für bestimmte Prozess und Verfahren, wie auch für die Kraft-Wärme-Kopplung.
- § 53: Gemäss diesem Artikel können Befreiungen oder Ermässigungen von der Energiesteuer für die Stromerzeugung und die gekoppelte Erzeugung von Kraft und Wärme eingefordert werden.
- § 54: Unternehmen des produzierenden Gewerbes sowie der Land- und Forstwirtschaft, welche einen Entlastungsbetrag von 250 Euro überschreiten, erhalten einen ermässigten Energiesteuersatz (entsprechend § 9b StromStG).
- § 55: regelt weitere Sonderfälle für Steuerentlastungen bei Unternehmen.

¹⁷⁴ BMU, Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) („EEG 2012). Informationen und häufig gestellte Fragen zur Novelle.

¹⁷⁵ Vgl. dazu auch Arepo Consult (2012), Befreiung der energieintensiven Industrie in Deutschland von Energieabgaben.

¹⁷⁶ Arepo Consult (2012), Befreiung der energieintensiven Industrie in Deutschland von Energieabgaben.

In der **Stromnetzverordnung (StromNEV)** wird die Bestimmung der Entgelte für den Zugang zu den Elektrizitätsübertragungs- und Elektrizitätsverteilernetzen (Netzentgelte) einschliesslich der Ermittlung der Entgelte für dezentrale Einspeisungen geregelt. In § 19 Abs. 2 werden die Ausnahmeregelungen für Unternehmen definiert.

- § 19 Satz 1: Unternehmen mit einem Höchstlastbeitrag, welcher vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht, können geringere Netzentgelte (bis zu 80 %¹⁷⁷) erhalten.
- § 19 Satz 2: Unternehmen können von den Netzentgelten befreit werden, wenn die Stromabnahme aus dem Netz 10 GWh und die Benutzungszahl mindestens 7'000 Stunden beträgt.

9.5.2 Auswirkungen der Ausnahmeregelungen in Deutschland

Die verschiedenen Ausnahmeregelungen führen zu einer Entlastung bzw. Subventionierung der Industrie von rund 9.2 Mrd. CHF im Jahr 2012 (Arepo Consult, 2012). Die Entlastungen der energieintensiven Industrie werden damit begründet, dass erhöhte Energiekosten für die energieintensive Industrie ein Wettbewerbsnachteil sowie eine Bedrohung der Profitabilität seien. Im deutschen Ausnahmeregelungssystem wird pauschal oder auf die Energieintensität abgestützt entlastet, die tatsächliche Wettbewerbsgefährdung wird nicht berücksichtigt.

Folgendes lässt sich für die Entwicklung der Ausnahmeregelungen in Deutschland feststellen:

- Die Industrie wird grossflächig von den verschiedenen Abgaben und Zuschlägen entlastet.
- Die Ausnahmeregelungen werden mit der wachsenden Höhe der Abgabe (bspw. EEG) immer mehr ausgeweitet. Wurden bspw. 2003 noch 59 Unternehmen von der EEG entlastet, so sind es mit der neuen Regelung künftig gegen 2000 Unternehmen.

Auswirkungen der EEG-Ausnahmeregelungen (Pendant zur KEV in der Schweiz)

Der Bund der Energieverbraucher¹⁷⁸ geht davon aus, dass die Befreiung der stromintensiven Industrie von der EEG-Umlage ungerechte Wirkungen auf die übrigen Verbraucher aufweist. Die Industriestrompreise in Deutschland sind im Vergleich zu anderen EU-Ländern deutlich gesunken (Merit-Order-Effekt der Förderung der Erneuerbaren Energien), womit die Industrie mit der Befreiung der EEG-Umlage zu Lasten der übrigen Verbraucher doppelt profitieren kann (vgl. Entwicklung der Strompreise in der nachfolgenden Abbildung). Aufgrund der Be-

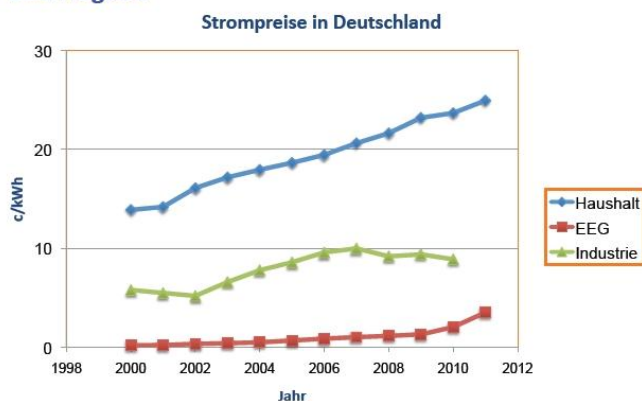
¹⁷⁷ Vgl. Arepo Consult (2012), Befreiung der energieintensiven Industrie in Deutschland von Energieabgaben.

¹⁷⁸ Energieverbraucher kritisieren EEG-Aufblähung. Pressemitteilung vom 18.01.12.
http://www.energieverbraucher.de/de/Erneuerbare/Erneuerbare/Das-EEG__510/NewsDetail__12480/ [Stand 8.11.12].

freierung der stromintensiven Industrie von der EEG-Umlage wird die EEG-Umlage für die nicht befreiten Stromkonsumenten um 0.8 Ct/kWh erhöht.

Sensfuss (2011) kommt für 2010 zum Schluss, dass der Nettoeffekt des Ausbaus der erneuerbaren Energien für stromintensive Unternehmen positiv ist, dass sie also durch den Merit-Order-Effekt stärker von den Erneuerbaren profitieren als die durch die EEG-Umlage belastet werden. Der reduzierten EEG-Umlage von 0.05 Ct/kWh stehen Strompreissenkungen durch den Merit-Order-Effekt von 0.53 Ct/kWh entgegen. Arepo Consult (2012) geht davon aus, dass die voll- und teilbefreiten Unternehmen netto profitieren. Diese Unternehmen profitieren somit vom Umbau des Energiesystems, die Kosten werden von den anderen – nicht befreiten – Unternehmen und den Haushalten getragen.

Die Preisentwicklung ist weitgehend unabhängig von der EEG Abgabe



Quelle: BMWI Gesamtausgabe der Energiedaten (13.1.2011)

Energieverbraucher kritisieren EEG-Aufblähung. Pressemitteilung vom 18.01.12

9.6 Ausnahmeregelung in der Schweiz – Fallbeispiele

Ausnahmeregelungen werden aufgrund des „carbon leakage“ (Abwanderung der Emissionen) und/oder aufgrund von Wettbewerbsnachteilen im Vergleich zur internationalen Konkurrenz (Abwanderungen von Arbeitsplätzen) begründet.

Da die wichtigsten Handelspartner der Schweiz (siehe obiges Beispiel aus Deutschland) für die energieintensive Industrie grossflächige Ausnahmeregelungen gewähren, muss sich auch die Schweiz mit dieser Thematik auseinandersetzen. Grundsätzlich sind zwei verschiedene Strategien möglich:

- (1) Es werden keine Ausnahmeregelungen gewährt. Produktionsverlagerungen in die Länder mit subventionierter bzw. entlasteter Industrie wird in Kauf genommen. Dafür kann die Schweiz diese vom Ausland subventionierten Produkte günstig importieren. Die Schweiz kann sich so die Subvention an diese Industrien sparen. Gesamtwirtschaftlich kann dies sogar positiv sein. Führt die Produktionsverlagerung aber zu erhöhten Emissionen, ist dies aus globaler Sicht nicht effizient (bspw. „carbon leakage“).
- (2) Für die energieintensive Industrie, welche durch Abgaben auf Energie internationale Wettbewerbsnachteile erfährt, werden Ausnahmeregelungen gewährt.

Die beiden Strategien werden hier nicht mehr weiter diskutiert. Es wird unterstellt, dass zusätzliche Abgaben im Energiebereich die energieintensive, dem internationalen Wettbewerb ausgesetzte Industrie, nicht existenziell gefährden soll. Im Sinne einer Herstellung von „gleich langen Spiessen“ („level playing field“) mit den subventionierten Unternehmen im Ausland soll die Schweiz Ausnahmeregelungen gewähren.

Für die Beurteilung der Gefährdung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit eines Unternehmens durch heimische Energieabgaben (bspw. Erhöhung von Netzzuschlägen zur Finanzierung der erneuerbaren Stromproduktion) sind folgende Punkte zu diskutieren:

- Strom- bzw. Energieintensität
- Internationale Handelsintensität: Exportanteile beim Absatz und Importanteile bei den Vorleistungen
- Handelshemmnisse (Distanzschutz, tarifäre, nicht tarifäre Handelshemmnisse)
- Marktstruktur (Konzentration von Marktakteuren, Eintritts- und Austrittsbarrieren, Wettbewerbsintensität auf den Absatzmärkten)
- Produktstruktur (homogene Produkte, Produktdifferenzierung)

Die nachfolgenden Beispiele zeigen, dass die Strom- bzw. Energiepreiserhöhungen nicht für alle Unternehmen tragbar sind. Die Schweiz ist „Gefangener“ der breiten Ausnahmeregelungen des Auslands (siehe vorgängiges Kapitel). Für die energieintensivsten Betriebe (wie Stahl Gerlafingen und Lonza) ist das Signal zentral, dass die Schweiz gewillt ist, dieselben Rahmenbedingungen anzubieten wie das Ausland (Schaffung eines „level playing field“).

Fallbeispiel: Stahl Gerlafingen

Stahl Gerlafingen produzierte im Jahr 2011 rund 700'000 Tonnen Stahl. Die **Stromintensität** – also die Stromkosten in % der Bruttowertschöpfung – betrug **54%**, die Gesamtenergieintensität 85%. Stahl Gerlafingen ist damit eines der stromintensivsten und energieintensivsten Unternehmen der Schweiz.

Die Absatzseite

Stahl Gerlafingen produziert hauptsächlich Betonstahl, ein relativ homogenes Massengut bei dem der Wettbewerb in erster Linie über den Preis geht. Produktdifferenzierungen spielen eine untergeordnete Rolle. Der Inlandabsatz ist in den letzten Jahren stark gestiegen auf 72%, d.h. 28% gehen in den Export. Die wichtigsten Gründe für diese Entwicklung sind: Starke Binnennachfrage, rückläufige Nachfrage im Ausland und der Zerfall des Eurokurses. In der Schweiz hält Stahl Gerlafingen einen Marktanteil von 50% für Betonstahl und ist damit Marktführer. Die Konkurrenz kommt ausschliesslich aus dem Ausland, weitere Schweizer Anbieter für Betonstahl gibt es nicht.

Die Vorleistungen

Stahl Gerlafingen ist ein „Recycling-Unternehmen“. Der Einkauf von Schrott macht den Grossteil der Vorleistungen aus. Dieser Schrott wird vornehmlich aus dem Inland bezogen, der Importanteil aus dem Ausland beträgt nur 25%.

Auswirkungen einer Erhöhung der Strompreise

Steigen die Strompreise um 1 Rp./kWh, so muss das Unternehmen 3.9 Mio. CHF mehr für Strom bezahlen. Würden diese 3.9 Mio. CHF auf die Produkte überwält, würde eine Preiserhöhung von 1% resultieren. Obwohl Stahl Gerlafingen hauptsächlich für den Inlandmarkt produziert, ist eine Preisüberwälzung mit Marktanteilsverlusten verbunden.

Da Stahl ein schweres Massengut ist, könnte mit einem gewissen Distanzschutz argumentiert werden. Die Kosten für den Transport einer Tonne Stahl über einen Kilometer beträgt rund 4 Rp./km.¹⁷⁹ Bei einer vollen Preisüberwälzung der Strompreiserhöhung um 1 Rp. würde sich der Stahlpreis um rund 5.4 Fr./Tonne Stahl erhöhen. Dies bedeutet, dass rechnerisch ein Distanzschutz von 130 km wegfällt, dies bereits bei einer moderaten Strompreiserhöhung von 1 Rp./kWh.

Eine Strompreiserhöhung von 1 Rp./kWh entspricht einer Belastung von 5.4% der Bruttowertschöpfung. Dies ist eine hohe Zusatzbelastung, welche vor allem mittel- und längerfristig für das Unternehmen existenziell sein kann, da die Mittel für die Reinvestitionen durch diese Zusatzkosten empfindlich reduziert werden.

¹⁷⁹ Berechnet aufgrund der Transportkosten im Ausland (also ohne Schweizer LSVA).

Fazit

Das Fallbeispiel Stahl Gerlafingen zeigt, dass auch stark binnenorientierte Unternehmen von höheren Strompreisen existenziell betroffen sein können. Es kann nicht in jedem Fall davon ausgegangen werden, dass stark binnenorientiert Unternehmen, die Zusatzkosten einer Strompreiserhöhung einfacher überwälzen können als exportorientierte Unternehmen. Für die Beurteilung der Gefährdung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit spielen also nicht allein die Strom- bzw. Energie- und Handelsintensitäten eine Rolle, sondern die gesamte Produkte- und Marktstruktur ist in die Bewertung einzubeziehen.

Abbildung 9-5: Stahl Gerlafingen – Kennzahlen für das Jahr 2011

Stahl Gerlafingen	
Branche	Eisen und Stahl
Produktionskennzahlen	
Energievorleistungen	60 Mio. CHF
<i>Stromverbrauch</i>	385 GWh
<i>Kosten Strom</i>	38 Mio. CHF
<i>Kosten restliche Energie</i>	22 Mio. CHF
Energiekennzahlen	
Stromintensität [Stromkosten in % der Bruttowertschöpfung]	54%
Energieintensität [Energiekosten in % der Bruttowertschöpfung]	85%
Auswirkungen eines Netzzuschlages von +1 Rp./kWh	
Zusatzkosten Strom	3.9 Mio. CHF
in % Bruttowertschöpfung	5.4%
Handelskennzahlen	
Absatz im Ausland (Exportanteil)	28%
Absatz im Inland (Inlandanteil)	72%
Importanteil bei Vorleistungen (gilt für Schrott als wichtigster Produktionsinput)	25%

Fallbeispiel Lonza

Lonza ist in den Märkten Agrarindustrie (Dünger, Pflanzenschutzmittel, usw.), Futtermittel, Lebensmittelzusatzstoffe und Wirkstoffe für chemische Industrie sowie Pharmaindustrie tätig. Die Stromintensität betrug im Jahr 2011 knapp 10% und die Energieintensität 13%.

Die Absatzseite

Die hergestellten Produkte (Wirkstoffe für chemische Produktion, Agrochemikalien, Futtermittel und Nahrungsmittelzusatzstoffe) können als Massengüter bezeichnet werden. Der Anteil von spezielleren Gütern ist im Vergleich sehr klein. Lonza ist mit einem Exportanteil von 90% stark vom Ausland abhängig. Zudem ist auch die Hauptkonkurrenz ausschliesslich im Ausland – EU, USA und Asien - angesiedelt.

Die Vorleistungen

Zu den Vorleistungen von Lonza gehören vorwiegend chemische Produkte (Vorstufen, Lösungsmittel usw.) und Energie (Erdgas und Strom). Die meisten Rohmaterialien werden aus dem Ausland bezogen, entsprechend beträgt der Importanteil ca. 70-80%.

Auswirkungen einer Erhöhung der Strompreise

Ein Anstieg der Strompreise um 1 Rp./kWh hätte Zusatzkosten von 4.3 Mio. CHF bei Lonza zur Folge. Gemäss Auskunft von Lonza kann eine Preiserhöhung bei Strom nicht auf die Kunden überwältigt werden, da aufgrund des hohen Exportanteils die Produktpreise durch den globalen Markt bestimmt werden. Eine Strompreiserhöhung von 1 Rp./kWh würde zu einer durchschnittlichen Belastung der Bruttowertschöpfung von 0.8% führen. Zu beachten ist, dass die Lonza verschiedenste Produkte mit unterschiedlicher Strom- bzw. Energieintensität herstellt. Für einzelne Produkte bzw. Geschäftsbereiche kann die Belastung durch steigende Strompreise sehr viel stärker ausfallen als die hier ausgewiesene durchschnittliche Belastung (vgl. das Beispiel von Stahl Gerlafingen, das im Vergleich zu Lonza auf einen relativ homogenen, sehr energieintensiven Geschäftsbereich konzentriert ist).

Fazit

Lonza ist stark vom Ausland abhängig: Einerseits beträgt der Absatz im Ausland (Exportanteil) ca. 90% und andererseits werden auch die Vorleistungen hauptsächlich importiert (70 bis 80%). Da die Produktpreise durch die globalen Märkte bestimmt werden, kann eine Preiserhöhung beim Strom nicht an die Kunden überwältigt werden.

Abbildung 9-6: Lonza – Kennzahlen für das Jahr 2011

Lonza	
Branche	Chemie
Produktionskennzahlen	
Energievorleistungen	66 Mio. CHF
<i>Stromverbrauch</i>	430 GWh
<i>Kosten Strom</i>	50 Mio. CHF
<i>Kosten restliche Energie</i>	16 Mio. CHF
Energiekennzahlen	
Stromintensität [Stromkosten in % der Bruttowertschöpfung]	10%
Energieintensität [Energiekosten in % der Bruttowertschöpfung]	13%
Auswirkungen eines Netzzuschlages von +1 Rp./kWh	
Zusatzkosten Strom	4.3 Mio. CHF
in % Bruttowertschöpfung	0.8%
Handelskennzahlen	
Absatz im Ausland (Exportanteil)	> 90%
Absatz im Inland (Inlandanteil)	< 10%
Importanteil bei Vorleistungen	70-80%

10 Anhang E: Liste der interviewten Personen

Mit folgenden Personen wurden Experteninterviews zu den bezeichneten Massnahmenbereichen durchgeführt:

Organisation	Vorname	Nachname	KEV	Effizienz- ziele Strom- verbrauch	WeA	Gross- verbrau- cher	EBP	Ecoplan
Departement Management, Technologie und Ökonomie der ETH Zürich	Hoffmann	Volker	x				X	
KTI	Stefan	Nowak	x				X	
avenir suisse	Urs	Meister	x	x	x	x	X	X
VSE Verband der Schweizer Elektrizitätsunternehmen	Kurt	Wiederkehr		x	x		X	
Swisspower Services AG	Johannes	Schimmel		x	x		X	
EiCom	Stefan	Burri		x			X	
Bundesamt für Energie	Stefan	Dörig		x			X	
Bundesamt für Energie	Martin Andreas Boris Andreas	Sager Mörkofer Krey Scheidegger			x	x		X
Econcept	Reto	Dettli			x	x		X
Weisskopf+Partner AG	Thomas	Weisskopf			x	x		X
EnAW	Armin	Eberle				x		X
economiesuisse	Urs	Näf	x	x	x	x		X
Infras	Stephan	Hammer			x			X
WWF Schweiz	Patrick	Hofstetter		x		x		X
Kt. Zürich, Amt für Abfall, Wasser, Energie und Luft AWEL, Abteilung Energie	Heinz Christoph	Villa Gmür				x		X
Infras	Stefan	Kessler				x		X
Bundesamt für Umwelt	Susanne	Riedener				x		X

Literaturverzeichnis

Akademien der Wissenschaften Schweiz (2012)

Lösungsansätze für die Schweiz im Konfliktfeld erneuerbare Energien und Raumnutzung. Kurzfassung. 1. Auflage, Oktober 2012. ISBN 978-3-907630-38-9.

Akademien der Wissenschaften Schweiz (2012)

Lösungsansätze für die Schweiz im Konfliktfeld erneuerbare Energien und Raumnutzung. Kurzfassung. 1. Auflage, Oktober 2012. ISBN 978-3-907630-38-9.

AWEL (2002)

Broschüre. Gemeinsam zum Ziel. Informationen zum Vollzug von Zielvereinbarungen gemäss § 13a des kantonalen Energiegesetzes sowie zu den Vereinbarungen gemäss CO₂-Gesetz und Energiegesetz des Bundes. Zürich.

AWEL (2010)

Energieplanungsbericht 2010. Bericht des Regierungsrates über die Energieplanung des Kantons Zürich. Zürich.

AWEL (Amt für Abfall, Wasser, Energie und Luft)

Prospekt. Gemeinsam zum Ziel. Die Zielvereinbarung. Der innovative Weg zu mehr Energieeffizienz. Für Energie-Grossverbraucher im Kanton Zürich. Zürich.

BAFU (2009)

Emissionshandel. Ein marktwirtschaftliches Instrument im Klimaschutz. Bern.

BAFU (2012)

Klimaschutzprojekte in der Schweiz. Vollzugsweisung zur Durchführung von Kompensationsmassnahmen. Gemeinsame Mitteilung des BAFU und des BFE als Vollzugsbehörde. Bern.

BAFU (2012)

Strategie Biodiversität Schweiz. Bern, 89 S.

BAFU, BFE, ARE (2011)

Empfehlung zur Erarbeitung kantonalen Schutz- und Nutzungsstrategien im Bereich Kleinwasserkraftwerke. Bern, 28 S.

Bahar et Sauvage (2012)

Cross-Border Trade in Electricity and the Development of Renewables-Based Electric Power. OECD. Trade and Agriculture Directorate. Environmental Directorate. Joint Working Party on Trade and Environment. 19.11.2012.

BFE (2010)

Wettbewerbliche Ausschreibungen für Effizienzmassnahmen im Elektrizitätsbereich. Vollzugsweisung zur Durchführung von Ausschreibungen und Umsetzung von Massnahmen. Bern.

- BFE (2011)
Massnahme Nr. 33. Überprüfung KEV und Verstärkung Fördermassnahmen (KEV, evt. Zusatzoption, Ökostrommarkt). Internes Arbeitsdokument. Petersen, AEE/EE 2 556 54. 13.10.2011
- BFE (2011)
Stromeffizienz im Industrie- und Dienstleistungssektor. Schlussbericht der Arbeitsgruppe, Februar 2011. Bern.
- BFE (2012)
Wettbewerbliche Ausschreibungen für Effizienzmassnahmen im Elektrizitätsbereich. Vollzugsweisung zur Durchführung von Ausschreibungen und Umsetzung von Projekten und Programmen. Bern.
- BFE (2012a)
Energiestrategie 2050: Erstes Massnahmenpaket, Massnahme G13. Verstärkung und Optimierung der Einspeisevergütung. Bern.
- BFE (2012b)
Energiestrategie 2050: Erstes Massnahmenpak. G4 Verbindliche Effizienzziele mit gleichzeitiger Befreiung von CO₂-Abgabe und Netzzuschlag für Grossverbraucher. Bern.
- BFE (2012c)
Energiestrategie 2050: Erstes Massnahmenpaket. G5 Verstärkung und Ausbau Wettbewerbliche Ausschreibungen. Bern.
- BFE (2012d)
Photovoltaik (PV) Anlagekosten 2012 in der Schweiz. Überprüfung der Tarife der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) für PV-Anlagen. Bern.
- BFE (2012e)
Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien. Bern.
- BFE Interview 2012
Interview mit Stefan Dörig, Fachspezialist Energiepolitik, Interview vom 24.10.2012.
- BHP Hanser und Partner AG, Dr. Eicher + Pauli AG (2009)
Evaluation der Zielvereinbarungen der Wirtschaft zur Reduktion des Energieverbrauchs und zur Begrenzung der CO₂-Emissionen. Zürich, Liestal.
- Bits to Energy Lab, Ecoplan, Weisskopf Partner, Enco (2012)
Folgeabschätzung einer Einführung von «Smart Metering» im Zusammenhang mit «Smart Grids» in der Schweiz. Studie im Auftrag des BFE, Bern.
- Chassot, Sylviane (2012)
Eine Auswertung der Anmeldungen zur Kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV), Stand April 2012. Good Energies Lehrstuhl für Management Erneuerbarer Energien, Universität St. Gallen.
- Consentec (2010)
Wirtschaftlichkeit dezentraler Einspeisungen auf die elektrischen Netze der Schweiz. Studie im Auftrag des Bundesamts für Energie BFE.

- Consentec (2012a)
Einfluss verschiedener Stromangebotsvarianten auf das Übertragungsnetz der Schweiz.
Studie im Auftrag des Bundesamts für Energie BFE.
- Consentec (2012b)
Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus der dezentralen Erzeugung auf die Schweizer
Verteilnetze. Studie im Auftrag des Bundesamts für Energie BFE.
- Diekmann, J., Kemfert, C., Neuhoff, K., Schill, W.P. und Traber, T. (2012)
Erneuerbare Energien: Quotenmodell keine Alternative zum EEG. DIW Wochenbericht
Nr. 45.2012.
- ECOFYS (2012)
Effizienzmodell für Schweizer Stromlieferanten, Endbericht (vertraulich).
- Econcept (2009)
Leitfaden zur Unterstützung der Kantone bei der Umsetzung des
Grossverbraucherartikels. Schlussbericht.
- Econcept, EnCT (2009)
Smart Metering für die Schweiz – Potenziale, Erfolgsfaktoren und Massnahmen für die
Steigerung der Energieeffizienz. Studie im Auftrag des Bundesamts für Energie. Bern.
- Econcept, Infrac (2009)
Effizienzmassnahmen im Elektrizitätsberich. Grundlagen für Wettbewerbliche
Ausschreibungen. Zürich.
- Ecoplan (2012)
Energiestrategie 2050 – volkswirtschaftliche Auswirkungen, Studie im Auftrag des BFE,
Bern.
- Ecosens, Infrac (2012)
Energiestrategie 2050: Umweltanalyse und Bewertung der Massnahmen. Version
Ämterkonsultation. Wallisellen, Zürich.
- Ecosens, Infrac (2012)
Umweltanalyse und Bewertung der Massnahmen der Energiestrategie 2050.
- Egger, Dreher & Partner (2012)
Evaluation der wettbewerblichen Ausschreibungen. Bern.
- EnAW (Energie-Agentur der Wirtschaft) (2011)
EnAW Tätigkeitsbericht 2010. Klimaschutz und Energieeffizienz. Zürich.
- EnAW (Energie-Agentur der Wirtschaft) (2011)
Zahlen und Fakten. 2011.
- EnAW (Energie-Agentur der Wirtschaft) (2012)
2013 bis 2020. Wirtschaftlicher Klimaschutz und Energieeffizienz. Zürich.

- EnAW (Energie-Agentur der Wirtschaft) (2012)
Factsheet Energie-Modell. Energie-Management für energieintensive Unternehmen. Zürich.
- EnAW (Energie-Agentur der Wirtschaft) (2012)
Factsheet KMU-Modell. Das Energiesparangebot für KMU. Zürich.
- EnAW (Energie-Agentur der Wirtschaft) (2012)
Factsheet Universalzielvereinbarung (UZV). Befreiung von kantonalen Vorschriften. Zürich.
- EnAW (Energie-Agentur der Wirtschaft) (2012)
Leistungen & Preise. Energie-Modell. Zürich.
- ETHZ (Eidg. Technische Hochschule Zürich) (2011)
Energiezukunft Schweiz. Zürich.
- EU Kommission (2008): SEC(2008) 57 COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT. The support of electricity from renewable energy sources Accompanying document to the Proposal for a DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the promotion of the use of energy from renewable sources {COM(2008) 19 final}. Brussels, 23.1.2008.
- Fraunhofer ISE (2013)
Speicherstudie 2013. Kurzgutachten zur Abschätzung und Einordnung energiewirtschaftlicher, ökonomischer und anderer Effekte bei der Förderung von objektgebundenen elektrochemischen Speichern. Freiburg.
- Fraunhofer ISI, DIW, gws, izes (2012)
Monitoring der Kosten und Nutzenwirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmebereich im Jahr 2011. Karlsruhe, Berlin, Osnabrück, Saarbrücken.
- Fürsch, M., Malischek, R., Lindenberger, D. (2012)
Der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien - Analyse der kurzen und langen Frist. Working Paper basierend auf einer Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI).
- Gawel, E., Korte, K., Lehmann, P. und Strunz, S. (2012)
Die deutsche Energiewende – ein Skandalon? GAIA 21/4 (2012): 278-283.
- Haller, Michael (2013)
Thermische Energiespeicherung: Grundsätze, Anforderungen und zukünftige Rolle im Strom-Netz-Management. Referat an der Tagung Innovatives Netzmanagement als neue Aufgabe des Energie-Cluster. Institut für Solartechnik. Rapperswil.
- Hoppmann, J., Peters, M., Schneider, M., Hoffmann, V.H. (2013)
The Two Faces of Market Support - How Deployment Policies Affect Technological Exploration and Exploitation in the Solar Photovoltaic Industry, Research Policy.

- Infras (2011)
Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien: Instrumentenanalyse.
Schlussbericht. Januar 2011.
- Infras und Österreichische Energieagentur (2007)
Instrumente für Energieeffizienz im Elektrizitätsbereich. Ausländische Erfahrungen und
Instrumenten-Mix für die Schweiz. Im Auftrag Bundesamt für Energie. Juni 2007, 173
Seiten.
- Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE) (2012)
Selbstversorgung mit Solarstrom und Solarwärme. Stand und Ausblick 2020. Mai 2012.
- Interface Politikstudien, Ernst Basler und Partner, Université de Genève (2012)
Evaluation der Kostendeckenden Einspeisevergütung. Studie im Auftrag des
Bundesamts für Energie BFE. Bern.
- International Energy Agency (IEA) (2010)
Technology Roadmap. Solar photovoltaic energy.
- Janing, B. (2012)
Geregelte Gewinne. neue energie 09/2012.
- Kopp et al (2011).
Können sich erneuerbare Energien langfristig auf wettbewerblich organisierten
Strommärkten finanzieren? Online publiziert: 27. Juli 2012. Z Energiewirtsch (2012)
36:243-255. DOI 10.1007/s12398-012-0088-y.
- Meister, Urs (2012)
Preise statt Subventionen für den Strommarkt. Online-Artikel vom 31.5.2012.
<http://www.avenir-suisse.ch/18394/preise-statt-subventionen-fur-den-strommarkt>
- Moser, Simon (2011)
Bestehende Systeme Weisser Zertifikate. Arbeitspapier, Linz.
- Paul Scherrer Institut (PSI) (2012)
Bewertung aktueller und zukünftiger Kernenergietechnologien; Erweiterte
Zusammenfassung des Berichts "Current and Future Nuclear Technologies" –
Schlussbericht im Auftrag des BFE.
- Prognos (2012)
Energieperspektiven 2050. Studie im Auftrag des BFE.
- ProKilowatt (2010)
Beilage 1. Wettbewerbliche Ausschreibungen für Stromeffizienz 2010 –
Zuschlagsbescheide - Projekte. Sion.
- ProKilowatt (2010)
Beilage 2. Wettbewerbliche Ausschreibungen für Stromeffizienz 2010 –
Zuschlagsbescheide - Programme. Sion.

- ProKilowatt (2011)
Beilage 1. Zweite Wettbewerbliche Ausschreibungen für Stromeffizienz 2011 – Zuschlagsbescheide Projekte. Sion.
- ProKilowatt (2011)
Beilage 2. Zweite Wettbewerbliche Ausschreibungen für Stromeffizienz 2011 – Zuschlagsbescheide Programme. Sion.
- ProKilowatt (2012)
Beilage 1. Dritte Wettbewerbliche Ausschreibungen für Stromeffizienz 2012 – Zuschlagsbescheide Projekte. Sion.
- ProKilowatt (2012)
Beilage 2. Dritte Wettbewerbliche Ausschreibungen für Stromeffizienz 2012 – Zuschlagsbescheide Programme. Sion.
- ProKilowatt (2012)
Wettbewerbliche Ausschreibungen 2013 für Effizienzmassnahmen im Elektrizitätsbereich. Ausschreibung für Projekte und Programme vom 30.11.2012. Sion.
- Rütter + Partner, EBP, Fraunhofer ISI (2013)
Volkswirtschaftliche Bedeutung erneuerbarer Energien in der Schweiz. Studie im Auftrag des BFE.
- Schweizerische Akademie der Technischen Wissenschaften (SATW) (2012)
Wie soll Strom aus erneuerbaren Energien gefördert werden?
- SECO (2012a)
Volkswirtschaftliche Massnahmenanalyse zur Energiestrategie 2050. Teil I. Gesamtergebnisse und Empfehlungen.
- SECO (2012b)
Volkswirtschaftliche Massnahmenanalyse zur Energiestrategie 2050. Teil II. Faktenblätter zu den einzelnen Massnahmen.
- Sensfuss F. (2011)
Analysen zum Merit-Order-Effekt erneuerbarer Energien. Update für das Jahr 2010. Karlsruhe.
- Stiftung Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) (2011)
Geschäftsbericht 2011, Frick.
- TEP Energy GmbH (2012)
Stromeffizienz der Schweizer Wirtschaft – Auswertung und Szenarien aus der Erfahrung der EnAW. Bericht. Zürich.
- Traber, T., Kemfert, C., Diekmann, J. (2011)
Strompreise: Künftig nur noch geringe Erhöhung durch erneuerbare Energien. Wochenbericht des DIW Berlin Nr. 6/2011.

TU Berlin (2011).

Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien. Studie der Technische Universität Berlin. Im Auftrag von vbw – Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e.V., Bayerische Chemieverbände, Verband Bayerischer Papierfabriken, Verband der Bayerischen Energiet- und Wasserwirtschaft e.V. Stand Juli 2011.

UVEK (2011)

Strompreisentwicklung in der Schweiz. Bericht des Bundesrates in Erfüllung des Postulates 08.3280 Stähelin vom 4. Juni 2008.

UVEK (2012)

Erläuternder Bericht zur Energiestrategie 2050 (Vernehmlassungsvorlage) vom 28. September 2012.

VSE – Verband Schweizerischer Energieversorgungsunternehmen (2012)

Wege in die neue Stromzukunft, Gesamtbericht. Aarau, 123 S.

Wuppertal Institut (2010)

Umwelt- und Ressourcenaspekte einer verstärkten Nutzung von Leuchtdioden.