

WIFO

1030 WIEN, ARSENAL, OBJEKT 20
TEL. 798 26 01 • FAX 798 93 86

 **ÖSTERREICHISCHES INSTITUT FÜR
WIRTSCHAFTSFORSCHUNG**

**Kosteneffekte des Energie-
effizienzgesetzes**

**Analysen für Elektrizität liefernde
Unternehmen**

Angela Köppl, Stefan Schleicher

August 2014



Kosteneffekte des Energieeffizienzgesetzes

Analysen für Elektrizität liefernde Unternehmen

Angela Köppl, Stefan Schleicher

August 2014

Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung
Im Auftrag von Österreichs E-Wirtschaft

Inhalt

Auf Basis des Entwurfs zum Energieeffizienzgesetz evaluiert diese Studie das jährliche Einsparziel für Lieferanten von Elektrizität von 0,6% des Endenergieabsatzes. Diese Vorgaben haben demnach einerseits die erwarteten Einsparungen an Stromkosten zur Folge, bedeuten aber andererseits zusätzliche Aufwendungen für Maßnahmen der Lieferanten von Elektrizität, die die Elektrizitätsnachfrage dämpfen. Insgesamt dürften deshalb die Senkung der Stromkosten im Zeitraum 2014 bis 2020 die damit verbundenen Aufwendungen von Endkunden und Energielieferanten nicht ausgleichen.

Rückfragen: Angela.Koeppl@wifo.ac.at, Stefan.Schleicher@wifo.ac.at

2014/319/S/WIFO-Projektnummer: 4014

© 2014 Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung

Medieninhaber (Verleger), Herausgeber und Hersteller: Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung,
1030 Wien, Arsenal, Objekt 20 • Tel. (+43 1) 798 26 01-0 • Fax (+43 1) 798 93 86 • <http://www.wifo.ac.at/> • Verlags- und Herstellungsort: Wien

Verkaufspreis: 40,00 € • Kostenloser Download: <http://www.wifo.ac.at/wwa/pubid/47427>

Inhalt

1	Zusammenfassende Aussagen	1
	Ziele und Umsetzung des Energieeffizienzgesetzes	1
	Einsparungen und Aufwendungen bei Elektrizität	1
	Erwartete Aufwendungen für die Lieferanten von Elektrizität	2
	Erwartete Kosteneffekte bei den Endverbrauchern	2
	Kostenerhöhende Effekte	2
	Überlappung mit anderen Maßnahmen	3
	Ein alternativer Mechanismus zur Erhöhung der Energieeffizienz	3
2	Die Zielvorgabe des Energieeffizienzgesetzes	4
2.1	Die Umsetzung der Energieeffizienz-Richtlinie	4
2.2	Das gesamte Reduktionsziel	4
2.3	Das Reduktionsziel der Energielieferanten	8
3	Ziele für die Lieferanten von Elektrizität	10
3.1.1	Die zu reduzierenden Zielmengen für Elektrizität	10
3.1.2	Der Effekt von Fehlmengen	11
3.1.3	Die Kosten für Reduktionen und Fehlmengen	12
4	Beurteilung der Kosteneffekte	15
4.1	Empirischer Befund über Kosten von Energieeffizienzmaßnahmen	15
4.2	Anreize und Kosten bei Effizienzinvestitionen	16
	Die Bestimmung der Nutzungskosten	16
4.3	Illustration der Kosteneffekte einer Effizienzinvestition	17
4.4	Kritische Punkte des Entwurfs zum EEffG	19
	Unterschiedliche Zeithorizonte von Nutzern und Investoren	19
	Struktur der Unternehmungen der Energielieferanten	20
	Wer trägt welche Kosten	20
	Zeitliche Rigiditäten	20
4.5	Ein alternativer Mechanismus zur Erhöhung der Energieeffizienz	20
5	Datenbasis	21
5.1	Alle Energieträger	21
5.2	Elektrizität	22
6	Literatur	23

Tabellen

Tabelle 1: Ermittlung des im Energieeffizienzgesetz definierten Endenergieabsatzes	4
Tabelle 2: Early Actions	5
Tabelle 3: Ermittlung der Einsparziele gemäß BMWWF (in Terajoule)	6
Tabelle 4: Ermittlung der Einsparziele gemäß BMWWF (in Gigawattstunden)	7
Tabelle 5: Relative Verteilung der Reduzierungen auf die Periode 2014 - 2020	8
Tabelle 6: Zielpfad für alle Energielieferanten (in Terajoule)	9
Tabelle 7: Zielpfad für alle Energielieferanten (in Gigawattstunden)	9
Tabelle 8: Zielpfad für Lieferanten von Elektrizität (Terajoule)	10
Tabelle 9: Zielpfad für Lieferanten von Elektrizität (Gigawattstunden)	10
Tabelle 10: Abweichung vom Zielpfad durch 20% Fehlmengen	11
Tabelle 11: Kosten für Reduktionen mit 15 Cent/kWh ohne Fehlmengen (Mio. €)	12
Tabelle 12: Kosten für Reduktionen mit 30 Cent ohne Fehlmengen (Mio. €)	13
Tabelle 13: Kosten für Reduktionen mit 0,30 Cent/kWh und 20% Fehlmengen (Mio. €)	14
Tabelle 14: Kosten und Wirtschaftlichkeit ausgewählter Energieeffizienzmaßnahmen	15
Tabelle 15: Energetischer Endverbrauch (TJ)	21
Tabelle 16: Energetischer Endverbrauch (GWh)	21
Tabelle 17: Energetischer Endverbrauch Elektrizität (TJ)	22
Tabelle 18: Energetischer Endverbrauch Elektrizität (GWh)	22
Tabelle 19: Energetischer Endverbrauch Elektrizität (Mio. €)	22

Alle Tabellen beruhen, soweit nicht anders angeführt, auf eigenen Darstellungen, die als Datenbasis auf die von Statistik Austria veröffentlichte Gesamtenergiebilanz zugreifen.

Abbildungen

Abbildung 1: Nutzungskosten vor einer Effizienzinvestition	17
Abbildung 2: Unveränderte Nutzungskosten nach einer Effizienzinvestition	18
Abbildung 3: Kompensation der erhöhten Nutzungskosten nach einer Effizienzinvestition durch eine Subvention über die gesamte Nutzungsperiode	18
Abbildung 4: Kompensation der erhöhten Nutzungskosten nach einer Effizienzinvestition durch eine Subvention über einen Teil der Nutzungsperiode	19

1 Zusammenfassende Aussagen

Ziele und Umsetzung des Energieeffizienzgesetzes

Energieeffizienz unterstützt die Transformation des Energiesystems

Energieeffizienz ist eine Voraussetzung für die notwendigen Transformationen des Energiesystems, die weit über die derzeitigen Zielvorgaben für das Jahr 2020 hinaus reichen werden.

Der aktuelle Entwurf für ein Energieeffizienzgesetz (EEffG) ist grundsätzlich in der Lage, diese Intentionen zu unterstützen, erfordert jedoch eine Bewertung bezüglich der Wirksamkeit der darin enthaltenen Maßnahmen.

Reduktionsziele für den Endenergieverbrauch

Als Zielvorgabe sieht der Entwurf zum Energieeffizienzgesetz vor, dass Energielieferanten aller Energieträger im Zeitraum 2014 bis 2020 jährlich zusätzlich 0,6% ihrer Lieferungen an alle Sektoren nachweislich zu reduzieren haben. Die Bemessungsgrundlage ist der Durchschnittsverbrauch in der Periode 2010 bis 2012.

Bewertung der Reduktionsverpflichtung für Energielieferanten

Diese Verpflichtung der Lieferanten von Endenergie zu verbindlichen Energieeffizienzmaßnahmen bei den Endverbrauchern ist ein wesentliches Element der im EEffG zur Zielerreichung vorgesehenen Maßnahmen, wobei bei Nichterfüllung Verwaltungsstrafen anfallen.

Anhand der vorliegenden Analyse der für die Lieferanten von Elektrizität zu erwarteten Effekte werden mehrere Punkte im Entwurf des EEffG sichtbar, die einer weiteren Diskussion auszusetzen wären.

Einsparungen und Aufwendungen bei Elektrizität

1,48 Mrd. kWh Einsparungen bei der Menge von Elektrizität pro Jahr

Das jährliche Einsparziel von 0,6% bedeutet für die Lieferanten von Elektrizität von 2014 bis 2020 jährlich zusätzliche Einsparungen bei den Endkunden von 371 Mio. Kilowattstunden (kWh), die auch bei anderen Energieträgern wirksam werden können und sich auf 10,4 Mrd. kWh summieren, was im Jahresdurchschnitt über die sieben Jahre 1,48 Mrd. kWh ausmacht.

Mögliche 215 Mio. € Einsparungen bei den Kosten von Elektrizität pro Jahr

Fallen die gesamten Einsparungen beim Endverbrauch von Elektrizität an, und bewertet man eine Kilowattstunde mit 0,145 €, so reduzieren sich die jährlichen Kosten für diesen Energieträger um rund 215 Mio. € im Jahresdurchschnitt über den Zeitraum 2014 bis 2020.

Die Aufwendungen für Einsparungen bei Endkunden und Lieferanten von Elektrizität

Diesen Kosteneinsparungen beim Energiebezug stehen jedoch für die zu treffenden Maßnahmen die Aufwendungen gegenüber, die sowohl bei den Endkunden als auch bei den Lieferanten von Elektrizität anfallen und wegen des auf sieben Jahre limitierten Zeitraums nur mit Unsicherheiten abzuschätzen sind.

Zwei kostenerhöhende Effekte bei den Aufwendungen für Einsparungen werden jedoch relevant: Einerseits eine potentielle Benachteiligung von Maßnahmen, die langfristige Einspareffekte haben, wie die Verbesserung der thermischen Gebäudequalität; andererseits die von den Energielieferanten erwartete Zurechnung ihrer Aufwendungen für Einsparmaßnahmen auf durchschnittlich nur dreieinhalb Jahre.

Reduzierte Energiekosten decken vermutlich nicht die Aufwendungen für Einsparungen

Im Saldo ist deshalb zu erwarten, dass im Zeitraum 2014 bis 2020 die Kostenreduktionen durch Einsparung von Elektrizität nicht die damit verbundenen Aufwendungen bei Endkunden und Energielieferanten abdecken.

Einflussgrößen auf die erforderlichen Aufwendungen	Erwartete Aufwendungen für die Lieferanten von Elektrizität
	<p>Für die Lieferanten von Elektrizität bedeutet die Umsetzung der im Entwurf vorgegebenen Reduktionsziele jährliche Aufwendungen bis 2020, die je nach angenommenen Kosten der Maßnahmen zwischen 200 Mio. € und 400 Mio. € pro Jahr ausmachen und bei Nichterfüllung aufgrund von Verwaltungsstrafen über 500 Mio. € erreichen können.</p> <p>Dazu ist anzumerken, dass dies jene Aufwendungen sind, die von den Lieferanten geleistet werden, um die entsprechenden Effizienzmaßnahmen auszulösen, wie zum Beispiel ein Zuschuss zu einem verbesserten Heizsystem. Ein weiter Teil von Kosten für Effizienzmaßnahmen wird bei den Endkunden anfallen, wie die restlichen Investitionskosten für eine verbesserte Heizung.</p>
Die Nutzungskosten für die Endverbraucher	Erwartete Kosteneffekte bei den Endverbrauchern
	<p>Sofern die Kosten der Reduktionsmaßnahmen durch verminderte Energiekosten für die Endkunden ausgeglichen werden, sollten die mit dem Energiebezug verbundenen Nutzungskosten für die Endkunden sich nicht erhöhen. Das ist aber aus einer Reihe von Gründen zumindest in der Summe nicht zu erwarten.</p>
Die Überwälzbarkeit der Aufwendungen der Energielieferanten	<p>Für den Bereich Elektrizität sind folgende Kosteneffekte bei den Aufwendungen der Energielieferanten relevant:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Die Lieferanten von Elektrizität werden versuchen, die bei ihnen anfallenden Reduktionskosten über den Preis für Elektrizität auf die Endkunden zu überwälzen. - Die Überwälzung kann differenziert nach Kundengruppen stattfinden, beispielsweise unterschiedlich für Industrie und Haushalte. - Werden die Reduktionen bei einem anderen Energieträger wirksam, beispielsweise Treibstoffen, dann sind die Abnehmer von Elektrizität wohl vom höheren Preis im Falle der Kostenüberwälzung bei diesem Energieträger betroffen, nicht notwendigerweise jedoch von den Mengeneinsparungen bei einem anderen Energieträger begünstigt. <p>Ähnliche Rückwirkungen können von anderen Energieträgern auf die Kunden von Elektrizität wirksam werden.</p>
Direkte Aufwendungen bei den Endverbrauchern	<p>Auch bei den Endkunden werden in der Regel Reduktionskosten anfallen, die dann als akzeptabel erscheinen, wenn sie durch die eingesparten Energiekosten über den vollen Wirkungszeitraum einer Maßnahme kompensiert werden.</p> <p>Trotzdem bleibt für die Endkunden das Problem der Finanzierbarkeit einer Einsparungsmaßnahme bestehen.</p>
Undifferenzierte Reduktionsverpflichtungen	Kostenerhöhende Effekte
	<p>Der vorliegende Entwurf weist eine Reihe von Rigiditäten auf, die kostenerhöhend wirken können.</p> <p>Betroffen sind davon die sowohl hinsichtlich der einzelnen Jahre als auch hinsichtlich der Energieträger undifferenzierten Reduktionsverpflichtungen. Diese Rigiditäten werden nur teilweise durch die Möglichkeit von Ausschreibungen aufgehoben, die jedoch von den einzelnen Lieferanten durchzuführen sind.</p> <p>Mit einer Bündelung der Ausschreibungen könnten die damit verbundenen administrativen Kosten deutlich reduziert werden.</p>

Limitierung der Maßnahmen bis 2020

Kostenerhöhend wirkt auch die Limitierung der Einsparungen durch die Maßnahmen bis zum Jahr 2020, da damit langfristig wirksame Maßnahmen, wie beispielsweise im Gebäudebereich, umgelegt auf den Zeitraum bis 2020, teurer werden.

Erhöhtes jährliches Einsparziel

Das im Entwurf des EEffG vorgesehene jährliche Einsparziel von 0,60% für die Lieferanten von Endenergie ist um rund zehn Prozent höher als der Wert von 0,54%, der aus der im Gesetz vorgezeichneten Ermittlung dieses Reduktionsziels folgt.

Rückwirkende Gültigkeit

Vorgesehen ist die volle Wirksamkeit der Reduktionsverpflichtung bereits für das Jahr 2014, wodurch Zusatzkosten aufgrund des verringerten Entscheidungszeitraums in diesem Jahr entstehen können.

Überlappung mit anderen Maßnahmen

Wohnbauförderung und Umweltförderung

Bestehende andere Maßnahmen, vor allem im Bereich der Wohnbauförderung und der Umweltförderung, haben direkte Auswirkung auf die Energieeffizienz. Es wird zu klären sein, wie bei einzelnen Maßnahmen, die durch das EEffG gesetzt werden, die Zusätzlichkeit gesichert werden kann.

Ein alternativer Mechanismus zur Erhöhung der Energieeffizienz

Unterstützung von nachgewiesenen Energieeinsparungen durch einen transparenten Aufschlag auf die Energiepreise

Die im Entwurf für das EEffG sichtbar gewordenen Einschränkungen hinsichtlich der Wirksamkeit und der Kosten des vorgeschlagenen Verpflichtungsmodells für die Lieferanten von Endenergie sind Grund zu Überlegungen für einen alternativen Anreizmechanismus für Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz. Dafür bietet sich grundsätzlich folgendes Design an:

- Mit einem transparenten Aufschlag auf die verkauften Energiemengen werden Mittel für Energieeffizienzmaßnahmen aufgebracht.
- Auf der Basis von nachgewiesenen Einsparungen werden Anreize für Energiereduktionen gesetzt.

Die Verwaltung dieses Mechanismus könnte durch bestehende Institutionen erfolgen.

Insgesamt könnte damit der Markt für Energiedienstleistungen geöffnet, die Kosten der Administration verringert und die Wirksamkeit erhöht werden.

2 Die Zielvorgabe des Energieeffizienzgesetzes

2.1 Die Umsetzung der Energieeffizienz-Richtlinie

Maßnahmen für zusätzliche Energieeinsparungen von 1,5% in jedem Jahr von 2014 bis 2020

Mit dem Energieeffizienzgesetz (EEffG) wird Österreich die europäische Energieeffizienz-Richtlinie (EED) in nationales Recht umsetzen.

Gemäß Artikel 7 der Richtlinie haben die Mitgliedsstaaten Maßnahmen zu setzen, die ab 2014 bis 2020 den Endenergieverbrauch jährlich um zusätzlich 1,5% zu reduzieren. Aufgrund der Anrechenbarkeit von in der Vergangenheit gesetzten und weiter wirksamen Maßnahmen (Early Actions) reduziert sich dieser Zielwert um ein Viertel.

Verpflichtende Effizienzmaßnahmen durch die Energielieferanten

Ein wesentliches Element des EEffG ist die Verpflichtung der Lieferanten von Endenergie zu verbindlichen Energieeffizienzmaßnahmen bei Endverbrauchern, die bei Nichterfüllung mit Verwaltungsstrafen verbunden ist. Begünstigt werden Einsparmaßnahmen bei einkommensschwachen Haushalten durch einen höheren Anrechnungsfaktor.

Nachfolgend werden für diese Verpflichtung die Ziele und unterschiedliche Optionen bei der Zielerfüllung analysiert.

2.2 Das gesamte Reduktionsziel

Durchschnittlicher Endenergieabsatz 2010 - 2012

Ausgangspunkt ist die in Tabelle 1 dargestellte Ermittlung des für das EEffG relevanten durchschnittlichen Endenergieabsatzes in der Periode 2010 - 2012.

Gemäß EED können die Mitgliedsstaaten den Energieverbrauch des Sektors Verkehr für die Bestimmung der Bezugsbasis bzw. der relevanten Energieabsatzmenge vom Endenergieverbrauch abziehen. Zusätzlich werden von Österreich die weiteren in dieser Tabelle enthaltenen Positionen in Abzug gebracht, weil es sich dabei um Energiemengen handelt, die wohl in der Energiebilanz erfasst sind, aber nicht von Energielieferanten an Endkunden geliefert werden.

Tabelle 1: Ermittlung des im Energieeffizienzgesetz definierten Endenergieabsatzes

TJ	2010	2011	2012	Ø 2010-2012
Energetischer Endverbrauch	1.137.766	1.103.364	1.096.188	1.112.440
EEV Verkehr	366.494	357.424	351.874	358.598
EEV Kokereigas	3.129	3.130	2.282	2.847
EEV Gichtgas	1.652	1.547	1.275	1.491
EEV Ablaugen	20.815	20.475	20.574	20.622
EEV Umgebungswärme	11.941	12.827	13.594	12.787
Eigennutzung Energieholz	21.296	26.231	27.234	24.920
Endenergieabsatz im EEffG	712.440	681.729	679.354	691.174

Quelle: NEEAP 2014

**Jährlich 1,5%
Einsparungen**

Basierend auf diesem durchschnittlichen Energieabsatz von 691.174 TJ sind gemäß EED zwischen 2014 und 2020 jährlich neue Einsparungen von 1,5% erforderlich, das sind 10.368 TJ.

Im Jahr 2020 ist der jährliche Endenergieverbrauch um 72.573 TJ (jährliche Einsparung mal 7) geringer als die Bezugsbasis, da davon ausgegangen wird, dass Maßnahmen, die in früheren Jahren gesetzt wurden, die gesamte Periode bis 2020 wirken. Das kumulierte Einsparziel über die gesamte Erfüllungsperiode ist 290.293 TJ (jährliches Einsparziel mal 28).

Tabelle 2: Early Actions

	Early Actions					Verpflichtungszeitraum							Summe
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Σ
Gesetzte Maßnahmen	6.158	6.949	4.908	3.377									
Einsparungseffekt	6.158	13.106	18.014	21.391	21.391	21.391	21.391	21.391	21.391	21.391	21.391	21.391	149.735

NEEAP 2014

Early Actions

Die EU EED erlaubt den Mitgliedstaaten, dieses Einsparziel durch die Anrechnung von Early Action im Ausmaß von 25% des kumulierten Einsparziels zu reduzieren. Von 2009 bis 2012 umgesetzte Energieeinsparmaßnahmen, die über den Zeitraum 2014 - 2020 noch wirksam sind, gelten als Early Actions. Diese werden entsprechend Tabelle 2 für Österreich von 2014 bis 2020 mit 149.735 TJ errechnet und würden 52% zum kumulierten Einsparziel beitragen. Anrechenbar sind jedoch nur 25% des kumulierten Einsparziels von 290.304 TJ, somit 72.576 TJ

Tabelle 3: Ermittlung der Einsparziele gemäß BMWFW (in Terajoule)

	Ø 2010-2012	
(1) Energetischer Endverbrauch	1.112.440	TJ
EEV Verkehr	358.598	TJ
EEV Kokereigas	2.847	TJ
EEV Gichtgas	1.491	TJ
EEV Ablaugen	20.622	TJ
EEV Umgebungswärme	12.787	TJ
Eigennutzung Energieholz	24.920	TJ
minus		
(2) Endenergieabsatz im EEffG	691.174	TJ
(3) davon 1,5% Einsparungsverpflichtung p.a.	10.368	TJ
(4) Endenergieabsatz im EEffG minus 25% Early Actions	518.381	TJ
(5) davon 1,5% Einsparungsverpflichtung p.a.	7.776	TJ
(6) das sind bezogen auf (2) Einsparungsverpflichtungen p.a. von aufgeteilt in Prozentpunkten p.a. auf	1,125	%
(7) Energielieferanten	0,820	%-Punkte
(8) Strategische Maßnahmen	0,305	%-Punkte
und in TJ p.a. auf		
(9) Energielieferanten	5.668	TJ
(10) Strategische Maßnahmen	2.108	TJ
(11) Endenergieabsatz der Energielieferanten (2) plus Verkehr	1.049.772	TJ
das ergibt für den Verpflichtungsanteil der Energielieferanten	0,54	%

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf NEEAP (2014)

Zu implementierendes Einsparziel

In Tabelle 3 und Tabelle 4 wird die Berechnung der zu implementierenden Einsparziele in Terajoule und Gigawattstunden dargestellt.

Unter Abzug von 25% für Early Actions vom Endenergieeinsatz (691.174 TJ) ist die Bemessungsbasis für die Einsparungsverpflichtung 518.381 TJ. Die jährliche Einsparverpflichtung von 1,5% p.a. erfordert somit jährliche Verminderungen von 7.776 TJ.

Das bedeutet im Jahr 2020 bei einer gleichmäßigen Verteilung der Einsparmaßnahmen über den gesamten Zeitraum sowie einer Wirksamkeit der in früheren Jahre gesetzten Maßnahmen bis einschließlich 2020 einen geringeren Endenergieverbrauch (7.776 TJ mal 7) um 54.430 TJ. Die kumulierte Reduktionsmenge unter Berücksichtigung der Early Actions über die gesamte Periode 2014 bis 2020 (7.776 mal 28) beträgt 217.720 TJ.

Alternativ errechnet sich das zu implementierende Einsparziel, indem man vom kumulierten Einsparziel von 290.304 TJ über die gesamte Erfüllungsperiode die anrechenbaren Early Actions von 72.576 TJ subtrahiert und auf sieben Jahre aufteilt, somit durch 28 dividiert, was zu den jährlich zu erbringenden Einsparungen von 7.776 TJ führt.

Aufteilung des Einsparziels auf Energielieferanten und strategische Maßnahmen

Dieses zwischen 2014 und 2020 jährlich zusätzlich zu erreichende Einsparungsziel von 7.776 TJ beträgt 1,125% bezogen auf den ermittelten relevanten Endenergieabsatz von 691.174 TJ.

Dieser Prozentsatz wird aufgeteilt auf
 0,820 %-Punkte = 5.668 TJ auf Energielieferanten,
 und kumuliert (mal 28) 158.704 TJ
 0,305 %-Punkte = 2.108 TJ auf strategische Maßnahmen
 und kumuliert (mal 28) 59.024 TJ

Tabelle 4: Ermittlung der Einsparziele gemäß BMWFW (in Gigawattstunden)

	Ø 2010-2012	
(1) Energetischer Endverbrauch	309.011	GWh
EEV Verkehr	99.610	GWh
EEV Kokereigas	791	GWh
EEV Gichtgas	414	GWh
EEV Ablaugen	5.728	GWh
EEV Umgebungswärme	3.552	GWh
Eigennutzung Energieholz	6.922	GWh
(2) Endenergieabsatz im EEffG	191.993	GWh
(3) davon 1,5% Einsparungsverpflichtung p.a.	2.880	GWh
(4) Endenergieabsatz im EEffG minus 25% Early Actions	143.995	GWh
(5) davon 1,5% Einsparungsverpflichtung p.a.	2.160	GWh
(6) das sind bezogen auf (2) Einsparungsverpflichtungen p.a. von aufgeteilt in Prozentpunkten p.a. auf	1,125	%
(7) Energielieferanten	0,820	%-Punkte
(8) Strategische Maßnahmen	0,305	%-Punkte
und in TJ p.a. auf		
(9) Energielieferanten	1.574	GWh
(10) Strategische Maßnahmen	586	GWh
(11) Endenergieabsatz der Energielieferanten (2) plus Verkehr	291.603	GWh
das ergibt für den Verpflichtungsanteil der Energielieferanten	0,54	%

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf NEEAP (2014)

2.3 Das Reduktionsziel der Energielieferanten

Der relative Zielerreichungspfad

Das EEffG sieht gleichmäßige Einsparungen über die Jahre der Erfüllungsperiode 2014 bis 2020 und für alle Energielieferanten vor. Die sich daraus ergebende relative Verteilung der Reduzierungen ist aus Tabelle 5 ersichtlich.

Tabelle 5 Relative Verteilung der Reduzierungen auf die Periode 2014 - 2020

Erwartete Reduktion	Normierte Verteilung der Reduzierungen [Prozent]							Summe
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Reduzierte Mengen	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	25,00
		3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	21,43
			3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	17,86
				3,57	3,57	3,57	3,57	14,29
					3,57	3,57	3,57	10,71
						3,57	3,57	7,14
							3,57	3,57
Summe	3,57	7,14	10,71	14,29	17,86	21,43	25,00	100,00

Reduktionsverpflichtung der Energielieferanten

Für die Energielieferanten wird für die Reduktionsverpflichtung die Bemessungsgrundlage für den Endenergieabsatz von 691.174 TJ plus die Lieferungen an den Verkehr von 358.598 TJ, insgesamt 1.049.772 TJ, herangezogen.

Für die mengenmäßige Reduktionsverpflichtung der Energielieferanten von 5.668 TJ bedeutet dies einen Anteil von 0,54%.

Im Entwurf für das EEffG ist dieser Anteil mit 0,60% der je Unternehmen an Endkunden abgesetzten Energiemenge ausgewiesen.

Das EEffG sieht vor, dass 40% der zu reduzierenden Mengen auf den Energieverbrauch von Haushalten in Gebäuden entfallen muss. Weiters gilt ein Anrechnungsfaktor von 1,5 für Einsparmaßnahmen, die bei einkommensschwachen Haushalten gesetzt werden.

Die Einsparungsverpflichtung mit einem Reduktionsanteil von 0,60% laut EEffG

Für die weiteren Analysen wird der im Entwurf des EEffG vorgesehene Reduktionsanteil von 0,60% für die Einsparungsverpflichtung der Energielieferanten verwendet.

Angewandt wird dieser Anteil auf die Bemessungsgrundlage für den Endenergieabsatz von 691.174 TJ plus die Lieferungen an den Verkehr von 358.598 TJ, insgesamt 1.049.772 TJ.

Daraus errechnen sich jährliche Einsparmengen von 6.299 TJ (gegenüber 5.668 TJ bei einem Reduktionsanteil von 0,54%), eine Verminderung der Energielieferungen im Jahr 2020 um 44.091 TJ (gegenüber 39.673 TJ) und eine kumulierte Einsparmenge über die gesamte Periode 2014 bis 2020 von 176.362 TJ (gegenüber 158.694 TJ).

In Gigawattstunden betragen bei einem Reduktionsanteil von 0,60% die jährlich zu erbringenden zusätzlichen Reduktionen 1.750 GWh, die Reduktion der Energielieferungen im Jahr 2020 12.247 GWh und die kumulierten Einsparungen 48.989 GWh.

Der gesamte Einsparungspfad ist entsprechend der in Tabelle 5 festgelegten Aufteilung aus Tabelle 6 ersichtlich. Das bedeutet für 2014 Einsparungen von 6.299 TJ, die in den darauffolgenden Jahren bis 2020 weiterhin wirksam sind, sowie jährlich neu hinzukommende und wirksam bleibende Einsparungen in diesem Ausmaß, die schließlich zur kumulativen Reduktion von 176.362 TJ oder 48.989 GWh führen.

Tabelle 6: Zielpfad für alle Energielieferanten (in Terajoule)

Erwartete Reduktion	Zielpfad der Reduzierungen [TJ]							Summe
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Reduzierte Mengen	6.299	6.299	6.299	6.299	6.299	6.299	6.299	44.091
		6.299	6.299	6.299	6.299	6.299	6.299	37.792
			6.299	6.299	6.299	6.299	6.299	31.493
				6.299	6.299	6.299	6.299	25.195
					6.299	6.299	6.299	18.896
						6.299	6.299	12.597
							6.299	6.299
Summe	6.299	12.597	18.896	25.195	31.493	37.792	44.091	176.362

Tabelle 7: Zielpfad für alle Energielieferanten (in Gigawattstunden)

Erwartete Reduktion	Zielpfad der Reduzierungen [GWh]							Summe
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Reduzierte Mengen	1.750	1.750	1.750	1.750	1.750	1.750	1.750	12.247
		1.750	1.750	1.750	1.750	1.750	1.750	10.498
			1.750	1.750	1.750	1.750	1.750	8.748
				1.750	1.750	1.750	1.750	6.998
					1.750	1.750	1.750	5.249
						1.750	1.750	3.499
							1.750	1.750
Summe	1.750	3.499	5.249	6.998	8.748	10.498	12.247	48.989

3 Ziele für die Lieferanten von Elektrizität

3.1.1 Die zu reduzierenden Zielmengen für Elektrizität

Zielmengen für die Lieferanten von Elektrizität

Basierend auf den durchschnittlich in den Jahren 2010 bis 2012 gelieferten Mengen an Elektrizität von 222.370 TJ oder 61.769 GWh sind bei einem verpflichtenden Reduktionsanteil von 0,60% jährlich 1.334 TJ oder 371 GWh zu reduzieren.

Damit sind im Jahr 2020 die an die Endverbraucher gelieferten Mengen um 9.340 TJ oder 2.594 GWh geringer als ohne Reduktionsverpflichtung, mit einer kumulierten Reduktionsmenge von 37.358 TJ oder 10.377 GWh.

Analog zur Darstellung des Zielpfades für alle Energielieferanten im vorangegangenen Abschnitt verteilt sich das Einsparziel für Lieferanten von Elektrizität gemäß Tabelle 8 (in Terajoule) und Tabelle 9 (in Gigawattstunden).

Tabelle 8: Zielpfad für Lieferanten von Elektrizität (Terajoule)

Erwartete Reduktion	Zielpfad der Reduzierungen [TJ]							Summe
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Reduzierte Mengen	1.334	1.334	1.334	1.334	1.334	1.334	1.334	9.340
		1.334	1.334	1.334	1.334	1.334	1.334	8.005
			1.334	1.334	1.334	1.334	1.334	6.671
				1.334	1.334	1.334	1.334	5.337
					1.334	1.334	1.334	4.003
						1.334	1.334	2.668
							1.334	1.334
Summe	1.334	2.668	4.003	5.337	6.671	8.005	9.340	37.358

Tabelle 9: Zielpfad für Lieferanten von Elektrizität (Gigawattstunden)

Erwartete Reduktion	Zielpfad der Reduzierungen [GWh]							Summe
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Reduzierte Mengen	371	371	371	371	371	371	371	2.594
		371	371	371	371	371	371	2.224
			371	371	371	371	371	1.853
				371	371	371	371	1.482
					371	371	371	1.112
						371	371	741
							371	371
Summe	371	741	1.112	1.482	1.853	2.224	2.594	10.377

3.1.2 Der Effekt von Fehlmengen

Basierend auf dem kumulierten Einsparziel von 37.358 TJ oder 10.377 GWh für Lieferanten von Elektrizität kann man nun verschiedene Szenarien analysieren, die entweder eine vollständige Erfüllung der Einsparziele unterstellen oder davon ausgehen, dass dies nicht gelingt und über die Jahre eine wachsende Fehlmenge entsteht.

Szenario mit 20% Fehlmengen

In Tabelle 10 wird ein Szenario ausgewiesen, bei dem der in Tabelle 9 angestrebte Zielpfad zu 20% unterschritten wird, und somit Fehlmengen entstehen, die mit einer Verwaltungsstrafe von 20 Cent/kWh belegt werden. Diese Strafe ist nicht schuldbeckend und hat somit in den nächsten Jahren Folgeeffekte.

Insgesamt führt dieses Szenario dazu, dass nur 8.302 GWh durch Maßnahmen reduziert werden, zusätzlich aber für 6.226 GWh Strafzahlungen anfallen.

Tabelle 10: Abweichung vom Zielpfad durch 20% Fehlmengen

Erwartete Reduktion	Abweichung vom Zielpfad durch Fehlmengen [GWh]							Summe
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Reduzierte Mengen (RM)	296	296	296	296	296	296	296	2.075
		296	296	296	296	296	296	1.779
			296	296	296	296	296	1.482
				296	296	296	296	1.186
					296	296	296	889
						296	296	593
							296	296
Summe RM	296	593	889	1.186	1.482	1.779	2.075	8.302
20% Fehlmengen (FM)	74	148	222	296	371	445	519	2.075
		74	148	222	296	371	445	1.557
			74	148	222	296	371	1.112
				74	148	222	296	741
					74	148	222	445
						74	148	222
							74	74
Summe FM	74	222	445	741	1.112	1.557	2.075	6.226
RM+FM	371	815	1.334	1.927	2.594	3.336	4.151	14.528

3.1.3 Die Kosten für Reduktionen und Fehlmengen

**Szenario 1:
Reduktionen mit
Reduktionskosten von
15 Cent/kWh ohne Fehl-
mengen**

Für die Berechnung der Kosten der Reduktionen gehen wir vorerst von einem Wert von 15 Cent/kWh für Lieferanten von Elektrizität aus.

Aus Tabelle 11 wird ersichtlich, dass dabei insgesamt über die sieben Jahre bis 2020 Reduktionskosten von 1.557 Mio. € anfallen, somit im Durchschnitt 222 Mio. € pro Jahr.

Tabelle 11: Kosten für Reduktionen mit 15 Cent/kWh ohne Fehlmengen (Mio. €)

Erwartete Reduktion	Kosten für Reduktionen und Fehlmengen [Mio. €]							Summe
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Reduzierte Mengen (RM)	56	56	56	56	56	56	56	389
		56	56	56	56	56	56	334
			56	56	56	56	56	278
				56	56	56	56	222
					56	56	56	167
						56	56	111
€/kWh							56	
0,15	56	111	167	222	278	334	389	1.557
Fehlmengen (FM)	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0
			0	0	0	0	0	0
				0	0	0	0	0
					0	0	0	0
						0	0	0
€/kWh							0	
0,20	0	0	0	0	0	0	0	0
RM+FM	56	111	167	222	278	334	389	1.557

Szenario 2:
Reduktionen mit
Reduktionskosten von
30 Cent/kWh ohne Fehl-
mengen

Nimmt man höhere Reduktionskosten von 30 Cent/kWh pro Jahr an, so fallen die in Tabelle 12 dargestellten Kosten an. Über die gesamte Periode steigen die Reduktionskosten auf 3.113 Mio. € und im Jahresdurchschnitt auf 445 Mio. €.

Tabelle 12: Kosten für Reduktionen mit 30 Cent ohne Fehlmengen (Mio. €)

Erwartete Reduktion	Kosten für Reduktionen und Fehlmengen [Mio. €]							Summe
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Reduzierte Mengen (RM)	111	111	111	111	111	111	111	778
		111	111	111	111	111	111	667
			111	111	111	111	111	556
				111	111	111	111	445
					111	111	111	334
						111	111	222
						111	111	111
€/kWh								
0,3	111	222	334	445	556	667	778	3.113
Fehlmengen (FM)	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0
			0	0	0	0	0	0
				0	0	0	0	0
					0	0	0	0
						0	0	0
€/kWh								
0,20	0	0	0	0	0	0	0	0
RM+FM	111	222	334	445	556	667	778	3.113

**Szenario 3:
Reduktionen mit
Reduktionskosten von
30 Cent/kWh und Fehl-
mengen von 20%**

Fallen bei den angenommenen Reduktionskosten von 30 Cent/kWh noch Fehlmengen von 20% an, so ergibt sich das in Tabelle 12 ausgewiesene Szenario. Die Reduktionskosten betragen 2.491 Mio. €, mit den zusätzlichen Verwaltungsstrafen für die kumulierten Fehlmengen von 1.245 Mio. € ergeben sich in der Summe somit 3.736 Mio. € und im Jahresdurchschnitt 534 Mio. € pro Jahr.

Tabelle 13: Kosten für Reduktionen mit 0,30 Cent/kWh und 20% Fehlmengen (Mio. €)

Reduktion	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Summe
Reduzierte Mengen (RM)	89	89	89	89	89	89	89	623
		89	89	89	89	89	89	534
			89	89	89	89	89	445
				89	89	89	89	356
					89	89	89	267
						89	89	178
							89	89
€/kWh								
0,3	89	178	267	356	445	534	623	2.491
Fehlmengen (FM)	15	30	44	59	74	89	104	415
		15	30	44	59	74	89	311
			15	30	44	59	74	222
				15	30	44	59	148
					15	30	44	89
						15	30	44
							15	15
€/kWh								
0,20	15	44	89	148	222	311	415	1.245
RM+FM	104	222	356	504	667	845	1.038	3.736

4 Beurteilung der Kosteneffekte

4.1 Empirischer Befund über Kosten von Energieeffizienzmaßnahmen

Beispiele von Energieeffizienzmaßnahmen

Die Abschätzung der Kosten von Energieeffizienzmaßnahmen erfordert eine umfangreiche Analyse über die technischen Potentiale und die realisierbaren Projekte aufgrund der Restriktionen bei der Implementierung.

Beispielhaft werden aus der Prognos Studie (2012) einige mögliche Energieeinsparungen, die damit verbundenen Kosten für die EVUs bei der Umsetzung der Maßnahmen und die Wirtschaftlichkeit verschiedener Energieeffizienzmaßnahmen dargestellt.

Investitionskosten, Abschreibungsraten, Zinssätze und Energiepreise bestimmen die Wirtschaftlichkeit

Tabelle 14 fasst die Ergebnisse dieser Untersuchung zusammen. Für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit sind die dahinter liegenden Annahmen – wie Investitionskosten, Abschreibungsraten, Zinssatz und unterstellte Energiepreise – von zentraler Bedeutung, aber auch spezifische Annahmen, wie für die Maßnahme "Wärmepumpe im Neubau" der Vergleich mit einem Gasbrennwertkessel als Referenztechnologie. Für die Maßnahme "Photovoltaik" wird von Anlagen größer 5 kWpeak ausgegangen. Die Details der zugrunde liegenden Annahmen sind der Studie zu entnehmen.

Tabelle 14: Kosten und Wirtschaftlichkeit ausgewählter Energieeffizienzmaßnahmen

	Lebensdauer	Vermeidungskosten ohne Förderung		Vermeidungskosten mit Förderung		Kosten für EVU	
		Amortisationsdauer	cent/kWh	Amortisationsdauer	cent/kWh	pro Jahr	2014-2020 ¹⁾
	Jahre	Jahre	cent/kWh	Jahre	cent/kWh	cent/kWh	cent/kWh
Wärmepumpe (nur EFH Bestand)	17	14,5	0,27	-0,08	13,5	5,5	38,5
Wärmepumpe (nur EFH Neubau)	17	36	5,22	4,06	31,1	14,3	100,1
Gas-BKW (EFH)	17	7,5	-5,91	-6,63	6,7	9,1	63,7
Gas-BKW (MFH)	17	7,8	-5,56	-6,32	7	6,4	44,8
Fernwärme (nur MFH)	30	7,7	-7,52	-8,25	6,4	5,2	36,4
Heizungspumpe	15	8,1	-7,05	-8,32	7,3	22,2	155,4
Kühlschränke	15	11,4	-1,62	-4,40	9,7	37,3	261,1
Photovoltaik	23	22,1	-5,76	-6,32		33,7	235,9
Elektromotoren (0,75-7,5kW)	8	18,9	18,12	6,25	11,5	91,8	642,6
Elektromotoren (7,5-37kW)	8	15,5	11,91	6,25	11,5	45,5	318,5
Elektromotoren (37kW-200kW)	8	22,1	21,45	6,25	11,5	115,8	810,6

¹⁾ Jährliche Kosten multipliziert mit Anzahl der Jahre der Geltungsperiode.

Quelle: Prognos (2012)

4.2 Anreize und Kosten bei Effizienzinvestitionen

Welche Kosteneffekte sind mit Effizienzinvestitionen verbunden und welche Anreize sind dafür erforderlich? Dies kann anhand eines einfachen analytischen Modells sichtbar gemacht werden.

Dabei wird vor allem deutlich, wie entscheidend die Unterscheidung zwischen dem Nutzer und dem Investor einer Anreizinvestition ist und welche Rolle dabei der Zeithorizont für eine Effizienzinvestition spielt.

Die Bestimmung der Nutzungskosten

Kapitalkosten und Betriebskosten bestimmen die Nutzungskosten

Grundsätzlich setzen sich die Nutzungskosten n pro Nutzungsperiode (ein Jahr) für eine Anlage (beispielsweise eine Maschine oder ein Gebäude) zusammen aus den annuisierten Kapitalkosten i und den Betriebskosten (Operating) o :

$$n = i + o$$

Die jährlichen Kapitalkosten i ergeben sich aus den auf die Investitionskosten I bezogenen Abschreibungsraten a und dem kalkulatorischen Zinssatz r :

$$i = I \cdot (a + r)$$

Die Betriebskosten o sind das Produkt aus Energiepreis p^e und Energiemenge e :

$$o = p^e \cdot e$$

Somit betragen die jährlichen Nutzungskosten:

$$n = I \cdot (a + r) + p^e \cdot e$$

Effizienzinvestitionen reduzieren den Energieverbrauch, erfordern aber einen zusätzlichen Investitionsaufwand

Eine Effizienzinvestition wird durch zwei Effekte beschrieben. Einerseits ist ein zusätzlicher Investitionsaufwand I erforderlich und andererseits wird damit der Energieverbrauch um e vermindert.

Aus der Sicht des Nutzers wird die Effizienzinvestition nur dann getätigt werden, wenn der annuisierte zusätzliche Investitionsaufwand i kleiner oder gleich den verminderten Betriebskosten o ist:

$$i \leq o$$

bzw.

$$I \cdot (a + r) \leq p^e \cdot e$$

Daraus lassen sich dann auch die Vermeidungskosten p^v als jener fiktiver Energiepreis berechnen, den eine reduzierte Energiemenge kosten:

$$p^v = I \cdot (a + r) / e$$

Der Vergleich von Vermeidungskosten und Energiekosten entscheidet über die Durchführung einer Effizienzinvestition

Dieses Ergebnis ist sehr aufschlussreich bezüglich der Anzeizeffekte von Effizienzinvestitionen.

Erstens werden aus Sicht eines Nutzers Effizienzinvestitionen nur dann getätigt, wenn die Vermeidungskosten pro Energieeinheit nicht höher sind als die Kosten des Energiebezugs einer Energieeinheit p^e :

$$p^v \leq p^e$$

Zweitens hängt die Höhe der Vermeidungskosten pro Energieeinheit nicht nur ab von der zu tätigen Investition I , sondern auch von der damit reduzierten Energiemenge e , vor allem aber mit der Abschreibungsrate a . Eine höhere Abschreibungsrate steigert die Vermeidungskosten.

Höhe des Förderbedarfs

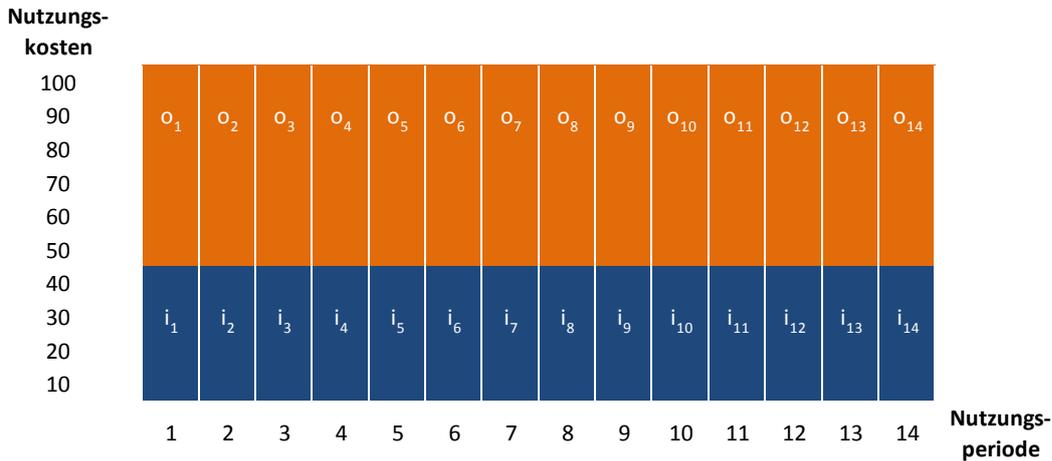
Sind Effizienzinvestitionen aus Sicht eines Nutzers nicht rentabel, dann kann durch Förderungen dennoch ein Anreiz zur Realisierung gesetzt werden. Grundsätzlich ist die Höhe der Förderung so zu bemessen, dass die Nutzungskosten nach der Effizienzmaßnahme die ursprünglichen Nutzungskosten nicht übersteigen.

4.3 Illustration der Kosteneffekte einer Effizienzinvestition

Die aktuellen Nutzungskosten

Ein illustratives Beispiel für die Kosteneffekte einer Effizienzinvestition kann anhand der nachfolgenden grafischen Darstellungen erläutert werden. Ausgangspunkt ist eine Anlage mit einer Nutzungsdauer von 14 Jahren und einer wie in Abbildung 1 dargestellten Aufteilung der auf 100 normierten jährlichen Nutzungskosten auf 40% annuisierte Kapitalkosten i und 60% Betriebskosten o .

Abbildung 1: Nutzungskosten vor einer Effizienzinvestition

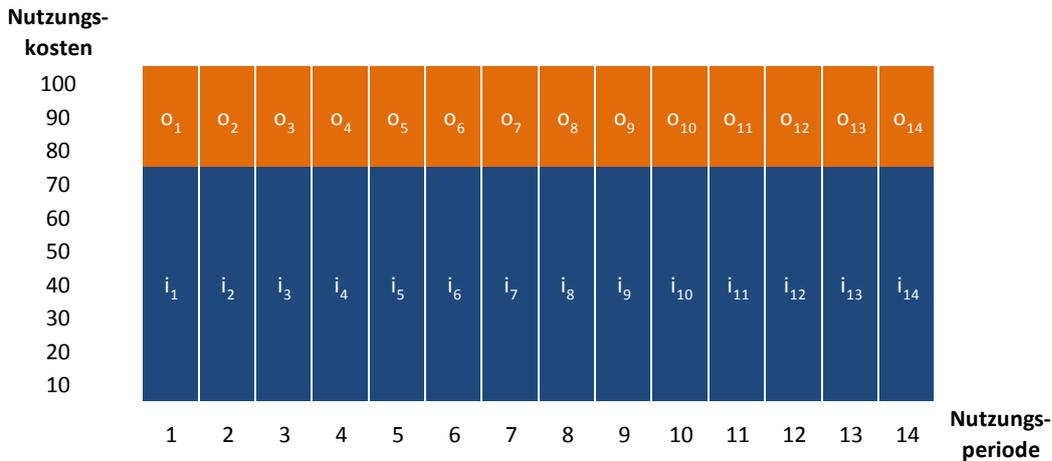


Effizienzinvestition mit unveränderten Nutzungskosten

Durch eine Effizienzinvestition können, wie in

Abbildung 2 sichtbar, die Betriebskosten halbiert werden. Die höheren annuisierten Investitionskosten werden durch die eingesparten Betriebskosten kompensiert, so dass die Nutzungskosten unverändert bleiben. Aus der Sicht des Nutzers rechnet sich diese Effizienzmaßnahme ohne zusätzliche Förderungen.

Abbildung 2: Unveränderte Nutzungskosten nach einer Effizienzinvestition

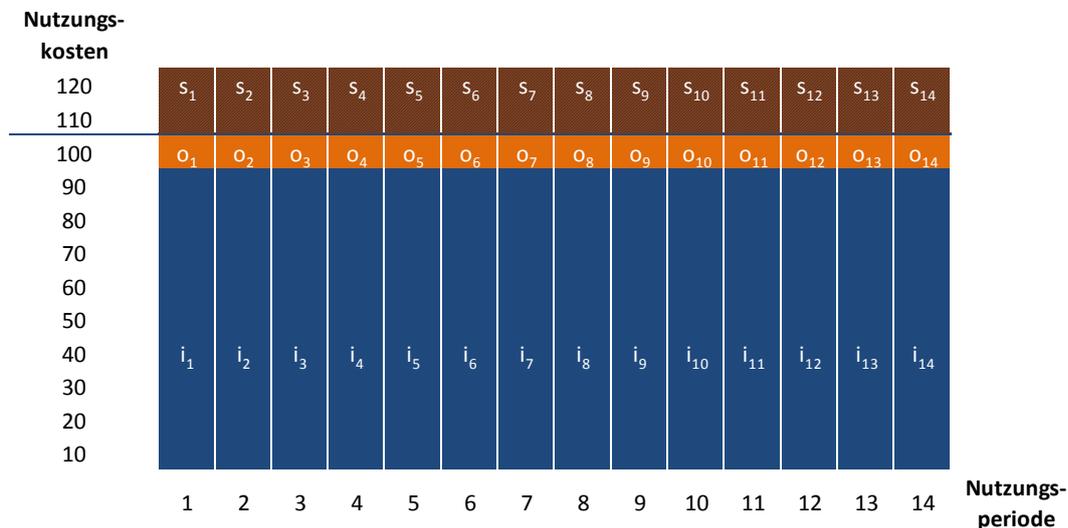


Erhöhe Nutzungskosten nach einer Effizienzinvestition

Es könnte jedoch der in Abbildung 3 dargestellte Fall eintreten, dass die eingesparten Betriebskosten nicht den zusätzlichen Investitionsaufwand abdecken.

Um dennoch die Effizienzmaßnahme umzusetzen, wäre eine Förderung in dem Ausmaß notwendig, dass aus der Sicht des Nutzers die ursprünglichen Nutzungskosten nicht überschritten werden. Der notwendige Förderbedarf wird dabei auf die gesamte Nutzungsdauer auf jährliche Förderraten s aufgeteilt, wie durch die schraffierten Flächen illustriert.

Abbildung 3: Kompensation der erhöhten Nutzungskosten nach einer Effizienzinvestition durch eine Subvention über die gesamte Nutzungsperiode



Unterschiedliche Zeithorizonte bei Fördergeber und Nutzer

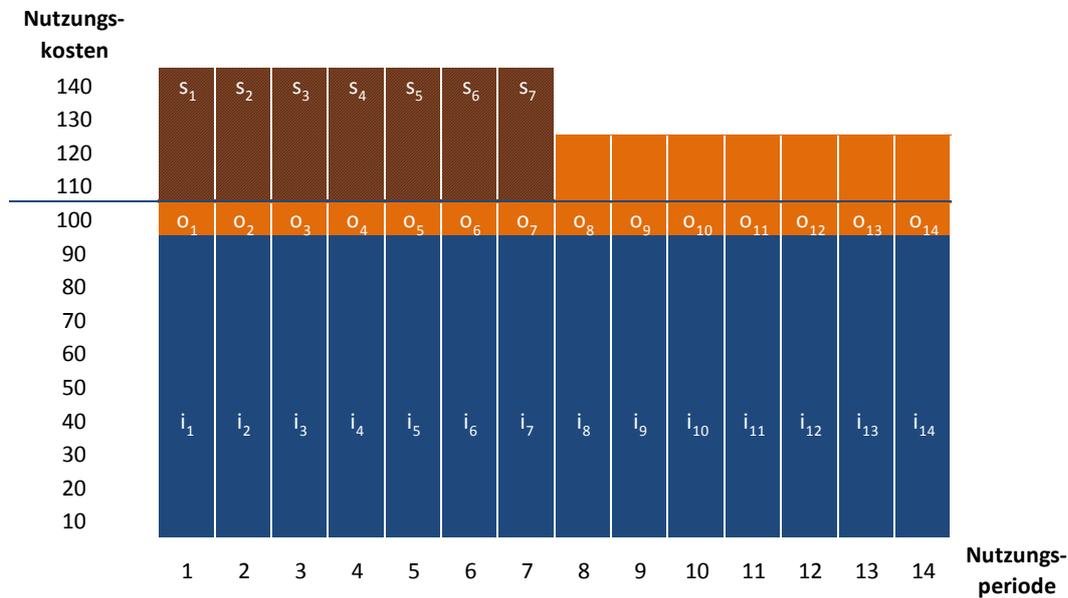
Es kann jedoch eine Situation eintreten, in der Fördergeber und Nutzer unterschiedliche Zeithorizonte haben.

Während für den Nutzer die gesamte Lebensdauer der Anlage von Relevanz ist, könnte der Fördergeber sein Fördervolumen auf eine kürzere Periode aufteilen. Nach dem Entwurf für das EEEffG würde das eine Periode von sieben oder weniger Jahre nahelegen. Diese Situation ist in Abbildung 4 dargestellt. Unter dieser Annahme verteuern sich die jährlichen Förderkosten we-

gen des verkürzten Förderzeitraums.

Im Zusammenhang mit dem EEffG stellt sich dann die Frage der Anrechenbarkeit jener Einsparungen, die über den Förderzeitraum hinausgehen.

Abbildung 4: Kompensation der erhöhten Nutzungskosten nach einer Effizienzinvestition durch eine Subvention über einen Teil der Nutzungsperiode



Weitere Barrieren für die Realisierung von Effizienzinvestitionen

Zusammenfassend ist darauf hinzuweisen, dass selbst in jenen Fällen, wo aus Sicht des Nutzers keine Zusatzkosten durch eine Effizienzinvestition bezogen auf die ursprünglichen Nutzungskosten entstehen, dennoch Barrieren für die Realisierung einer solchen Investition bestehen können. Diese Hindernisse können von unterschiedlicher Art sein und reichen von mangelnder Information über den Zusammenhang zwischen der Investitions- und Betriebsphase bis zu mangelnden Finanzierungsmöglichkeiten.

Das sind weitere Hinweise, dass das Design für Anreizmechanismen zur Erhöhung der Energieeffizienz und das institutionelle Umfeld sehr sorgfältig zu überlegen sind.

4.4 Kritische Punkte des Entwurfs zum EEffG

Wie im vorangegangenen Abschnitt illustriert, stellen sich im Zusammenhang mit dem EEffG in Bezug auf das Konzept Vermeidungskosten besondere Herausforderungen.

Unterschiedliche Zeithorizonte von Nutzern und Investoren

Die Gesamtinvestition bzw. die annuisierten Investitionskosten aus Sicht des Investors bzw. Nutznießers einer effizienzsteigernden Maßnahme oder Technologie beziehen sich auf die gesamte Lebens- oder Wirkungsdauer der Maßnahme. Diese kann die für das EEffG relevante Periode 2014 bis 2020 deutlich übersteigen. Für die vom EEffG verpflichteten Energielieferanten ist hingegen die Geltungsperiode 2014 bis 2020 von Relevanz.

Es ist daher davon auszugehen, dass Kosten (z.B. Investitionskostenzuschüsse) aus der Erfüllung der Verpflichtung zur Setzung von Effizienzmaß-

nahmen im Ausmaß von 0,6% des gemittelten Energieabsatzes der Jahre 2010 bis 2012 über eine Periode von sieben Jahren (oder über den Durchschnitt der Periode von dreieinhalb Jahren) abgeschrieben werden. Der अनुisierte Teil der Gesamtinvestition, der auf Zuschüsse entfällt, steigt in diesem Fall deutlich an.

Struktur der Unternehmungen der Energielieferanten

Die Unternehmensstrukturen der Energielieferanten unterscheiden sich nach Energieträgern. Damit sind gegebenenfalls unterschiedliche Rückwirkungen bezüglich der Einbeziehung in das Verpflichtungssystem verbunden.

Wer trägt welche Kosten

Es ist davon auszugehen, dass die durch die Verpflichtung entstehenden Kosten nicht oder nicht ganz von den verpflichteten Unternehmen getragen werden, sondern die Unternehmen versuchen werden, diese an die Endkunden zu überwälzen. Wie weit diese Überwälzungsmöglichkeiten in Bezug auf Haushalte oder Unternehmen unterschiedlich ausfallen können, wäre näher zu untersuchen.

Unterstellt man, dass Überwälzungen auf die Energiepreise für Unternehmen schwieriger sind als für Haushalte, dann ist die Kundenstruktur für die verpflichteten Unternehmen von hoher Bedeutung. Da die Verpflichtung im EEffG auf das individuelle Unternehmen abstellt, würde unter der Annahme, dass Preisüberwälzungen an Haushalte leichter durchzusetzen sind als an Unternehmen, die Kundenstruktur von Relevanz sein. Anders ausgedrückt: Energielieferanten, die einen hohen Anteil an Unternehmen als Endkunden haben, würden die Kosten auf weniger Haushalte überwälzen als Unternehmen mit einem hohen Anteil an Haushalten als Abnehmer.

Zeitliche Rigiditäten

Das EEffG sieht den Nachweis der jährlichen (kumulierten) Reduktion vor. Sind aufgrund von technologischen Entwicklungen Kostendegressionen zu erwarten, könnte jedoch eine zeitliche Flexibilisierung das Erreichen des Reduktionsziels erleichtern.

4.5 Ein alternativer Mechanismus zur Erhöhung der Energieeffizienz

Unterstützung von nachgewiesenen Energieeinsparungen durch einen transparenten Aufschlag auf die Energiepreise

Die aus der Analyse des Entwurfs für das EEffG sichtbar gewordenen Einschränkungen hinsichtlich der Wirksamkeit und der Kosten des vorgeschlagenen Verpflichtungsmodells für die Lieferanten von Endenergie sind Grund zu Überlegungen für einen alternativen Anreizmechanismus für Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz. Dafür bietet sich grundsätzlich folgendes Design an:

- Mit einem transparenten Aufschlag auf die verkauften Energiemengen werden Mittel für Energieeffizienzmaßnahmen aufgebracht.
- Auf der Basis von nachgewiesenen Einsparungen werden Anreize für Energiereduktionen gesetzt.

Die Verwaltung dieses Mechanismus könnte durch bestehende Institutionen erfolgen.

Insgesamt könnte damit der Markt für Energiedienstleistungen geöffnet, die Kosten der Administration verringert und die Wirksamkeit erhöht werden.

5 Datenbasis

5.1 Alle Energieträger

Tabelle 15: Energetischer Endverbrauch (TJ)

TJ	2010	2011	2012	Ø 2010 - 2012	
				TJ	%-Anteil
Energetischer Endverbrauch	1.137.766	1.103.364	1.096.188	1.112.440	100,0
Produzierender Bereich	328.867	337.488	331.797	332.717	29,9
Verkehr	366.494	357.424	351.874	358.598	32,2
Sonstige	442.405	408.452	412.517	421.125	37,9
Kohle	21.822	21.838	19.900	21.187	1,9
Öl	434.056	414.418	404.249	417.574	37,5
Gas	199.498	195.823	189.875	195.065	17,5
Brennbare Abfälle	13.824	14.348	11.877	13.350	1,2
Erneuerbare	169.214	161.491	170.027	166.911	15,0
Elektrizität	221.525	221.442	224.142	222.370	20,0
Fernwärme	77.826	74.004	76.119	75.983	6,8

Tabelle 16: Energetischer Endverbrauch (GWh)

GWh	2010	2011	2012	Ø 2010 - 2012	
				GWh	%-Anteil
Energetischer Endverbrauch	316.046	306.490	304.497	309.011	100,0
Produzierender Bereich	91.352	93.747	92.166	92.421	29,9
Verkehr	101.804	99.285	97.743	99.610	32,2
Sonstige	122.890	113.459	114.588	116.979	37,9
Kohle	6.062	6.066	5.528	5.885	1,9
Öl	120.571	115.116	112.291	115.993	37,5
Gas	55.416	54.395	52.743	54.185	17,5
Brennbare Abfälle	3.840	3.986	3.299	3.708	1,2
Erneuerbare	47.004	44.859	47.230	46.364	15,0
Elektrizität	61.535	61.512	62.262	61.769	20,0
Fernwärme	21.618	20.557	21.144	21.106	6,8

5.2 Elektrizität

Tabelle 17: Energetischer Endverbrauch Elektrizität (TJ)

EEV Elektrizität	221.525	221.442	224.142	222.370	100,0
Produzierender Bereich	97.319	101.010	101.359	99.896	44,9
Verkehr	12.481	11.343	11.098	11.641	5,2
Sonstige	111.726	109.089	111.685	110.833	49,8
Öff. und Priv. Dienstleistungen	47.413	46.046	48.137	47.199	21,2
Private Haushalte	61.426	60.213	60.695	60.778	27,3
Landwirtschaft	2.886	2.829	2.852	2.856	1,3

Tabelle 18: Energetischer Endverbrauch Elektrizität (GWh)

GWh	2010	2011	2012	Ø 2010 - 2012	
				GWh	%-Anteil
EEV Elektrizität	61.535	61.512	62.262	61.769	100,0
Produzierender Bereich	27.033	28.058	28.155	27.749	44,9
Verkehr	3.467	3.151	3.083	3.234	5,2
Sonstige	31.035	30.302	31.024	30.787	49,8
Öff. und Priv. Dienstleistungen	13.170	12.791	13.371	13.111	21,2
Private Haushalte	17.063	16.726	16.860	16.883	27,3
Landwirtschaft	802	786	792	793	1,3

Tabelle 19: Energetischer Endverbrauch Elektrizität (Mio. €)

Mio. €	2010	2011	2012	Ø 2010 - 2012	
				%Anteil	
EEV Elektrizität	8.091	8.034	8.102	8.076	100,0
Produzierender Bereich	2.485	2.532	2.479	2.498	30,9
Verkehr	319	284	271	291	3,6
Sonstige	5.288	5.218	5.351	5.286	65,5
Öff. und Priv. Dienstleistungen	1.856	1.826	1.908	1.863	23,1
Private Haushalte	3.319	3.280	3.330	3.310	41,0
Landwirtschaft	113	112	113	113	1,4

Diese Schätzungen für die Kosten von Elektrizität bei Endverbrauchern basieren auf von Statistik Austria veröffentlichten Preisen für die Bereiche Industrie und Haushalte.

6 Literatur

- NEEAP (2014)** Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft, NEEAP 2014 – Erster Nationaler Energieeffizienzplan der Republik Österreich 2014 gemäß Energieeffizienzrichtlinie 2012/27/EU. Wien 2014.
- EED (2012)** Europäische Union, RICHTLINIE 2012/27/EU des europäischen Parlaments und des Rates 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
- EEffG (2014)** Energieeffizienzpaket des Bundes, Entwurf zum Bundesgesetz, mit dem das Bundes-Energieeffizienzgesetz und das Bundesgesetz, mit dem der Betrieb von bestehenden hocheffizienten KWK-Anlagen über KWK-Punkte gesichert wird, erlassen werden. Wien 2014.
- Prognos (2012)** Prognos, Bewertung von ausgewählten Energieeffizienzmaßnahmen. Studie im Auftrag von Österreichs Energie, Forschung & Innovation. Berlin 2012.