



ÖKOSTROMBERICHT 2014

E-CONTROL

DIE RICHTUNG VORGEBEN.
WO IMMER NACHHALTIGE
ENERGIE GEFRAGT IST.



PROFITIEREN.
WO IMMER SIE ENERGIE BRAUCHEN.

INHALT

Vorwort	6
Zusammenfassung	7
Gesetzliche Grundlagen in Österreich	9
> Exkurs: EU-Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020	9
> Exkurs: EEG-Reform in Deutschland	11
Energieverbrauchsentwicklung	13
Geförderter Ökostrom gemäß ÖSG	16
> Ökostromanlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG	16
> Investitionszuschüsse der OeMAG	21
> Das Vergütungsvolumen	24
> Das Unterstützungsvolumen	24
> Kostenentwicklung für Endverbraucher	26
> Durchschnittliche Einspeisetarife	28
> Ausgleichsenergieaufwendungen für den geförderten Ökostrom	29
Zielerreichungsgrad	34
> Zielerreichung 2015	36
> Zielerreichung 2020	38
Die Zukunft des Fördersystems – Auswirkungen der Guidelines	41
> Generelle Voraussetzungen	41
> Technologiespezifische Auswirkungen	42
> Impacts	44
> Generelles Fazit	44
Statistische Auswertungen zu Ökostromanlagen aus der Anerkennungsbescheiddatenbank und der Stromnachweisdatenbank	46
> Kleinwasserkraft	48
> Windkraft	51
> Biomasse fest	55
> Biogas	57
> Photovoltaik	59
> Biomasse flüssig	63
> Deponie- und Klärgas	63
> Geothermie	64
> Großwasserkraft	65

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 01:	Bruttoinlandsverbrauch und reales BIP – Veränderung zum Vorjahr in %	13
Abbildung 02:	Stromverbrauch (energetischer Endverbrauch) von 1990 bis 2015 in TWh	14
Abbildung 03:	Anteil Strom aus Erneuerbaren (im Inland erzeugt) am Endverbrauch	14
Abbildung 04:	Anteil des geförderten Ökostroms am Endverbrauch 2003 bis 2013	16
Abbildung 05:	Von der OeMAG abgenommene Ökostrommengen 2003 bis 2013 in GWh	17
Abbildung 06:	Entwicklung der OeMAG-Vertragsverhältnisse 2003 bis 2013	18
Abbildung 07:	Anzahl der Anlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2003 bis 2013	18
Abbildung 08:	Verhältnis von Strom aus geförderten Anlagen zu Anlagen aus der HKN-Datenbank in MW	20
Abbildung 09:	Verhältnis von Strom aus geförderten Anlagen zu Anlagen aus der HKN-Datenbank in GWh	21
Abbildung 10:	Entwicklung des Vergütungsvolumens 2003–2013	24
Abbildung 11:	Unterstützungsvolumen in Mio. €	25
Abbildung 12:	Entwicklung des Marktpreises laut § 41 (1) ÖSG 2012 (in €/MWh)	25
Abbildung 13:	Entwicklung der durchschnittlichen Einspeisetarife 2003–2013	28
Abbildung 14:	Entwicklung der Ausgleichsenergiemengen in GWh von 2003 bis 2013	32
Abbildung 15:	Entwicklung der effektiven Ausgleichsenergiekosten in Mio. € von 2003 bis 2013	33
Abbildung 16:	Zielerreichung – Entwicklung bis 2015	37
Abbildung 17:	Zielerreichung – Entwicklung bis 2020	38
Abbildung 18:	Entwicklung des Vergütungsvolumens 2003 bis 2025	39
Abbildung 19:	Entwicklung anerkannter Ökostromanlagen lt. Bescheiddatenbank 2002–2013 (Stand jeweils 31.12.)	47
Abbildung 20:	Regionale Verteilung von Kleinwasserkraft in Österreich nach Anzahl der Anlagen	50
Abbildung 21:	Regionale Verteilung von Kleinwasserkraft in Österreich nach installierter EPL in kW	50
Abbildung 22:	Regionale Verteilung von Windkraft in Österreich nach Anzahl der Anlagen	52
Abbildung 23:	Detailansicht: Wien / östliches Niederösterreich / Burgenland (Nord) nach Anzahl von Windkraftanlagen	53
Abbildung 24:	Regionale Verteilung von Windkraft in Österreich nach installierter EPL in kW	53
Abbildung 25:	Detailansicht: Parndorfer Platte (NÖ) und nördliches Burgenland nach installierter EPL von Windkraftanlagen in kW	54
Abbildung 26:	Erzeugte Windkraft in Österreich im Jahr 2013 (in kWh) aus produktionsgeförderten Anlagen (OeMAG)	54
Abbildung 27:	Regionale Verteilung von fester Biomasse in Österreich nach Anzahl der Anlagen	56
Abbildung 28:	Regionale Verteilung von fester Biomasse in Österreich nach installierter EPL in kW	56
Abbildung 29:	Regionale Verteilung von Biogas in Österreich nach Anzahl der Anlagen	58
Abbildung 30:	Regionale Verteilung von Biogas in Österreich nach installierter EPL in kW	59
Abbildung 31:	Regionale Verteilung von Photovoltaik in Österreich nach Anzahl der Anlagen	62
Abbildung 32:	Regionale Verteilung von Photovoltaik in Österreich nach installierter EPL in kW	62

Tabellenverzeichnis

Tabelle 01:	Ökostrom – Einspeisemengen und -vergütungen in Österreich im Jahr 2013 sowie Vergleich zum Jahr 2012	19
Tabelle 02:	Anträge Investitionsförderung Kleinwasserkraft	22
Tabelle 03:	Anträge Investitionsförderung für Neuanlagen Mittlere Wasserkraft	22
Tabelle 04:	Anträge Investitionsförderung für Neuanlagen Kraft-Wärmekopplung	23
Tabelle 05:	Entwicklung des Unterstützungsvolumens 2004–2013 sowie Prognose für 2014	26
Tabelle 06:	Entwicklung der Ökostromkosten für einen Haushalt mit einem Verbrauch von 3.500 kWh	27
Tabelle 07:	Entwicklung der Ökostromkosten für ein Industrieunternehmen auf NE 3 mit einem Verbrauch von 55.000 MWh und einer Leistung von 12 MW	28
Tabelle 08:	Ökostrom-Abweichungen: Fahrplanzuweisung zu tatsächlich eingespeisten Mengen in 2013	30
Tabelle 09:	Ausgleichsenergie (AE) in 2013: Mengen und Aufwendungen für Österreich	30
Tabelle 10:	Entwicklung der effektiven Ausgleichsenergie verglichen mit der Abnahme von Wind und Ökostrom gesamt (2004–2013)	31
Tabelle 11:	Ausbauziele laut ÖSG 2012 – zusätzliche installierte Leistung	34
Tabelle 12:	Zusätzliche von der OeMAG kontrahierte Leistung 2010–2014	35
Tabelle 13:	Zielabweichung bis 2020 gemäß aktuellem Ausbaupfad	35
Tabelle 14:	Entwicklung anerkannter „Sonstiger Ökostromanlagen“ laut Bescheid-Datenbank von 2002 bis 2013 (Stand jeweils 31.12.)	46
Tabelle 15:	Kleinwasserkraftwerke im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen nach Bundesländern	48
Tabelle 16:	Bundesländerverteilung anerkannte Kleinwasserkraft (Detail)	49
Tabelle 17:	Durchschnittliche Volllaststunden Kleinwasserkraft 2013	49
Tabelle 18:	Windkraftanlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen nach Bundesländern	51
Tabelle 19:	Durchschnittliche Volllaststunden Wind 2013	52
Tabelle 20:	Biomasse fest – Anlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen nach Bundesländern	55
Tabelle 21:	Durchschnittliche Volllaststunden Biomasse fest 2013	55
Tabelle 22:	Biogas – Anlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen nach Bundesländern	57
Tabelle 23:	Durchschnittliche Volllaststunden für Biogas 2013	58
Tabelle 24:	Photovoltaik – Anlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen nach Bundesländern	60
Tabelle 25:	Größenverteilung der im Jahr 2013 anerkannten PV-Anlagen	61
Tabelle 26:	Durchschnittliche Volllaststunden Photovoltaik 2013	61
Tabelle 27:	Biomasse flüssig – Anlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen nach Bundesländern	63
Tabelle 28:	Deponie- und Klärgas – Anlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen nach Bundesländern	64
Tabelle 29:	Geothermie – Anlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen	64
Tabelle 30:	Entwicklung der anerkannten Großwasserkraftanlagen (Wasserkraftanlagen > 10 MW) von 2002 bis 2013 (Stichtag jeweils 31.12.)	65

VORWORT

Der vorliegende Bericht zur Entwicklung von Ökostrom und Stromverbrauch in Österreich wurde gemäß § 52 Abs. 1 Ökostromgesetz (i.d.F. BGBl. I Nr. 75/2011) erstellt, der eine jährliche Berichterstellung durch die Energie-Control Austria (E-Control) zur Vorlage beim Bundesminister für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft und beim Nationalrat vorschreibt.

§ 52 Abs. 1 Ökostromgesetz bestimmt Folgendes:

„Die E-Control hat dem Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend sowie dem Nationalrat jährlich einen Bericht vorzulegen, in dem analysiert wird, inwieweit die Ziele des Gesetzes erreicht wurden, welche Veränderungen im Vergleich zu den Vorjahren erfolgt sind und welche Auswirkungen das für die Endverbraucher hat. Im Bericht sind detaillierte Analysen über Ausmaß und Ursache der Stromverbrauchsentwicklung, ergänzt mit Maßnahmenoptionen zur Reduktion des Stromverbrauchs anzuführen. Im Bericht kön-

nen Vorschläge zur Verbesserung oder Adaptierung der Fördermechanismen und sonstiger Regelungen dieses Gesetzes enthalten sein. Überdies soll der Bericht die Mengen sowie die Aufwendungen für elektrische Energie aus Anlagen auf Basis von Photovoltaik, Geothermie, Windkraft, Wellen- und Gezeitenenergie, Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Biogas beinhalten.“

Die E-Control veröffentlicht auf der Homepage www.e-control.at regelmäßig Daten zur Ökostromentwicklung, Die Marktpreisentwicklung, Ökostrommengen und Vergütungsvolumina, Ausgleichsenergiemengen und -aufwendungen werden auf dieser Internetseite quartalsweise aktualisiert.

Ergänzend sei darauf hingewiesen, dass Informationen zu Stromkennzeichnung und Herkunftsnachweisen im jährlichen Stromkennzeichnungsbericht enthalten sind, der auch unter www.e-control.at verfügbar ist.

ZUSAMMENFASSUNG

Laut § 52 Abs. 1 Ökostromgesetz hat die E-Control die Erreichung der Ökostromziele laufend zu überwachen. Zu diesem Zweck wird jährlich der Ökostrombericht veröffentlicht. Die Entwicklungen der Ökostromerzeugung in Österreich und die damit verbundenen Rahmenbedingungen stehen im Mittelpunkt dieses Berichts – Bezugsjahr ist 2013. Dabei werden die folgenden inhaltlichen Komponenten beleuchtet:

- > die allgemeinen gesetzlichen Grundlagen,
- > die Entwicklung von Kosten, Mengen und Unterstützungsausmaß,
- > die Zielsetzungen und der aktuelle Grad der Zielerreichung,
- > die zukünftigen Anforderungen an das Fördersystem.

Im Jahr 2013 kam es nach 2012 erneut zu einem Anstieg des geförderten Ökostroms, welcher sich auch in einem Anstieg des Anteils am gesamten Endverbrauch bemerkbar machte. Obwohl die Abgabe an Endverbraucher wie im Jahr davor (von 55.685 GWh 2012 auf 56.928 GWh 2013) stieg, konnte der Anteil des geförderten Ökostroms von 11,0% (6.152 GWh) auf 12,5% (7.141 GWh) weiter erhöht werden. Im Gegensatz zum Jahr 2012 konnte 2013 der Verbrauchszuwachs jedoch nicht zur Gänze durch zusätzlichen geförderten Ökostrom abgedeckt werden. Überstieg 2012 der zusätzlich geförderte Ökostrom die Verbrauchssteigerung noch um 28 GWh, so fehlten 2013 rund 250 GWh, um diese Steigerung ausschließlich durch zusätzlichen geförderten Ökostrom auszuglei-

chen. Nichtsdestotrotz konnte die Erzeugung aus gefördertem Ökostrom 2013 deutlicher (+16%) gesteigert werden als 2012 (+13%).

Bezogen auf die einzelnen Technologien ergibt sich dasselbe Bild wie im Jahr 2012. Den größten Zuwachs gab es im Bereich der Windkraft mit zusätzlichen 584 GWh. Bei der Kleinwasserkraft wurden um 276 GWh mehr Strom abgenommen und bei der Photovoltaik waren es 114 GWh.

Relativ gesehen stieg die abgenommene Menge von 2012 auf 2013 bei den einzelnen Technologien wie folgt:

- > Kleinwasserkraft +25%
- > Windkraft +24%
- > feste Biomasse +2%
- > Photovoltaik +112%

Im Bereich Biogas, flüssige Biomasse, Deponie- und Klärgas und Geothermie wurde weniger Strom produziert. In Summe kam es zu einem Rückgang von 586 GWh (2012) auf 571 GWh. Diese Technologien hatten im Jahr 2012 einen Anteil von 1,05% (den größten Anteil hatte dabei Biogas mit 1%) an der Abgabe an Endverbraucher. Im Jahr 2013 sank dieser auf 1%.

Die Entwicklung der installierten Leistung geht einher mit jener des abgenommenen Stroms. Bei der Kleinwasserkraft, der Windkraft, der festen Biomasse, von Biogas und der Photovoltaik gab es einen Zuwachs. Anzumerken ist, dass es im Gegensatz zum ein-

gespeisten Strom im Bereich Biogas zu einer Steigerung der Leistung gekommen ist. Den größten technologiespezifischen Zuwachs im Sinne von installierter Leistung gab es wie 2012 bei der Photovoltaik mit 88%, gefolgt von der Kleinwasserkraft mit 24%.

Wie bei der installierten Leistung kam es auch bei der Anzahl der Anlagen durchwegs zu Steigerungen. Einzig bei der flüssigen Biomasse und bei Deponie- und Klärgas gab es in Summe um 11 Anlagen weniger als im Jahr 2012. Den größten Zuwachs konnte aufgrund der geringen durchschnittlichen Anlagengröße die Photovoltaik verzeichnen, bei der die Anzahl der Anlagen von 11.056 auf 15.886 stieg.

Die zusätzlichen Mengen brachten ebenfalls einen Anstieg des Vergütungsvolumens mit sich. Dieses stieg von 657 Mio. EUR um 90

Mio. EUR oder 13,7% auf 747 Mio. EUR. Die Auswirkungen auf das Unterstützungsvolumen fielen auch aufgrund des neuerlich gesunkenen Marktpreises sehr deutlich aus. Es kam zu einem Anstieg von 363 Mio. EUR um 107 Mio. EUR oder 29% auf 470 Mio. EUR. Dabei lag den Berechnungen für das Jahr 2012 ein Marktpreis von 5,206 Cent/kWh und jenen für 2013 einer von 4,509 Cent/kWh zu Grunde. Stark getrieben durch die Entwicklung des Marktpreises¹ wird für das Jahr 2014 nochmals mit einem deutlichen Anstieg des Unterstützungsvolumens gerechnet.

Ebenfalls gestiegen sind die Ausgleichsenergiekosten für das Jahr 2013. Im Jahr 2012 beliefen sich diese auf 27,7 Mio. EUR und stiegen 2013 auf 39 Mio. EUR. Der Großteil davon entfiel, gleich wie 2012, mit 87% auf die Windkraft.

¹ Der Marktpreis für das 2. Quartal 2014 liegt bei 3,442 Cent/kWh.

GESETZLICHE GRUNDLAGEN IN ÖSTERREICH

Die Grundlage für die Förderung von Ökostrom in Österreich bildet das Ökostromgesetz (ÖSG) und dessen zugehörige Verordnungen. Das Gesetz hat sich seit dem letzten Bericht nicht verändert und somit wird auf eine detaillierte Beschreibung verzichtet. Die wichtigsten Eckpunkte des ÖSG sind:

- > geförderte Technologien
- > Art und Weise der Förderung
- > Abwicklung der Antragstellung
- > Höhe des zusätzlichen jährlichen Unterstützungsvolumens und dessen Verteilung über die einzelnen Technologien
- > Aufbringung der Fördermittel

Daraus ergeben sich weitere Eckpunkte, die per Verordnungen in regelmäßigen Abständen neu festgelegt werden oder mittels Gutachten überprüft werden. Die Verordnungsermächtigungen sind laut Ökostromgesetz zwischen Bundesminister für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft (BMWF) und E-Control aufgeteilt.

Vom BMWFJ wurden die folgenden Verordnungen erlassen:

- > Ökostrom-Einspeisetarifverordnung
- > Ökostromförderbeitragsverordnung

Die E-Control hat aufgrund des ÖSG in folgenden Bereichen eine Verordnungsermächtigung:

- > jährliche Festlegung der zuzuweisenden Herkunftsnachweispreise
- > Ausnahme von der Pflicht zur Entrichtung der Ökostrompauschale
- > Kostendeckelung des Ökostromförderbeitrags für einkommensschwache Haushalte

Veränderungen im Bereich des Betriebskostenzuschlags und der aliquoten Ausgleichsenergiekosten werden mittels Gutachten durch die E-Control dokumentiert.

Neben dem Ökostromgesetz als Kernstück der Ökostromförderung gibt es in Österreich noch eine ganze Reihe weiterer Förderschiene, die den Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren weiter vorantreiben. Dazu zählen etwa bundesweite Förderschiene wie der Klima- und Energiefonds, aber auch eine Vielzahl von regionalen und lokalen Initiativen. Neben den klassischen Förderungen entwickeln auch Energieversorger diverse Modelle für die Errichtung von Ökostromanlagen. Der Schwerpunkt der Förderungen liegt zweifelsohne bei der Photovoltaik.

Exkurs: EU-Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020

Im April 2014 hat die Europäische Kommission neue Vorschriften für staatliche Beihilfen in den Bereichen Umweltschutz und Energie verabschiedet, welche mit 1. Juli 2014 in

Kraft getreten sind. Leitlinien haben keine unmittelbare Rechtswirkung, sondern sie vermitteln vielmehr die Ansichten der Kommission. Für die zukünftige Ausgestaltung des

Ökostrom-Regimes sind die Leitlinien jedoch essentiell da etwaige Fördersysteme durch die Kommission genehmigt oder nicht untersagt werden müssen.

Neben Beihilfen zur Förderung von erneuerbarer Energie werden in den Leitlinien auch folgende Punkte behandelt:

- > Energieeffizienzmaßnahmen einschließlich KWK, Fernwärme und -kälte
- > Beihilfen in Form von Umweltsteuerermäßigungen oder -befreiungen und in Form von Ermäßigungen der finanziellen Beiträge zur Förderung erneuerbarer Energiequellen
- > Beihilfen für Energieinfrastrukturen
- > Beihilfen zur Förderung einer angemessenen Stromerzeugung

Da sich der Ökostrombericht mit dem Status von gefördertem Ökostrom in Österreich beschäftigt, beschränken sich die Ausführungen in Bezug auf die Leitlinien auf den dafür relevanten Teil.

- > Wie sollte ein Fördersystem zukünftig aussehen?
- > Worauf muss bei der Aufbringung der Mittel geachtet werden?

Die wichtigsten Änderungen für zukünftige Fördersysteme sind:

- > Fixe Einspeisetarife werden zusehends durch Ausschreibungen ersetzt in Kombination mit

- > einer Prämie zusätzlich zum Marktpreis oder
- > durch ein Zertifikatssystem.

Dadurch soll bewerkstelligt werden, dass Erzeuger von erneuerbarem Strom in den Markt integriert werden, Marktsignalen ausgesetzt sind und bestimmte Aufgaben im Bereich des Bilanzausgleichs übernehmen.

- > Beihilfenempfänger sollen, wenn ein liquider Intraday-Markt vorhanden ist, Standardbilanzausgleichsverantwortung übernehmen.
- > Stromerzeuger sollen keinen Anreiz haben, Strom zu negativen Preisen zu erzeugen.

Zwischen 2015 und 2016 sollte begonnen werden, schrittweise Ausschreibungsverfahren zu etablieren, und ab 2017 sollte die Vergabe von Förderungen für neue Kapazitäten ausschließlich über Ausschreibungen erfolgen.

Grundsätzlich gibt es jedoch Ausnahmen, die zum einen das Abweichen von Ausschreibungen erlauben und zum anderen weiterhin die Anwendung von fixen Einspeisetarifen.

- > Von Ausschreibungen können Anlagen kleiner 1 MW, im Fall von Wind 6 MW bzw. 6 Erzeugungseinheiten und Demonstrationsanlagen ausgenommen werden.
- > Zusätzlich können Anlagen die kleiner 500 kW oder im Fall von Wind 3 MW bzw.

3 Erzeugungseinheiten weiterhin mittels Fördersysteme wie z.B. Einspeisetarife gefördert werden.

Jegliche Änderungen im Bereich des Ökostromgesetzes betreffen Neuanlagen. In bestehende Verträge mit Altanlagen wird dadurch nicht eingegriffen.

Für Biomasse besteht grundsätzlich die Möglichkeit, diese auch nach deren Abschreibung mittels Betriebsbeihilfen weiter zu fördern, wenn nachgewiesen werden kann, dass die Betriebskosten nach Abschreibung der Anlage weiterhin höher sind als der Marktpreis der erzeugten Energie.

Exkurs: EEG-Reform in Deutschland

Am 1. August 2014 trat in Deutschland die Reform des EEG in Kraft. Die zentralen Punkte der Reform waren:

- > Bestandsschutz für bestehende Anlagen
- > Ausbaukorridor wird im Gesetz verankert
- > Konzentration auf kostengünstige Technologien
- > Überförderungen abbauen
 - > Boni streichen
 - > durchgehend degressiv ausgestaltete Förderung
- > spätestens ab 2017 Vergabe via Ausschreibung
- > verpflichtende Direktvermarktung
- > alle Stromverbraucher sollen angemessen an den Kosten beteiligt werden
 - > Eigenverbrauch inkludiert

Der Ausbaupfad wurde so festgelegt, dass

- > bis 2025 40 bis 45%,

- > bis 2035 55 bis 60% und
- > bis 2050 mindestens 80% des Bruttostromverbrauchs durch erneuerbare Energien gedeckt werden kann. Der Anteil der erneuerbaren Energien soll dadurch bis 2020 auf mindestens 18% gesteigert werden.

Für einzelne Technologien wurden Ausbaupfade festgelegt und – wie bei der Photovoltaik bereits vorhanden – „atmende Deckel“ eingeführt. Dieser Deckel funktioniert so, dass die Vergütung für Neuanlagen vom Ausbau in der Vorperiode abhängig ist. Wird zum Beispiel das Ausbauziel überschritten, so sinkt die Vergütung stärker. Ausgenommen davon ist Wind off-shore, für den es keinen „atmenden Deckel“ gibt. Die Ausbaupfade sehen wie folgt aus:

- > Wind off-shore: 6,5 GW installierte Leistung bis 2020 und 15 GW bis 2030.
- > Wind on-shore: Ziel ist ein jährlicher Zubau von 2.500 MW.

- > Solarenergie: Ziel ist ein jährlicher Zubau von 2.500 MW.
- > Bioenergie: Ziel ist ein jährlicher Zubau von ungefähr 100 MW.

Seit 1. August 2014 muss der Strom aus Neuanlagen größer 500 kW verpflichtend direkt vermarktet werden und ab 1. Jänner 2016 gilt dies für alle Neuanlagen ab einer Leistung von 100 kW.

Die besondere Ausgleichsregelung für die stromintensive Industrie wurde an die neuen Leitlinien angepasst, wodurch zukünftig nur mehr jene stromintensiven Unternehmen aus Branchen, die im internationalen Wettbewerb stehen, in den Genuss der Begünstigung kommen.

Fällt ein Unternehmen in diese Kategorie, so zahlt es

- > für die erste GWh die EEG-Umlage in voller Höhe,

- > darüber hinaus 15% der EEG-Umlage.

Diese Zahlungen werden gedeckelt auf

- > maximal 4% der Bruttowertschöpfung des Unternehmens oder
- > auf maximal 0,5% der Bruttowertschöpfung bei Unternehmen mit einer Stromintensität von mindestens 20%

Auch im Bereich des Eigenverbrauchs gab es eine Neuerung. Anlagen, die nach Inkrafttreten des neuen EGG in Betrieb gehen, müssen ebenfalls die EEG-Umlagen entrichten. Es muss jedoch nur eine verminderte EEG-Umlage gezahlt werden. Bis Ende 2015 sind es 30% ab 2016 35% und ab 2017 sind für den selbst verbrauchten Strom 40% der EEG-Umlage zu entrichten.

ENERGIEVERBRAUCHS- ENTWICKLUNG

Wie auch in den vergangenen Jahren werden an dieser Stelle einige Kennzahlen zum Gesamtenergieverbrauch dargestellt. Die Entwicklung des gesamten Energieverbrauchs stellt bei der Diskussion über den Anteil von Erneuerbaren im Allgemeinen bzw. der Zielerreichung beim Ökostrom im Speziellen einen wesentlichen Faktor dar. In der Vergangenheit war es oftmals der Fall, dass zusätzliche Ökostrommengen von einer gestiegenen Stromnachfrage überkompensiert wurden. Dadurch konnte der prozentuelle Anteil von Ökostrom kaum erhöht werden. Nachdem dieser Trend 2012 umgekehrt werden konnte und der Zuwachs im Bereich des Ökostroms größer war als der Verbrauchszuwachs (Anstieg des Anteils von Ökostrom am Endver-

brauch auf 73%), sank der Anteil 2013 wieder. Auf die Ursachen wird am Ende dieses Kapitels näher eingegangen.

Der Bruttoenergieverbrauch war in Österreich in den vergangenen Jahren durchaus volatil. Das Jahr 2009 sticht, bedingt durch die Wirtschaftskrise und den damit einhergehenden deutlichen Rückgang beim Energieverbrauch, weiterhin hervor. Der Verbrauch erreichte im Jahr 2010 (sowohl wirtschaftlich als auch klimatisch bedingt) den höchsten Wert in der vorhandenen Statistik seit 1970. 2011 gab es dann wieder einen Rückgang beim Energieverbrauch, der von einem Anstieg beim realen BIP begleitet wurde. Im Jahr 2012 gab es ebenfalls einen Anstieg des realen BIP

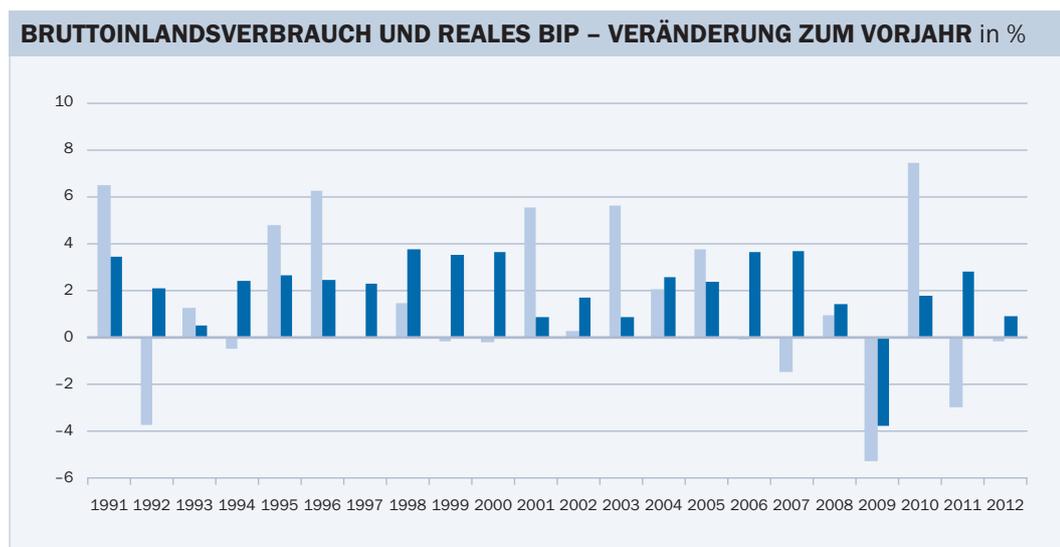


Abbildung 1
Bruttoinlandsverbrauch und reales BIP – Veränderung zum Vorjahr in %

Quelle: Statistik Austria, WKO, Berechnungen E-Control

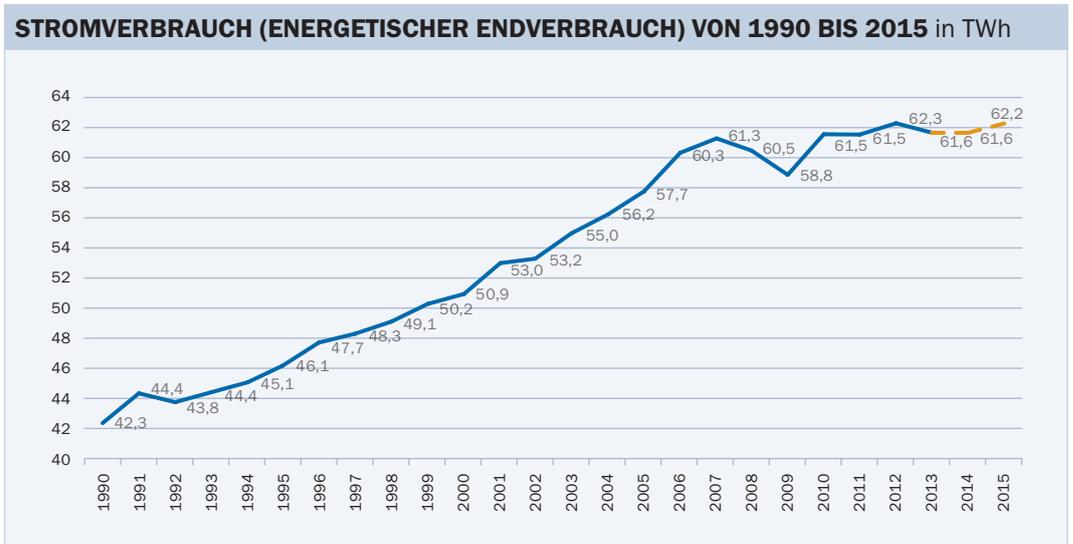


Abbildung 2
Stromverbrauch
(energetischer End-
verbrauch) von 1990 bis
2015 in TWh

Quelle: Statistik Austria, eigene Berechnung E-Control

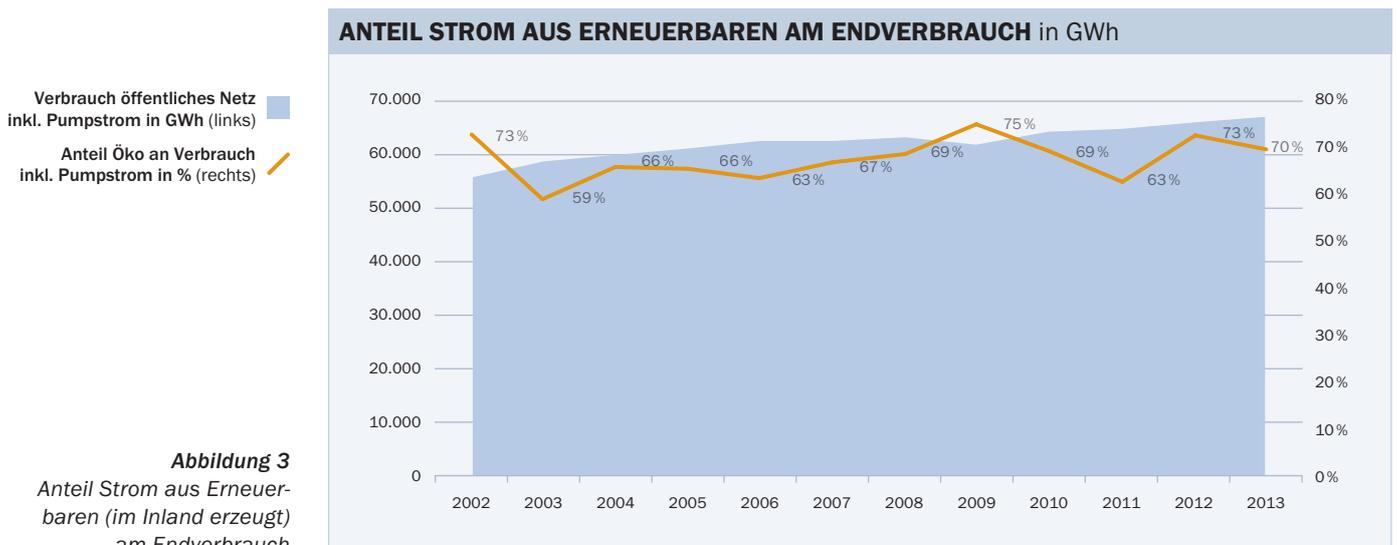


Abbildung 3
Anteil Strom aus Erneuer-
baren (im Inland erzeugt)
am Endverbrauch

Quelle: E-Control

kombiniert mit einem Rückgang des Energieverbrauchs. Diese fielen jedoch geringer als im Jahr 2012 aus: Beim realen BIP kam es zu einem Anstieg von 0,9% und beim Bruttoinlandsverbrauch zu einem Rückgang von 0,2%. (siehe Abbildung 1)

Nach 2011 (-3%) ging der energetische Endverbrauch im Jahr 2012 um 0,7% zurück. Den größten Rückgang gab es im Dienstleistungssektor. Dort sank der energetische Endverbrauch um 7,9% gefolgt vom produzierenden Gewerbe mit 1,7%. Verglichen mit 1990 kam es jedoch nur im Bereich der Landwirtschaft zu einem Rückgang von 3,5%.

Betrachtet man den gesamten Stromverbrauch (bezogen auf den energetischen Endverbrauch), so lag dieser gemäß Statistik Austria im Jahr 2012 bei rund 62,2 TWh. Dies entspricht weiterhin knapp 20% des gesamten energetischen Endverbrauchs in Österreich. Insgesamt lag der Stromverbrauch im Jahr 2012 um 47% über dem Niveau von 1990.

Nach der Wirtschaftskrise und dem damit verbundenen Rückgang im Jahr 2009 lag der Stromverbrauch (energetischer Endverbrauch) im Jahr 2010 wieder über dem Niveau von 2007. Von 2010 auf 2011 stagnierte der Verbrauch und von 2011 auf 2012 kam es zu einem Anstieg um 1,2%. Auf Basis von E-Control-Daten lässt sich der Stromverbrauch für das Jahr 2013 und auch als Prognose für das Jahr 2014 fortschreiben. Diese

Entwicklung des Stromverbrauchs ist in Abbildung 2 dargestellt.

Der Anteil des gesamten Ökostroms (inländische Erzeugung) am Verbrauch lag im Jahr 2013 bei 70%, nachdem es im Jahr 2012 bereits 73% gewesen waren. Der Rückgang kam aufgrund einer moderaten Verbrauchssteigerung und einer Reduktion im Bereich der Wasserkraft zustande. In Abbildung 3 ist die Entwicklung des Verbrauchs im öffentlichen Netz inklusive Pumpstrom dargestellt sowie der Anteil von Strom aus Erneuerbaren (gefördertem Ökostrom und Wasserkraft).

GEFÖRDERTER ÖKOSTROM GEMÄSS ÖSG

In diesem Kapitel werden die wichtigsten Kennzahlen des geförderten Ökostroms (gemäß Ökostromgesetz) dargestellt. Dabei werden der Anteil am Endverbrauch, die installierte Leistung, die eingespeisten Mengen und die Anzahl der Anlagen genauer betrachtet. Die Entwicklung dieser Kennzahlen wird von 2003 bis 2013 dargestellt. Weiters werden die mittels Investitionszuschüsse ge-

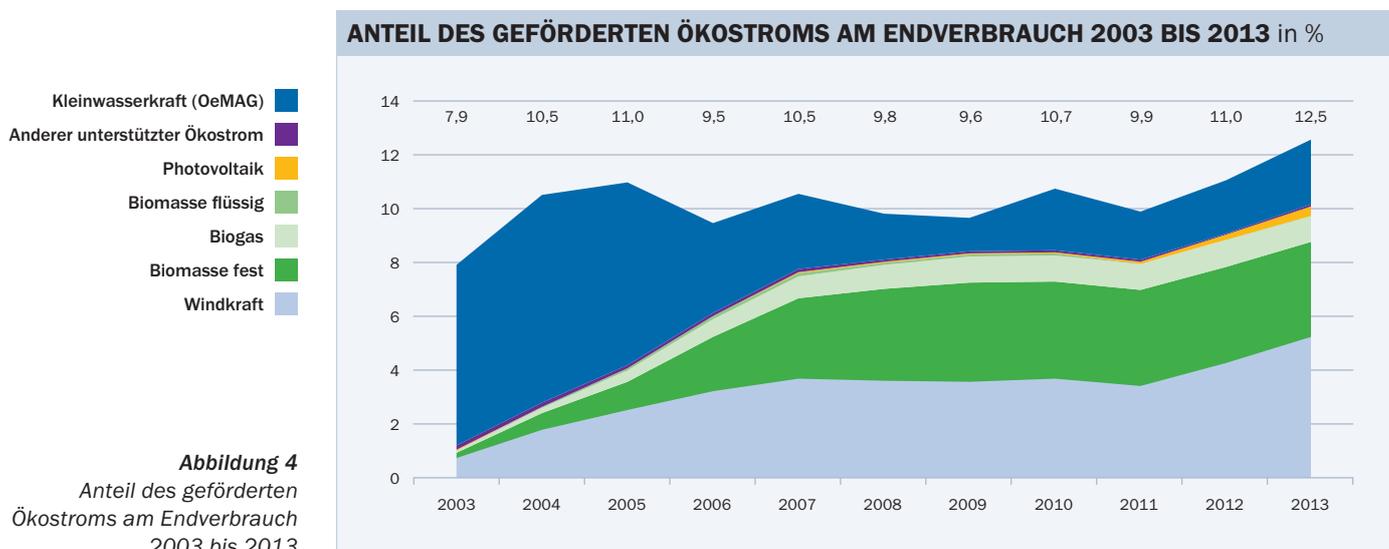
förderten Anlagen, die Entwicklung des Vergütungsvolumens, des Unterstützungsvolumens, der durchschnittlichen Einspeisetarife und der Ausgleichsenergie-Aufwendungen für den geförderten Ökostrom betrachtet. Das Thema Aufwendungen für Ausgleichsenergie wird in dieser Ausgabe intensiver behandelt.

Ökostromanlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG

ANTEIL AM ENDVERBRAUCH, GWH, MW, ANZAHL

Der Anteil von gefördertem Ökostrom ist nach 9,9% im Jahr 2011 und 11,0% im Jahr 2012 erneut gestiegen. 2013 betrug er 12,5% (siehe Abbildung 4). Die Basis für den Anteil an der Gesamtabgabemenge bildet der

Strom, der aus dem öffentlichen Netz an Endverbraucher abgegeben wird. Dieser stieg von 2012 auf 2013 erneut von 55.685 auf 56.928 GWh an. Die Windkraft macht mittlerweile 5,2% an der gesamten Stromabgabe an Endverbraucher aus. Die feste Biomasse macht ungefähr 3,5% an der Abgabe an End-



Quelle: OeMAG, E-Control

verbraucher aus – die eingespeiste Menge stagniert hier jedoch.

Die Steigerung des Anteils am Endverbrauch begründet sich wie 2012 auf starken Zuwächsen im Bereich der Windkraft, der Kleinwasserkraft und der Photovoltaik (siehe Abbildung 5). Im Bereich der Windkraft stieg die erzeugte Strommenge von 2012 auf 2013 um 24,5%. Für die Kleinwasserkraft belief sich die Steigerung auf 25,2% und im Bereich der Photovoltaik waren es 112%.

Wie im Jahr 2012 gab es einen großen Zuwachs der installierten Leistung vor allem im Bereich der Windkraft und der Photovoltaik, wobei im Jahr 2013 auch im Bereich der Kleinwasserkraft ein deutlicher Zuwachs zu verzeichnen war. In Abbildung 6 ist diese Entwicklung dargestellt. Die höchste relative Steigerung konnte erneut im Bereich der Pho-

tovoltaik erzielt werden. Den größten absoluten Zuwachs gab es, so wie bereits 2012, im Bereich der Windkraft. Hier konnten im Jahr 2013 zusätzlich 248 MW von der OeMAG unter Vertrag genommen werden.

Die Entwicklung der Anzahl der Anlagen ist grundsätzlich durch PV getrieben (siehe Abbildung 7). Wie im Jahr 2012 kamen auch 2013 ungefähr 4.800 neue Anlagen hinzu. Im Jahr 2012 sind bei der Windkraft 87 neue Anlagen in ein Vertragsverhältnis eingetreten und 2013 kamen 61 neue hinzu.

In Tabelle 1 werden nochmals die einzelnen Werte für 2013 hinsichtlich Ausbau, Leistung, Einspeisemengen und Vergütung zusammengefasst und dem Jahr 2012 gegenübergestellt.

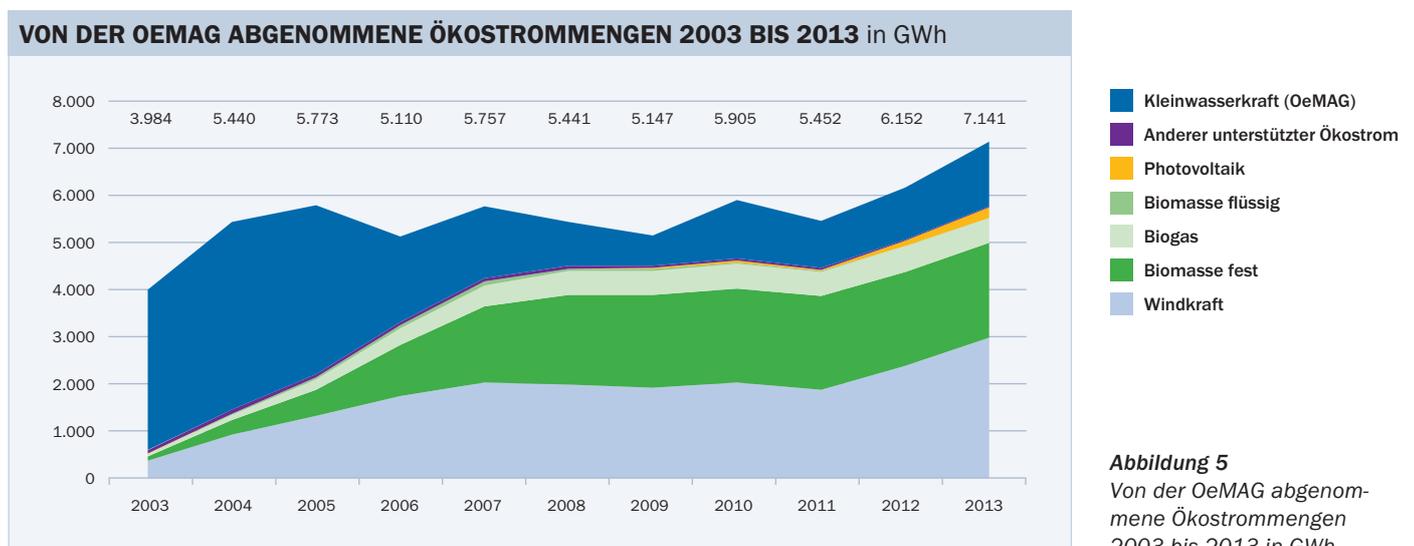


Abbildung 5
Von der OeMAG abgenommene Ökostrommengen 2003 bis 2013 in GWh

Quelle: OeMAG, E-Control

- Kleinwasserkraft (OeMAG)
- Anderer unterstützter Ökostrom
- Photovoltaik
- Biomasse flüssig
- Biogas
- Biomasse fest
- Windkraft

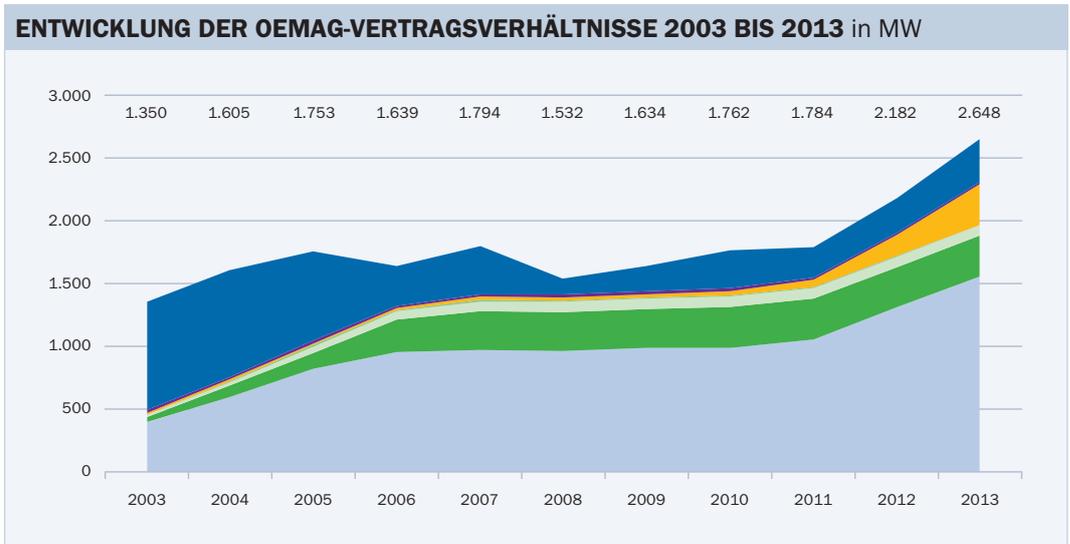


Abbildung 6
Entwicklung der OeMAG-Vertragsverhältnisse 2003 bis 2013

Quelle: OeMAG, E-Control

- Kleinwasserkraft (OeMAG)
- Photovoltaik
- Geothermie
- Deponie- und Klärgas
- Biomasse flüssig
- Biogas
- Biomasse fest
- Windkraft

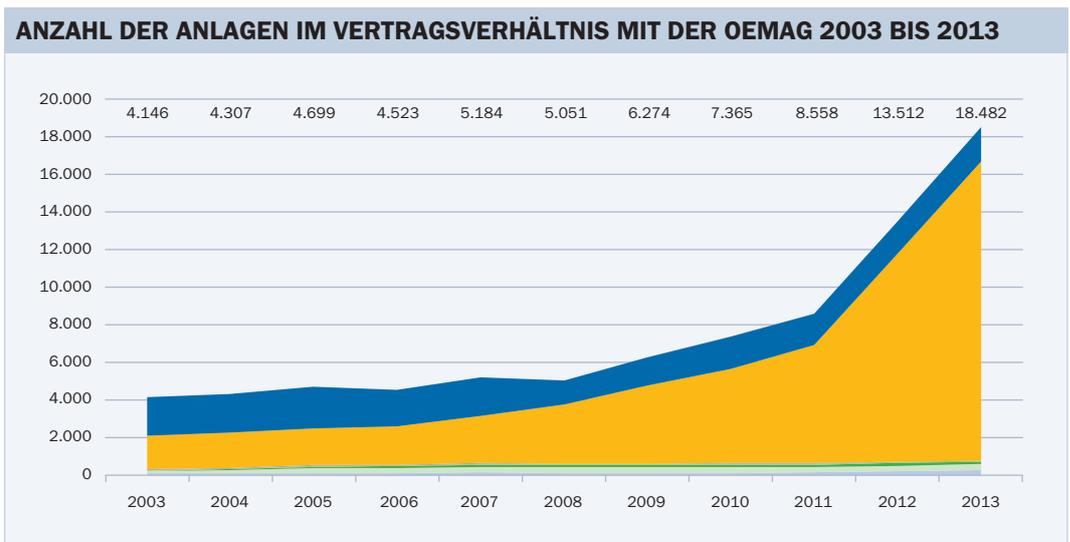


Abbildung 7
Anzahl der Anlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2003 bis 2013

Quelle: OeMAG, E-Control

ÖKOSTROM – EINSPEISEMENGEN UND VERGÜTUNGEN IN ÖSTERREICH

2013 sowie Vergleich zum Jahr 2012

Energieträger	Installierte Leistung in MW	Einspeisemenge in GWh	Anzahl Anlagen	Vergütung netto in Mio. €	Geförderter Ökostrom-Einspeiseanteil in % an der Gesamtabgabemenge	Durchschnittsvergütung in Cent/kWh
2013						1)
Kleinwasserkraft (unterstützt)	342	1.371,3	1.801	66,6	2,4%	4,86
Sonstige Ökostromanlagen	2.306	5.769,2	16.681	680,4	10,1%	11,79
Windkraft	1.555	2.970,0	295	247,6	5,2%	8,34
Biomasse fest inkl. Abfall mhBA	322	2.013,0	129	272,8	3,5%	13,55
Biomasse gasförmig *)	83	544,3	293	96,8	1,0%	17,79
Biomasse flüssig	5,0	0,19	32	0,02	0,0003%	11,83
Photovoltaik	324	215,2	15.886	61,7	0,38%	28,67
Deponie- und Klärgas	15,8	26,0	44	1,4	0,05%	5,42
Geothermie	0,9	0,306	2	0,012	0,0005%	3,85
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen	2.648	7.140,5	18.482	747,1	12,5%	10,46
2012						2)
Kleinwasserkraft (unterstützt)	276	1.095,4	1.715	57,3	2,0%	5,23
Sonstige Ökostromanlagen	1.906	5.056,4	11.797	599,6	9,1%	11,86
Windkraft	1.307	2.386,0	234	189,8	4,3%	7,95
Biomasse fest inkl. Abfall mhBA	320	1.983,0	127	275,6	3,6%	13,90
Biomasse gasförmig *)	81	554,3	291	95,4	1,0%	17,22
Biomasse flüssig	8,7	0,34	41	0,04	0,001%	12,40
Photovoltaik	172	101,3	11.056	36,8	0,18%	36,34
Deponie- und Klärgas	17	30,7	46	1,9	0,06%	6,19
Geothermie	1,0	0,68	2	0,03	0,001%	4,85
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen	2.182	6.151,8	13.512	657,0	11,0%	10,68

Tabelle 1
 Ökostrom – Einspeisemengen und -vergütungen in Österreich im Jahr 2013 sowie Vergleich zum Jahr 2012

*) inklusive Betriebskostenzuschläge (für 2013 und das 2. HJ 2012) / Rohkostenzuschläge (für das 1. HJ 2012)

1) bezogen auf die Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher von 56.928 GWh für das Gesamtjahr 2013 (Stand 01/2014)

2) bezogen auf die Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher von 55.685 GWh für das Gesamtjahr 2012 (Stand 08/2013)

Quelle: OeMAG, E-Control

Für das Jahr 2014 wird erneut damit gerechnet, dass es vor allem im Bereich der Windkraft und der Photovoltaik zu deutlichen Zuwächsen kommt. Aufgrund des über einen längeren Zeitraum sehr geringen Marktpreises ist jedoch auch damit zu rechnen, dass vermehrt Kleinwasserkraftanlagen wieder in das Vergütungssystem eintreten.

EXKURS ÖKOSTROM GENERELL

Der Ökostrombericht als solcher beschäftigt sich grundsätzlich mit jenem durch die OeMAG abgenommenen und vergüteten Ökostrom. Dabei handelt es sich jedoch nur um einen Teil des produzierten Ökostroms; der Anteil außerhalb dieses Systems wird zusehends größer. Im letzten Bericht wurden dazu einige Förderprogramme der Länder angeführt. Um Herkunftsnachweise für die Stromkennzeichnung zu generieren, müssen Anlagen in der Herkunftsnachweisdatenbank

(HKN-DB) registriert sein. Jene Mengen, die dabei in das öffentliche Netz eingespeist werden, sind vom jeweiligen Netzbetreiber zu melden. Dadurch lässt sich eine Gesamterfassung ableiten.

In Abbildung 8 ist die Leistung der Anlagen im Jahr 2013 und in Abbildung 9 der eingespeiste Strom gegenübergestellt. Der deutlichste Unterschied ist, wie bereits im vergangenen Bericht angeführt, im Bereich der Kleinwasserkraft zu erkennen. Die OeMAG hatte im Jahr 2013 342 MW Kleinwasserkraft unter Vertrag, wobei jedoch laut HKN-Datenbank aus 1.232 MW Strom geliefert wurde. Bei der Photovoltaik waren um 129 MW und bei der Windkraft 120 MW mehr Anlagen in der Datenbank registriert, als bei der OeMAG unter Vertrag waren.

Betrachtet man den abgenommenen Strom, so wurden 7.140 GWh von der OeMAG ver-

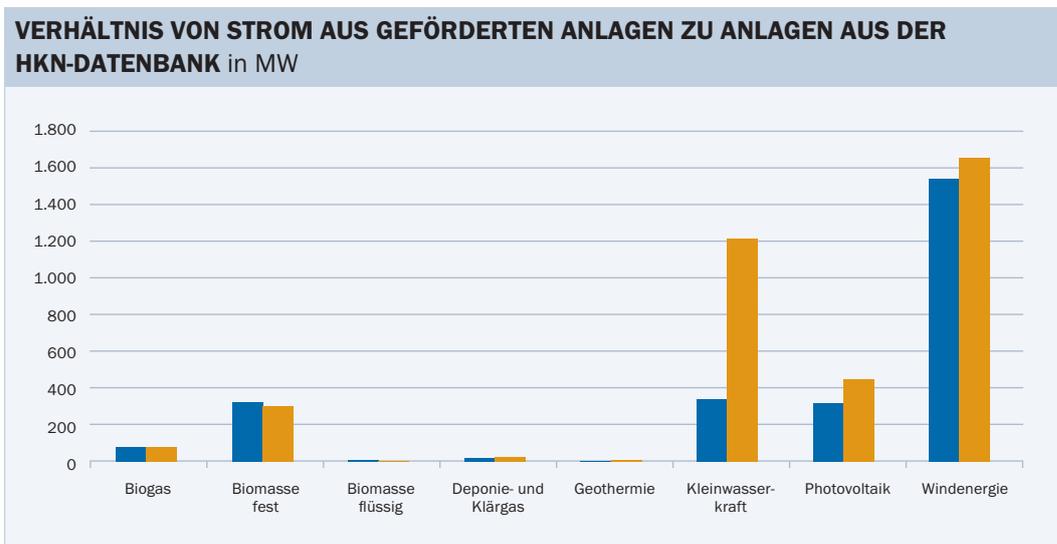


Abbildung 8
Verhältnis von Strom aus geförderten Anlagen zu Anlagen aus der HKN-Datenbank in MW

Quelle: E-Control

gütet. Laut Datenbank wurden insgesamt 11.465 GWh aus Ökostromanlagen eingespeist. Der geförderte Ökostrom laut ÖSG würde einem Anteil von 12,5% an der Abgabe an Endverbraucher entsprechen. Zieht man den Wert aus der HKN-Datenbank heran, so würde der gesamte Ökostrom sogar auf einen Anteil von 20,1% kommen.

Es ist zu erwarten, dass sich der Trend von immer mehr Anlagen, die nicht von der OeMAG unterstützt werden, fortsetzen wird. Auch der Eigenverbrauch (vor allem PV) wird sich in Zukunft steigern. Der Gesetzgeber sollte hier eine rechtliche Basis schaffen, wodurch sichergestellt ist, dass entsprechende Daten für alle Anlagen in Österreich verfügbar sind.

VERHÄLTNISS VON STROM AUS GEFÖRDERTEN ANLAGEN ZU ANLAGEN AUS DER HKN-DATENBANK in GWh

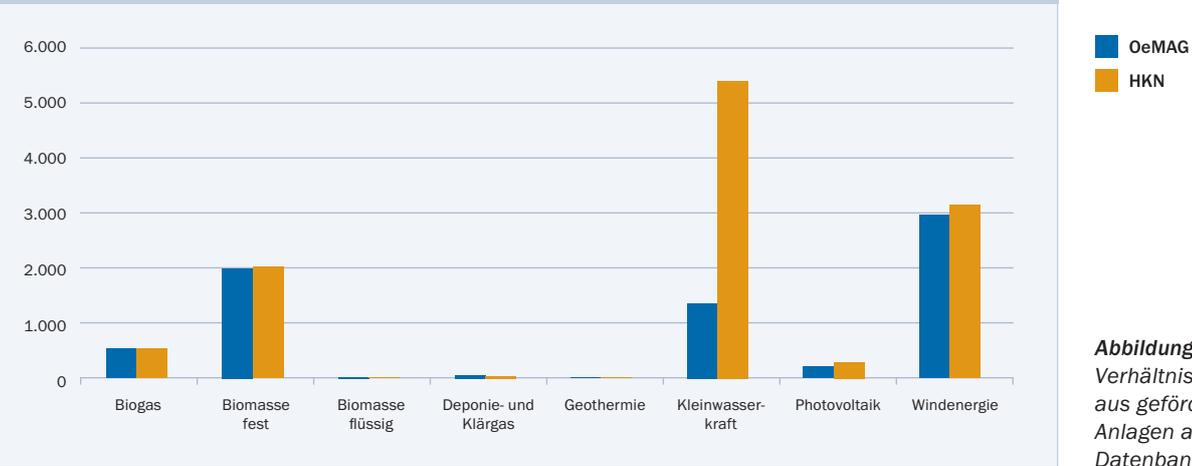


Abbildung 9
Verhältnis von Strom aus geförderten Anlagen zu Anlagen aus der HKN-Datenbank in GWh

Quelle: E-Control

Investitionszuschüsse der OeMAG

Das Ökostromgesetz sieht neben der Produktionsförderung mit Einspeisetarifen auch noch Investitionszuschüsse als Fördermechanismus vor. Diese Investitionszuschüsse gelten für kleine und mittlere Wasserkraftanlagen sowie Anlagen auf Basis

von Ablauge. Außerhalb der Möglichkeiten des Ökostromgesetzes besteht für Ökostromanlagenbetreiber die Möglichkeit einer Unterstützung über Bundesländerförderprogramme sowie über andere Umweltförderprogramme.

ANTRÄGE INVESTITIONSFÖRDERUNG KLEINWASSERKRAFT					
	Anträge	Summe EPL in kW	Summe ca. Förderung in Mio. €	Summe geplante Kosten in Mio. €	€/kW
Neubau	310	212.424	144,44	864,45	4.069
zurückgezogen/zurückgeschickt	27	6.370	0	33,08	
abgelehnt	13	11.529	0	26,46	
genehmigt	193	153.259	117,74	641,48	
genehmigt – endabgerechnet	62	32.884	26,70	117,28	
noch nicht im Beirat	15	8.382	0	46,15	
Revitalisierung	110	48.700	9,15	130,24	2.674
zurückgezogen/zurückgeschickt	24	12.382	0	59,26	
abgelehnt	17	12.278	0	6,37	
genehmigt	37	18.272	6,24	48,22	
genehmigt – endabgerechnet	25	5.319	2,91	15,28	
noch nicht im Beirat	7	449		1,11	
Gesamtergebnis	420	261.124	153,59	994,69	
bereits genehmigt Kleinwasserkraft	317	209.734	153,59	822,26	

Tabelle 2
Anträge Investitions-
förderung Kleinwasserkraft

Quelle: OeMAG

ANTRÄGE INVESTITIONSFÖRDERUNG FÜR NEUANLAGEN MITTLERE WASSERKRAFT				
	Anzahl	geplante EPL in kW	genehmigte maximale Förderung in Mio. €	geplante Kosten in Mio. €
Neubau	8	122.110	32,81	591,58
abgewiesen/zurückgeschickt	0	0		
genehmigt	5	79.410	26,81	342,19
genehmigt/endabgerechnet	1	15.500	6,00	76,20
in Begutachtung	2	27.200		173,19
Revitalisierung	2	28.947	1,11	49,18
abgewiesen/zurückgeschickt	0	0		
genehmigt	1	16.337	1,11	19,35
genehmigt/endabgerechnet	0	0		
in Begutachtung	1	12.610		29,83
Gesamt MWK	10	151.057	33,92	640,76
bereits genehmigte MWK	7	111.247	33,92	437,74

Tabelle 3
Anträge Investitions-
förderung für Neuanlagen
Mittlere Wasserkraft

Quelle: OeMAG

ANTRÄGE INVESTITIONSFÖRDERUNG FÜR NEUANLAGEN KRAFT-WÄRMEKOPPLUNG				
	Anzahl	geplante EPL in kW	genehmigte maximale Förderung in Mio. €	geplante Kosten in Mio. €
KWK Fernwärme	9	1.400.572	35,25	1.238,60
zurückgezogen/zurückgeschickt	0	0		0
abgelehnt	1	2.200		1,35
genehmigt	3	44.200	4,24	296,00
genehmigt – endabgerechnet	5	1.354.172	31,01	941,25
noch nicht im Beirat	0	0		0
KWK Prozesswärme	4	96.115	8,49	118,22
zurückgezogen/zurückgeschickt	1	7.360		10,15
abgelehnt	0	0		0
genehmigt	2	82.000	8,20	105,10
genehmigt – endabgerechnet	1	6.755	0,29	2,97
noch nicht im Beirat	0	0		0
Summe KWK Fern- u. Prozesswärme	13	1.496.687	43,74	1.356,82
Kraft-Wärmekopplung (Ablauge)	0	29.100	0	26,00
abgewiesen/zurückgeschickt	0	0	0	0
genehmigt	0	0	0	0
in Begutachtung	0	29.100	0	26,00
bereits genehmigte KWK	11	1.487.127	43,74	1.345,32

Tabelle 4
Anträge Investitions-
förderung für Neuanlagen
Kraft-Wärmekopplung

Quelle: OeMAG

Für Kleinwasserkraftanlagen ist festzuhalten: Seit dem Inkrafttreten des bundeseinheitlichen Ökostromgesetzes wurden bis zum 31.05.2014 für 255 neu errichtete Kleinwasserkraftanlagen Investitionszuschüsse in Höhe von 144,4 Mio. EUR und für 62 revitalisierte Anlagen Zuschüsse im Ausmaß von 9,1 Mio. EUR gewährt. Weitere 15 Anträge für Neuanlagen und 7 Anträge für revitalisierte Anlagen lagen zu diesem Zeitpunkt dem Beirat zur Begutachtung vor (siehe auch Tabelle 2).

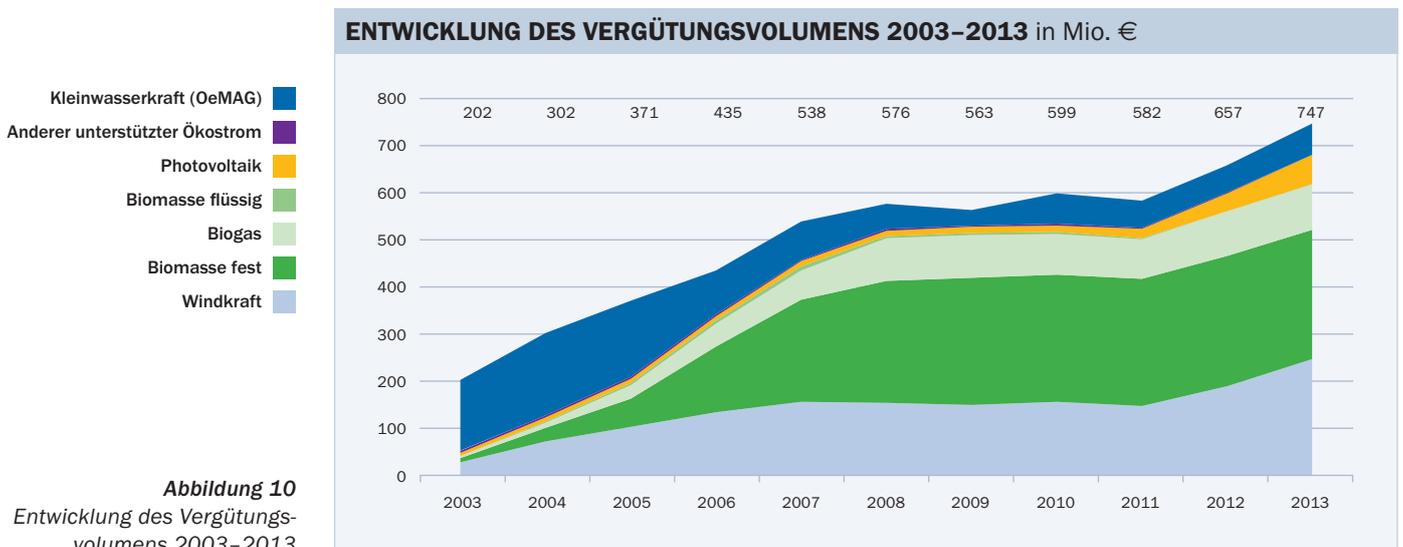
Bei der Mittleren Wasserkraft sind derzeit insgesamt 3 Förderanträge in Begutachtung (2 Neubau, 1 Revitalisierung). Mit Stand 31.05.2014 wurden für den Neubau von 6 mittleren Wasserkraftanlagen 32,8 Mio. EUR an Investitionszuschüssen genehmigt, bei den Revitalisierungen wurden für eine Anlage 1,1 Mio. EUR gewährt (siehe Tabelle 3).

Per 31.05.2014 wurden für 11 Kraft-Wärmekopplungs-Anlagen (KWK-Anlage) 43,74 Mio. EUR an Investitionszuschüssen genehmigt.

Das Vergütungsvolumen

Das Vergütungsvolumen entspricht der Summe der ausbezahlten Einspeisetarife für den geförderten Ökostrom. Darin ist der Marktwert des geförderten Ökostroms inkludiert. Seit 2003 hat sich das Vergütungsvolumen beinahe vervierfacht und es wird mit einem weiteren Anstieg bis 2017 (Abbildung 18 stellt eine Prognose dazu dar) gerechnet. Nachdem es

aufgrund des Wartelistenabbaus im Bereich der Photovoltaik und der Windkraft und dem Aufstocken des zusätzlichen jährlichen Unterstützungsvolumens im Jahr 2012 zu einem Sprung auf 657 Mio. EUR kam, hat sich dieser Trend, wie bereits im letzten Bericht angeführt, für 2013 fortgesetzt. Für 2014 wird erneut mit einem deutlichen Anstieg gerechnet.



Quelle: OeMAG, E-Control

Das Unterstützungsvolumen

Das Unterstützungsvolumen zuzüglich des Marktwertes und abzüglich Aufwendungen für Ausgleichsenergie, administrativer und finanzieller Aufwendungen und Aufwendungen für Technologiefördermittel entspricht dem Vergütungsvolumen (siehe Abbildung 11).

Die Entwicklung des Marktpreises in den letzten Quartalen hat sich negativ auf das Unterstützungsvolumen ausgewirkt. Im 3. Quartal 2014 befand sich der Marktpreis auf dem niedrigsten Niveau seit Anfang 2005 (siehe Abbildung 12).

Die Entwicklung des Unterstützungsvolumens und dessen Zusammensetzung seit dem Jahr 2003 ist in Tabelle 5 dargestellt.

Nachdem bereits im Jahr 2012 ein neuer Höchststand erreicht worden war, wurde die-

ser 2013 nochmals übertroffen und für das Jahr 2014 ist abermals mit einer deutlichen Steigerung zu rechnen. Zum einen machen sich die Mittel für den Wartelistenabbau und die Aufstockung des zusätzlichen Unterstützungsvolumens deutlich bemerkbar und zum



Abbildung 11
Unterstützungsvolumen in Mio. €

Quelle: E-Control

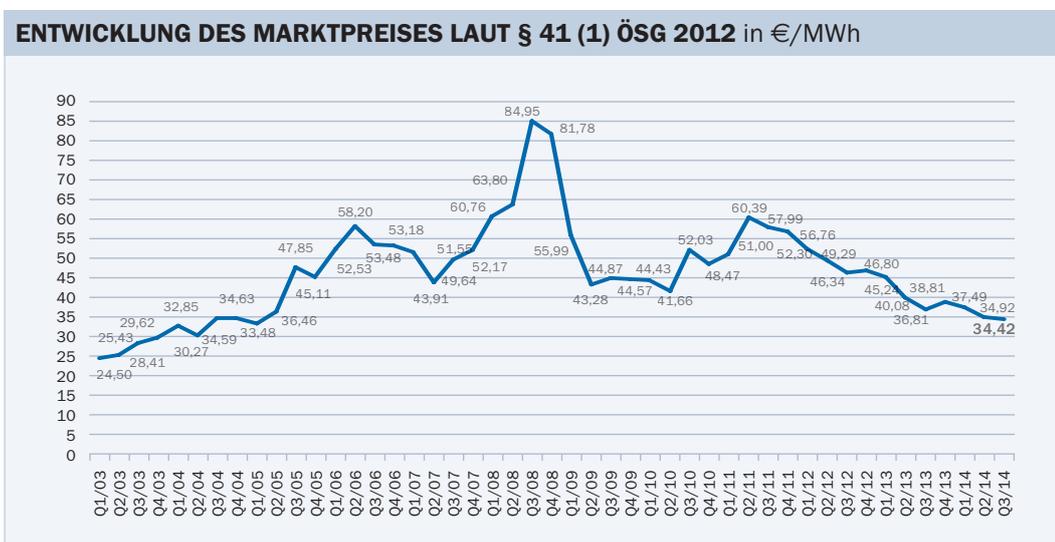


Abbildung 12
Entwicklung des Marktpreises laut § 41 (1) ÖSG 2012 in €/MWh

Quelle: E-Control

anderen der gesunkene Marktpreis. Belief sich das Unterstützungsvolumen im Jahr 2012 noch auf 363 Mio. EUR und lag somit nur knapp über 2010 (350 Mio. EUR), so stieg es unter den oben genannten Aspekten auf 470 Mio. EUR. Für 2014 wird im Augenblick (abhängig auch vom tatsächlichen Marktpreis) mit ungefähr 658 Mio. EUR gerechnet.

ENTWICKLUNG DES UNTERSTÜTZUNGSVOLUMENS 2004–2013 SOWIE PROGNOSE FÜR 2014 in Mio. €											
Energieträger	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
	Marktpreis 3,06 Cent/kWh	Marktpreis 3,79 Cent/kWh	Marktpreis 5,21 Cent/kWh	Marktpreis 5,11 Cent/kWh	Marktpreis 6,43 Cent/kWh	Marktpreis 5,91 Cent/kWh	Marktpreis 4,58 Cent/kWh	Marktpreis 5,35 Cent/kWh	Marktpreis 5,21 Cent/kWh	Marktpreis 4,51 Cent/kWh	Marktpreis 3,60 Cent/kWh
Windkraft	50	75	71	74	42	49	78	56	83	152	251
Biomasse fest	26	43	87	156	142	160	184	171	179	189	215
Biogas	18	25	32	51	61	60	63	58	68	74	81
Biomasse flüssig	2	3	5	10	4	3	3	1	0	0	0
Photovoltaik	8	8	8	8	9	11	13	17	32	53	87
Anderer unterstützter Ökostrom	3	2	1	3	1	1	2	1	0	0	1
Summe „Sonstiger“ Ökostrom	108	155	205	303	259	284	343	304	362	468	635
Kleinwasserkraft (OeMAG)	77	67	-7	12	-7	-4	7	4	1	1	23
Summe unterstützter Ökostrom	184	223	198	315	252	280	350	308	363	470	658

Tabelle 5

Entwicklung des Unterstützungsvolumens 2004–2013 sowie Prognose für 2014

Quelle: E-Control, OeMAG/Öko-BGVs

Kostenentwicklung für Endverbraucher

Nachdem das ÖSG 2012 mit 1. Juli 2012 vollständig in Kraft trat, ist ein Aufbringungsmechanismus wirksam, der sich neben der Ökostrompauschale (früher Zählpunkt-pauschale) aus einem prozentuellen Aufschlag auf das Netznutzungsentgelt und das Netzverlustentgelt sowie Kosten für die Herkunftsnachweise zusammensetzt. Die Ökostromförderbeitragsverordnung 2012 sah einen Aufschlag von 15,4% für das 2. HJ 2012 vor. Für das Jahr 2013 betrug dieser

Aufschlag 24,07% und für das Jahr 2014 waren es 32,65%.

Für 2015 wurde von Seiten der E-Control eine erste grobe Abschätzung getroffen. Kernpunkte dieser Abschätzung sind

- > die Entwicklung der von der OeMAG abgenommenen Mengen.
- > Etwaige Über- oder Unterdeckungen der Vorjahre welche 2015 wirksam wären, wurden nicht berücksichtigt.

Für das Jahr 2015 ist neben dem Ökostromförderbeitrag auch die Ökostrompauschale neu festzulegen. Das ÖSG 2012 sieht dazu Folgendes vor:

„§ 45. (4) Für die dem Kalenderjahr 2014 folgenden Jahre hat der Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend die für die einzelnen Netzebenen geltenden Ökostrompauschalen alle drei Jahre mit Verordnung neu festzusetzen. Dabei ist von folgenden Kriterien auszugehen:

1. von den für die Förderung von Ökostrom, einschließlich Investitionszuschüsse für Ablaube, kleine und mittlere Wasserkraft sowie Förderungen gemäß KWKG-Gesetz, erforderlichen Mitteln sind, basierend auf Prognosen, 38% durch jene Mittel abzudecken, die durch die Ökostrompauschale vereinnahmt werden;
2. die in Abs. 2 ausgewiesenen Ökostrompauschalen sind im gleichen Verhältnis so anzupassen, dass 38% der erforderlichen Mittel durch die aus der Verrechnung der Ökostrompauschale vereinnahmten Mittel abgedeckt werden.“

Die Basis zur Festlegung bildet die Summe aus den ausbezahlten Einspeisetarifen, den

Systemkosten und den Investitionszuschüssen abzüglich des Marktwertes des Stroms und den Erlösen aus dem Verkauf der Herkunftsnachweise. Die Ökostrompauschale hat 38% der dafür nötigen Mittel abzudecken.

Bei dieser Abschätzung würde der Ökostromförderbeitrag auf ungefähr 28% fallen, da durch die gestiegene Ökostrompauschale anstatt ungefähr 106 Mio. EUR im Jahr 2015 prognostizierte 285 Mio. EUR eingenommen werden sollten.

In Tabelle 6 ist die Kostenentwicklung für einen Haushalt mit einem Verbrauch von 3.500 kWh dargestellt. Bei den Berechnungen für das Jahr 2012 wurde der neue Aufbringungsmechanismus auf das gesamte Jahr 2012 hochgerechnet. Für 2015 wurden jeweils erste grobe Prognosen vom Jahresbeginn 2014 herangezogen.

In Tabelle 7 ist eine Berechnung für ein Industrieunternehmen mit einem Verbrauch von 55.000 MWh dargestellt. Aufgrund der Staffelung der Systementgelte fällt die relative Steigerung hier geringer aus.

ENTWICKLUNG DER ÖKOSTROMKOSTEN FÜR EINEN HAUSHALT

mit einem Verbrauch von 3.500 kWh

	2012		2013		2014		2015	
	EUR/a	Cent/kWh	EUR/a	Cent/kWh	EUR/a	Cent/kWh	EUR/a	Cent/kWh
Ökostromförderbeitrag	26,5	–	42,5	–	57,0	–	48,0	–
Ökostrompauschale	11	–	11	–	11	–	30	–
Kosten Herkunftsnachweise	0,5	–	0,5	–	0,4	–	1,0	–
Summe Öko-Förderungen (exkl. USt)	27	0,77	54	1,54	68	1,95	78,4	2,24
Summe Öko-Förderungen (inkl. USt)	32,4	0,93	65	1,85	82	2,35	94,0	2,69

Tabelle 6
Entwicklung der Ökostromkosten für einen Haushalt mit einem Verbrauch von 3.500 kWh

Quelle: E-Control

ENTWICKLUNG DER ÖKOSTROMKOSTEN FÜR EIN INDUSTRIEUNTERNEHMEN AUF NE 3
mit einem Verbrauch von 55.000 MWh und einer Leistung von 12 MW

	2012		2013		2014		2015	
	EUR/a	Cent/kWh	EUR/a	Cent/kWh	EUR/a	Cent/kWh	EUR/a	Cent/kWh
Ökostromförderbeitrag	114.274	–	206.156	–	224.650	–	151.417	–
Ökostrompauschale	35.000	–	35.000	–	35.000	–	94.730	–
Kosten Herkunftsnachweise	8.250	–	8.250	–	5.500	–	8.948	–
Summe Öko-Förderungen	157.524	0,29	249.406	0,45	265.150	0,48	255.095	0,46

Tabelle 7
Entwicklung der Ökostromkosten für ein Industrieunternehmen auf NE 3 mit einem Verbrauch von 55.000 MWh und einer Leistung von 12 MW

Quelle: E-Control

Durchschnittliche Einspeisetarife

In Abbildung 13 ist der Verlauf der durchschnittlichen Einspeisetarife von 2003 bis 2013 dargestellt. Die durchschnittlichen Einspeisetarife errechnen sich aus dem Vergütungs-

volumen pro Technologie geteilt durch die jeweils unterstützte Menge. Etwaige Zuschläge sind bei dieser Berechnung inkludiert.

ENTWICKLUNG DER DURCHSCHNITTLICHEN EINSPEISETARIFE 2003–2013 in Cent/kWh

- Photovoltaik (rechts) —
- Biogas (links) —
- Biomasse fest (links) —
- Windkraft (links) —
- Kleinwasserkraft (links) —
- Marktpreis (links) —



Abbildung 13
Entwicklung der durchschnittlichen Einspeisetarife 2003–2013

Quelle: E-Control, OeMAG

Wie bereits im letzten Bericht angemerkt, ist aufgrund der deutlich geringeren Tarife für Neuanlagen nur bei der Photovoltaik eine wirkliche Reduktion des durchschnittlichen Einspeisetarifs zu erkennen. Hier wird es auch in den kommenden Jahren zu einer Reduktion des durchschnittlichen Einspeisetarifs kommen. Vor allem im Bereich Biogas und Wind machen sich die gestiegenen Einspeisetarife für Neuanlagen bemerkbar, wobei vor allem im Bereich der Windkraft in den kommenden Jahren aufgrund des Ausbaus mit einem weiteren Anstieg des durchschnittlichen Einspeisetarifs zu rechnen ist, da die

neuen Tarife weiterhin teils deutlich über jenen aus den Jahren bis 2009 liegen.

Ebenfalls wurde im letzten Bericht bereits angeführt, dass sich im Bereich der festen Biomasse und Biogas die Steigerungen eher moderat auswirken sollten, obwohl die aktuell gültigen Einspeisetarife ebenfalls über den durchschnittlichen liegen. Dies liegt daran, dass die zusätzlich zur Verfügung stehenden Mittel im Vergleich zu den aktuell ausbezahlten Mitteln eher gering ausfallen. Hier machen sich Änderungen bei den bestehenden Anlagen deutlicher bemerkbar.

Ausgleichsenergieaufwendungen für den geförderten Ökostrom

Der von der OeMAG abzunehmende Ökostrom wird täglich per Fahrplan im Voraus den Stromhändlern zugewiesen. Abweichungen zwischen den Prognosewerten und den tatsächlichen Ökostrommengen werden im Augenblick von der OeMAG ausschließlich über Ausgleichsenergie geglättet. Die Komponenten der Regelreservekosten, aus denen sich die Ausgleichsenergiekosten zusammensetzen, sind in den vergangenen Jahren jedoch gestiegen, hauptsächlich verursacht durch geringen Wettbewerb am Regelreservemarkt und die wachsende Menge volatiler erneuerbarer Einspeisung mit mangelnder Nutzung kurzfristiger Prognosen.

Eine Aufrollung mit Nachverrechnung der Verrechnungspreise erfolgt nur, wenn eine Toleranzgrenze in Höhe von 2% für beide Kategorien gemeinsam (bzw. separate Toleranzgrenze

für sonstigen Ökostrom in Höhe von 3%) als Abweichung vom Fahrplan zu tatsächlicher Erzeugung überschritten wird. Im Jahr 2013 betrug die Abweichung von der Fahrplanzuweisung zu tatsächlich eingespeisten Mengen 0,42% (siehe Tabelle 8).

In der folgenden Tabelle 9 sind die Mengen und Aufwendungen der OeMAG für Ausgleichsenergie 2013 dargestellt. Bei einer Ökostromabnahmemenge von insgesamt 7.140 GWh wurden 483 GWh Ausgleichsenergie bezogen und 457 GWh geliefert, das sind in Summe 939 GWh. Der effektive Ausgleichsenergieaufwand beläuft sich auf 39 Mio. EUR. Insgesamt müssen für eine kWh Ökostrom, die von der OeMAG abgenommen wird, im Durchschnitt noch 0,55 Cent für Ausgleichsenergie bezahlt werden.

Tabelle 8
 Ökostrom-Abweichungen:
 Fahrplanzuweisung zu
 tatsächlich eingespeisten
 Mengen in 2013

ÖKOSTROM-ABWEICHUNGEN: FAHRPLANZUWEISUNG ZU TATSÄCHLICH EINGESPEISTEN MENGEN IN 2013					
Österreich *)	1. Quartal	2. Quartal	3. Quartal	4. Quartal	2013
Zuweisung (Prognose) in MWh	1.723.961	1.837.848	1.651.046	1.951.135	7.163.989
Erzeugung (IST) in MWh	1.735.864	1.899.782	1.573.324	1.928.997	7.137.967
Ausgleichsenergie (AE) in MWh	11.902	61.934	-77.721	-22.138	-26.023
Abweichung **)	-0,69%	-3,26%	4,94%	1,15%	0,42%

+ ... Prognose > Ist
 - ... Prognose < Ist

*) Der Wert für Gesamtösterreich ergibt sich aufgrund einer gewichteten Bewertung der Regelzonergebnisse.

**) AE-Abweichung in % - bezogen auf die Erzeugung

Quelle: OeMAG, E-Control

Tabelle 9
 Ausgleichsenergie (AE)
 in 2013: Mengen und
 Aufwendungen für Österreich

AUSGLEICHSENERGIE (AE) IN 2013: MENGEN UND AUFWENDUNGEN FÜR ÖSTERREICH		Österreich gesamt
Ökostromabnahme	GWh	7.140
	Mio. €	747
AE-Bezug durch OeMAG	GWh	483
	Mio. €	35
AE-Lieferung durch OeMAG	GWh	-457
	Mio. €	5,6
Summe AE - direkter Aufwand (Mio. €)		40
Summe effektive AE (GWh)¹⁾		939
Summe effektiver AE - Aufwand (Mio. €)²⁾		39
AE - Aufwendungen pro kWh Ökostrom (Cent/kWh)		0,55

1) AE-Lieferung in GWh hat zwar ein negatives Vorzeichen, wird hier aber betragsmäßig addiert, um die Gesamtabweichung darzustellen.

2) Quelle: Gutachten zu den aliquoten AE-Aufwendungen, April 2013

Quelle: OeMAG

Die Ausgleichsenergieaufwendungen sind von 28 Mio. EUR in 2012 auf 39 Mio. EUR angestiegen und haben damit einen neuen Höchstwert erreicht. In der Dokumentation zu den aliquoten Aufwendungen für Ausgleichsenergie wurden diese mit 1,139 Cent/kWh

für Windkraftanlagen und 0,125 Cent/kWh für die übrigen Ökostromanlagen errechnet. Diese sind bei der Bestimmung des kontrahierbaren Einspeisetarifvolumens entsprechend zu berücksichtigen.

In der nachfolgenden Tabelle 10 wird die vergütete Ökostrommenge sowie jene Menge aus Windkraftanlagen den Ausgleichsenergiemengen und den entsprechenden Kosten gegenübergestellt.

EFFEKTIVE AUSGLEICHSENERGIE IM VERGLEICH ZUR ABNAHME VON WIND UND ÖKOSTROM in GWh bzw. in Mio. €										
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Ökostromabnahme (inkl. Kleinwasserkraft) in GWh	5.439	5.773	5.110	5.757	5.440	5.147	5.905	5.452	6.152	7.140
Eingespeiste Windkraft in GWh	924	1.328	1.738	2.019	1.988	1.915	2.019	1.883	2.386	2.970
Summe Ausgleichsenergiemenge in GWh	613	728	873	865	768	709	675	656	726	939
Summe Effektive Ausgleichsenergiekosten in Mio. €	10,42	22,11	26,03	17,11	18,65	10,84	8,67	10,57	27,74	39,02

Tabelle 10

Entwicklung der effektiven Ausgleichsenergie verglichen mit der Abnahme von Wind und Ökostrom gesamt (2004–2013)

Quelle: Meldungen der OeMAG bzw. Öko-BGVs, Gutachten zu den Aliquoten AE und Verwaltungsaufwendungen

Zwischen 2007 und 2010 konnten die Windkraftprognosen für bestehende Anlagen verbessert und der Ausgleichsenergiebedarf sowie die effektiven Ausgleichsenergiekosten sukzessive reduziert werden. Der Anstieg der Ausgleichsenergiekosten in den vergangenen Jahren beruht auf mehreren Effekten.

Es kam weiterhin zu einem starken Ausbau im Bereich der Windkraft, und eine zufriedenstellende Abbildung neuer Windkraftanlagen in der Prognose ist immer erst nach Sammlung von Erfahrungswerten möglich. Weiters lässt sich dies nur unter Zuhilfenahme von kurzfristigen Prognosen (nicht lediglich am Vormittag des Vortages) entsprechend abbilden.

Grundsätzlich ist die OeMAG laut § 37 (4) dazu verpflichtet, die Aufwendungen für Ausgleichsenergie zu minimieren:

„§ 37 (4) Die Ökostromabwicklungsstelle ist verpflichtet, alle Möglichkeiten der Minimierung der Aufwendungen für die Ausgleichsenergie auszuschöpfen. Sie ist ermächtigt, alle zur Einhaltung der Fahrpläne erforderlichen Maßnahmen zu ergreifen, insbesondere auch den Ein- und Verkauf von elektrischer Energie vorzunehmen. Sie hat eine Abschätzung der für Windkraftanlagen erforderlichen Aufwendungen für Ausgleichsenergie in der Bilanz gesondert darzustellen.“

Wie eingangs aber erwähnt, gleicht die OeMAG Abweichungen ausschließlich über den Bezug bzw. die Lieferung von Ausgleichsenergie ab, wo die Preise abhängig von der Lage der Regelzone und der Abweichung der Bilanzgruppe wesentlich höher sein können als z.B. im Intraday-Markt. Im Bereich der Windkraft stehen kurzfristige Prognosen (ei-

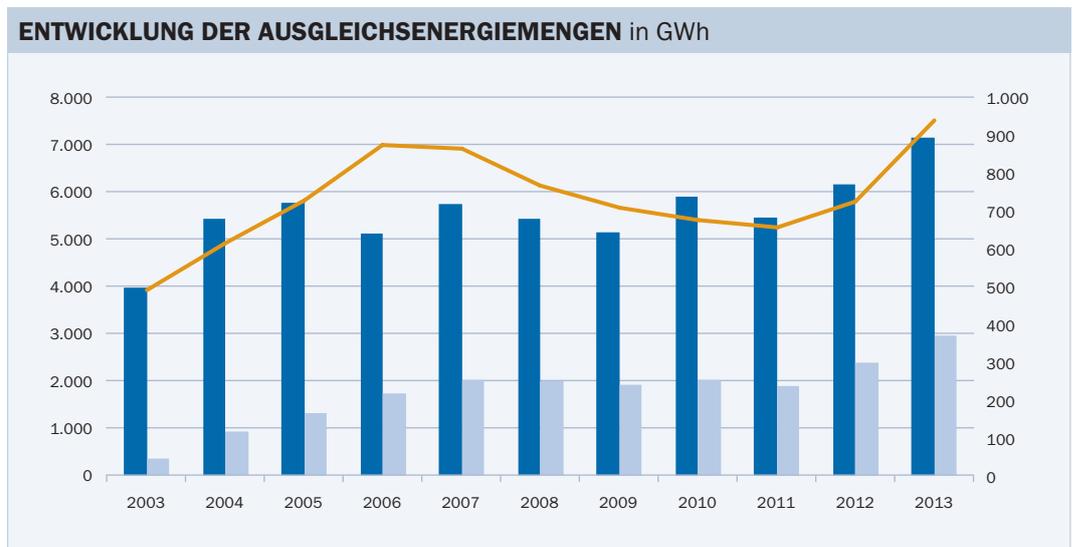


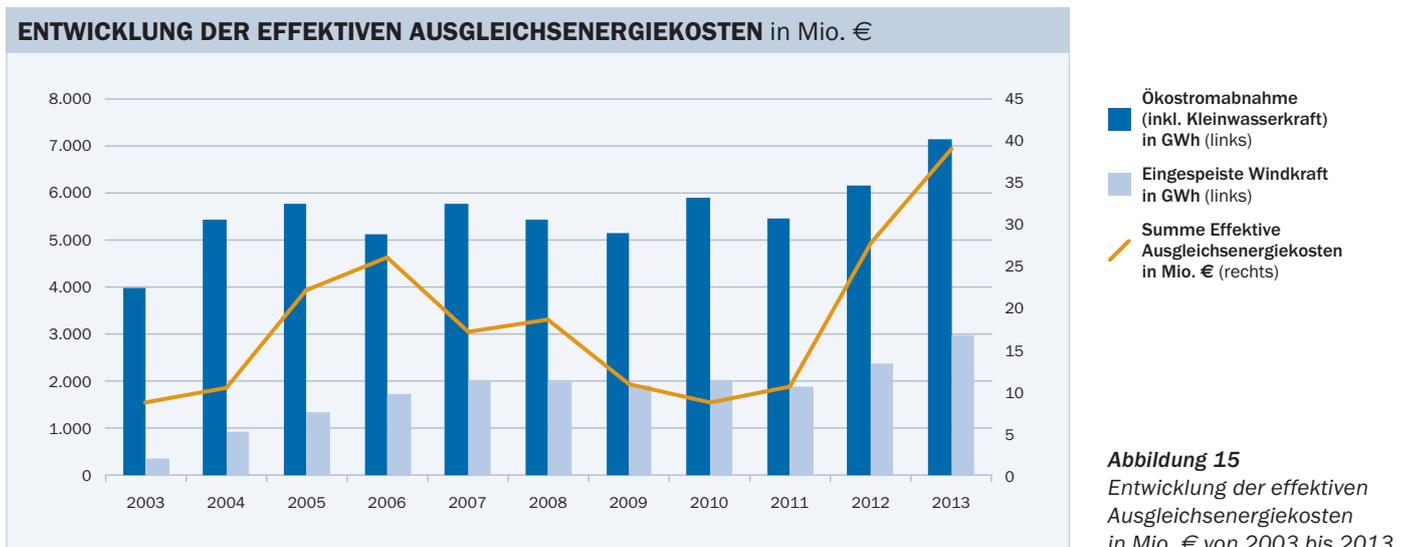
Abbildung 14
Entwicklung der Ausgleichsenergiemengen in GWh von 2003 bis 2013

Quelle: Meldungen der OeMAG bzw. Öko-BGVs, Gutachten zur Aliquoten AE

nige Stunden Vorlauf) zur Verfügung, welche i.A. weniger Abweichungen haben. Die Fahrpläne für den nächsten Tag werden jedoch basierend auf jenen des Vortages erstellt und um 10:00 Uhr an die Marktteilnehmer übermittelt, d.h. mit einer Vorlaufzeit zwischen 14 und 38 Stunden. Ein kurzfristiger Ausgleich von Prognoseabweichungen, wenn z.B. eine Windfront falsch prognostiziert wird, wird nicht betrieben. Durch die großen Mengen an Windkraft, die mittlerweile von der OeMAG kontrahiert werden, passiert es, dass die OeMAG bei einer Fehlprognose, die nicht durch zusätzliche kurzfristige Handelstransaktionen ausgeglichen wird, die gesamte Regelzone beeinflusst, was zu äußerst hohen

Kosten für einen kurzen Zeitraum führen kann. Andere Bilanzgruppen nutzen die Möglichkeit, sich Abweichungen der Regelzone entgegenzustellen, und können damit die Kosten für Ausgleichsenergie verringern.

Um den im vergangenen Jahr stark gestiegenen Ausgleichsenergiekosten entgegenzuwirken, hat die E-Control nationale Initiativen zur Belegung des Regelreservemarktes und internationale Kooperationen zur Eindämmung der Kosten für Regelreserve eingeleitet. Im Augenblick beteiligen sich am Regelenergiemarkt beinahe ausschließlich die großen Erzeuger. Von Seiten der E-Control wurden Maßnahmen gesetzt, um die Teilnahme an



Quelle: Meldungen der OeMAG bzw. Öko-BGVs, Gutachten zur Aliquoten AE

diesem Markt auch für neue Teilnehmer, wie industrielle Verbraucher und erneuerbare Erzeuger, zu erleichtern. Dazu wurden z.B. die Zugangsregeln vereinfacht und angepasst. Eine Maßnahme zur Verringerung der Ausgleichsenergiekosten sollte auch die Nutzung der kurzfristigen Winderzeugungsprognosen zum Ausgleich am Markt sein. Gleichzeitig wurde von der OeMAG eine Ausschreibung hinsichtlich der kurzfristigen Vermarktung von gefördertem Ökostrom durchgeführt.

geförderten Ökostrom stieg von 39% im Jahr 2012 auf 42% im Jahr 2013. Der Anstieg der Ausgleichsenergiekosten im Jahr 2013 wurde von der Vielzahl an neuen Anlagen und dem damit verbundenen Zuwachs bei der von der OeMAG abgenommenen Menge beeinflusst. Aufgrund der nicht genutzten Vermarktungsalternativen kam es hier somit zu einem deutlichen Anstieg.

In Abbildung 14 und Abbildung 15 werden die abgenommenen Mengen den Ausgleichsenergiemengen und deren Kosten gegenübergestellt. Der Anteil der Windenergie am

ZIELERREICHUNGSGRAD

Der Ökostrombericht beschäftigt sich nun noch einmal mit den Zielen aus dem Ökostromgesetz. Dabei wird, wie im vergangenen Jahr, abgeschätzt, inwieweit die Ziele bis

2015 bzw. 2020 tatsächlich erreicht werden können. Die im ÖSG 2012 definierten Ziele werden vorab in Tabelle 11 noch einmal dargestellt.

AUSBAUZIELE LAUT ÖSG 2012 – ZUSÄTZLICHE INSTALLIERTE LEISTUNG				
	2015		2020	
	MW	GWh	MW	GWh
Wasserkraft	700	3.500	1.000	4.000
Windkraft	700	1.500	2.000	4.000
Biomasse und Biogas	100	600	200	1.300
Photovoltaik	500	500	1.200	1.200

Tabelle 11
Ausbauziele laut ÖSG 2012
– zusätzliche installierte
Leistung

Quelle: E-Control

Die Prognose des letzten Jahres wird hier mit den aktuellsten Zahlen nochmals upgedated, wobei die Zielerreichung weiterhin hauptsächlich von den folgenden drei Parametern abhängt:

- > Höhe der Förderung der einzelnen Technologien
- > Höhe des gesamten zusätzlichen Fördervolumens
- > Marktpreis

Der erste Punkt – die Höhe der Förderungen – wird durch die Ökostrom-Einspeisetarifverordnung in regelmäßigen Abständen angepasst. Der zweite Punkt wird im Ökostromgesetz selbst geregelt. Der Marktpreis stellt eine exogene und unbeeinflussbare Variable dar.

Kurzfristige Anpassungen und Änderungen können also via Ökostrom-Einspeisetarifver-

ordnung und langfristige Anpassungen via Ökostromgesetz bewerkstelligt werden, während der Marktpreis als gegeben hingenommen werden muss.

Um eine Abschätzung für die Zielerreichung 2015 und 2020 abgeben zu können, wurde der Fokus auf den Zeitraum ab 2010 gelegt.²

In Tabelle 12 ist pro Technologie die Summe der zusätzlichen Leistung der Jahre 2010 bis 2014 angeführt, welche aufgrund des jährlichen zusätzlichen Unterstützungsvolumens, aufgrund von Investitionszuschüssen (nur bei der Kleinwasserkraft der Fall) und aufgrund des Wartelistenabbaus kontrahiert werden konnte. Der daraus erzeugte Strom wurde mittels der Volllaststunden, welche in § 23 (5) ÖSG 2012 angeführt sind, errechnet. Für die Photovoltaik ergibt sich so z.B. eine zusätzliche Strommenge von 432 GWh pro Jahr, welche

² Anmerkung: Von der OeMAG wurden sowohl Daten zur zusätzlich unter Vertrag genommenen Leistung der Jahre 2010 bis 2013 als auch Daten zu den Investitionsförderungen (Näheres dazu siehe Abschnitt 4.2) von Kleinwasserkraftanlagen in diesem Zeitraum zur Verfügung gestellt.

auf einer Leistung von 454 MW beruht. In der folgenden Analyse wurde angenommen, dass all diese Anlagen mit Ende 2014 fertiggestellt worden wären und ab 2015 voll einspeisen.³

Die folgende Tabelle 13 zeigt in einem beispielhaften Szenario, inwiefern die Ziele bis 2020 bei den einzelnen Technologien erreicht werden, wenn die aktuellen Ausbaumengen

bis 2020 weiter aufrecht bleiben. Dabei handelt es sich um eine lineare Fortsetzung, wobei der Zuwachs von 2012 auf 2013 für die kommenden Jahre konstant fortgeschrieben wurde. Gemäß dieser Methodik ist vorerst nur bei der Windkraft eine Zielerreichung zu erwarten. Bei allen anderen Technologien reicht die aktuelle Ausbaugeschwindigkeit dafür nicht aus.

ZUSÄTZLICHE VON DER OEMAG KONTRAHIERTE LEISTUNG 2010–2014						
	Unterstützungs- volumen	Investitions- zuschuss	Wartelisten- abbau	Summe	Volllast- stunden	erzeugter Strom
	kW	kW	kW	kW	h	GWh
Wind	781.876	–	621.715	1.403.591	2.150	3.018
Photovoltaik	332.771	–	121.445	454.216	950	432
KWKW	37.842	153.590	–	191.432	4.000	766
Biomasse	27.060	–	–	27.060	6.000	162
Biogas	20.410	–	–	20.410	7.000	143

Tabelle 12
Zusätzliche von der OeMAG
kontrahierte Leistung
2010–2014

Quelle: OeMAG, E-Control

ZIELABWEICHUNG BIS 2020 GEMÄSS AKTUELLEM AUSBAUPFAD													
2010 – 2020	Jährlicher Zuwachs: Durchschnitt der letzten 3 Jahre in GWh											Ziel zusätzlich in GWh	Differenz zum Ziel
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020		
Kleinwasserkraft	0	-270	-163	113	389	665	941	1.217	1.493	1.769	2.045	2.000	-45
Wind	0	-136	367	951	1.535	2.119	2.703	3.287	3.871	4.455	5.039	4.000	-1.039
PV	0	13	75	189	303	417	531	645	759	873	987	1.200	213
Biomasse (fest + Gas)	0	-37	11	31	51	71	91	111	131	151	171	1.300	1.129

Tabelle 13
Zielabweichung bis 2020 gemäß aktuellem Ausbaupfad

Quelle: OeMAG, E-Control

³ Anmerkung: In Realität kann davon ausgegangen werden, dass es dabei zu diversen Verzögerungen kommen kann.

Die Überlegungen dazu wurden fortgeführt und insgesamt vier Szenarien entwickelt:

- > Szenario I: Marktpreis und Tarife konstant
- > Szenario II: Marktpreis konstant und Tarife sinken
- > Szenario III: Marktpreis sinkt und Tarife konstant
- > Szenario IV: Marktpreis sinkt und Tarife sinken

Die Grundlagen für diese Szenarien bilden folgende Punkte:

- > das zusätzliche jährliche Unterstützungsvolumen laut ÖSG 2012
- > die Verteilung des Resttopfes wurde ähnlich dem Jahr 2013 über die Technologien
- > ein durchschnittlicher Marktpreis von 3 bzw. 5 Cent/kWh + Fußnote Anmerkung: Aufgrund der aktuellen Preise an den Börsen ist keine Steigerung zu erwarten
- > Annahmen zur Entwicklung der Einspeisetarife, unter der Voraussetzung, dass das Kontingent dennoch immer vollständig ausgeschöpft wird

- > Annahmen, dass ab 2015 jährlich 30 MW Kleinwasserkraft mittels Investitionszuschüssen gefördert werden⁴

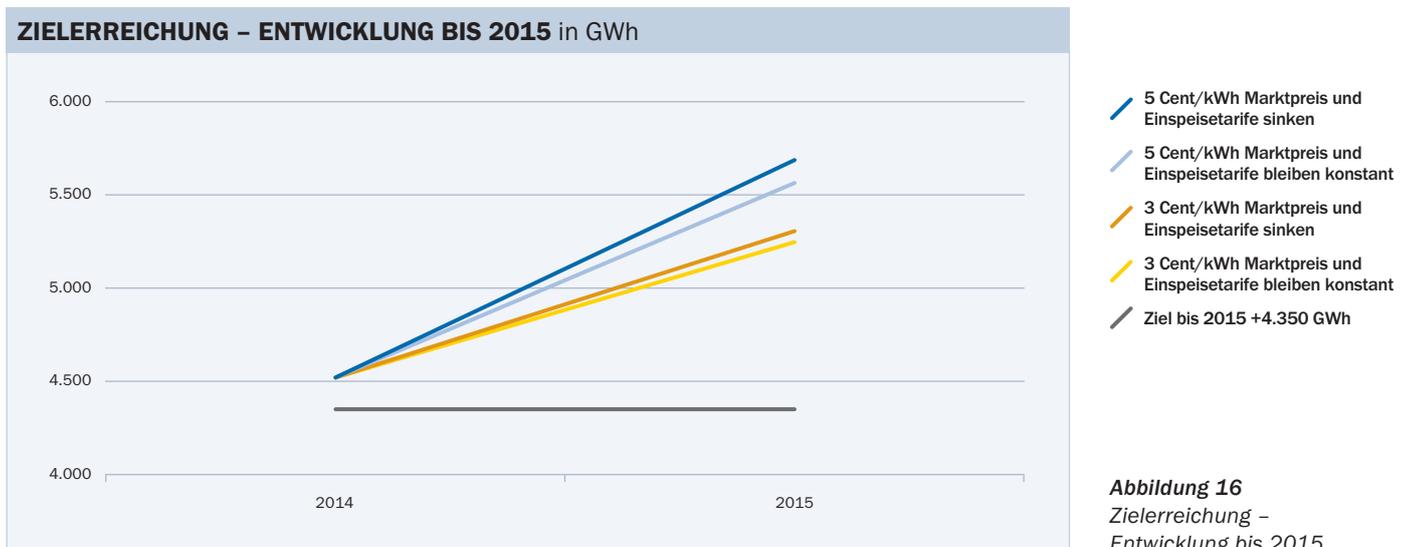
Für die verschiedenen Szenarien wurde aus dem zur Verfügung stehenden Unterstützungsvolumen, dem jeweiligen Einspeisetarif und dem Marktpreis jene Menge errechnet, die zusätzlich im jeweiligen Jahr finanziert werden kann. Bei einem höheren Marktpreis sinkt der Finanzierungsbedarf des Einspeisetarifs, wodurch mit denselben Mitteln mehr Anlagen finanziert werden können. Bei der Degression der Einspeisetarife wurden teils 0,10 Cent/kWh bzw. 2 Cent/kWh Reduktionen im Bereich der Photovoltaik angenommen. Im Bereich der Biomasse und des Biogases wurde die Einspeisetarif konstant reduziert, so dass die 2020-Ziele erreicht werden können. Daraus ergab sich für 2020 ein Tarif von 9 Cent/kWh. Dabei ist klar, dass ab einer gewissen Tarifhöhe die zur Verfügung stehenden Mittel in Realität nicht mehr ausgeschöpft werden würden.

Zielerreichung 2015

Wie in Abbildung 16 ersichtlich ist, wird das 2015-Ziel von 4.350 GWh in Summe in allen Szenarien übererfüllt, womit auch der geforderte Anteil von 15% am Gesamtstromanteil bei einer entsprechenden Entwicklung des Verbrauchs erreicht werden würde. Betrachtet man dies auf Ebene der einzelnen Technologien, so ergibt sich ein differenzierteres Bild.

Im Bereich der Windkraft sollten laut ÖSG 2012 zwischen 2010 und 2015 zusätzlich 700 MW errichtet werden (siehe Tabelle 11). Wie bereits angeführt, wurden allein aufgrund des Wartelistenabbaus 623 MW kontrahiert. Betrachtet man die zusätzlichen Mittel aus dem Unterstützungsvolumen und dem Resttopf, so ergibt sich, dass das 2015-Ziel für Windkraft mehr als erfüllt wird.

⁴ Anmerkung: Im Bereich der Kleinwasserkraft wurde im Zeitraum 2010 bis 2013 eine Leistung von 158,7 MW mittels Investitionszuschüssen gefördert.



Quelle: E-Control

Für die Kleinwasserkraft wird ein etwas stärkerer Zuwachs erwartet, als er 2013 prognostiziert wurde. Dennoch würde das 2015-Ziel weiterhin verfehlt werden, da das Gesetz zwischen 2010 und 2015 die Installation von 70% der gesamten Leistung (350 MW bis 2015 und insgesamt 500 MW bis 2020) und 87,5% der erzeugten Strommenge (1.750 GWh bis 2015 und insgesamt 2.000 GWh bis 2020) vorsieht.

Die 2015-Ziele für die Photovoltaik würden nicht zuletzt auch aufgrund des Wartelistenabbaus in allen betrachteten Szenarien übertroffen werden. Durch den Wartelistenabbau konnten 121 MW unter Vertrag genommen werden. Gleichzeitig wurde das zusätzliche Unterstützungsvolumen von 2,1 Mio. EUR

pro Jahr auf 8 Mio. EUR aufgestockt. Da die Photovoltaik eher einen geringen Anteil am Resttopf ausmacht, machen sich vor allem die gesunkenen Tarife bemerkbar, aufgrund derer das 2015-Ziel übertroffen werden kann.

Für Biogas und Biomasse ist weiterhin in keinem Fall zu erwarten, dass die 2015-Ziele erreicht werden. Von 2010 bis 2014 konnten zusätzlich 47,4 MW kontrahiert werden. Zieht man die Volllaststunden aus dem ÖSG 2012 als Berechnungsgrundlage heran, ergeben sich daraus 305 GWh. Mit dem zu Verfügung stehende Unterstützungsvolumen in Verbindung mit den gültigen Einspeisetarifen können die 2015-Ziele somit nicht erreicht werden.

Zielerreichung 2020

Die Schätzung der Zielentwicklung bis 2020 ist etwas komplexer. Es wurde ähnlich wie zuvor bei den Zielen für 2015 vorgegangen. Zum einen wurden wiederum die Tarife von 2014 fortgeschrieben bzw. entsprechend reduziert. Zum anderen wurden auch jeweils Berechnungen mit einem Marktpreis von 3 bzw. 5 Cent/kWh angestellt.

In allen Fällen können die Ziele des ÖSG 2012 in Summe erreicht werden (siehe Abbildung 17). Betrachtet man dies auf Ebene der einzelnen Technologien, so ergibt sich erneut ein etwas anderes Bild.

Betrachtet man den „worst case“ – ein durchschnittlicher Marktpreis von 3 Cent/kWh und keinerlei Degression im Bereich der Einspeisetarife, so würde das 2020-Ziel für Wind-

kraft dennoch bereits 2017 erreicht werden. Dabei wirken sich weiterhin die Mittel, die für den Wartelistenabbau zur Verfügung gestellt wurden, und die Erhöhung des Unterstützungsvolumens aus.

Für die Kleinwasserkraft ergibt die Prognose, dass der Ausbau leicht unter dem 2020-Ziel liegen würde. Verglichen mit 2015 macht sich hierbei jedoch die ungleichmäßige Zielvorgabe (+350 MW bis 2015 und +500 bis 2020 jeweils verglichen mit 2010) aus dem ÖSG bemerkbar, nachdem die Kleinwasserkraft im „worst case“-Szenario 2015 noch deutlich von den Zielen entfernt war.

Im „worst case“ Szenario wurde für die Photovoltaik von einem Einspeisetarif von 14 Cent/kWh ausgegangen. Das 2020-Ziel könnte so

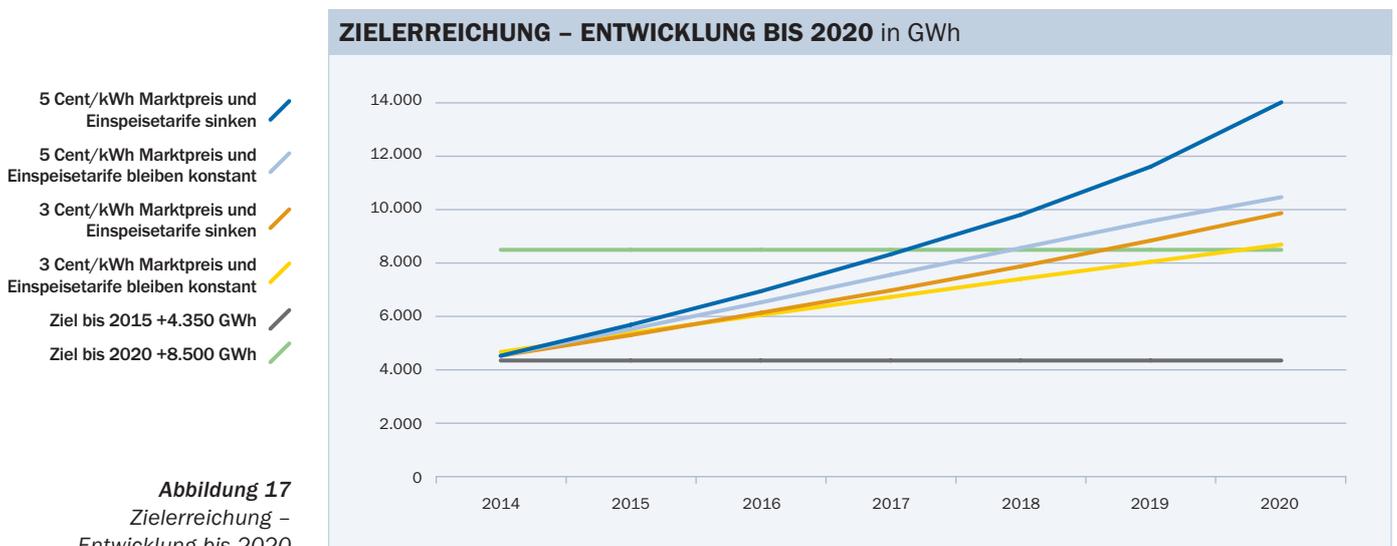


Abbildung 17
Zielerreichung –
Entwicklung bis 2020

Quelle: E-Control

weder bei einem Marktpreis von 3 Cent/kWh noch bei 5 Cent/kWh erreicht werden. Um das 2020-Ziel erreichen zu können, ist auf jeden Fall eine weitere Senkung des Einspeisetarifs notwendig. Die Entwicklung der vergangenen Jahre zeigt, dass eine entsprechende Degression der Tarife durchaus realistisch ist, wodurch auch hier das 2020-Ziel erreicht werden würde.

Im Bereich Biogas und Biomasse ist weiterhin nicht zu erwarten, dass die 2020-Ziele erreicht werden können. Sollte der durchschnittliche Marktpreis bei 5 Cent/kWh liegen und gleichzeitig die durchschnittlichen Tarife für Neuanlagen bis 2020 auf 9 Cent/kWh gesenkt werden, so könnte das 2020-Ziel mit dem entsprechenden Unterstützungsvolumen erreicht werden. Es ist aber bereits jetzt klar, dass ein Sinken der Einspeisetarife auf ein derartiges Niveau aufgrund der aufzu-

bringenden Rohstoffkosten bei diesen Technologien nicht realistisch ist.

In einer weiteren Herangehensweise wurden Auswertungen aus der Herkunftsnachweisdatenbank genutzt, um Abschätzungen zur Entwicklung des Vergütungsvolumens treffen zu können. Die zusätzlichen Mengen aus dem Wartelistenabbau wurden im Bereich der Windkraft über 2012 bis 2014 und im Bereich der Photovoltaik über 2012 und 2013 verteilt.

Für den geförderten Ökostrom wurde diese Entwicklung an Hand der folgenden Technologien betrachtet:

- > Kleinwasserkraft
- > Photovoltaik
- > Wind
- > Biomasse
- > Biogas

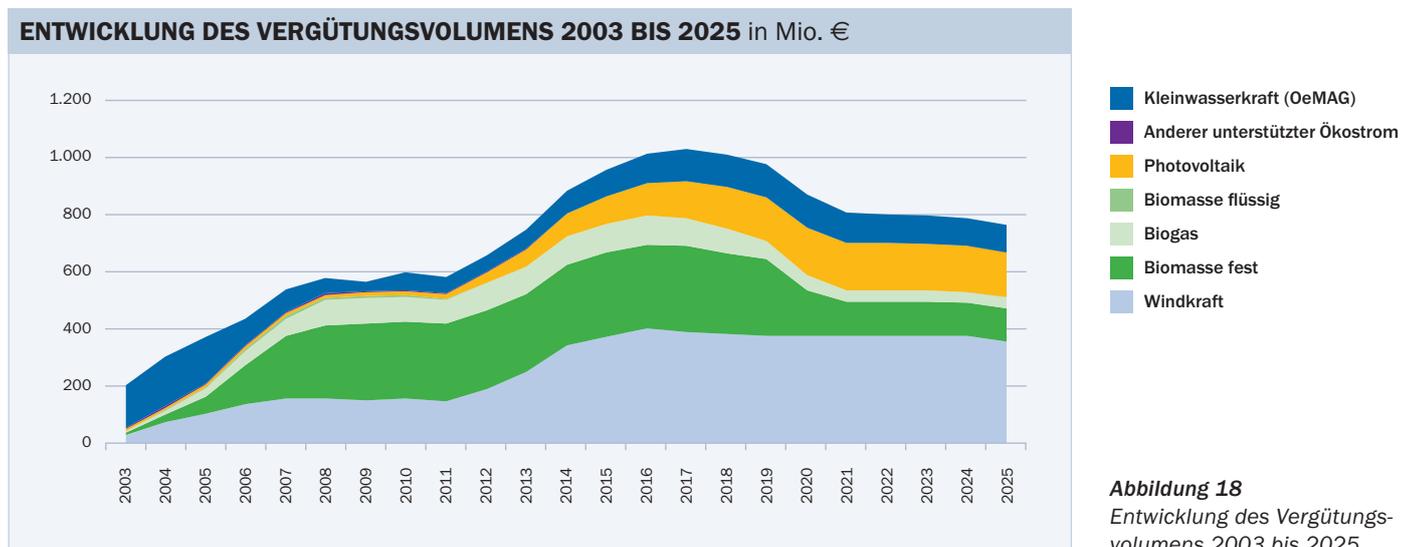


Abbildung 18
Entwicklung des Vergütungsvolumens 2003 bis 2025

Quelle: E-Control, OeMAG

Für rohstoffabhängige Technologien beträgt diese Laufzeit des gesetzlich garantierten Einspeisetarifs in der Regel 15 Jahre und für rohstoffunabhängige 13 Jahre. Mittlere Wasserkraft, welche mittels Investitionszuschüssen gefördert wird, wurde in dieser Prognose nicht berücksichtigt.

Unter der Annahme, dass die momentan gültigen Tarife für Neuanlagen sinken⁵ und jene Mengen aus dem Wartelistenabbau bei der PV und der Windkraft zeitnahe an das öffentliche Netz angeschlossen werden können, ergibt sich ein Anstieg des Vergütungsvolumens für die Summe dieser Technologien auf etwas mehr als 1 Mrd. EUR im Jahr 2017. Danach sinkt das Vergütungsvolumen hauptsächlich aufgrund des Ausscheidens von Biomasse und Biogasanlagen aus dem Vergütungssystem (siehe Abbildung 18).

Betrachtet man die damit einhergehende Entwicklung der vergüteten Mengen, so kann das 2015-Ziel in Summe erreicht werden. Basierend auf dieser Prognose ist für die einzelnen Technologien zu erwarten, dass vor allem Biomasse und Biogas hinter den Vorgaben des zusätzlichen Ausbaus zurückbleiben würden. Diese Differenz könnte durch größere Mengen im Bereich der Windkraft ausgeglichen werden. Ob das 2020-Ziel jedoch erreicht wird, kann in diesem Fall nicht eindeutig gesagt werden.

FAZIT

Betrachtet man beide Analysen, so kann man sagen, dass die Ziele für 2015 und 2020 in

Summe gesehen erreicht werden können, wenn es vor allem im Bereich der Windkraft bis 2015 zu keinen größeren Verzögerungen kommen sollte. Bei der Photovoltaik ist eine weitere Degression der Tarife notwendig und realistisch. Im Bereich der Kleinwasserkraft sollten die 2020-Ziele erreicht werden können; um jedoch die 2015-Ziele erreichen zu können bedarf es u.U. einer Umverteilung der Mittel.

Vor allem bei Biomasse und Biogas ist das Erreichen der einzelnen Ziele wenig wahrscheinlich. Dies wird aber weniger kritisch gesehen, da vor allem in diesem Bereich auf bestehende Anlagen Rücksicht genommen werden sollte. Das ÖSG 2012 selbst besagt in § 4 (4) 2, dass die Ziele für die rohstoffabhängigen Technologien gelten, „... soweit einen nachweisliche Verfügbarkeit der eingesetzten Rohstoffe gegeben ist“; und in § 20 (4) 4 wird eine Höchstgrenze für die Berücksichtigung der Rohstoffkosten definiert. Der Gesetzgeber hat abzuklären, ob das Erreichen der Gesamtziele 2015 und 2020 ausreichend ist oder ob die entsprechenden Einzelziele im Vordergrund stehen. Dabei ist zu beachten, ob oben angeführte Paragraphen insofern beurteilt werden können, als dass für Biomasse und Biogas entsprechende Rohstoffe aufgrund der momentanen Kostenstruktur nicht vorhanden sind. Ein Anstieg der Tarife bzw. Investitionszuschüsse bei den einzelnen Technologien würde sich insofern negativ auf die Zielerreichung auswirken, als dass mit den zur Verfügung stehenden Mittel weniger Anlagen unterstützt werden können.

⁵ Anmerkung: Es wurde ebenfalls angenommen, dass das gesamte zusätzliche Unterstützungsvolumen durch die einzelnen Technologien zum jeweiligen Tarif in Anspruch genommen wird.

DIE ZUKUNFT DES FÖRDERSYSTEMS – AUSWIRKUNGEN DER GUIDELINES

Im letzten Bericht wurde an dieser Stelle auf die Stärken und Schwächen des aktuellen Ökostromgesetzes eingegangen und im Anschluss mittel- und längerfristige Potentiale aufgelistet. Das Gesetz hat sich seitdem nicht verändert, jedoch wurden von Seiten der Europäischen Kommission neue Leitlinien erlassen, welche in Abschnitt 2.1 zusammengefasst wurden.

Es sollen hier abermals, dieses Mal jedoch unter Berücksichtigung der neuen Leitlinien, der kurz- und mittelfristige Änderungsbedarf aus Sicht der E-Control dargestellt werden und im Anschluss mögliche Auswirkungen auf die einzelnen Technologien erörtert werden.

Generelle Voraussetzungen

Aus Sicht der E-Control gibt es unabhängig von Regelungen auf EU- und nationaler Ebene bestimmte Voraussetzungen, welche bei der Förderung von Erneuerbaren grundsätzlich beachtet werden sollten. Dazu zählen:

- > ein effizienter Mitteleinsatz
- > die Bewertung der Regelbarkeit und Verfügbarkeit
- > die Abbildung der negativen externen Effekte
- > die transparente Darstellung jeglicher Förderung
- > Forcierung von Kooperationsmechanismen

KURZFRISTIGER ÄNDERUNGSBEDARF

Kurzfristig ergibt sich aufgrund des Rechtscharakters der Leitlinien kein Handlungsbedarf. Generell ist aber zu vermerken, dass vor allem der im Gesetz verankerte Tarife für PV-Anlagen (Netzparitätstarif) nicht mehr zeitgemäß ist.

- > Streichung des Netzparitätstarifs im ÖSG (18 Cent/kWh vs. 12,50 Cent/kWh in der VO)

- > Auswirkungen gering, da der Resttopf hauptsächlich von den übrigen Technologien ausgeschöpft wird

Sollte das ÖSG angepasst werden, so empfiehlt es sich, tiefgreifende Reformen durchzuführen, da aufgrund der neuen Leitlinien ohnehin eine Genehmigung durch die Kommission notwendig ist.

MITTELFRISTIGER ÄNDERUNGSBEDARF

Mittelfristig ergibt sich ein größerer Änderungsbedarf, der nicht unterschätzt werden sollte. Jene zwei Punkte, die dabei am deutlichsten hervorstechen, sind zum einen eine marktbasiertere Vergabe der Fördermittel und zum anderen die Marktintegration der Erneuerbaren.

Bei der marktbasierteren Vergabe der Mittel werden in den Leitlinien Ausschreibungsverfahren favorisiert. Auch von Seiten der E-Control wird diese Variante bevorzugt, wobei die Ausgestaltung eines solchen (Über-

Unterbieten, Sicherheiten ...) sehr kritisch ist. Es sollten frühzeitig mögliche Alternativen erarbeitet und getestet werden.

Zur Marktintegration der Erneuerbaren gibt es mehrere entscheidende Unterpunkte. Primär muss auch im Bereich der Erneuerbaren die Produktion in Abhängigkeit von Marktsignalen erfolgen. Als Extrembeispiel gilt z.B. die Einspeisung trotz eines negativen Marktpreises. Die optimale Lösung (ausgenommen rohstoffabhängige Technologien) wäre eine einmalige Zahlung in Kombination mit einer Ausschreibung und der Anlagenbetreiber vermarktet in der Folge den Strom. Beim Thema

Marktintegration darf nicht vergessen werden, dass derartige Regelungen grundsätzlich für Neuanlagen gelten. Für Altanlagen müsste ein zusätzlicher Anreiz geschaffen werden, damit diese freiwillig in ein neues System wechseln. Zusätzliche Prämien oder Einmalzahlungen könnten als Anreiz für den Umstieg bereits kontrahierter Anlagen genutzt werden. In einem Prämiensystem sollte die Ausgestaltung der Prämie derart flexibel gestaltet werden, dass die Anlagenbetreiber marktübliches Verhalten erlernen können und sich neue Geschäftsmodelle in der Vermarktung von fluktuierenden Erneuerbaren entwickeln können.

Technologiespezifische Auswirkungen

Es ist grundsätzlich nicht zu erwarten, dass Änderungen im ÖSG tatsächlich Auswirkungen auf den Marktpreis haben bzw. den Börsenpreis beeinflussen. Dieser ist vielmehr vom deutschen getrieben. Aus Sicht der E-Control sollen:

- > technologiespezifische Vermarktungsmodelle entwickelt werden, welche die
- > Vor- und Nachteile der einzelnen Technologien ausnutzen, denen eine
- > marktbasierete Vermarktung zugrunde liegt und welche dadurch
- > höhere Erträge als den Börsenpreis erzielen können.

Generell soll nochmals erwähnt werden, dass eine Vergabe (von Investitionsförderungen oder von Prämien) marktbasierete, z.B. durch Ausschreibungen, erfolgen soll. Welche Aus-

wirkungen wären für die einzelnen Technologien zu erwarten?

KLEINWASSERKRAFT

Hier ist auch weiterhin mit einem stetigen Zubau zu rechnen – unabhängig von der Förderung. Aus Sicht der E-Control war die Einführung von Einspeisetarifen ein Schritt zurück. Hier sollte wieder auf reine Investitionsförderungen umgestellt werden und damit die bereits erwähnte Selbstvermarktung gefördert werden.

WIND

Es ist mit einem kontinuierlichen Zubau zu rechnen. Neben den Förderbedingungen (sollte es Förderungen geben, ist damit zu rechnen, dass diese ausgenutzt werden) werden vermehrt länderspezifische ordnungspo-

litische Einschränkungen (Windzonenpläne, Genehmigungen ...) entscheidend sein. Auch hier wird von Seiten der E-Control eine Investitionsförderung favorisiert, wobei abzuklären ist, wie diese finanziert werden könnte. Dadurch würde auch vermehrt Wind selbstvermarktet und es könnten sich entsprechende Geschäftsmodelle entwickeln. Es wird sich mittelfristig die Frage verbleibender wirtschaftlich ertragreicher Potential und dem Repowering ergeben.

PHOTOVOLTAIK

Wie bei der Kleinwasserkraft und dem Wind ist auch bei der Photovoltaik weiterhin mit einem stetigen Zubau zu rechnen. In diesem Fall würde dies unabhängig von der Förderung geschehen. Hier sollte der Umstieg auf eine reine Investitionsförderung in Verbindung mit einer Ausschreibung am einfachsten zu realisieren sein, wobei entsprechend dimensionierte PV-Anlagen allein aufgrund eines entsprechenden Eigenverbrauchs auch ohne Förderung bereits wirtschaftlich betrieben werden können. Etwaige Anreize oder Maßnahmen zur Erhöhung des Eigenverbrauchs sollten hier angedacht werden.

ROHSTOFFABHÄNGIGE ANLAGEN – ALLGEMEIN

In diesem Bereich ist mit einer Stagnation bzw. einem stetigen Rückgang zu rechnen. Grundsätzlich gilt jedoch zu sagen, dass die anfallende Wärme zukünftig stärker genutzt werden muss, z.B. durch höhere Anforderungen im Bereich des gesetzlich vorgeschriebenen Brennstoffnutzungsgrades. Gleichzeitig muss die flexible Nutzung gewährt sein, da gerade diese Technologien Angebots- und Nachfrage-

differenzen ausgleichen können. Auch dazu bedarf es einer Abkehr von fixen Einspeisetarifen. Fraglich ist, wie es mit den bestehenden Anlagen nach der Tariflaufzeit weitergeht. Die Leitlinien schließen eine Betriebsförderung nach Abschreibung der Anlage jedoch nicht explizit aus, sondern ermöglichen unter gewissen Voraussetzungen eine, über die ursprüngliche Tariflaufzeit hinausgehend, Förderung bestehender Anlagen.

BIOGAS

Weiterer Zubau wird stark abhängig von Förderungen sein, wobei eher mit einem Rückgang zu rechnen ist. Mit einer Marktreife in dem Sinne, dass die Technologie ohne jegliche Unterstützung am Markt teilnimmt, ist nicht zu rechnen. In neuen Anlagen sollten vermehrt bzw. ausschließlich Reststoffe zum Einsatz kommen. Im Bereich der Bestandsanlagen ist eine Marktkonsolidierung anzustreben. Sehr viele Anlagen wurden unter falschen Gesichtspunkten geplant und errichtet. Hauptaugenmerk ist hierbei z.B. eine unzureichende oder gar keine Nutzung der anfallenden Wärme.

BIOMASSE

Für den Zubau gilt das Gleiche wie für Biogas – er wird von Förderungen abhängig sein, wobei eher mit einem Rückgang zu rechnen ist. Mit einer Marktreife in dem Sinne, dass die Technologie ohne jegliche Unterstützung am Markt teilnimmt, ist auch hier nicht zu rechnen. Im Bereich der Biomasse ist vor allem eine verstärkte kaskadische Nutzung der eingesetzten Biomasse für neue Anlagen anzustreben.

Impacts

Im Bereich der Windkraft wird sich die Ausbaugeschwindigkeit der vergangenen Jahre wahrscheinlich leicht reduzieren. Mit dem Umstieg weg von fixen Einspeisetarifen geht eine generelle Risikoerhöhung für Anlagenbetreiber einher. Eventuell wird das System für unabhängige, kleine Anlagenbetreiber aufgrund der Selbstvermarktung komplexer und folglich unattraktiver. Gleichzeitig ergeben sich natürlich auch Chancen für neue Vermarktungsmodelle (z.B. Pooling), welche auch den Fortbestand von Anlagen, die zu-

künftig aus dem Fördersystem fallen werden, bewerkstelligen können.

Alle Änderungen würden kurz- bis mittelfristig nur einen kleinen Teil (Neuanlagen) des geförderten Ökostroms treffen. Dadurch würden die Auswirkungen auf die Förderungen und Finanzierung sehr gering sein, da der Großteil der Anlagen im bestehenden System weiter laufen wird und Bestandsschutz hat. Jegliche Änderung des ÖSG wird wohl keine merkbaren Auswirkungen auf den DE-AT-Strommarkt haben.

Generelles Fazit

Wie im letzten Bericht werden hier Vorschläge, welche in ein neues Ökostromgesetz einfließen sollten, aufgelistet. Eine Vielzahl dieser wurde bereits 2013 angeführt.

Die Leitlinien sehen Ausnahmen für die Förderung mittels fixer Einspeisetarife vor. Dass dabei z.B. eine automatische Degression vorgesehen werden soll, wurde bereits letztes Jahr angeführt. Laut Meinung der E-Control sollte jedoch generell von fixen Einspeisetarifen abgesehen werden und frühzeitig Erfahrung mit anderen Fördermechanismen gesammelt werden.

An dieser Stelle sollen nochmals die wichtigsten Vorschläge aus dem letzten Bericht angeführt werden:

- > Die Marktintegration der Erneuerbaren muss stärker forciert werden – mittelfristig sollen nur noch jene Technologien im Vordergrund stehen, die aufgrund des Entwicklungsstandes und der regionalen Bedingungen und Einflüssen am Markt bestehen können.
- > Beibehaltung des Limits für den Fördertopf
- > Keine garantierten Abnahmetarife für bereits geförderte Anlagen – für Anlagen, die bereits eine Investitionsförderung erhalten haben oder die im Rahmen des Ökostromgesetzes bereits für die entsprechende Periode Einspeisetarife bekommen haben, darf es keine garantierten Abnahmetarife geben – dies muss für jede Anlage und jede Technologie gelten. Alles andere wäre volkswirtschaftlich ineffizient.

- > Bei Biomasse sollte eine Priorisierung des Einsatzes berücksichtigt werden: zuerst die stoffliche Nutzung, dann die Wärmenutzung, dann die Stromerzeugung.
 - > Für rohstoffunabhängige Technologien sollte in Zukunft verstärkt auf Investitionsförderungen zurückgegriffen werden – alleine die Offenlegung der „Echtdaten“ beim Antrag für Förderungen bringt mehr Transparenz und Effizienz in das System.
 - > Für PV-Anlagen sollte in Zukunft generell gelten, dass diese für den Eigenverbrauch optimiert werden. Vor allem große Vollein-speiser sollten nicht mehr im Fokus des Fördersystems sein.
 - > Fokus auf Energieeffizienz – es ist zu hinterfragen, ob der bedingungslose Ausbau von Anlagen tatsächlich erstrebenswert ist und nicht der Fokus auf Energieeffizienz und die effiziente Ausnutzung der bestehenden Anlagen im Vordergrund stehen sollten.
- Weitere Anforderungen, die sich aufgrund der Leitlinien zukünftig ergeben:
- > Der Gesetzgeber sollte sich frühzeitig mit dem Ausschreibungsmechanismus für neue Kapazitäten befassen.
 - > Wie bereits im letzten Bericht angeführt, werden die Ziele im Bereich der festen Biomasse und Biogas nicht zu realisieren sein.
 - > Vor allem im Bereich Biogas ist damit zu rechnen, dass neben einem sehr geringen Ausbau eine Vielzahl von Bestandsanlagen vom Netz gehen werden.
 - > Eine derartige Marktberreinigung wurde ebenfalls bereits von der E-Control angesprochen, wobei in diesem Bereich das Hauptaugenmerk auf einer entsprechenden Wärmenutzung liegen sollte.

STATISTISCHE AUSWERTUNGEN ZU ÖKOSTROMANLAGEN

AUS DER ANERKENNUNGSBESCHEIDDATENBANK UND DER STROMNACHWEISDATENBANK

In diesem Kapitel werden die statistischen Auswertungen der Ökostromanlagen im Detail ausgeführt.

Zu Beginn erfolgt eine Übersichtsdarstellung der anerkannten Ökostromanlagen (mit zeitlicher Entwicklung), jeweils nach Energieträger gegliedert. Im Anschluss werden für jede Technologie (Kleinwasserkraft, Windkraft, Biomasse, Biogas, Photovoltaik, Deponie- und Klärgas sowie Geothermie) Detailauswertungen des Jahres 2013 dargestellt. Diese

beinhalten Anzahl und Leistung der genehmigten (und anerkannten) Ökostromanlagen nach Bundesland. Zusätzlich werden Auswertungen jener Anlagen, die per 31.12.2013 in einem Vertragsverhältnis mit der Ökostromabwicklungsstelle (OeMAG) standen, in den Bundesländertabellen dargestellt.

Für einige Technologien folgen Auswertungen zu den Volllaststunden der in Betrieb befindlichen Anlagen (Einspeisung mindestens 1 Monat in 2013) und Informationen

ENTWICKLUNG ANERKANNTER *) SONSTIGER ÖKOSTROMANLAGEN 2002–2013																
	Wind		BioM fest inkl. Abfall mhbA		Biogas		Photovoltaik		Deponie- und Klärgas		BioM flüssig		Geothermie		Kumuliert	
	MW	Anzahl	MW	Anzahl	MW	Anzahl	MW	Anzahl	MW	Anzahl	MW	Anzahl	MW	Anzahl	MW	Anzahl
2002	204,84	85	81,77	26	12,19	97	9,83	1.269	17,62	43	1,63	15	0,92	2	328,80	1.537
2003	431,45	111	114,34	42	24,15	141	22,99	2.370	29,07	59	10,02	40	0,92	2	632,94	2.765
2004	729,26	148	308,29	115	59,66	261	26,50	2.865	29,41	61	17,29	60	0,92	2	1.171,32	3.512
2005	962,68	169	397,78	164	81,01	325	29,71	3.320	29,55	62	24,07	79	0,92	2	1.525,70	4.121
2006	1.028,62	175	420,76	173	84,49	334	35,35	3.930	30,28	64	26,07	82	0,92	2	1.626,49	4.760
2007	1.034,13	178	401,53	174	90,12	341	39,58	4.842	28,65	63	26,17	87	0,92	2	1.621,10	5.687
2008	1.047,80	190	407,94	181	92,07	344	48,53	6.639	29,16	64	26,24	90	0,92	2	1.652,66	7.505
2009	1.059,58	201	413,87	186	94,45	341	71,34	10.530	29,12	65	25,26	92	0,92	2	1.694,54	11.412
2010	1.849,96	243	426,43	195	102,59	360	154,41	18.309	29,77	68	25,27	93	0,92	2	2.589,35	19.270
2011	2.033,13	280	435,48	203	105,41	363	316,76	30.284	30,40	70	25,42	95	0,92	2	2.947,52	31.297
2012	2.320,46	321	438,91	214	106,78	368	652,84	46.849	30,30	71	25,28	93	0,92	2	3.575,49	47.918
2013	2.642,08	358	452,55	225	110,96	380	959,74	59.774	30,52	75	25,24	93	0,92	2	4.222,01	60.907
aktiver Vertrag mit OeMAG (in Betrieb) Stand 31.12.2013	1.555,4	295	321,5	129	82,5	293	323,9	15.886	15,8	44	5,0	32	0,92	2	2.304,18	16.681

*) Von den Landesregierungen per Bescheid anerkannte Ökostromanlagen. Die Bescheide sagen nichts darüber aus, ob diese Anlagen bereits errichtet wurden bzw. in Betrieb sind.

Gegenüber älteren Auswertungen dieser Art (in Ökostromberichten vergangener Jahre) ergeben sich teilweise unterschiedliche Daten in der historischen Entwicklung, da aufgrund einer Datenbankumstellung sowie Bescheidänderungen (z. B. Leistungsänderung, Widerruf der Anerkennung, Anlage außer Betrieb etc.) einige Korrekturen vorgenommen wurden.

Tabelle 14

Entwicklung anerkannter „Sonstiger Ökostromanlagen“ laut Bescheid-Datenbank von 2002 bis 2013 (Stand jeweils 31.12.)

Quelle: E-Control

zur Größenverteilung der anerkannten Anlagen sowie kartographische Auswertungen aus der Stromnachweisdatenbank, um die Verteilung der Anlagen in Österreich zu dokumentieren⁶.

Aufgrund unterschiedlicher Erhebungs- und Erfassungsmethoden kann es zu geringfügigen Abweichungen bei den Daten der anerkannten Anlagen kommen.⁷ Gelegentlich handelt es sich auch nur um Rundungsdifferenzen.

Bei der folgenden Tabelle 14 und Abbildung 19 handelt es sich um eine Auswertung vorliegender Ökostromanlagen-Anerkennungsbescheide für ganz Österreich. Ein Teil dieser Anlagen wird aus verschiedensten Gründen (z.B. bürokratische Hürden, Genehmigungsverfahren, unzureichende Finanzierungsmittel usw.) trotz vorliegender Genehmigung nicht errichtet werden.

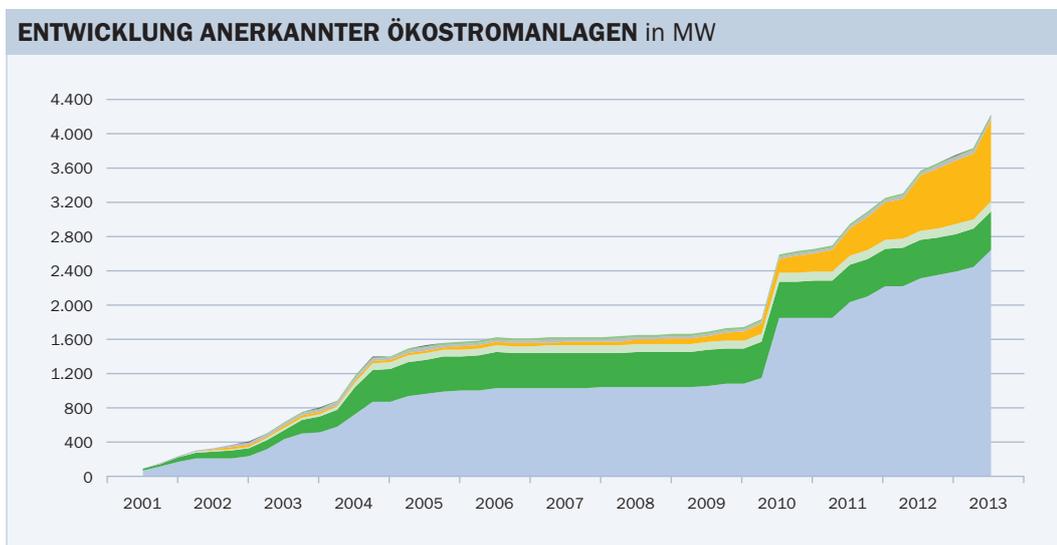


Abbildung 19
Entwicklung anerkannter Ökostromanlagen lt. Bescheidatenbank 2002–2013 (Stand jeweils 31.12.)

Quelle: E-Control

⁶ Den Anlagen muss zum Auswertungszeitraum ein gültiges Qualitätsmerkmal zugeordnet sein (z.B. HKN-EE, TÜV etc), sonst werden sie nicht in der Abbildung dargestellt.

⁷ Dies betrifft beispielsweise die Berücksichtigung von Anlagen mit dem Status „Widerruf / Außer Betrieb / Nicht verwirklicht“, jedoch werden diese Informationen nicht vollständig oder verspätet an die E-Control übermittelt.

Kleinwasserkraft

Im Jahr 2013 waren 1.801 Kleinwasserkraftwerke mit einer installierten EPL von 342,30 MW bei der OeMAG unter Vertrag, dies ist ein Zuwachs von 82 Anlagen / 65,05 MW installierte EPL. Es wurden 275,9 GWh mehr Energie aus Kleinwasserkraft eingespeist als im Vorjahr. Dem gegenüber stehen 2.986 anerkannte Kleinwasserkraftanlagen mit einer genehmigten installierten EPL von 1.368,40 MW, was einem Zuwachs von 115 Anlagen/47,82 MW installierte EPL entspricht.

Bei den anerkannten Kleinwasserkraftanlagen kann in vier Kategorien unterschieden werden, je nachdem ob es sich um eine Neuanlage, Altanlage oder eine revitalisierte Anlage handelt.

Tabelle 17 zeigt die durchschnittlichen Volllaststunden von Kleinwasserkraftanlagen, die im Jahr 2013 bei der OeMAG eingespeist haben. Gegenüber dem Vorjahr ist die Anzahl der Volllaststunden gesunken, im Durchschnitt aller Anlagen um 647 Stunden.

KLEINWASSERKRAFT					
Bundesland	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2013			Anerkannte Anlagen per 31.12.2013	
	Anzahl	Engpassleistung in MW	Eingespeiste Energie 2013 in GWh	Anzahl	Engpassleistung in MW
Burgenland	13	1,44	5,11	16	2,65
Kärnten	211	49,36	159,65	319	170,44
Niederösterreich	373	30,54	117,85	567	103,52
Oberösterreich	508	38,40	165,85	661	149,04
Salzburg	113	32,63	133,85	259	172,68
Steiermark	338	133,61	528,73	565	343,84
Tirol	221	51,10	242,38	454	314,37
Vorarlberg	22	4,03	13,74	138	99,72
Wien	2	1,20	4,15	7	12,13
Summe	1.801	342,30	1.371,32	2.986	1.368,40

Tabelle 15
Kleinwasserkraftwerke
im Vertragsverhältnis mit
OeMAG vs. anerkannte
Anlagen nach Bundesländern

Quelle: E-Control, OeMAG

(Abweichungen zu bisher veröffentlichten Daten sowie anderen Datenquellen sind möglich.)

BUNDESLÄNDERVERTEILUNG ANERKANNTE KLEINWASSERKRAFT (Detail)								
Bundesland	Neu		Bestehend		Revitalisierung > 50%		Revitalisierung > 15%	
	Anzahl	Engpassleistung in MW	Anzahl	Engpassleistung in MW	Anzahl	Engpassleistung in MW	Anzahl	Engpassleistung in MW
Burgenland	1	0,34	8	1,80	3	0,12	4	0,38
Kärnten	51	29,11	219	127,76	21	3,41	28	10,17
Niederösterreich	84	13,73	476	88,79	–	–	7	1,00
Oberösterreich	88	26,25	355	82,11	94	12,11	124	28,58
Salzburg	43	39,67	205	125,27	5	4,83	6	2,90
Steiermark	167	113,67	338	200,86	20	4,01	40	25,30
Tirol	118	91,96	332	220,08	3	0,15	1	2,17
Vorarlberg	45	10,44	87	88,38	4	0,04	2	0,86
Wien	3	5,36	4	6,77	–	–	–	–
Summe	600	330,53	2.024	941,83	150	24,67	212	71,37

Tabelle 16
Bundesländerverteilung
anerkannte Kleinwasserkraft
(Detail)

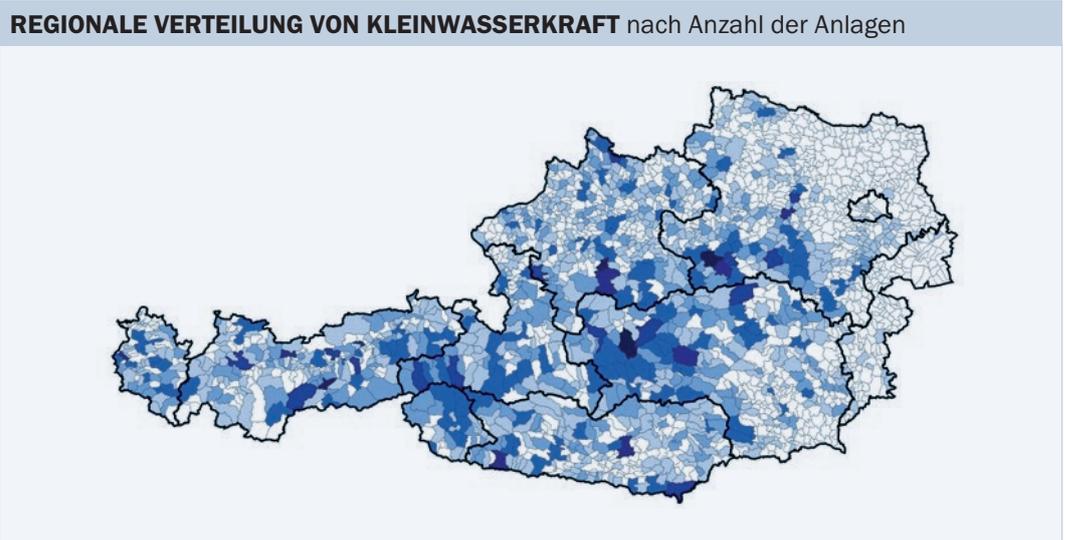
Quelle: E-Control (Abweichungen zu bisher veröffentlichten Daten sowie anderen Datenquellen sind möglich.)

DURCHSCHNITTLICHE VOLLASTSTUNDEN KLEINWASSERKRAFT IM JAHR 2013			
Drittelerung nach Engpassleistung		VL-Std	Anzahl Anlagen
Bestes Drittel		6.162	667
Mittleres Drittel		4.114	435
Schlechtestes Drittel		1.849	629
Alle Anlagen		4.080	1.731

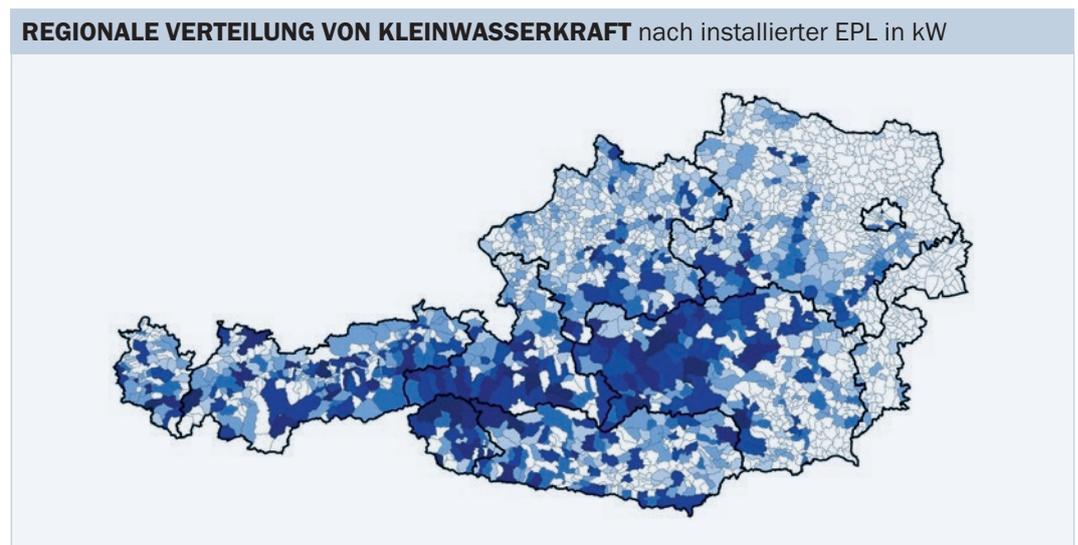
Tabelle 17
Durchschnittliche Volllast-
stunden Kleinwasserkraft
2013

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

Die kartographischen Auswertungen auf Postleitzahlebene zeigen die regionale Verteilung der aktiven Kleinwasserkraftanlagen in Österreich, gruppiert nach Anzahl (Abbildung 20) und gruppiert nach Engpassleistung (Abbildung 21).



Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)



Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

Windkraft

Im Jahr 2013 waren 295 Windparks mit einer installierten EPL von 1.555,43 MW bei der OeMAG unter Vertrag, dies ist ein Zuwachs von 62 Windparks/246,9 MW installierte EPL. Dem gegenüber stehen 358 anerkannte Windparks (1.521 Windräder) mit einer genehmigten installierten EPL von 2.642,08 MW, was einem Zuwachs von 37 Windparks (128 Windräder)/321,62 MW installierte EPL entspricht. Viele der in den Jahren 2011/2012 genehmigten Anlagen gingen nun im Jahr 2013 in Betrieb. Mit 2.970 GWh wurden in 2013 584 GWh mehr Windenergie als im Vorjahr eingespeist.

Nachfolgende Tabelle 19 zeigt die durchschnittlichen Volllaststunden von Windkraftanlagen, die im Jahr 2013 bei der OeMAG eingespeist haben. Gegenüber dem Vorjahr ist die durchschnittliche Anzahl der Volllaststunden aller Anlagen etwas niedriger, während bei einer Betrachtung nach leistungsbezogenen Gruppen der Wert innerhalb jeder Gruppe angestiegen ist. Im schlechtesten Drittel finden sich viele der neuen Anlagen, die erst zur Jahreshälfte oder später in Betrieb gegangen sind und somit nicht das ganze Jahr eingespeist haben, da die Auswertung durchschnittliche Jahreswerte heranzieht.

WINDENERGIE						
Bundesland	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2013			Anerkannte Anlagen per 31.12.2013		
	Anzahl Windparks	Engpassleistung in MW	Eingespeiste Energie 2013 in GWh	Anzahl Windparks	Engpassleistung in MW	Anzahl Windräder (Anlagen)
Burgenland	166	758,33	1.457,09	63	1.023,84	470
Kärnten	–	–	–	4	11,88	7
Niederösterreich	103	706,18	1.377,51	236	1.422,22	892
Oberösterreich	9	21,68	34,77	19	48,19	40
Salzburg	–	–	–	1	0,01	1
Steiermark	12	63,01	94,55	22	125,25	94
Tirol	2	0,01	0,00	2	0,00	2
Vorarlberg	–	–	–	3	0,01	3
Wien	3	6,23	6,11	8	10,69	12
Summe	295	1.555,43	2.970,04	358	2.642,08	1.521

Tabelle 18
Windkraftanlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen nach Bundesländern

Quelle: E-Control, OeMAG (Abweichungen zu bisher veröffentlichten Daten sowie anderen Datenquellen sind möglich; z. B. aufgrund von Teilbetriebnahmen, Vertragsverhältnisse zum Stichtag und auch unvollständigen Angaben.)

DURCHSCHNITTLICHE VOLLASTSTUNDEN WIND IM JAHR 2013		
Drittellung nach Engpassleistung	VL-Std.	Anzahl Anlagen
Bestes Drittel	2.536	93
Mittleres Drittel	2.042	58
Schlechtestes Drittel	902	143
Alle Anlagen	1.644	294

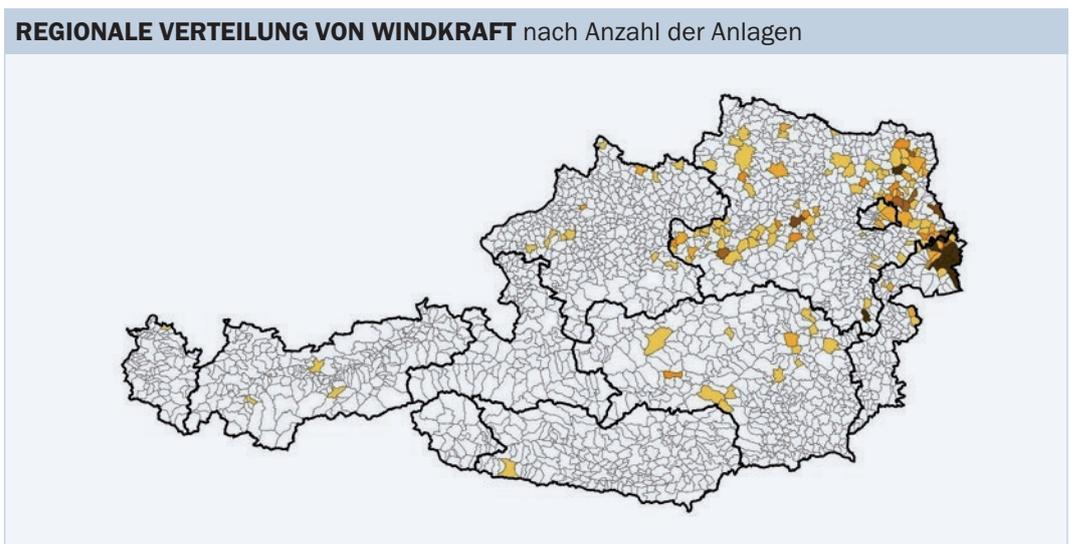
Tabelle 19
Durchschnittliche Volllaststunden Wind 2013

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

Die kartographischen Auswertungen auf Postleitzahlebene zeigen die regionale Verteilung der aktiven Windkraftanlagen in Österreich, gruppiert nach Anzahl (Abbildung 22) und gruppiert nach Engpassleistung (Abbildung 24): In Ausschnitten von Regionen wie das östliche Niederösterreich und das nördliche Burgenland, die sehr windkraftintensiv sind, werden

hier Detailansichten gezeigt (Abbildung 23 und Abbildung 25).

Ergänzend dazu sind in Abbildung 26 die im Jahr 2013 erzeugten Windkraftmengen aus Anlagen, die einen Abnahmevertrag mit der OeMAG haben, dargestellt:



>= 1
 >= 2
 >= 3
 >= 4
 >= 5
 >= 6
 Summe: 432 Anlagen

Abbildung 22
Regionale Verteilung von Windkraft in Österreich nach Anzahl der Anlagen

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

DETAILANSICHT: VERTEILUNG VON WINDKRAFT nach Anzahl der Anlagen

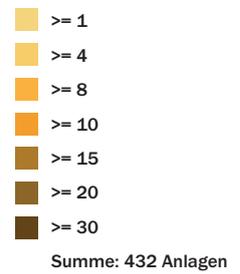
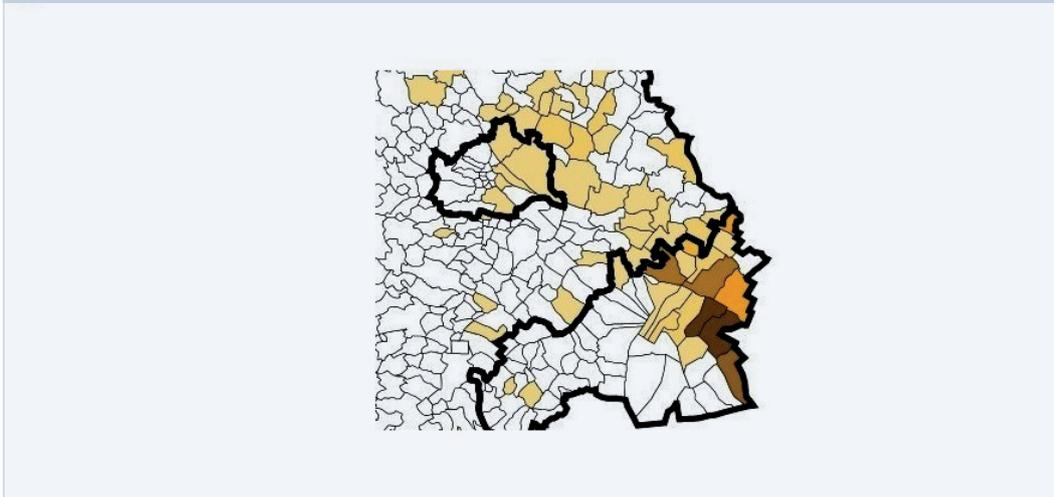


Abbildung 23
Detailansicht: Wien/
östliches Niederösterreich/
Burgenland (Nord)
nach Anzahl von Windkraft-
anlagen

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

REGIONALE VERTEILUNG VON WINDKRAFT nach installierter EPL in kW

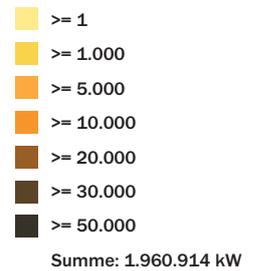
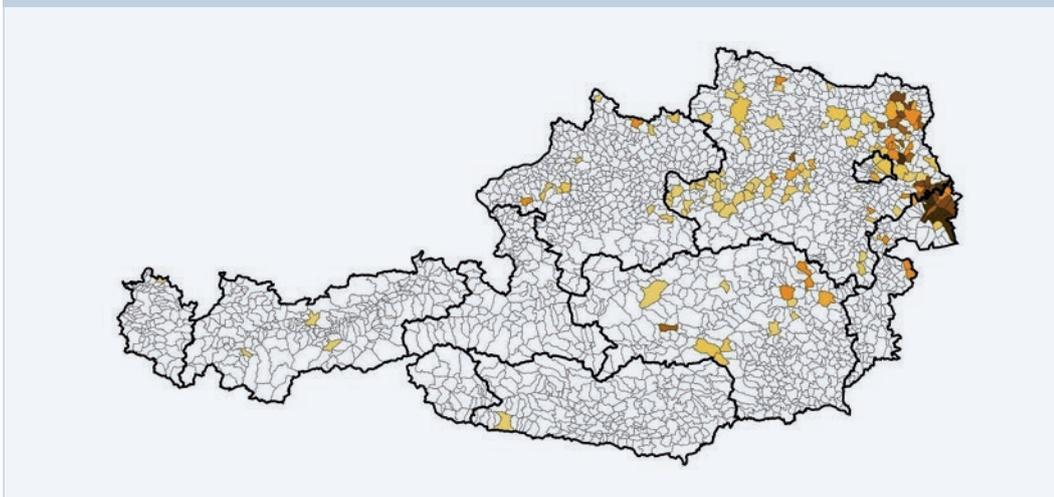


Abbildung 24
Regionale Verteilung von
Windkraft in Österreich nach
installierter EPL in kW

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

DETAILANSICHT: VERTEILUNG VON WINDKRAFT nach installierter EPL in kW

- >= 5.000
- >= 10.000
- >= 20.000
- >= 30.000
- >= 40.000
- >= 50.000
- >= 60.000

Summe: 1.960.914 kW

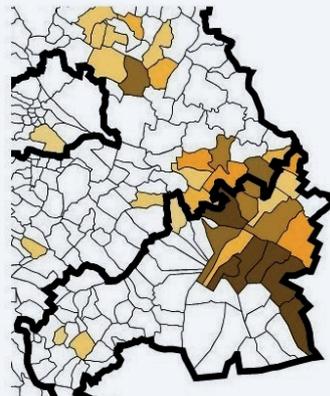


Abbildung 25
Detailansicht:
Parndorfer Platte (NÖ) und
nördliches Burgenland nach
installierter EPL von Wind-
kraftanlagen in kW

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

ERZEUGTE WINDKRAFT AUS PRODUKTIONSGEFÖRDERTEN ANLAGEN (OeMAG) in kWh

- >= 10.000
- >= 500.000
- >= 1.000.000
- >= 5.000.000
- >= 10.000.000
- >= 50.000.000
- >= 100.000.000

Summe: 2.967.972.655 kWh

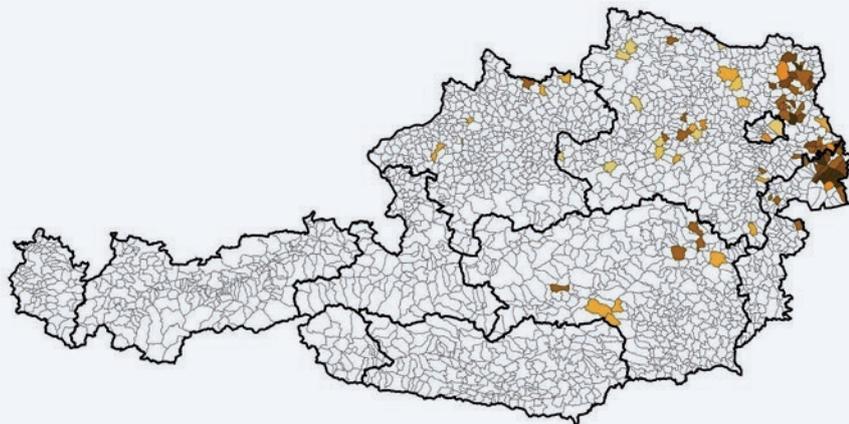


Abbildung 26
Erzeugte Windkraft in Öster-
reich im Jahr 2013 (in kWh)
aus produktionsgeförderten
Anlagen (OeMAG)

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

Biomasse fest

Im Jahr 2013 waren 129 Biomasse fest-Anlagen mit einer installierten EPL von 321,54 MW bei der OeMAG unter Vertrag. Dies sind zwei Anlagen mehr als im Vorjahr, aber 3,21 MW weniger installierte EPL. Es wurde mit 2.013,03 GWh nahezu die gleiche Energie-

menge aus fester Biomasse eingespeist wie im Vorjahr. Dem gegenüber stehen 225 anerkannte Anlagen für feste Biomasse mit einer genehmigten installierten EPL von 452,55 MW, was einem Zuwachs von 11 Anlagen/13,64 MW installierte EPL entspricht.

BIOMASSE FEST					
Bundesland	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2013			Anerkannte Anlagen per 31.12.2013	
	Anzahl	Engpassleistung in MW	Eingespeiste Energie 2013 in GWh	Anzahl	Engpassleistung in MW
Burgenland	11	36,22	240,84	11	35,97
Kärnten	17	54,91	301,97	32	85,73
Niederösterreich	32	94,98	640,32	61	114,94
Oberösterreich	10	34,44	221,20	21	64,14
Salzburg	13	22,58	144,40	15	27,58
Steiermark	28	22,01	116,62	61	65,63
Tirol	14	28,98	201,02	16	30,29
Vorarlberg	3	3,02	14,98	7	3,87
Wien	1	24,40	131,68	1	24,40
Summe	129	321,54	2.013,03	225	452,55

Tabelle 20
Biomasse fest-Anlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen nach Bundesländern

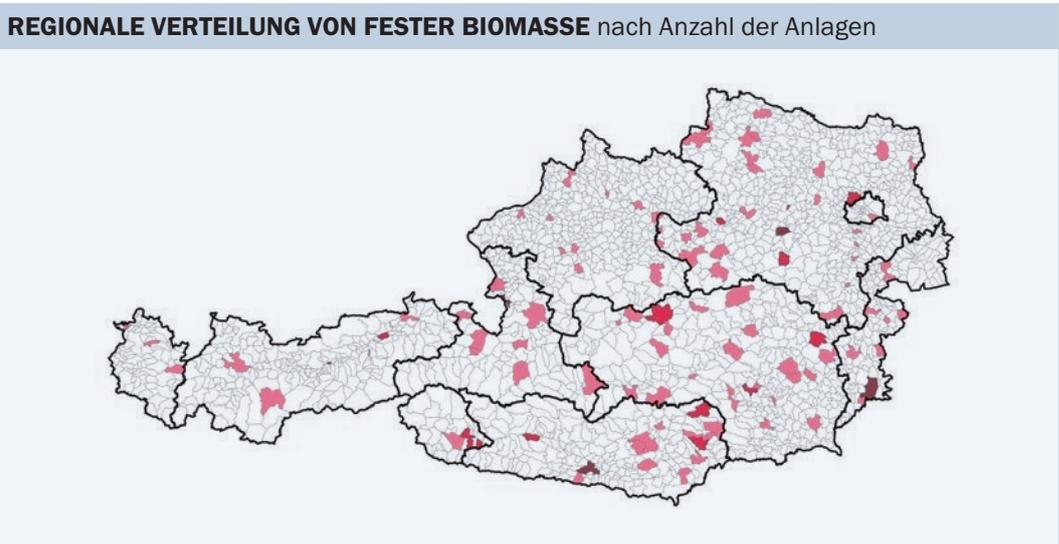
Quelle: E-Control, OeMAG

(Abweichungen zu bisher veröffentlichten Daten sowie anderen Datenquellen sind möglich.)

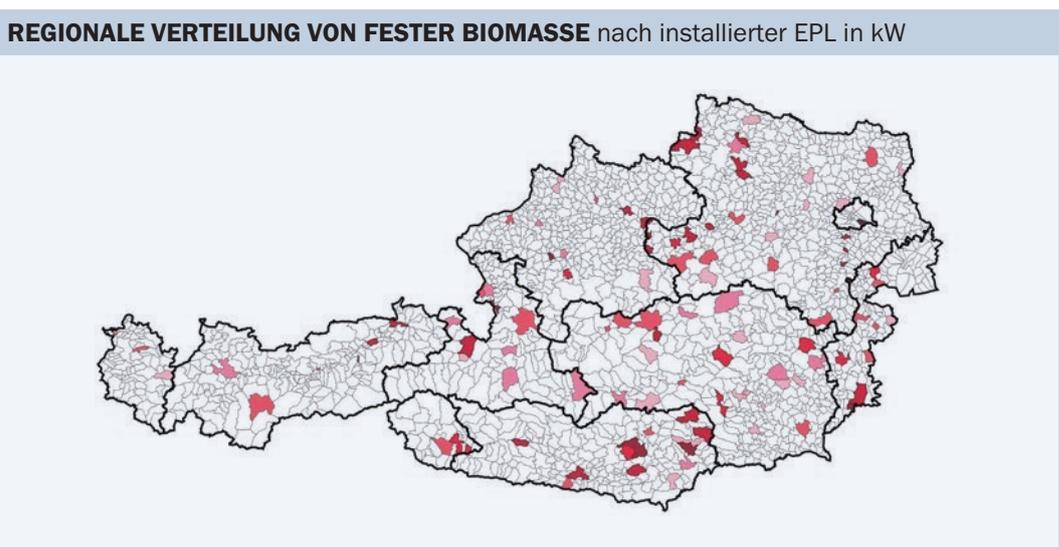
DURCHSCHNITTLICHE VOLLASTSTUNDEN BIOMASSE FEST IM JAHR 2013			
Drittelerung nach Engpassleistung	VL-Std.	Anzahl Anlagen	
Bestes Drittel	8.101	23	
Mittleres Drittel	6.885	28	
Schlechtestes Drittel	3.673	48	
Alle Anlagen	5.610	99	

Tabelle 21
Durchschnittliche Volllaststunden Biomasse fest 2013

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)



Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)



Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

Bei Betrachtung der Volllaststunden der Biomasse fest-Anlagen, die 2013 bei der OeMAG eingespeist haben, erkennt man, dass die Durchschnittswerte geringfügig gegenüber dem Vorjahr gesunken sind.

Die kartographischen Auswertungen auf Postleitzahlebene zeigen die regionale Verteilung der aktiven Anlagen für feste Biomasse in Österreich, gruppiert nach Anzahl (Abbildung 27) und gruppiert nach Engpassleistung (Abbildung 28).

Biogas

Im Jahr 2013 waren 293 Biogasanlagen mit einer installierten EPL von 82,48 MW bei der OeMAG unter Vertrag, dies ist ein Zuwachs von zwei Anlagen/1,24 MW installierte EPL. Es wurden 10 GWh weniger Energie aus Biogas eingespeist als im Vorjahr. Dem gegenüber stehen 380 anerkannte Biogasanlagen

mit einer genehmigten installierten EPL von 107,03 MW, was einem Zuwachs von zwölf Anlagen/3,93 MW installierte EPL entspricht.

Tabelle 23 zeigt die durchschnittlichen Volllaststunden von Biogasanlagen, die im Jahr 2013 bei der OeMAG eingespeist haben.

BIOGAS					
Bundesland	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2013			Anerkannte Anlagen per 31.12.2013	
	Anzahl	Engpassleistung in MW	Eingespeiste Energie 2013 in GWh	Anzahl	Engpassleistung in MW
Burgenland	17	7,13	47,88	30	13,61
Kärnten	31	6,32	33,32	37	8,29
Niederösterreich	92	33,52	222,41	107	40,53
Oberösterreich	61	13,39	93,14	81	17,39
Salzburg	13	1,89	12,30	15	2,86
Steiermark	36	14,45	103,96	54	19,59
Tirol	18	2,63	15,15	21	3,97
Vorarlberg	25	3,15	16,16	35	4,71
Wien	–	–	–	–	–
Summe	293	82,48	544,33	380	110,96

Tabelle 22
Biogas – Anlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen nach Bundesländern

Quelle: E-Control, OeMAG

(Abweichungen zu bisher veröffentlichten Daten sowie anderen Datenquellen sind möglich.)

DURCHSCHNITTLICHE VOLLASTSTUNDEN BIOGAS IM JAHR 2013			
Drittelerung nach Engpassleistung		VL-Std.	Anzahl Anlagen
Bestes Drittel		8.280	84
Mittleres Drittel		7.024	88
Schlechtestes Drittel		3.252	110
Alle Anlagen		5.927	282

Tabelle 23
Durchschnittliche Volllaststunden für Biogas 2013

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

Die kartographischen Auswertungen auf Postleitzahlebene zeigen die regionale Verteilung der aktiven Biogasanlagen in Österreich, gruppiert nach Anzahl (Abbildung 29) und gruppiert nach Engpassleistung (Abbildung 30).

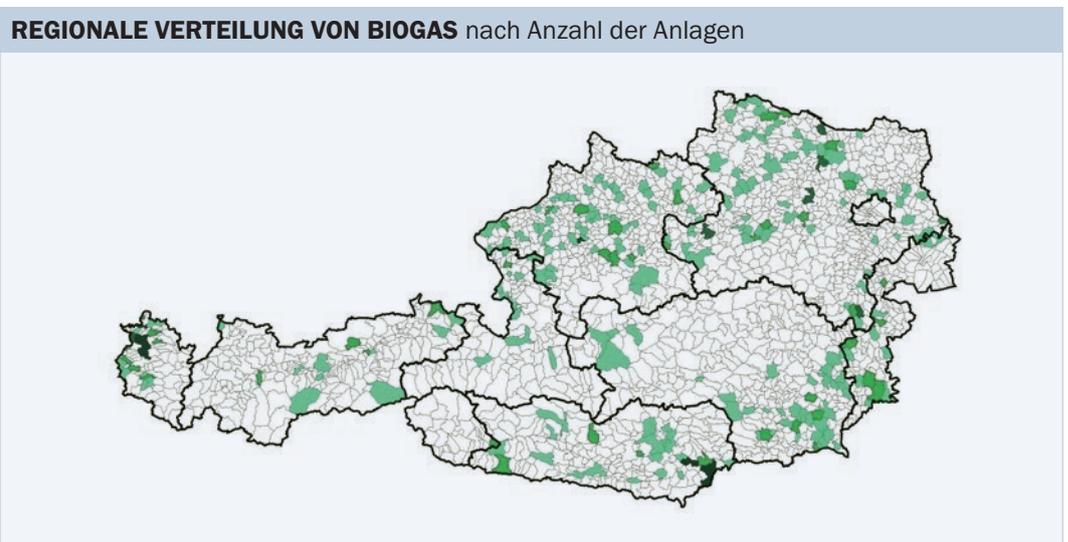


Abbildung 29
Regionale Verteilung von Biogas in Österreich nach Anzahl der Anlagen

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

REGIONALE VERTEILUNG VON BIOGAS nach installierter EPL in kW

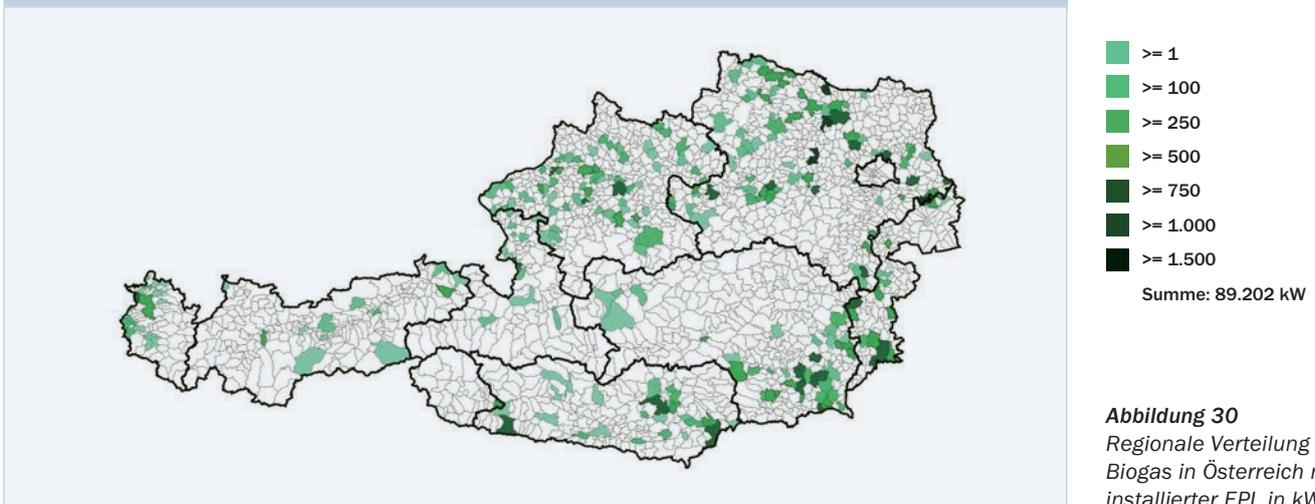


Abbildung 30
Regionale Verteilung von Biogas in Österreich nach installierter EPL in kW

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

Photovoltaik

Wie auch schon in den letzten Jahren sind bei der Photovoltaik nach wie vor enorme Wachstumswahlen zu verzeichnen. Im Jahr 2013 waren 15.886 Photovoltaikanlagen mit einer installierten EPL von 324 MW bei der OeMAG unter Vertrag. Dies sind 4.583 Anlagen mehr als in 2012 und ein Anstieg der installierten EPL um 146 MWh im Vergleich zum Vorjahr. Eingespeist wurde mit 215,24 GWh doppelt

so viel PV-Strom wie in 2012. Bei den anerkannten Photovoltaikanlagen waren 59.768 Anlagen mit einer genehmigten installierten EPL von 959,31 MW Ende 2013 registriert, was einem Zuwachs von 12.925 Anlagen/306,9 MW installierte EPL entspricht.

Mit Inkrafttreten des Ökostromgesetzes 2012 (01.07.2012) ist für PV-Anlagen bis 5 kWp kein

Ökostromanlagen-Anerkennungsbescheid mehr erforderlich, damit in der Stromnachweisdatenbank Herkunftsnachweise für diese Anlagen generiert werden können. Dadurch werden aber auch immer weniger der kleinen Anlagen in der Bescheid-Statistik erfasst.

Ebenso werden die neu hinzugekommenen Photovoltaikanlagen ab 2012 auch erst ab einer Größe über 5 kW von der OeMAG mit Einspeisetarifen gefördert, d.h. auch in den OeMAG-Zahlen in Tabelle 28 sind diese kleineren Anlagen nicht enthalten⁸.

PHOTOVOLTAIK					
Bundesland	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2013			Anerkannte Anlagen per 31.12.2013	
	Anzahl	Engpassleistung in MW	Eingespeiste Energie 2013 in GWh	Anzahl	Engpassleistung in MW
Burgenland	434	6,53	4,62	1.442	19,81
Kärnten	737	21,38	12,90	2.112	60,12
Niederösterreich	2.925	65,15	42,15	18.807	229,35
Oberösterreich	5.016	68,14	44,94	16.119	193,37
Salzburg	914	21,59	13,99	2.346	63,23
Steiermark	3.686	93,27	63,82	10.912	252,16
Tirol	837	21,00	13,01	3.269	63,67
Vorarlberg	1.235	25,02	18,58	3.670	61,63
Wien	102	1,79	1,25	1.091	15,98
Summe	15.886	323,86	215,24	59.768	959,31

Tabelle 24
Photovoltaik – Anlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen nach Bundesländern

Quelle: E-Control, OeMAG

(Abweichungen zu bisher veröffentlichten Daten sowie anderen Datenquellen sind möglich.)

Eine Auswertung der Anerkennungsbescheide für Photovoltaik nach Größenklassen liefert folgendes Ergebnis – siehe Tabelle 25.

Tabelle 26 zeigt die Volllaststunden bei den Photovoltaikanlagen, die im Jahr 2013 bei der OeMAG eingespeist haben.

⁸ Ausnahme: Anlagen, die zum Marktpreis einspeisen sowie ältere Abnahmeverträge (2009 und früher)

GRÖSSENVERTEILUNG DER IM JAHR 2013 ANERKANNTEN PV-ANLAGEN (über 5 kW EPL)*)

EPL	Anzahl Anlagen	Summe installierte EPL in kW
500 kW und größer	29	14.882
200 kW bis < 500 kW	239	81.625
100 kW bis < 200 kW	319	51.748
> 20 kW bis < 100 kW	1.864	74.087
> 6 kW bis 20 kW	4.382	51.700
5 kW bis 6 kW	4.095	21.685

*) ohne Erweiterungen / Verringerungen

Quelle: E-Control (Anerkennungsbescheide der Länder 2013)

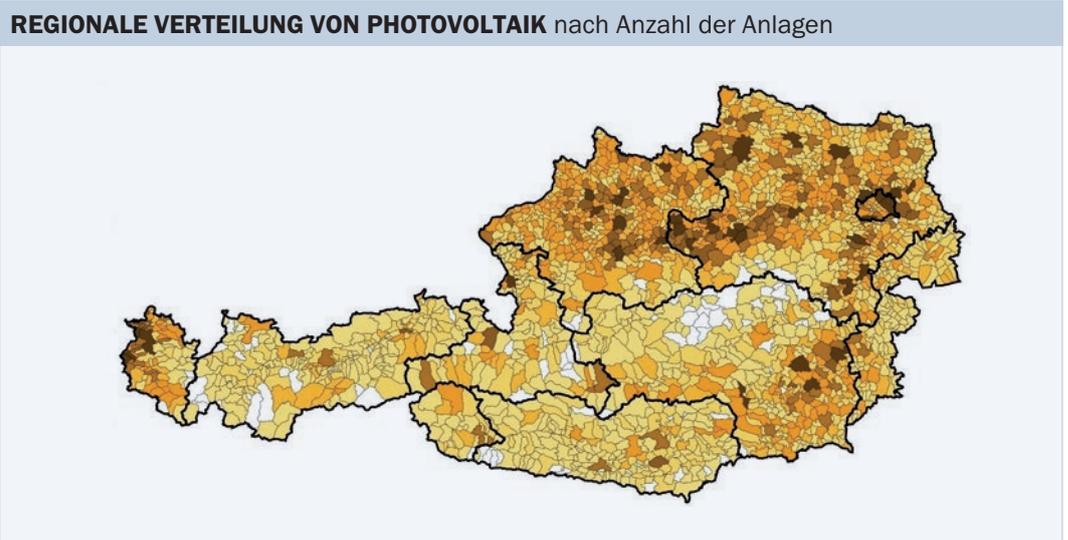
Tabelle 25
Größenverteilung der im Jahr 2013 anerkannten PV-Anlagen**DURCHSCHNITTLICHE VOLLASTSTUNDEN PHOTOVOLTAIK IM JAHR 2013**

Drittelerung nach Engpassleistung	VL-Std.	Anzahl Anlagen
Bestes Drittel	1.180	5.926
Mittleres Drittel	779	6.147
Schlechtestes Drittel	317	3.856
Alle Anlagen	816	15.929

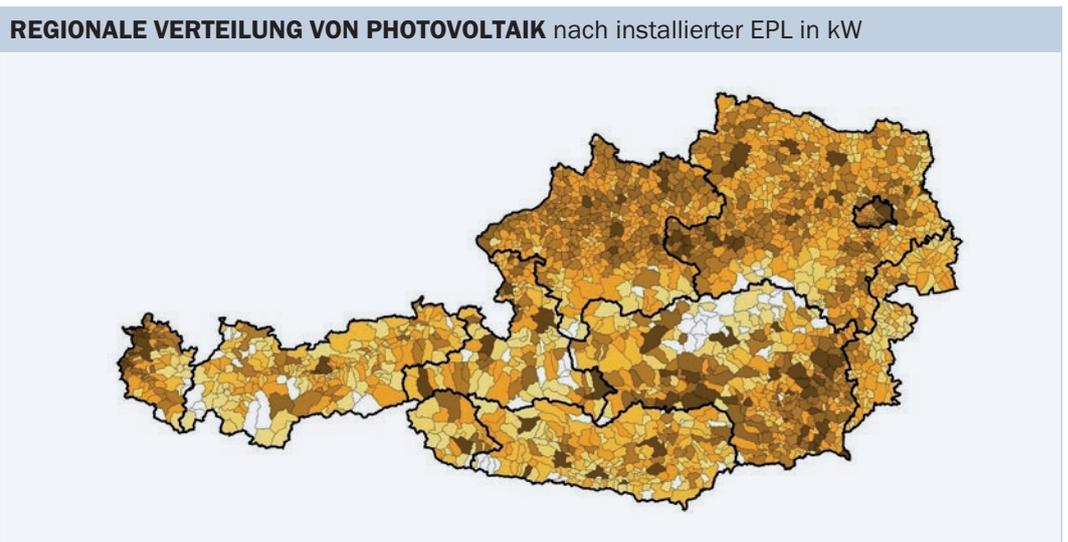
Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

Tabelle 26
Durchschnittliche Volllaststunden Photovoltaik 2013

Die kartographischen Auswertungen auf Postleitzahlebene zeigen die regionale Verteilung der aktiven Photovoltaikanlagen in Österreich, gruppiert nach Anzahl (Abbildung 31) und gruppiert nach Engpassleistung (Abbildung 32). In diesen Karten zeigt sich, dass die Photovoltaik die einzige Technologie ist, die nahezu flächendeckend in Österreich verbreitet ist, ausgespart bleiben lediglich mehr oder weniger die alpinen Bereiche.



Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)



Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

Biomasse flüssig

Im Jahr 2013 waren 32 Anlagen für flüssige Biomasse mit einer installierten EPL von 5,02 MW bei der OeMAG unter Vertrag, dies sind 6 Anlagen/0,5 MWh weniger installierte EPL. Die eingespeiste Menge der Energie aus flüssiger Biomasse betrug nur noch 0,19 GWh.

Die Zahl der anerkannten Biomasse flüssig-Anlagen blieb konstant auf 93 Anlagen mit einer genehmigten installierten EPL von 25,24 MW, dies ist eine Verringerung von 0,14 MW weniger installierte EPL.

BIOMASSE FLÜSSIG					
Bundesland	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2013			Anerkannte Anlagen per 31.12.2013	
	Anzahl	Engpassleistung in MW	Eingespeiste Energie 2013 in GWh	Anzahl	Engpassleistung in MW
Burgenland	–	–	–	–	–
Kärnten	4	0,89	0,00	13	3,40
Niederösterreich	13	1,18	0,00	28	3,88
Oberösterreich	3	0,04	0,04	4	0,36
Salzburg	–	–	–	12	1,14
Steiermark	8	0,24	0,09	21	1,63
Tirol	1	1,20	0,05	6	1,85
Vorarlberg	3	1,47	0,00	9	13,00
Wien	–	–	–	–	–
Summe	32	5,02	0,19	93	25,24

Tabelle 27
Biomasse flüssig – Anlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen nach Bundesländern

Quelle: E-Control, OeMAG

(Abweichungen zu bisher veröffentlichten Daten sowie anderen Datenquellen sind möglich.)

Deponie- und Klärgas

Im Jahr 2013 waren 44 Deponie- und Klärgasanlagen mit einer installierten EPL von 15,84 MW bei der OeMAG unter Vertrag, dies bedeutet eine Verringerung um eine Anlage und von 0,54 MW installierte EPL. Mit 26,04 GWh wurden 4 GWh weniger Energie aus

Deponie- und Klärgas eingespeist als im Vorjahr. Dem gegenüber stehen 75 anerkannte Anlagen dieser Technologie mit einer genehmigten installierten EPL von 30,52 MW, was auch einem Zuwachs von vier Anlagen und 0,52 MW installierter EPL entspricht.

DEPONIE- UND KLÄRGAS					
Bundesland	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2013			Anerkannte Anlagen per 31.12.2013	
	Anzahl	Engpassleistung in MW	Eingespeiste Energie 2013 in GWh	Anzahl	Engpassleistung in MW
Burgenland	1	0,40	–	1	0,40
Kärnten	5	2,77	3,21	7	3,23
Niederösterreich	8	1,80	1,55	16	7,99
Oberösterreich	5	1,24	1,41	9	6,06
Salzburg	3	0,37	0,20	5	1,26
Steiermark	4	1,42	1,45	10	3,32
Tirol	11	4,78	8,48	18	5,72
Vorarlberg	6	2,13	4,88	8	1,88
Wien	1	0,92	4,86	1	0,66
Summe	44	15,84	26,04	75	30,52

Tabelle 28
Deponie- und Klärgas – Anlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen nach Bundesländern

Quelle: E-Control, OeMAG
(Abweichungen zu bisher veröffentlichten Daten sowie anderen Datenquellen sind möglich.)

Geothermie

Seit Jahren keine Veränderung gibt es bei der Geothermie. Unverändert sind die beiden Anlagen (Steiermark und Oberösterreich) bei der OeMAG unter Vertrag, lediglich die Einspeisemenge halbierte sich auf 0,31 GWh im Vergleich zum Vorjahr.

GEOTHERMIE					
Bundesland	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2013			Anerkannte Anlagen per 31.12.2013	
	Anzahl	Engpassleistung in MW	Eingespeiste Energie 2013 in GWh	Anzahl	Engpassleistung in MW
Summe	2	0,92	0,31	2	0,92

Tabelle 29
Geothermie – Anlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen

Quelle: E-Control, OeMAG
(Abweichungen zu bisher veröffentlichten Daten sowie anderen Datenquellen sind möglich.)

Großwasserkraft

Abschließend wird die Leistungsentwicklung der anerkannten Großwasserkraftanlagen in Tabelle 30 dokumentiert. Neben den Anerkennungsbescheiden für die Ökostromanlagen der in den vorangehenden Kapiteln dargestellten Technologien, die vor allem durch

das Ökostromgesetz mit Einspeisetarifen gefördert werden, liegen auch Ökostrombescheide für diese Technologie vor. Diese Bescheide sind notwendig, damit für diese Anlagen Herkunftsnachweise aus der Stromnachweisdatenbank ausgestellt werden können.

ENTWICKLUNG DER ANERKANNTEN GROSSWASSERKRAFTANLAGEN (Wasserkraftanlagen > 10 MW)		
	Anzahl	Leistung in MW
2002	1	9,8
2003	52	3.507,4
2004	110	8.599,6
2005	124	10.440,6
2006	124	10.440,6
2007	124	10.595,4
2008	124	10.603,3
2009	126	10.640,5
2010	133	10.818,1
2011	135	10.946,1
2012	137	11.487,5
2013	140	11.524,6

Quelle: E-Control

Tabelle 30
Entwicklung der anerkannten
Großwasserkraftanlagen
(Wasserkraftanlagen > 10 MW)
von 2002 bis 2013
(Stichtag jeweils 31.12.)

Impressum

Eigentümer, Herausgeber und Verleger:

Energie-Control Austria
Rudolfsplatz 13a, A-1010 Wien
Tel.: +43 1 24 7 24-0
Fax: +43 1 24 7 24-900
E-Mail: office@e-control.at
www.e-control.at
Twitter: www.twitter.com/energiecontrol
Facebook: www.facebook.com/energie.control

Für den Inhalt verantwortlich:

DI Walter Boltz und
Mag. (FH) DI (FH) Martin Graf, MBA
Vorstände Energie-Control Austria
Konzeption & Design: Reger & Zinn OG

Text: Energie-Control Austria

Druck: Druckerei Robitschek

Hinweis zu den statistischen Daten:

Die Daten im Ökostrombericht wurden so weit wie möglich nach dem aktuellsten Stand eingearbeitet – Redaktionsschluss für den Bericht war Mitte Juli 2013. Die meisten nationalen Daten stammen aus den Datenbanken der E-Control, von der OeMAG und von der Statistik Austria.

© Energie-Control Austria 2014

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Vortrags, der Entnahme von Abbildungen und Tabellen, der Funksendung, der Mikroverfilmung oder der Vervielfältigung auf anderen Wegen und der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen, bleiben, auch bei nur auszugsweiser Verwertung, vorbehalten.

Hinweis im Sinne des Gleichbehandlungsgesetzes: Im Sinne der leichteren Lesbarkeit wurde bei Begriffen, Bezeichnungen und Funktionen die kürzere männliche Form verwendet. Selbstverständlich richtet sich die Publikation an beide Geschlechter.

Vorbehaltlich Satzfehler und Irrtümer.

Redaktionsschluss: 31. Juli 2014