

ÖKOSTROMBERICHT 2018

UNSERE ENERGIE FÜR EINE NACHHALTIGE ZUKUNFT.



INHALT

Vorwort	7
Zusammenfassung	8
Gesetzliche Grundlagen in Österreich	10
> Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen	11
> Biomassekonzepte laut ÖSG 2012	14
Energieverbrauchsentwicklung	16
Geförderter Ökostrom gemäß ÖSG 2012	19
> Ökostromanlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG	19
> Das Vergütungsvolumen	34
> Das Unterstützungsvolumen	35
> Investitionszuschüsse der OeMAG	38
> Kosten der OeMAG	41
> Kostenentwicklung für Endverbraucher und -verbraucherinnen	42
Zielerreichungsgrad	45
> Die Zielerreichung auf Basis § 4 Abs. 2 und 3 ÖSG 2012	45
> Die Zielerreichung auf Basis § 4 (4) ÖSG 2012 (2010 bis 2020)	45
> Fazit Zielerreichungsgrad	51
Ausgleichsenergie	52
> Grundlagen Ausgleichsenergiesystem	52
> Ausgleichsenergieaufwendungen für den geförderten Ökostrom	55
Erneuerbare in Österreich – mehr als ÖSG	58
Entwicklung auf internationaler und europäischer Ebene	61
> Erneuerbaren-Richtlinie	61
> Ausschreibungen auf europäischer Ebene	63
Anhang	68
> Statistische Auswertungen zu Ökostromanlagen aus der Anerkennungsbescheiddatenbank und der Stromnachweisdatenbank	68
> Abfrage Bundesländer	91

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Bruttoinlandsverbrauch und reales BIP – Veränderung zum Vorjahr in %	16
Abbildung 2:	Stromverbrauch (energetischer Endverbrauch) von 1990 bis 2018 in TWh	17
Abbildung 3:	Anteil Strom aus Erneuerbaren (im Inland erzeugt) am Endverbrauch	17
Abbildung 4:	Anteil des geförderten Ökostroms am Endverbrauch 2003 bis 2017	19
Abbildung 5:	Von der OeMAG abgenommene Ökostrommengen 2003 bis 2017 in GWh	20
Abbildung 6:	Entwicklung der installierten Leistung im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2003 bis 2017	21
Abbildung 7:	Anzahl der PV-Anlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2003 bis 2017	22
Abbildung 8:	Anzahl der Anlagen (exkl. PV) im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2003 bis 2017	22
Abbildung 9:	Entwicklung des durchschnittlichen PV-Einspeisetarifs 2003 bis 2017	24
Abbildung 10:	Entwicklung der durchschnittlichen Einspeisetarife (exkl. PV) 2003 bis 2017	25
Abbildung 11:	CO ₂ -Vermeidungskosten von Ökostrom in Österreich 2017	26
Abbildung 12:	Verhältnis von Strom aus geförderten Anlagen zu Anlagen aus der HKN-Datenbank in MW	27
Abbildung 13:	Verhältnis von Strom aus geförderten Anlagen zu Anlagen aus der HKN-Datenbank in GWh	28
Abbildung 14:	Verhältnis von Strom aus geförderten Anlagen zu Anlagen aus der HKN-Datenbank (2016 und 2017) in MW	29
Abbildung 15:	Verhältnis von Strom aus geförderten Anlagen zu Anlagen aus der HKN-Datenbank (2016 und 2017) in GWh	29
Abbildung 16:	In HKN-Datenbank eingetragene Förderungen 2017	31
Abbildung 17:	Von der OeMAG abgenommene KWKW 2007 bis 2017	32
Abbildung 18:	Energetische Bedarfsdeckung Jänner	33
Abbildung 19:	Entwicklung des Vergütungsvolumens 2003 bis 2017	35
Abbildung 20:	Das Unterstützungsvolumen – Beispiel	36
Abbildung 21:	Entwicklung des Marktpreises laut § 41 (1) ÖSG 2012	37
Abbildung 22:	Stromkostenentwicklung Musterhaushalt in Wien 3.500 kWh/a	43
Abbildung 23:	Zubau 2015 bis 2020	47
Abbildung 24:	Zubau bis 2020 basierend auf dem Trend der letzten fünf Jahre	48
Abbildung 25:	Fortsetzung des durchschnittlichen Ausbaus der letzten fünf Jahre und die Ziele 2020	49
Abbildung 26:	Entwicklung des Vergütungsvolumens 2003 bis 2025	50
Abbildung 27:	Regelreserve und Ungleichgewichte	52
Abbildung 28:	Entstehung und Zuordnung der Kosten	53
Abbildung 29:	Entwicklung der Ausgleichsenergiemengen in GWh von 2003 bis 2017	57
Abbildung 30:	Entwicklung der effektiven Ausgleichsenergiekosten in Mio. Euro von 2003 bis 2017	57
Abbildung 31:	Anteil anrechenbarer Erneuerbarer 2011 bis 2016	58
Abbildung 32:	Anteil anrechenbarer Erneuerbarer in den einzelnen Sektoren 2011 bis 2016	59

Abbildung 33: Anteile am Bruttoinlandsverbrauch und dem energetischen Endverbrauch Strom	59
Abbildung 34: Zusammensetzung des Bruttoinlandsverbrauches 2016	60
Abbildung 35: Umsetzungsstand Ausschreibungen in der EU	64
Abbildung 36: Entwicklung anerkannter Ökostromanlagen lt. Bescheidatenbank 2002 bis 2017	68
Abbildung 37: Regionale Verteilung von Kleinwasserkraft (Anzahl)	72
Abbildung 38: Regionale Verteilung von Kleinwasserkraft (Installierte EPL in kW)	72
Abbildung 39: Regionale Verteilung von Windkraft (Anzahl)	74
Abbildung 40: Regionale Verteilung von Windkraft (Installierte EPL in kW)	75
Abbildung 41: Erzeugte Windkraft im Jahr 2017 aus produktionsgeförderten Anlagen	75
Abbildung 42: Regionale Verteilung von fester Biomasse (Anzahl)	77
Abbildung 43: Regionale Verteilung von fester Biomasse (Installierte EPL in kW)	78
Abbildung 44: Regionale Verteilung von Biogasanlagen (Anzahl)	79
Abbildung 45: Regionale Verteilung von Biogasanlagen (Installierte EPL in kW)	80
Abbildung 46: Anteile der Einsatzstoffe (energetisch) im Jahr 2016	81
Abbildung 47: Biogas – Anteile der Einsatzstoffe (energetisch) im Jahr 2015	81
Abbildung 48: Entwicklung der Mittelwerte – absolut und prozentuell	82
Abbildung 49: Entwicklung der Mediane – absolut und prozentuell	83
Abbildung 50: Kostensteigerung 2006 bis 2017 unter Berücksichtigung von zusätzlichen Wärmeerlösen	83
Abbildung 51: Regionale Verteilung von Photovoltaikanlagen (Anzahl)	86
Abbildung 52: Regionale Verteilung von Photovoltaikanlagen (Installierte EPL in kW)	87

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Wasserkrafterzeugungskoeffizient 2008 bis 2017	18
Tabelle 2:	Vergleich der wichtigsten Kennzahlen der Anlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2016 bis 2017	23
Tabelle 3:	Installierte Leistung pro Bundesland laut HKN-Datenbank – 2017	30
Tabelle 4:	Anzahl der Anlagen pro Bundesland laut HKN-Datenbank – 2017	31
Tabelle 5:	Entwicklung des Unterstützungsvolumens 2003 bis 2017 in Mio. EUR sowie Prognose für 2018	37
Tabelle 6:	Investitionsförderung Kleinwasserkraft	38
Tabelle 7:	Investitionsförderung Mittlere Wasserkraft	39
Tabelle 8:	Fördereffekt Investitionszuschüsse Wasserkraft	40
Tabelle 9:	Investitionsförderung Kraft-Wärmekopplung	40
Tabelle 10:	Entwicklung der Ökostrompauschale	42
Tabelle 11:	Entwicklung der Ökostromkosten für einen Haushalt mit einem Verbrauch von 3.500 kWh	44
Tabelle 12:	Entwicklung der Ökostromkosten für ein Industrieunternehmen auf NE 3 mit einem Verbrauch von 55.000 MWh und einer Leistung von 12 MW	44
Tabelle 13:	Ausbauziele laut ÖSG 2012 – zusätzlich installierte Leistung verglichen mit 2010	45
Tabelle 14:	Ökostrom-Abweichungen: Fahrplanzuweisung zu tatsächlich eingespeisten Mengen in 2017	55
Tabelle 15:	Ausgleichsenergieaufwendungen 2017	55
Tabelle 16:	Entwicklung der effektiven Ausgleichsenergie verglichen mit der Abnahme von Wind und Ökostrom gesamt (2003 bis 2017)	56
Tabelle 17:	Übersicht über umgesetzte und geplante Ausschreibungen nach Ländern und Technologien	65
Tabelle 18:	Entwicklung anerkannter „Sonstiger Ökostromanlagen“ laut Bescheid-Datenbank von 2002 bis 2017	69
Tabelle 19:	Kleinwasserkraft im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen	70
Tabelle 20:	Bundesländerverteilung anerkannte Kleinwasserkraft (Detail) – wie im System zum Stichtag erfasst	71
Tabelle 21:	Durchschnittliche Volllaststunden Kleinwasserkraft 2017	71
Tabelle 22:	Windkraftanlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen	73
Tabelle 23:	Durchschnittliche Volllaststunden Windkraft 2017	74
Tabelle 24:	Biomasse-fest-Anlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen	76
Tabelle 25:	Durchschnittliche Volllaststunden feste Biomasse 2017	77
Tabelle 26:	Biogasanlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen	78
Tabelle 27:	Durchschnittliche Volllaststunden Biogas 2017	79
Tabelle 28:	Photovoltaikanlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen	84
Tabelle 29:	Größenverteilung der im Jahr 2017 anerkannten PV-Anlagen	85
Tabelle 30:	Durchschnittliche Volllaststunden Photovoltaik 2017	85
Tabelle 31:	Photovoltaikanlagen – Anträge auf Investitionszuschuss beim Klima- und Energiefonds	88
Tabelle 32:	Biomasse-flüssig-Anlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen	89
Tabelle 33:	Deponie- und Klärgasanlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen	90
Tabelle 34:	Geothermieanlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen	90
Tabelle 35:	Entwicklung der anerkannten Wasserkraftanlagen > 10 MW (2002 bis 2017)	91
Tabelle 36:	Förderprogramme in Kärnten	92
Tabelle 37:	Förderprogramme in Oberösterreich	93
Tabelle 38:	Übersicht PV-Förderungen Salzburg	95
Tabelle 39:	Förderprogramme in Wien	96

VORWORT

Der Ökostrombericht der E-Control stützt sich auf § 52 Abs. 1 Ökostromgesetz, der zum Inhalt des Berichts im Wesentlichen vorsieht, dass eine Analyse vorzunehmen ist, inwieweit die Ziele des Gesetzes erreicht wurden, welche Veränderungen im Vergleich zu den Vorjahren erfolgt sind und welche Auswirkungen das für die Endverbraucher und -verbraucherinnen hat. Im Bericht sind überdies detaillierte Analysen über Ausmaß und Ursache der Stromverbrauchsentwicklung, ergänzt mit Maßnahmenoptionen zur Reduktion des Stromverbrauchs anzuführen. Überdies kann die E-Control – so die Vorgabe des § 52 Abs. 1 Ökostromgesetz – Vorschläge zur Verbesserung oder Adaptierung der Fördermechanismen und sonstiger Regelungen des Gesetzes vorsehen. Schließlich 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.

Über diesen Bericht hinausgehend veröffentlicht die E-Control auf ihrer Website www.e-control.at regelmäßig Daten zur Ökostromentwicklung. Die Marktpreisentwicklung, Ökostrommengen und Vergütungsvolumina, Ausgleichsenergiemengen und -aufwendungen werden auf dieser Internetseite quartalsweise aktualisiert. Schließlich sei darauf hingewiesen, dass Informationen zu Stromkennzeichnung und Herkunftsnachweisen im jährlichen Stromkennzeichnungsbericht enthalten sind, der auch unter www.e-control.at verfügbar ist.

Dieser Bericht soll allen Interessierten dazu dienen, einen objektiven Überblick über die Entwicklungen des Ökostroms in Österreich zu gewinnen. Wir hoffen, dass diese Darstellung auch heuer wieder eine hilfreiche Grundlage für künftige Entscheidungen im Bereich Ökostrom, sei es auf politischer, aber auch auf technischer und wirtschaftlicher Ebene bieten kann.



Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M.
Vorstand E-Control



DI Andreas Eigenbauer
Vorstand E-Control

ZUSAMMENFASSUNG

Die E-Control hat gemäß § 52 Abs. 1 Ökostromgesetz 2012 die Erreichung der Ökostromziele laufend zu überwachen. Zu diesem Zweck wird jährlich der Ökostrombericht veröffentlicht. Die Entwicklungen der geförderten Ökostromerzeugung in Österreich und die damit verbundenen Rahmenbedingungen stehen im Mittelpunkt dieses Berichts – Bezugsjahr ist 2017. Dabei werden die folgenden inhaltlichen Komponenten beleuchtet:

- > die Entwicklung von Kosten, Mengen und des Unterstützungsausmaßes
- > die Zielsetzungen und der aktuelle Grad der Zielerreichung
- > Ausgleichsenergie bzw. Kosten der Abwicklungsstelle
- > Entwicklungen auf europäischer Ebene

Entsprechend der ÖSG-Novelle kommen weitere inhaltliche Komponenten neu dazu. Dazu zählen etwa Förderprogramme der Bundesländer und Ausführungen zu Rohstoffkonzepten bei Biomasseanlagen. Im Fokus stehen diesmal auch verstärkt die angeführten Entwicklungen auf europäischer Ebene, da mit einer neuen Erneuerbaren-Richtlinie neue Rahmenbedingungen für den Ausbau des Ökostroms schlagend werden.

Zu den zentralen Kennzahlen des heurigen Ökostromberichts: Im Jahr 2017 kam es erneut zu einem Anstieg des geförderten Ökostroms, gleichzeitig konnte auch dessen Anteil (gemessen an der Abgabe an Endverbraucher und -verbraucherinnen) ge-

steigert werden. Der Anteil des geförderten Ökostroms stieg von 16,8% (9.770 GWh bei einer Abgabe an Endverbraucher und -verbraucherinnen von 58.184 GWh) auf 17,9% (10.528 GWh bei einer Abgabe an Endverbraucher und -verbraucherinnen von 58.872 GWh). Die Erzeugung aus gefördertem Ökostrom konnte dabei im Jahr 2017 um 8% erhöht werden.

Bezogen auf die einzelnen Technologien gab es im Bereich der Windkraft erneut den größten Zuwachs (+814 GWh). Im Bereich Photovoltaik waren es 74 GWh und bei den rohstoffabhängigen Technologien kam es, nach einem leichten Rückgang 2016, zu einem Anstieg um 18 GWh. Im Gegensatz dazu kam es im Bereich der Kleinwasserkraft bei den abgenommenen Mengen zu einem Rückgang um 147 GWh.

Prozentual bedeutet das für die einzelnen Technologien von 2016 auf 2017:

- > Windkraft +17%
- > Photovoltaik +15%
- > Kleinwasserkraft -8%
- > Biomasse fest +1%
- > Biogas +0%

Bei der installierten Leistung kam es in Summe gesehen ebenfalls zu einem Zuwachs um 45 MW. Die Steigerung bezüglich der abgenommenen Menge spiegelt sich aber nicht in gleichem Ausmaß wider. Hier kam es z.B. mit Stichtag 31.12.2017 im Bereich der

Windkraft zu einem Rückgang um 56 MW. Demgegenüber steht eine Steigerung um 98 MW im Bereich der Photovoltaik bzw. um 2 MW im Bereich der Kleinwasserkraft. Bei den rohstoffabhängigen Technologien gab es in Summe gesehen auch einen Zuwachs von 1 MW.

Das Vergütungsvolumen stieg entsprechend der zusätzlichen Mengen um 98 Mio. EUR von 1.011 Mio. EUR auf 1.109 Mio. EUR (+10%). Das Unterstützungsvolumen stieg nach aktuellen Berechnungen von 820 Mio. EUR auf 860 Mio. EUR. Der angestiegene Marktpreis (von 28,59 auf 30,72 EUR/MWh) trägt dabei positiv mit einer Redukti-

on um 22 Mio. EUR bei. Sprich: Bei einem Marktpreis auf dem Niveau von 2016 hätte das berechnete Unterstützungsvolumen für die Mengen des Jahres 2017 ungefähr 882 Mio. EUR betragen.

Die bei der OeMAG angefallenen effektiven Ausgleichsenergiekosten konnten für 2017 erneut gesenkt werden. Nach einem Anstieg bis auf 65 Mio. EUR im Jahr 2014 sanken diese in den letzten Jahren kontinuierlich. Nach 43 Mio. EUR im Jahr 2016 beliefen sie sich für 2017 auf 13 Mio. EUR. Umgelegt auf die einzelnen Technologien können weiterhin 90% davon der Windkraft zugeordnet werden.

GESETZLICHE GRUNDLAGEN IN ÖSTERREICH

Der Nationalrat und der Bundesrat haben im Juli 2017 die sogenannte „kleine Ökostromgesetznovelle“ beschlossen. Dieses Gesetz wurde im BGBl I Nr. 108/2017 veröffentlicht. Die Eckpfeiler der Novelle wurden bereits im letzten Ökostrombericht dargestellt.

Die Grundlage für das Berichtsjahr 2017 bildet das novellierte Ökostromgesetz 2012 (ÖSG 2012) und dessen zugehörige Verordnungen.

Das ÖSG 2012 regelt

- > die Auswahl der geförderten Technologien;
- > die Art und Weise der Förderungen;
- > die Abwicklung der Antragstellung;
- > die Höhe des zusätzlichen jährlichen Unterstützungsvolumens und dessen Verteilung über die einzelnen Technologien sowie
- > die Aufbringung der Fördermittel.

Daraus ergeben sich weitere Vorgaben, die mit Verordnungen in regelmäßigen Abständen neu festgelegt oder mittels Gutachten überprüft werden. Die Verordnungsermächtigungen sind zwischen dem Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus (BMNT) und der E-Control aufgeteilt.

Vom BMNT werden die folgenden Verordnungen erlassen:

- > Ökostromeinspeisetarifverordnung
- > Ökostromförderbeitragsverordnung
- > Ökostrompauschaleverordnung

Die E-Control hat aufgrund des ÖSG 2012 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 ÖSG 2012 – als Kernstück der Ökostromförderung – gibt es in Österreich noch eine ganze Reihe weiterer Förderschiene, die den Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren weiter vorantreiben sollten. Dazu zählen etwa bundesweite Förderschiene wie der Klima- und Energiefonds, aber auch eine Vielzahl von regionalen und lokalen Initiativen. In diesem Bericht werden erstmals einige Aktivitäten der Bundesländer (siehe Abschnitt „Abfrage Bundesländer“ ab Seite 91) genauer dargestellt.

Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen

Bei der sogenannten „kleinen Ökostromnovelle“ des Jahres 2017 (BGBl I Nr. 108/2017) fanden die „gemeinschaftlich genutzten Erzeugungsanlagen“ mit Abstand am meisten Aufmerksamkeit. Im EIWOG wurde die folgende Bestimmung eingefügt:

§ 16a.

- (1) *Netzzugangsberechtigte haben einen Rechtsanspruch gegenüber Netzbetreibern, gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen unter den Voraussetzungen von Abs. 2 bis 7 zu betreiben. Die freie Lieferantwahl der Endverbraucher darf dadurch nicht eingeschränkt werden.*
- (2) *Der Anschluss von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen zur privaten oder gewerblichen Nutzung ist nur an gemeinschaftliche Leitungsanlagen, über die auch die teilnehmenden Berechtigten angeschlossen sind (Hauptleitungen), im Nahebereich der Anlagen der teilnehmenden Berechtigten (Verbrauchsanlage) zulässig. Der direkte Anschluss der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage an Anlagen im Eigentum des Netzbetreibers oder die Durchleitung von eigen-erzeugter Energie durch Anlagen des Netzbetreibers an teilnehmende Berechtigte ist unzulässig.*
- (3) *Die teilnehmenden Berechtigten können einen Betreiber der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage bestimmen, der sich vertraglich zum Betrieb der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage für die teilnehmenden Berechtigten verpflichtet und dem Netzbetreiber angezeigt wird.*
- (4) *Die teilnehmenden Berechtigten und, sofern die gemeinschaftliche Erzeugungsanlage nicht von den teilnehmenden Berechtigten selbst betrieben wird, der Betreiber der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage, schließen einen Errichtungs- und Betriebsvertrag, der zumindest die folgenden Regelungen enthalten muss:*
 1. *Allgemein verständliche Beschreibung der Funktionsweise der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage;*
 2. *Anlagen der teilnehmenden Berechtigten und Zählpunktnummern;*
 3. *jeweiliger ideeller Anteil der Anlagen der teilnehmenden Berechtigten (Verbrauchsanlage) an der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage;*
 4. *Anlagenverantwortlicher für die gemeinschaftliche Erzeugungsanlage;*
 5. *Betrieb, Erhaltung und Wartung der Anlage sowie die Kostentragung;*
 6. *Haftung;*
 7. *Datenverwaltung und Datenbearbeitung der Energiedaten der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage und der Anlagen der teilnehmenden Berechtigten durch den Netzbetreiber;*
 8. *Aufteilung der erzeugten Energie;*
 9. *Aufnahme und Ausscheiden teilnehmender Berechtigter samt Kostenregelungen im Fall des Ausscheidens (insbesondere Rückerstattung etwaiger Investitionskostenanteile, Aufteilung laufender Kosten und Erträge auf die verbleibenden teilnehmenden Berechtigten);*
 10. *Beendigung des Vertragsverhältnisses sowie die Demontage der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage;*
 11. *allfällige Versicherungen.*
- (5) *Der Netzbetreiber hat*
 1. *die Einspeisung in die Hauptleitung und den Bezug der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage mit einem Lastprofilzähler oder unterhalb der Grenzen des § 17 Abs. 2 mit einem intelligenten Messgerät gemäß § 7 Abs. 1 Z 31 zu messen. Sind die Verbrauchsanlagen nicht*

mit intelligenten Messgeräten ausgestattet, hat der Netzbetreiber diese binnen sechs Monaten zu installieren oder, falls er nicht alle Verbrauchsanlagen mit intelligenten Messgeräten ausstatten kann, abweichend von den übrigen Bestimmungen dieses Absatzes sowie der Absätze 6 und 7 die Energiewerte der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage nach einem zwischen den teilnehmenden Berechtigten vereinbarten Aufteilungsschlüssel zumindest jährlich mit den jeweiligen Verbrauchswerten zu saldieren;

2. den Bezug der Kundenanlagen der teilnehmenden Berechtigten mit einem Lastprofilzähler oder unterhalb der Grenzen des § 17 Abs. 2 mit einem intelligenten Messgerät gemäß § 7 Abs. 1 Z 31 zu messen;
3. die gemessenen Viertelstundenwerte der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage und der Anlagen der teilnehmenden Berechtigten seiner Rechnungslegung an die teilnehmenden Berechtigten zugrunde zu legen sowie nach Maßgabe der Marktregeln den Lieferanten sowie dem Betreiber der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage, sofern ein solcher gemäß Abs. 3 bestimmt wurde, zur Verfügung zu stellen.

Die verbleibende Energieeinspeisung pro Viertelstunde, welche nicht den teilnehmenden Berechtigten zugeordnet ist, gilt als in das öffentliche Netz einge-

speist und ist der Bilanzgruppe des Stromhändlers, mit dem der Abnahmevertrag abgeschlossen wurde, zuzuordnen.

(6) Bei Verwendung von intelligenten Messgeräten müssen die Energiewerte pro Viertelstunde gemessen und ausgelesen werden.

(7) Der Netzbetreiber hat den zwischen den teilnehmenden Berechtigten vertraglich vereinbarten statischen oder dynamischen Anteil an der erzeugten Energie den jeweiligen Anlagen der teilnehmenden Berechtigten zuzuordnen. Bei Verwendung dynamischer Anteile können diese zwischen den teilnehmenden Berechtigten viertelstündlich neu zugeordnet werden. Die Ermittlung der Werte erfolgt nach Maßgabe folgender Regelungen:

1. die Zuordnung hat pro Viertelstunde zu erfolgen und ist mit dem Energieverbrauch der jeweiligen Anlage des teilnehmenden Berechtigten in der jeweiligen Viertelstunde begrenzt;
2. der Messwert des Energieverbrauchs pro Viertelstunde am Zählpunkt der Anlage des teilnehmenden Berechtigten ist um die zugeordnete erzeugte Energie zu reduzieren;
3. der Messwert der Energieeinspeisung in die Hauptleitung pro Viertelstunde am Zählpunkt der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage ist um die Summe der zugeordneten Energie zu vermindern.“

Das zentrale Ziel ist die gemeinschaftliche Nutzung von Strom aus einer Erzeugungsanlage direkt vor Ort. Hinsichtlich der Technologie oder der Art der Teilnehmer gibt es hierbei keine Einschränkungen.

Das Paradebeispiel ist ein Mehrparteienhaus mit einer ungenutzten Dachfläche. Durch

die Novelle wird es den teilnehmenden Berechtigten (jene Hausparteien, die an der Erzeugungsanlage partizipieren wollen) aus elektrizitätsrechtlicher Sicht de facto ermöglicht, den erzeugten Strom aus einer gemeinsamen PV-Anlage (oder auch jeder anderen Erzeugungsanlage) zu nutzen. Zuvor waren zur Aufteilung und Verrechnung komplizierte

und wirtschaftlich nicht darstellbare Ansätze (wie z.B. eine Unterteilung der Anlage inkl. mehrerer Wechselrichter für die einzelnen Anlagen) notwendig. Nun kann der erzeugte Strom via Hauptleitung in das Mehrparteienhaus geleitet werden und basierend auf einem statischen oder dynamischen Aufteilungsschlüssel wird der erzeugte Strom den einzelnen Hausparteien zugeordnet. Dazu sind Erzeugungsdaten und Verbrauchsdaten der Teilnehmer auf 15-Minuten-Basis notwendig, wodurch gewährleistet wird, dass es zu keinem „net-meetering“¹ kommt, was einer kostenverursachungsgerechten Zuteilung der Entgelte entgegensteht. Über allem steht jedoch weiterhin die freie Lieferantenwahl, welche durch die Variante der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage gewährleistet ist.

Ein sonstiges Entgelt wurde für die Dienstleistung des Netzbetreibers in Bezug auf die Verrechnung und Aufteilung der Erzeugungs- und Verbrauchsanteile der teilnehmenden Berechtigten geschaffen. Im Zusammenhang mit den gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen besteht der reale Aufwand des Netzbetreibers zum einen aus der Einrichtung und Änderung des Aufteilungsschlüssels und zum anderen der Datenverwaltung und Datenbearbeitung der Energiedaten der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage und der Anlagen der teilnehmenden Berechtigten.

Hinsichtlich der anfallenden Kosten wurde die Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 (SNE-V 2018) um § 11 Abs. 1 Z 5 ergänzt:

Berechnung des Verbrauchsanteils eines teilnehmenden Berechtigten an einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage gemäß § 16a EIWOG 2010:

- a) für die erstmalige Einrichtung des Aufteilungsschlüssels des von der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage erzeugten Stroms 20,00;
- b) für jede Änderung des Aufteilungsschlüssels des von der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage erzeugten Stroms 20,00;

- c) für die laufende Berechnung des verbrauchten bzw. eingespeisten Stroms im Viertelstundenraster 0,50.

Die Entgelte gemäß lit. a und lit. c sind jedem teilnehmenden Berechtigten sowie dem Betreiber der Erzeugungsanlage zu verrechnen; die Entgelte gemäß lit. b jedem aus dem genannten Personenkreis, für den sich eine Änderung des Aufteilungsschlüssels des von der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage erzeugten Stroms ergibt.

Es ist beabsichtigt, im kommenden Jahr die Dienstleistung des Netzbetreibers auf Basis der gesammelten Erfahrungswerte aus der Praxis zu evaluieren, um auf dieser Grundlage das sonstige Entgelt für die Verrechnung bei gemeinschaftlichen Erzeu-

gungsanlagen gegebenenfalls angepasst festlegen zu können.

Diverse Musterverträge zur Umsetzung des § 16a sind unter anderem unter <http://ebutilities.at/mustervertraege.html> zu finden. Wei-

¹ net-meetering: Der erzeugte Strom wird mit dem verbrauchten Strom zeitlich unabhängig gegengerechnet. So würde z.B. der aus dem öffentlichen Netz bezogene Strom „rechnerisch“ reduziert. Das öffentliche Netz würde somit einen abgabefreien Speicher für den jeweiligen Endverbraucher darstellen, was natürlich nicht der Realität entspricht.

tere Informationen sind auch unter <http://pv-gemeinschaft.at/> bzw. der Broschüre „Mehr Sonnenstrom für Österreich“ <https://www.bmnt.gv.at/service/publikationen/energie/mehr-sonnenstrom-fuer-oesterreich.html>, welche noch 2017 vom ehemaligen Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft herausgegeben wurde.

Allgemein gesehen können gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen vor allem im Neubau relevant sein. Eine Umsetzung im Zuge der Errichtung eines Neubaus ist wesentlich einfacher. Beim Bestand gibt es noch diverse Hindernisse, die z.B. im Zusammenhang mit dem Wohnrecht bestehen.

Biomassekonzepte laut ÖSG 2012

Auf Basis der Novelle des ÖSG 2012 soll im Ökostrombericht eine Analyse der nach diesem Bundesgesetz zu erstellenden Rohstoff-

konzepte bei Biogas- und Biomasseanlagen durchgeführt werden.

Dazu wurde § 8 Abs. 2 ÖSG 2012 wie folgt ergänzt:

... Der Landeshauptmann hat diese Nachweise zu prüfen und bei Vorliegen der gesetzlichen Erfordernisse der E-Control und der Ökostromabwicklungsstelle, die erforderlichenfalls die Vergütung der betroffenen Anlage anzupassen hat (§ 18 Abs. 2), umgehend mit einer Bestätigung der Richtigkeit zu

übermitteln. Darüber hinaus hat der Landeshauptmann im Fall der Anerkennung der Anlage die Konzepte über die Rohstoffversorgung gemäß Abs. 1 Z 3 umgehend an die Ökostromabwicklungsstelle und die E-Control zum Zweck der Erstellung des Berichts gemäß § 52 Abs. 1 zu übermitteln

§ 8 Abs. 1 Z 3 lautet wiederum wie folgt:

ein Konzept über die Rohstoffversorgung bei Anlagen, die zumindest teilweise auf Basis von Biomasse oder von Biogas betrieben werden, über zumindest die ersten fünf Betriebsjahre. Dieses Konzept hat

auch Angaben über eine allfällige Abdeckung aus eigener land- und forstwirtschaftlicher Produktion zu enthalten;

Um für die Zukunft eine eindeutige Abgrenzung liefern zu können, wurden für diesen Bericht Rohstoffkonzepte für den Zeitraum Juni bis Dezember 2017 ausgewertet. Der Ökostrombericht 2019 wird dann die Rohstoffkonzepte des Jahres 2018 enthalten.

Für den ausgewählten Zeitraum wurden 20 Anerkennungsbescheide übermittelt. Es war jeweils ein Kraftwerk basierend auf Biogas und Klärgas enthalten und 18 auf Basis von fester Biomasse.

Die Angaben zum Rohstoffkonzept der Biogasanlage beruhen darauf, dass diese mit Biomethan aus dem Erdgasnetz versorgt wird. Die Klärgasanlagen sollen mit kommunalen Abwässern aus dem Einzugsgebiet des betreffenden Abwasserverbandes versorgt werden. Basierend auf diesen Angaben wurden die gesetzlichen Vorgaben als erfüllt angesehen und die Anerkennungsbescheide ausgestellt.

Von den 18 Anlagen, die auf fester Biomasse betrieben werden sollen, werden zwei Anlagen ausschließlich mittels Eigenversorgung betrieben. Dies bedeutet, dass die

Anlagenbetreiber ihren eigenen Rohstoff zum Betrieb der Anlage nutzen. Für wiederum zwei Anlagen wurde angegeben, dass die Versorgung aus der eigenen Forstwirtschaft und Zulieferung gedeckt werden soll. Vier Anlagen sollen mittels Rohstoffen der Genossenschaftsmitglieder bzw. der Gesellschafter versorgt werden. Neben eigener lokaler Erzeugung stammt die Zulieferung von Rohstoffen für diese Anlagen laut den verfügbaren Angaben aus lokalen Quellen (in einem Umkreis von bis zu 25 km).

Für die übrigen Anlagen erfolgt die Rohstoffversorgung für neun Anlagen mittels Zukauf. Für eine Anlage wurde Folgendes angegeben: „Hinsichtlich der Rohstoffversorgung der Ökostromanlage liegen schlüssige Angaben über die ersten fünf Betriebsjahre vor.“ Von diesen neun Anlagen, die ihre Rohstoffe ausschließlich zukaufen, haben wiederum vier Anlagen angegeben, dass sie ihren Rohstoff lokal zukaufen. Ein Anlagenbetreiber ist im Bereich des Hackguthandels und der Hackgutzerkleinerung tätig. Daraus lässt sich jedoch nicht schließen, ob die eingesetzten Rohstoffe aus lokaler Erzeugung stammen.

ENERGIEVERBRAUCHS-ENTWICKLUNG

An dieser Stelle werden einige Kennzahlen zum Gesamtenergieverbrauch dargestellt. Die Entwicklung des gesamten Energieverbrauches stellt bei der Diskussion über den Anteil von erneuerbaren Energieträgern im Allgemeinen einen wesentlichen Faktor dar.

Betrachtet man die Entwicklung des Bruttoinlandsverbrauchs und jene des realen BIPs, so kam es nach 2013 und 2015 im Jahr 2016 erneut zu einem Anstieg der beiden. Das reale BIP stieg um 1,5% und der Bruttoinlandsverbrauch um 1,4% (siehe Abbildung 1).

Der gesamte energetische Endverbrauch stieg im Jahr 2016 um 2,8% auf 1.108 PJ an. Den größten Anstieg gab es im Bereich des produzierenden Gewerbes mit 4,3%,

gefolgt von den Haushalten mit 2,8%. Verglichen mit 1990 kam es abgesehen vom Bereich der Landwirtschaft (-10,8%) durchgehend zu Steigerungen, wobei jene im Bereich Verkehr mit mittlerweile 84,6% die höchste war.

In Abbildung 2 ist der gesamte Stromverbrauch (bezogen auf den energetischen Endverbrauch) dargestellt. Dieser lag gemäß aktuellen Daten von Statistik Austria im Jahr 2016 bei 61,9 TWh (nach 61,1 TWh 2015). Der Anteil des Stroms am gesamten energetischen Endverbrauch in Österreich ging von 20,4% auf 20,1% leicht zurück. Insgesamt lag der Stromverbrauch im Jahr 2016 um 46% über dem Niveau von 1990. Der Stromverbrauch für die Jahre 2016, 2017 und 2018

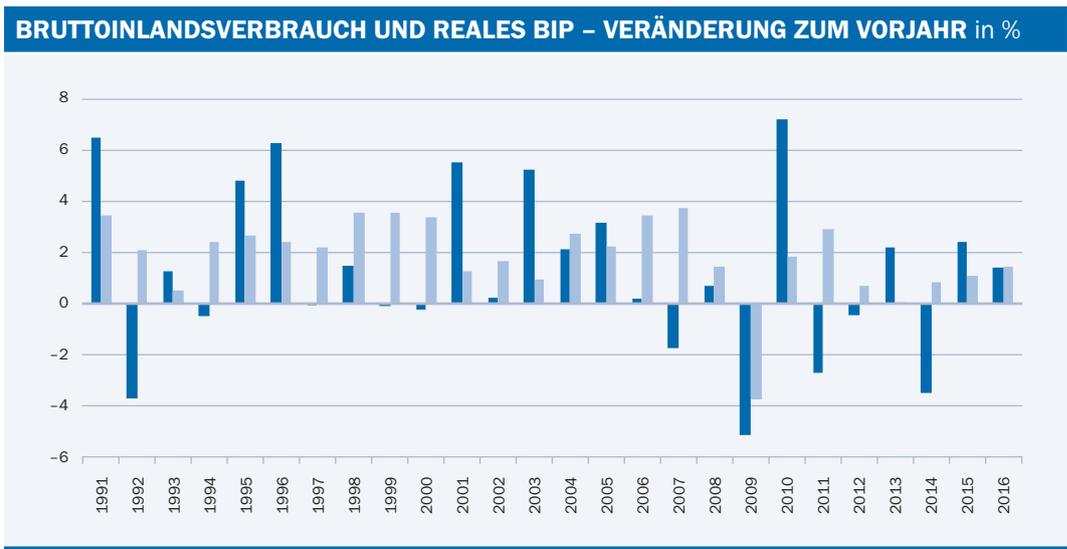


Abbildung 1
Bruttoinlandsverbrauch und reales BIP – Veränderung zum Vorjahr in %

Quelle: Statistik Austria, WKO, Berechnungen E-Control

STROMVERBRAUCH (ENERGETISCHER ENDVERBRAUCH) VON 1990 BIS 2019 in TWh



Abbildung 2
Stromverbrauch
(energetischer End-
verbrauch) von 1990 bis
2019 in TWh

Quelle: Statistik Austria, eigene Berechnung E-Control

ANTEIL STROM AUS ERNEUERBAREN (IM INLAND ERZEUGT) AM ENDVERBRAUCH in GWh

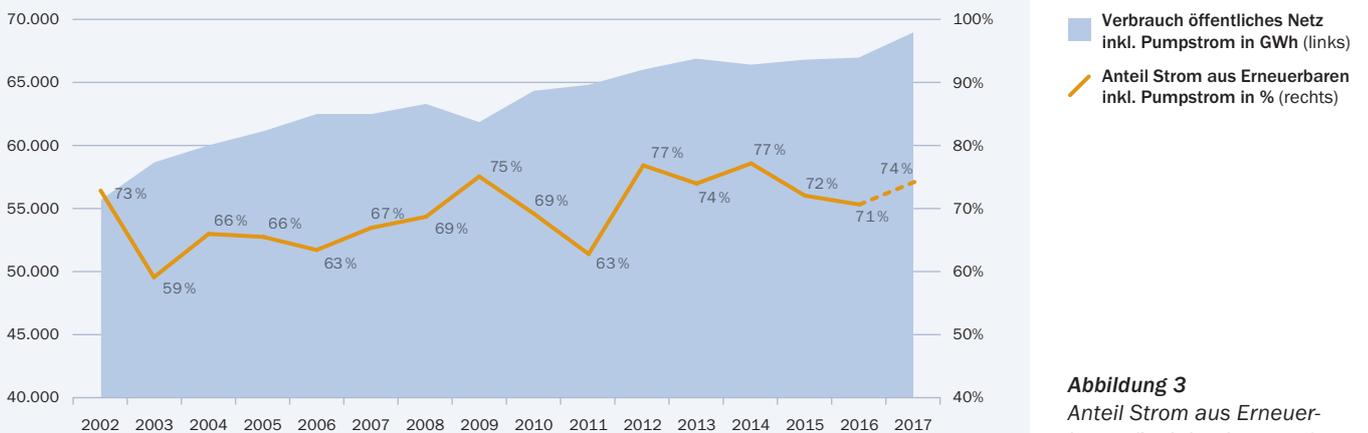


Abbildung 3
Anteil Strom aus Erneuer-
baren (im Inland erzeugt)
am Endverbrauch

Quelle: E-Control

wurde, basierend auf der Entwicklung der letzten fünf Jahre, fortgeschrieben.

Nach ersten Auswertungen lag der Anteil des Stroms aus Erneuerbaren (inländische Erzeugung) am Verbrauch im Jahr 2017 bei rund 74%.² Aufgrund von Strommengen sonstiger Kraftwerke < 10 MW, welche erst zu einem späteren Zeitpunkt detailliert zugeordnet werden können, ergibt sich zum jetzigen Zeitpunkt noch eine gewisse Unschärfe. Für 2017 ist damit zu rechnen, dass sich der Anteil des gesamten Stroms aus Erneuerbaren in etwa auf dem Niveau von 2013 befunden

hat. 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).

In Tabelle 1 ist der Wasserkrafterzeugungskoeffizient der Jahre 2008 bis 2017 dargestellt. Vor allem der Einbruch des abgenommenen Stroms im Jahr 2011 kann somit mit einem äußerst schlechten Wasserjahr begründet werden. Für 2017 sei an dieser Stelle nochmals angemerkt, dass es sich bei den 74% vorläufig um eine Prognose handelt.

WASSERKRAFTERZEUGUNGSKOEFFIZIENT 2008 BIS 2017										
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Jänner	1,05	0,82	0,90	1,21	1,30	1,35	0,96	1,30	0,81	0,70
Februar	0,91	0,81	0,83	0,98	0,98	1,23	0,95	0,89	1,31	0,93
März	1,15	1,26	1,01	0,81	1,28	1,06	0,92	0,90	0,90	1,08
April	1,03	1,37	0,78	0,76	1,03	1,11	0,93	1,03	0,96	0,84
Mai	1,05	1,17	0,96	0,68	1,01	1,11	1,02	1,07	0,94	0,93
Juni	1,01	1,00	1,02	0,86	1,04	0,97	0,87	0,97	1,07	0,78
Erstes Halbjahr (nicht mit Strommengen gewichtet)	1,04	1,07	0,92	0,88	1,11	1,14	0,94	1,03	1,00	0,88
Juli	1,02	1,11	0,93	0,87	1,04	0,92	0,92	0,77	1,09	0,87
August	1,03	1,00	1,09	0,92	0,91	0,79	1,10	0,76	1,10	1,09
September	0,87	1,07	1,16	0,90	1,19	1,05	1,31	0,81	0,98	1,26
Oktober	0,88	1,00	0,96	1,13	1,24	1,15	1,16	0,99	0,95	1,09
November	0,95	0,97	1,10	0,78	1,33	1,40	1,32	0,79	1,07	1,18
Dezember	1,04	1,02	1,13	0,84	1,24	1,00	1,00	0,80	0,82	1,14
Jahr (mit Strommengen gewichtet)	1,00	1,06	0,99	0,88	1,11	1,07	1,03	0,92	1,00	0,98

Tabelle 1
Wasserkrafterzeugungskoeffizient 2008 bis 2017

Quelle: E-Control

² Anmerkung: Die finalen Daten werden erst Mitte/Ende des Jahres 2018 zur Verfügung stehen. Basierend auf Erfahrungswerten wurden die im Augenblick als „sonstiger Strom“ angeführten Mengen den einzelnen Erzeugungstechnologien zugeordnet. Dies wurde in der Grafik durch die unterbrochene Linie berücksichtigt.

GEFÖRDERTER ÖKOSTROM GEMÄSS ÖSG 2012

In diesem Kapitel werden die wichtigsten Kennzahlen des geförderten Ökostroms (gemäß ÖSG 2012) 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 2017 dargestellt. Es wird auf Aspekte der CO₂-Vermeidung eingegangen, um

so einen wesentlichen Nutzen des Ökostromausbaus hervorstreichen. Weiters werden die mittels Investitionszuschüssen geförderten Anlagen, die Entwicklung des Vergütungsvolumens, des Unterstützungsvolumens, der durchschnittlichen Einspeisetarife und der Aufwendungen für Ausgleichsenergie für den geförderten Ökostrom betrachtet.

Ökostromanlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG

ANTEIL AM ENDVERBRAUCH, GWH, MW, ANZAHL

Der Anteil von gefördertem Ökostrom stieg von 16,8% im Jahr 2016 auf 17,9% im Jahr 2017 (siehe Abbildung 4). Der Anteil des ge-

förderten Ökostroms wird dabei auf die Abgabe an Endverbraucher und -verbraucherinnen bezogen. Der prozentuale Anstieg ergibt sich, wie in den vergangenen Jahren, durch den Anstieg des geförderten Ökostroms,

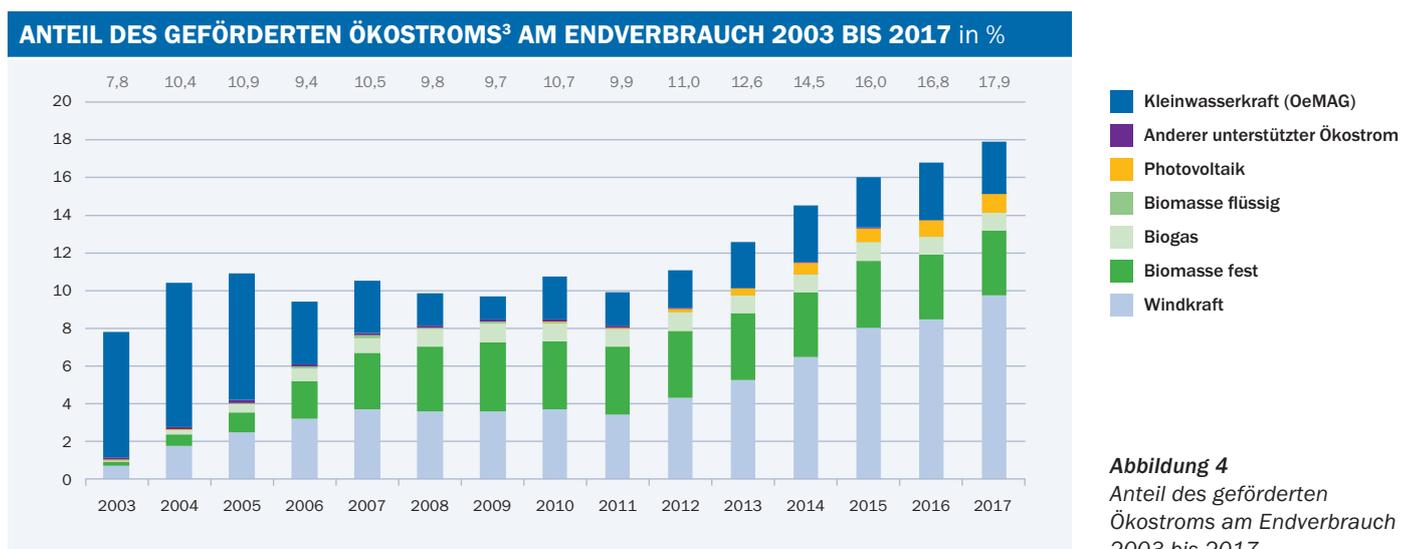


Abbildung 4
Anteil des geförderten Ökostroms am Endverbrauch 2003 bis 2017

Quelle: OeMAG, E-Control

³ Anmerkung: Es sind alle Anlagen, die in einem Vertragsverhältnis mit der OeMAG stehen, erfasst. Somit auch alle jene Anlagen bzw. Einspeisemengen, die von der OeMAG zu Marktpreis abgenommen werden. Darin nicht enthalten sind Energiemengen für den Eigenverbrauch – also Anlagen, die zwar einen Vertrag mit der OeMAG haben, aber sich nicht die gesamte Energie vergüten lassen, sondern einen Teil selbst verbrauchen (Stichworte: „Überschusseinspeiser bei PV“ oder „Industrieanlagen“).

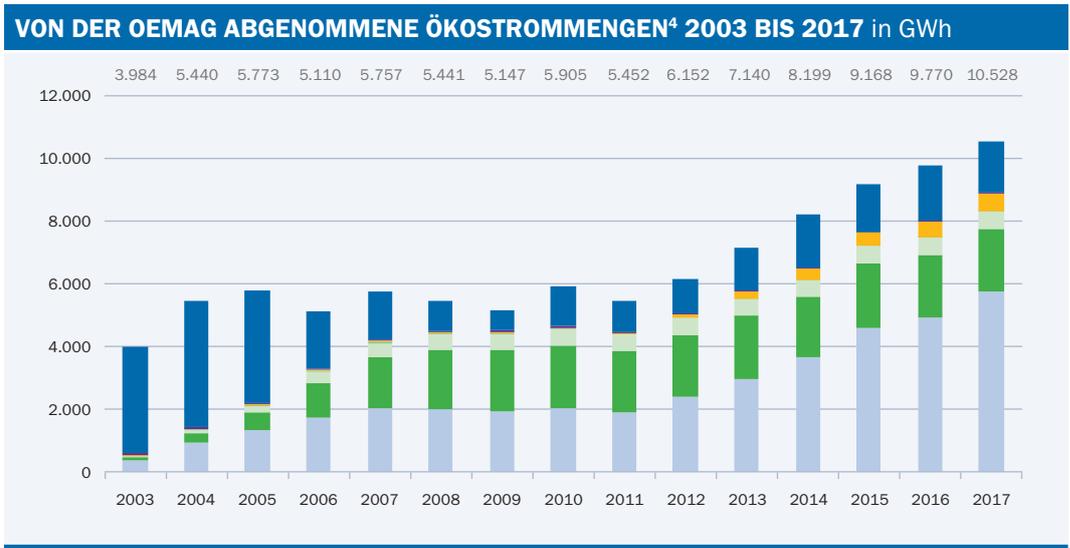


Abbildung 5
 Von der OeMAG abgenommene Ökostrommengen 2003 bis 2017 in GWh

Quelle: OeMAG, E-Control

wobei dieser Effekt auch 2017 durch den Anstieg der Abgabe an Endverbraucher und -verbraucherinnen von 58.184 (2016) auf 58.872 GWh (2017) gedämpft wurde. Die deutlichste Steigerung an der Abgabe an Endverbraucher und -verbraucherinnen gab es, wie in den vergangenen Jahren, im Bereich der Windkraft. Dabei konnte der Anteil von 8,6% im Jahr 2016 auf 10,0% gesteigert werden. Der Windkraft folgt weiterhin die feste Biomasse mit einem konstanten Anteil von 3,5%.

Wie seit 2011 basiert der Anstieg des Anteils der abgenommenen Ökostrommengen weiterhin vorrangig auf einem Zuwachs im Be-

reich der Windkraft (siehe Abbildung 5). Der starke Zuwachs der Windkraft liegt über der „natürlichen Rate“, die sich aus dem Kontingent im Gesetz ergeben würde, da 2012 ein Sonderkontingent zum Wartelistenabbau eingesetzt wurde. In diesem Bereich stieg die erzeugte Strommenge von 2016 auf 2017 um 16,5%. Im Bereich der Photovoltaik waren es 14,7%. Im Bereich der Kleinwasserkraft kam es nach einem Anstieg auf 1.772 GWh im Jahr 2016 zu einem Rückgang auf 1.625 GWh für 2017 (-8,3%).

Bezüglich der installierten Leistung machten sich 2017 erneut vermehrt Anlagen bemerkbar, die das Ende der Tarifförde-

⁴ Anmerkung: Es sind alle Anlagen, die in einem Vertragsverhältnis mit der OeMAG stehen, erfasst.

Photovoltaik ■

ANZAHL DER PV-ANLAGEN IM VERTRAGSVERHÄLTNIS⁷ MIT DER OEMAG 2003 BIS 2017

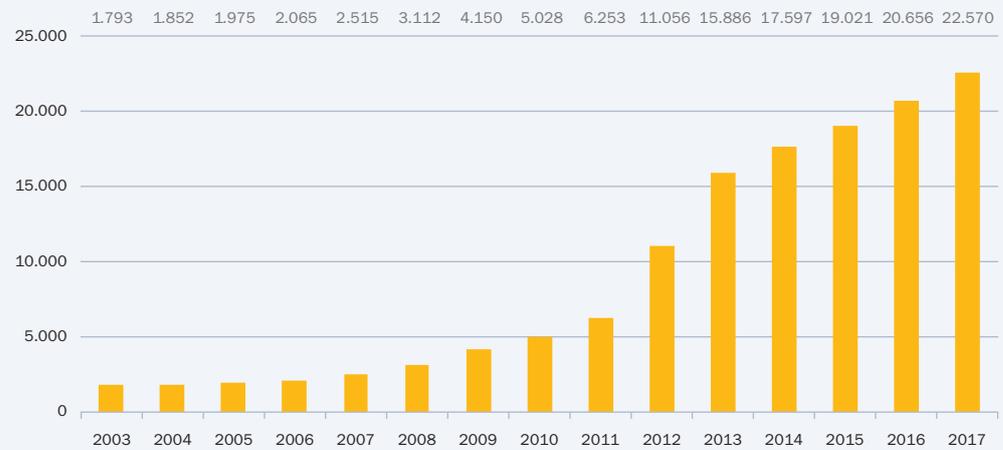


Abbildung 7
Anzahl der PV-Anlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2003 bis 2017

Quelle: OeMAG, E-Control

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

ANZAHL DER ANLAGEN IM VERTRAGSVERHÄLTNIS MIT DER OEMAG 2003 BIS 2017

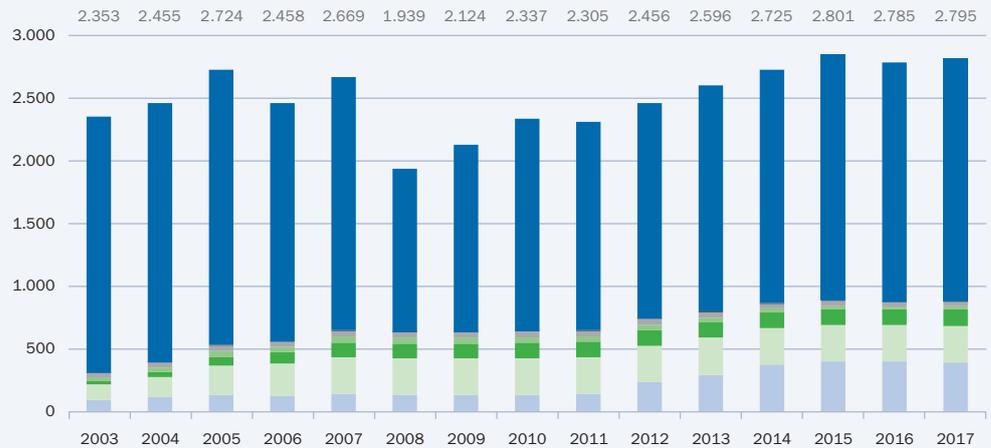


Abbildung 8
Anzahl der Anlagen (exkl. PV) im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2003 bis 2017

Quelle: OeMAG, E-Control

⁷ Anmerkung: Es sind alle Anlagen, die in einem Vertragsverhältnis mit der OeMAG stehen, erfasst.

VERGLEICH DER WICHTIGSTEN KENNZAHLEN DER ANLAGEN IM VERTRAGSVERHÄLTNISS MIT DER OEMAG 2016 BIS 2017

Energieträger	Installierte Leistung in MW	Einspeisemenge in GWh	Anzahl Anlagen	Vergütung netto in Mio. €	Geförderter Ökostrom-Einspeiseanteil in % der Gesamtabgabemenge	Durchschnittsvergütung in Cent/kWh
2017					1)	
Kleinwasserkraft (unterstützt)	429	1.624,6	1.917	82,9	2,8%	5,10
Sonstige Ökostromanlagen	3.369	8.903,0	23.448	1.025,9	15,1%	11,52
Windkraft	2.291	5.745,9	396	524,7	9,8%	9,13
Biomasse fest inkl. Abfall mhbA	311	1.999,4	134	263,2	3,4%	13,16
Biomasse gasförmig *)	84	565,2	288	94,4	1,0%	16,71
Biomasse flüssig	1	0,1	18	0,0	0,0002%	7,87
Photovoltaik	666	574,3	22.570	142,8	0,98%	24,86
Deponie- und Klärgas	14	18,0	40	0,7	0,03%	4,11
Geothermie	1	0,1	2	0,0	0,0001%	3,36
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen	3.798	10.527,7	25.365	1.108,8	17,9%	10,53
2016					2)	
Kleinwasserkraft (unterstützt)	428	1.772,2	1.909	86,2	3,0%	4,78
Sonstige Ökostromanlagen	3.326	7.997,9	21.532	924,3	13,7%	11,56
Windkraft	2.347	4.931,8	400	440,3	8,5%	8,67
Biomasse fest inkl. Abfall mhbA	311	1.981,6	128	262,7	3,4%	13,38
Biomasse gasförmig *)	83	564,5	287	97,7	1,0%	17,53
Biomasse flüssig	1	0,2	20	0,0	0,0003%	13,21
Photovoltaik	568	500,5	20.656	122,9	0,86%	26,56
Deponie- und Klärgas	15	19,2	39	0,7	0,03%	4,58
Geothermie	1	0,0	2	0,0	0,0000%	3,48
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen	3.754	9.770,1	23.441	1.010,5	16,8%	10,34

Tabelle 2
Vergleich der wichtigsten Kennzahlen der Anlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2016 bis 2017

*) inklusive Betriebskostenzuschläge

1) bezogen auf die Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher von 58.872 GWh für das Gesamtjahr 2017 (Stand 06/2018)

2) bezogen auf die Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher von 58.184 GWh für das Gesamtjahr 2016 (Stand 06/2018)

Quelle: OeMAG, E-Control – vorläufige Werte, Stand Juni 2018

DURCHSCHNITTLICHE EINSPEISETARIFE

In Abbildung 9 und Abbildung 10 sind der Verlauf der durchschnittlichen Einspeisetarife von 2003 bis 2017 dargestellt. Die durchschnittlichen Einspeisetarife errechnen sich aus dem Vergütungsvolumen pro Technologie geteilt durch die jeweils unterstützte Menge. Etwaige Zuschläge sind bei dieser Berechnung inkludiert.⁸ Dazu zählt auch der Anteil des Investitionszuschusses, der in Kombination mit dem Einspeisetarif im Bereich der Photovoltaik gewährt wird.

Die Entwicklung entspricht im Großen und Ganzen jener der vergangenen Jahre. Im Bereich der Photovoltaik macht sich mittlerweile jedoch der Effekt der kombinierten Tarif- und Investitionsförderung bemerkbar. Anstatt, wie früher, die Mittel über die Laufzeit als Teil des

Tarifs auszubezahlen, wird ein Teil der Förderung durch Investitionszuschuss „vorgezogen“ und gleich zu Beginn ausbezahlt. Grundsätzlich ist der Tarif für Neuanlagen z.B. erneut gesunken, aber aufgrund der Systematik ist der durchschnittliche Einspeisetarif gestiegen. Bei der Windkraft kam es, wie letztes Jahr bereits prognostiziert, erneut zu einem Anstieg. Auch im nächsten Jahr könnte es erneut zu einem Anstieg kommen, da die Einspeisetarife jener Anlagen, die aus dem Fördersystem fallen, geringer waren als jene für Neuanlagen der vergangenen Jahre. Sprich: Eine neu zugebaute kWh bekommt einen höheren Einspeisetarif als jene, die sie ersetzt. Im Bereich Biogas kam es bei relativ konstanten Mengen zu einem Rückgang des Vergütungsvolumens, wodurch der durchschnittliche Einspeisetarife leicht gesunken ist.

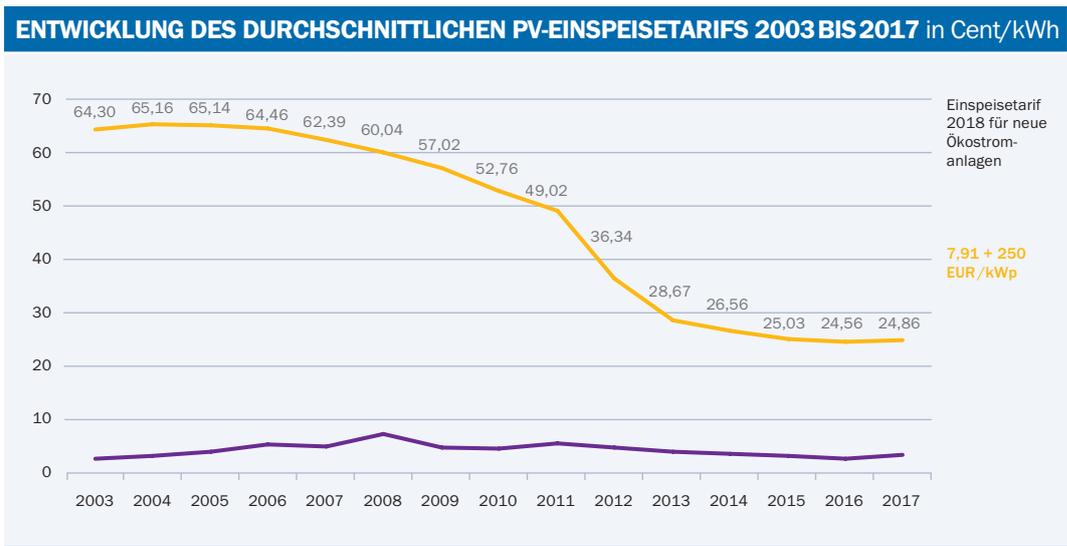
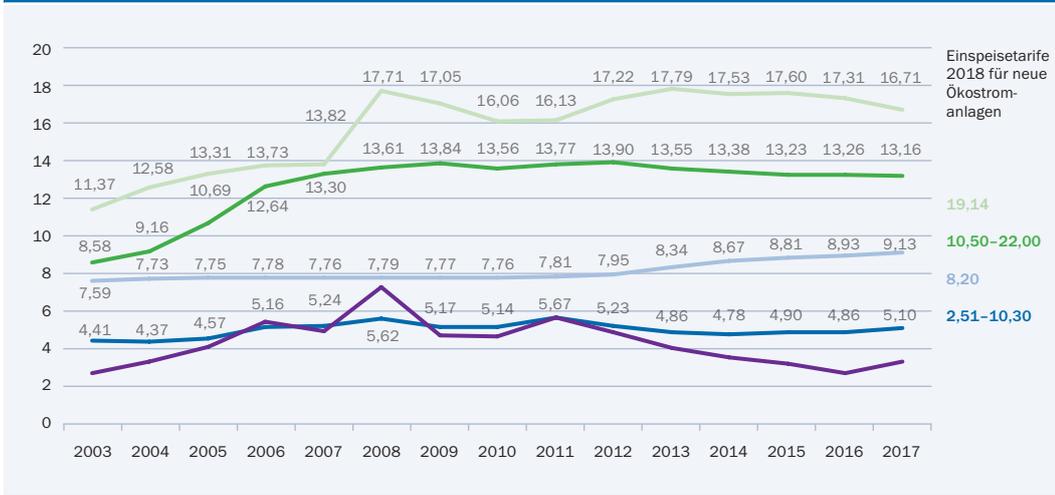


Abbildung 9
Entwicklung des durchschnittlichen PV-Einspeisetarifs 2003 bis 2017

Quelle: OeMAG, E-Control

⁸ Hierbei handelt es sich um die gesamte von der OeMAG abgenommene Menge. Somit ist auch jener Anteil, der zum Marktpreis vergütet wird, inkludiert.

ENTWICKLUNG DER DURCHSCHNITTlichen EINSPEISETARIFE 2003 BIS 2017 in Cent/kWh



- Biogas
- Biomasse fest
- Windkraft
- Kleinwasserkraft
- Marktpreis

Abbildung 10
Entwicklung der durchschnittlichen Einspeisetarife (exkl. PV) 2003 bis 2017

Quelle: OeMAG, E-Control

CO₂-VERMEIDUNG DURCH GEFÖRDERTEN ÖKOSTROM

Ein Eckpunkt der Förderung von Strom aus Erneuerbaren ist die Vermeidung von CO₂. Dies stellt den zentralen Nutzen und Beitrag zur Energiepolitik dar. Die Berechnungen aus dem letzten Ökostrombericht wurden hier erneut durchgeführt bzw. aktualisiert.

Ausgehend davon, dass bei der Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren kein CO₂ anfällt bzw. die Erzeugung beim Einsatz von biogenen Energieträgern CO₂-neutral ist, wurde diese einem Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk (GuD-Anlage) bzw. einem Braunkohlekraftwerk gegenübergestellt. Dabei wurde für die Berechnungen angenommen, dass bei der

Erzeugung in einer GuD-Anlage 0,44 t CO₂ pro MWh anfallen und in einem Braunkohlekraftwerk 1,025 t CO₂ pro MWh.

In Summe wurden im Jahr 2017 von der OeMAG 10.528 GWh Strom abgenommen. Ausgehend von den oben angeführten Parametern konnten dadurch 4,6 Mio. t (verglichen mit Strom aus GuD-Anlagen) bis 11 Mio. t CO₂ (verglichen mit Strom aus Braunkohlekraftwerken) vermieden werden. Laut Klimaschutzbericht 2017⁹ des Umweltbundesamtes betragen im Jahr 2015 die Treibhausgas-Emissionen Österreichs 78,9 Mio. t CO₂-Äquivalent (nach 76,3 Mio. t CO₂-Äquivalent im Jahr 2014). Die Messeinheit CO₂-Äquivalent berücksichtigt neben CO₂

⁹ Siehe: <http://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/REPO622.pdf>

auch andere Treibhausgase wie z.B. Methan (CH₄). Legt man die Mengen des geförderten Ökostroms von 2017 auf das CO₂-Äquivalent von 2015 um, so ergeben diese eine CO₂-Reduktion von ungefähr 6 bis 12%.

Weiters wurde aber auch erneut die Kosten- seite betrachtet. Ausgehend von den durchschnittlichen Einspeisetarifen und einem durchschnittlichen Marktpreis¹⁰ von 3,3 Cent/kWh im Jahr 2017, wurden einzelne Technologien mit oben angeführten GuD-Anlagen und Braunkohleanlagen verglichen. Vom durchschnittlichen Einspeisetarif wurde der Marktpreis abgezogen, was wiederum in etwa dem Förderbedarf entspricht. In Abbildung 11 sind die sich daraus ergebenden Bandbreiten dargestellt. Vergleicht man jene Photovoltaik-Anlagen, welche einen Vertrag mit der OeMAG

haben, mit einem Braunkohlekraftwerk und bezieht man den Mehrwert rein auf die CO₂-Vermeidung, so würde diese 54 EUR/tCO₂ ausmachen. Verglichen mit der GuD-Anlage wären es 126 EUR/tCO₂. Die Intraday-Preise für EU Emission Allowances¹¹ haben sich an der EEX im Jahr 2017 ungefähr zwischen 4,5 und knapp über 8 EUR/tCO₂ bewegt.

Die angeführte Betrachtung bezog sich ausschließlich auf den geförderten Ökostrom. Wenn man an dieser Stelle bereits auf den nächsten Abschnitt vorgreift, dann ist zu sehen, dass im österreichischen System bereits weit mehr Ökostrom enthalten ist, als nur mittels ÖSG-Förderungen erfasst wird. Würde man diese Ökostrommenge heranziehen und dieselbe Systematik zum Vergleich wie beim geförderten Ökostrom anwenden, dann er-

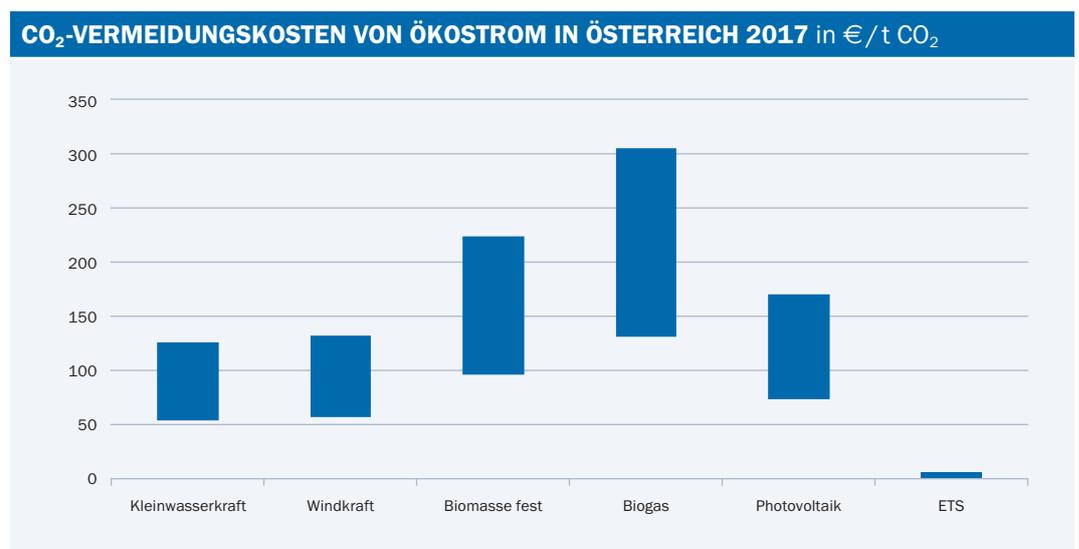


Abbildung 11
CO₂-Vermeidungskosten von Ökostrom in Österreich 2017

Quelle: E-Control

¹⁰ Basierend auf dem Durchschnitt des quartalsweise veröffentlichten Marktpreises laut § 41 Abs. 1 ÖSG 2012
¹¹ <https://www.eex.com/de/marktdaten/umweltprodukte/spotmarkt/european-emission-allowances>

gäbe sich in Summe eine CO₂-Reduktion von ungefähr 8 bis 17% gegenüber Strom aus den definierten GuD-Anlagen bzw. Braunkohlekraftwerken.

EXKURS ÖKOSTROM GENERELL – MEHR ALS ÖSG 2012

An dieser Stelle wird eine Auswertung der verfügbaren Daten aus der HKN-Datenbank¹² durchgeführt, um jene Ökostrommengen abschätzen zu können, die über die geförderten Mengen der OeMAG hinausgehen. Hier kann es zu kleineren Abweichungen hinsichtlich der von der OeMAG gemeldeten Anlagen kommen, vor allem bei den rohstoffabhän-

gigen Anlagen mit gemischter Einspeisung. Gleichzeitig kann es bei der installierten Leistung weitere Unschärfen geben. Die installierte Leistung ist für die eingetragenen Anlagen auf Monatsbasis vorhanden. Aufgrund der großen Anzahl an Anlagen wurde bei der Zusammenstellung auf den maximalen Leistungswert pro Zählpunkt zurückgegriffen. Würde z.B. die Leistung im Laufe des Jahres 2017 für einen Zählpunkt aus irgendeinem Grund reduziert werden, so scheint dies bei dieser Auswertung nicht entsprechend auf, da der maximale 12-Monatswert herangezogen wurde.

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

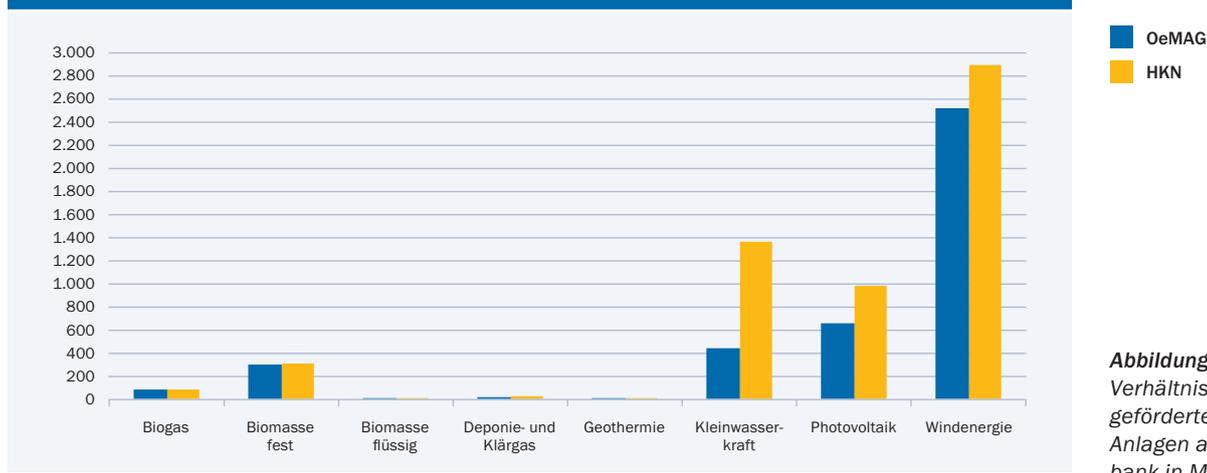


Abbildung 12
Verhältnis von Strom aus geförderten Anlagen zu Anlagen aus der HKN-Datenbank in MW

Quelle: E-Control

¹² Sämtliche Stromlieferanten, die in Österreich Endkunden beliefern, sind gesetzlich dazu verpflichtet, die Primärenergieträgeranteile ihrer Stromerzeugung dem Endkunden zur Kenntnis zu bringen. Die österreichische Stromkennzeichnung basiert ausschließlich auf sogenannten Nachweisen. Die Energie-Control Austria ist die zuständige Stelle für die Überwachung der Ausstellung, Übertragung und Entwertung von Nachweisen und für die Überwachung der Richtigkeit der Stromkennzeichnung in Österreich.
Gem. § 10. Abs.1 Ökostromgesetz 2012 administriert die Energie-Control Austria die Stromnachweisdatenbank. In dieser Datenbank werden die klassischen Prozesse Erzeugung, Handel und Konsum bzw. Entwerten von Nachweisen für die Stromkennzeichnung abgebildet. Jede MWh, die in das öffentliche Netz eingespeist wird, erhält einen elektronischen Nachweis, der zur Kennzeichnung von Stromlieferungen an Endkunden eingesetzt werden kann.

In Abbildung 12 ist die Leistung der Anlagen im Jahr 2017 und in Abbildung 13 der eingespeiste Strom gegenübergestellt. Der deutlichste Unterschied ist weiterhin bei der Kleinwasserkraft zu erkennen. Die OeMAG hatte laut Daten der HKN-Datenbank im Jahr 2017 440 MW (nach 428 MW 2016) Kleinwasserkraft unter Vertrag, wobei jedoch laut Datenbank aus 1.363 MW (nach 1.313 MW 2016) Strom geliefert wurde. Bei der Photovoltaik waren um 320 MW (267 MW 2016) und bei der Windkraft 374 MW (383 MW 2016) mehr Anlagen in der Datenbank registriert, als der OeMAG zugeordnet waren.

In Abbildung 14 wird, basierend auf der HKN-Datenbank, die oben angeführte Leistung für die Jahre 2016 und 2017 verglichen. In Ab-

bildung 15 wiederum wird die abgenommene Strommenge betrachtet.

Betrachtet man den abgenommenen Strom des Jahres 2017, so wurden laut Datenbank für die OeMAG 10.468 GWh Nachweise generiert. Insgesamt wurden aber 15.302 GWh Herkunftsnachweise durch Ökostromanlagen generiert. Die für die OeMAG generierten Nachweise würden einem Anteil von 17,8% an der Abgabe an Endverbraucher und -verbraucherinnen entsprechen. Zieht man den Wert aus der HKN-Datenbank heran, so würde der gesamte Ökostrom sogar auf einen Anteil von 26,0% (nach 23,8% im Jahr 2016) kommen.

Wie in den letzten Jahren bereits vermerkt, wird erneut darauf hingewiesen, dass sich

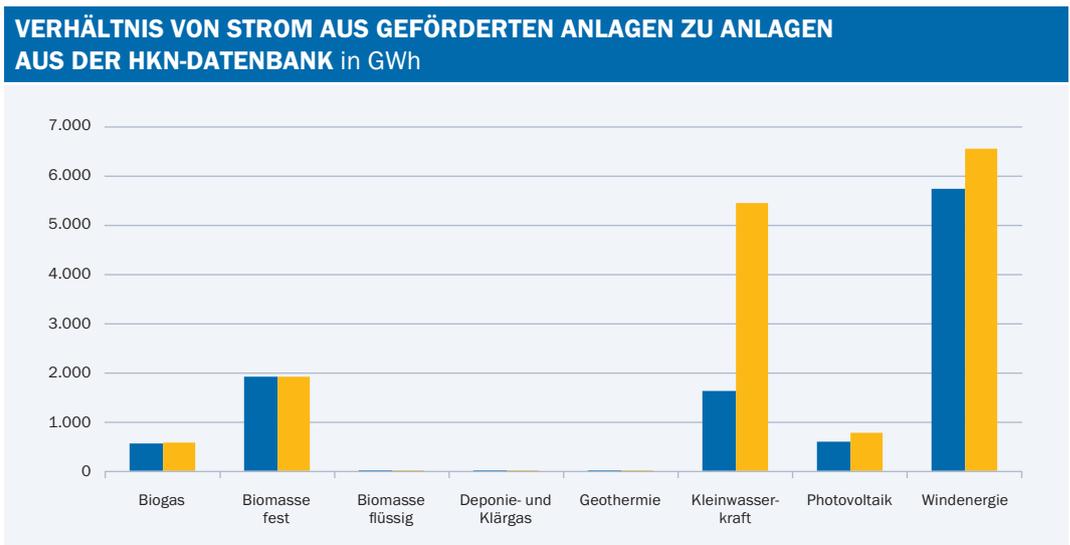


Abbildung 13
Verhältnis von Strom aus geförderten Anlagen zu Anlagen aus der HKN-Datenbank in GWh

Quelle: E-Control

VERHÄLTNIS VON STROM AUS GEFÖRDERTEN ANLAGEN ZU ANLAGEN AUS DER HKN-DATENBANK (2016 UND 2017) in MW

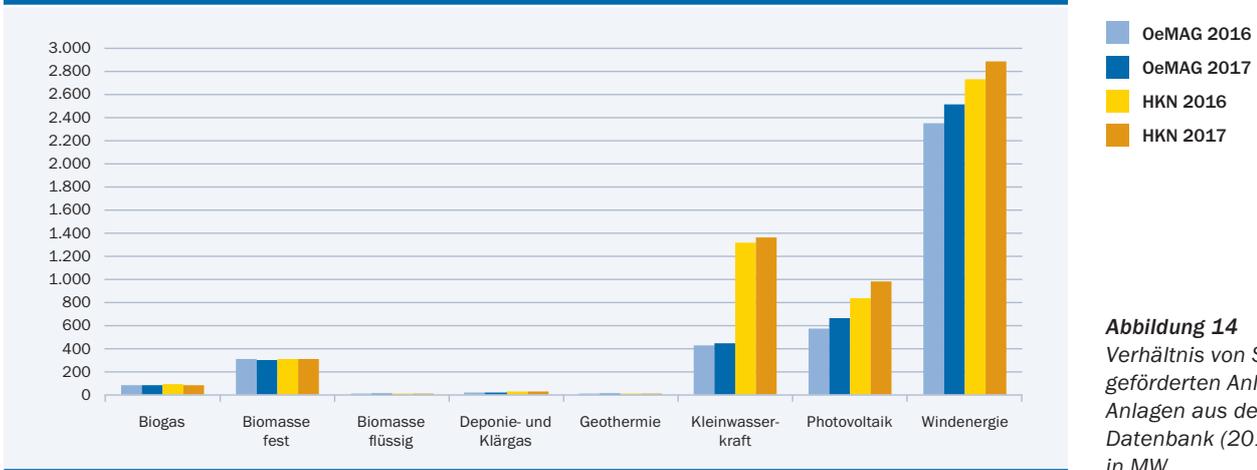


Abbildung 14
Verhältnis von Strom aus geförderten Anlagen zu Anlagen aus der HKN-Datenbank (2016 und 2017) in MW

Quelle: E-Control

VERHÄLTNIS VON STROM AUS GEFÖRDERTEN ANLAGEN ZU ANLAGEN AUS DER HKN-DATENBANK (2016 UND 2017) in GWh

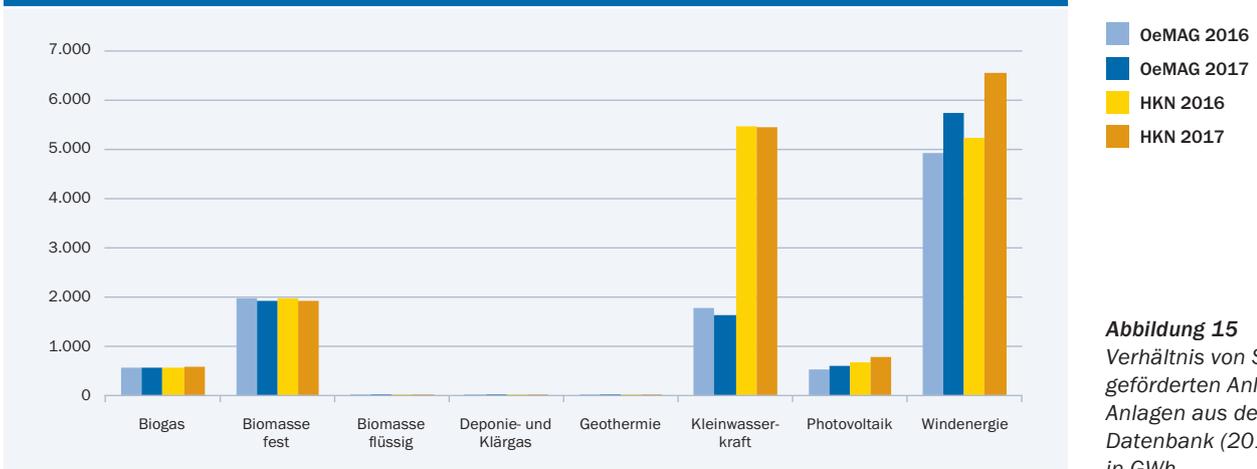


Abbildung 15
Verhältnis von Strom aus geförderten Anlagen zu Anlagen aus der HKN-Datenbank (2016 und 2017) in GWh

Quelle: E-Control

INSTALLIERTE LEISTUNG PRO BUNDESLAND LAUT HKN-DATENBANK – 2017 in kW								
	Biogas	Biomasse fest	Biomasse flüssig	Deponiegas	Geothermie	Kleinwasserkraft bis 10 MW	Photovoltaik	Windenergie
Burgenland	7.625	31.170	0	0	0	1.681	30.105	1.025.650
Kärnten	3.825	58.276	1.410	0	0	176.307	75.586	1.363
Niederösterreich	31.884	90.864	426	608	0	96.937	271.204	1.575.709
Oberösterreich	13.582	28.384	10	4.974	665	141.651	202.152	47.285
Salzburg	5.285	20.970	0	0	0	162.094	43.043	10
Steiermark	13.879	20.740	16	600	250	361.743	197.392	227.296
Tirol	3.578	27.980	0	2.104	0	338.520	65.713	5
Vorarlberg	3.885	3.160	0	0	0	77.475	72.280	6
Wien	400	24.400	0	920	0	6.195	19.960	9.375
Gesamt	83.942	305.943	1.861	9.206	915	1.362.603	977.436	2.886.698

Tabelle 3

Installierte Leistung pro Bundesland laut HKN-Datenbank – 2017

Quelle: E-Control

der Trend von immer mehr Anlagen, welche nicht von der OeMAG unterstützt werden, fortsetzen wird. Auch der Eigenverbrauch wird weiter steigen und scheint nicht in der HKN-Datenbank¹³ auf. Es ist bereits jetzt schwierig abzuschätzen, wie viel Strom österreichweit in PV-Anlagen erzeugt und nicht in das öffentliche Netz eingespeist wird bzw. wie viele Anlagen nicht in der HKN-Datenbank gemeldet sind. Es wird weiterhin angeregt, eine gesetzliche Basis zu schaffen wodurch sichergestellt ist, dass entsprechende Daten für alle Anlagen in Österreich verfügbar sind.

Dahingehend noch ein zusätzlicher Hinweis: Im Zuge des steigenden Eigenverbrauchs wurde auch der Tarifikalkulator der E-Control erweitert. Mittlerweile kann bei der Suche ei-

nes Anbieters die PV-Überschusseinspeisung mitberücksichtigt werden, wodurch die Auswahl eines entsprechenden Lieferanten, der in diesem Fall auch den überschüssigen PV-Strom abnimmt, erleichtert wurde.

Ergänzend zu den vergangenen Jahren wurde auch die Verteilung über die Bundesländer genauer analysiert. Unter den anfangs angeführten Einschränkungen wurde in Tabelle 3 die installierte Leistung und in Tabelle 4 die Anzahl der Anlagen pro Bundesland dargestellt – wiederum bezogen auf die Gesamtwerte aus der HKN-Datenbank.

Weiters wurde eine Auswertung nach den eingetragenen Förderungen der HKN-Datenbank gemacht. Diese ist in Abbildung 16 zu finden.

¹³ Anmerkung: Nur für Strom, der in das öffentliche Netz eingespeist wird, werden HKN ausgestellt.

ANZAHL DER ANLAGEN PRO BUNDESLAND LAUT HKN-DATENBANK – 2017

	Biogas	Biomasse fest	Biomasse flüssig	Deponiegas	Geothermie	Kleinwasserkraft bis 10 MW	Photovoltaik	Windenergie
Burgenland	19	9	0	0	0	16	3.010	249
Kärnten	22	18	2	0	0	310	2.661	3
Niederösterreich	88	28	6	2	0	505	30.331	232
Oberösterreich	61	15	1	3	1	603	18.294	14
Salzburg	15	11	0	0	0	241	2.272	1
Steiermark	35	20	2	1	1	548	8.504	23
Tirol	17	12	0	2	0	475	3.194	1
Vorarlberg	27	4	0	0	0	135	6.159	1
Wien	1	1	0	1	0	4	1.572	5
Gesamt	285	118	11	9	2	2.837	75.997	529

Tabelle 4

Anzahl der Anlagen pro Bundesland laut HKN-Datenbank – 2017

Quelle: E-Control

IN HKN-DATENBANK EINGETRAGENE FÖRDERUNGEN 2017 in GWh

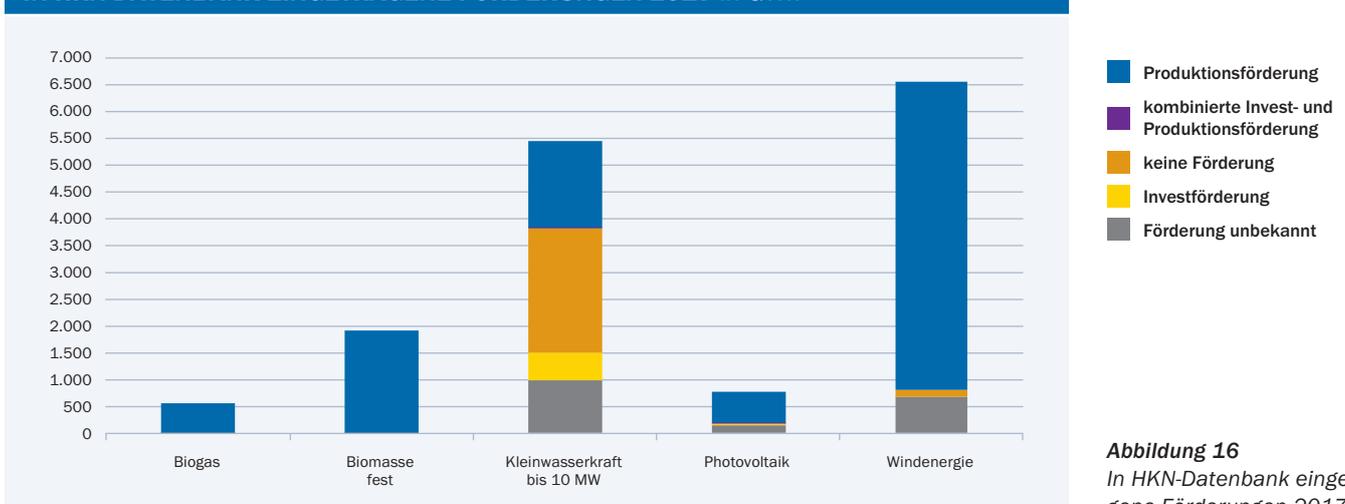


Abbildung 16
In HKN-Datenbank eingetragene Förderungen 2017

Quelle: E-Control

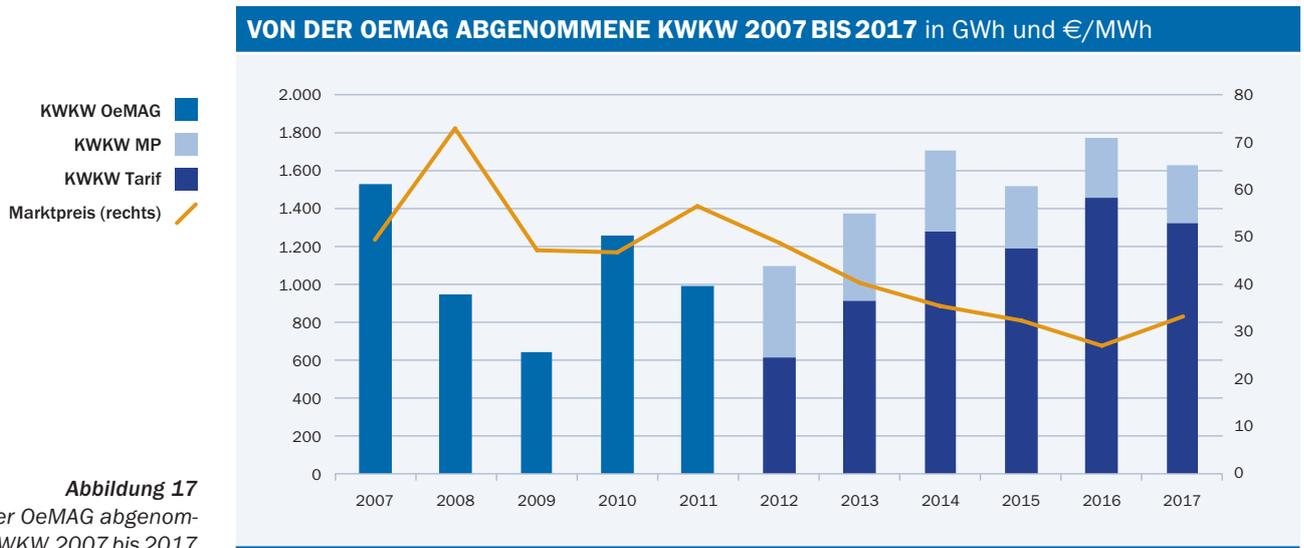


Abbildung 17
Von der OeMAG abgenommene KWKW 2007 bis 2017

Quelle: OeMAG, E-Control

Von der OeMAG abgenommener Strom wird generell als Produktionsförderung in die Datenbank gemeldet. Vor allem im Bereich der Kleinwasserkraft ist zu erkennen, dass die Angaben der Anlagenbetreiber hinsichtlich des Förderstatus lückenhaft sind.

Im Zuge dessen wurde auch nochmals die Zusammensetzung des von der OeMAG abgenommenen Stroms aus Kleinwasserkraft näher betrachtet. In Abbildung 17 wurde der Verlauf von 2007 bis 2017 dargestellt, wobei aufgrund der Datenbasis für die Jahre 2012 bis 2017 eine Aufspaltung nach der Förderart vorgenommen werden konnte. Im Jahr 2012 wurde 34% des abgenommenen Stroms aus Anlagen zum Marktpreis von der OeMAG abgenommen. Ob diese Anlagen zum Zeitpunkt der Errichtung etwaige Landesförderungen erhalten haben, kann zum jetzigen Zeitpunkt nicht festgestellt werden. In Sum-

me wurden im Jahr 2017 19% des Stroms der Kleinwasserkraftanlagen, welche mit der OeMAG einen Vertrag haben, zum Marktpreis laut § 41 Abs. 1 ÖSG 2012 vergütet.

VERSORGUNGSSICHERHEIT

Die Themen Ökostromausbau und Versorgungssicherheit sind natürlich eng miteinander verbunden.

Der Versorgungssicherheit hat der Ökostrombericht bereits letztes Jahr Rechnung getragen, indem näher auf netzkritische Situationen von Jänner und Februar 2017 eingegangen wurde. In diesen Monaten wurde erstmals klar, dass bei niedrigen Speicherständen bzw. geringen Importmöglichkeiten eine natürliche Unterdeckung (sprich bei Dunkelflaute und Niedrigwasser) über einen längeren Zeitraum trotz umfassender Zubauten besteht. Trotz des massiven Einsatzes

ENERGETISCHE BEDARFSDECKUNG JÄNNER

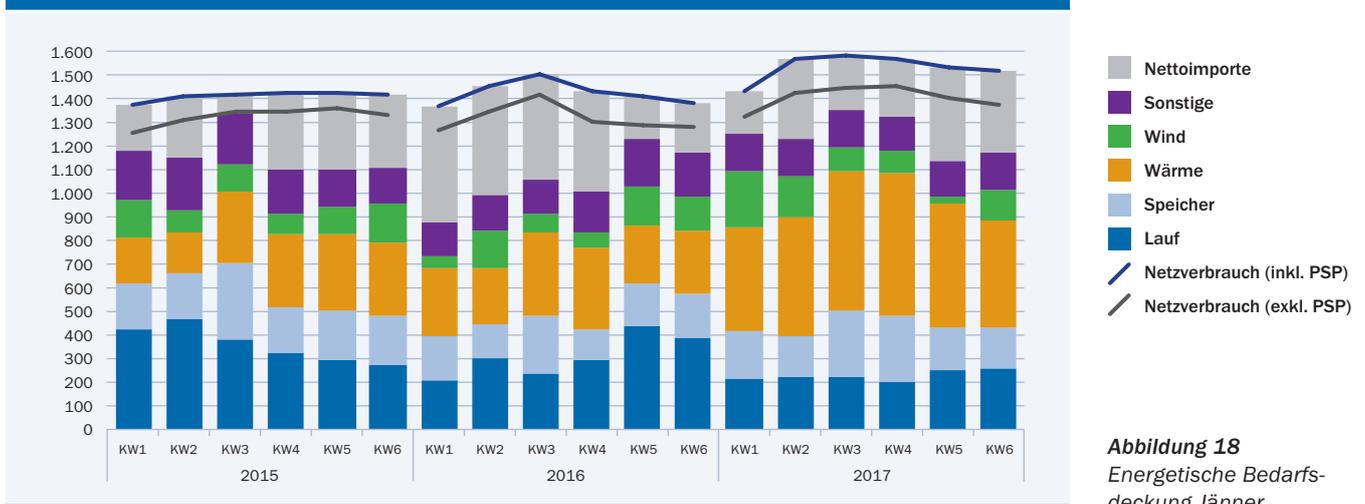


Abbildung 18
Energetische Bedarfsdeckung Jänner

Quelle: E-Control

von im Wesentlichen allen kalorischen Kapazitäten war Österreich bei der Deckung des Energiebedarfs von Importen abhängig.

Die Analyse 2017 hat schließlich gezeigt, dass für die Stromversorgungssicherheit in Österreich drei Eckpfeiler von Bedeutung sind: kalorische Kapazitäten, Speicher (Jahresspeicher) und gesicherte Importmöglichkeiten (siehe Abbildung 18).

Diese Situation war aber grundsätzlich nicht neu. Bereits in den letzten 5 bis 10 Jahren gab es regelmäßig Importe im Winter. Großer Unterschied zur aktuellen Situation: Es waren mehr als ausreichend kalorische Kapazitäten verfügbar, um einen möglichen Import durch heimische Produktion zu substituieren. Aktuell zeichnet sich jedoch ein Bild ab, welches durch die Diskussion über Kraftwerksstilllegungen bestimmt wird. Damit wird eine der

drei wesentlichen Eckpfeiler der Versorgungssicherheit in Zukunft nicht mehr ausreichend zur Verfügung stehen.

Mittlerweile wurden E-Control-intern weitere Analysen für die Zukunft angestellt. Basierend auf einem ökonometrischen Modell (MEDA) wurde die Stromnachfrage für 2030 geschätzt.

Die installierte Leistung wurde basierend auf Erhebung bei Kraftwerksbetreibern hinsichtlich Zubauten, aber auch Kraftwerkschließungen ermittelt. Im Szenario der lediglich bereits in Bau befindlichen Kraftwerke in der Regelzone APG ergab sich ein Wert von 23.366 MW, wobei 2030 weitere 2.185 MW für Österreich, jedoch außerhalb Regelzone APG, erwartet werden. Zusätzlich wurden Projekte vor allem im Speicher- und Wärmekraftwerksbereich in der Höhe von 1.800 MW eingereicht. Deren Realisierung

hängt jedoch von der Marktentwicklung und von den künftigen Ertragsmöglichkeiten ab.

Ausgehend von der installierten Leistung wurde die gesicherte verfügbare Leistung wie folgt modelliert: Wärmekraftwerke mit 99% Sicherheit und Laufwasserkraftwerke mit 38% (nahe dem historischen Minimum). Die gesicherte verfügbare Leistung wird zu 60% von Speicherkraftwerken, etwa zu 25% von thermischen Kraftwerken und etwa zu 15% von Laufkraftwerken zur Verfügung gestellt.

Basierend auf der Energieaufbringung der letzten fünf Jahre wurde dabei für die Wintermonate neben 1.500 GWh aus Wärmekraftwerken ein Importbedarf von 1.000 GWh pro Woche errechnet. Umgelegt auf das 100%-Ziel würden sich im Sommer wesentliche Exportüberschüsse ergeben, um etwaige Importe bzw. die Erzeugung aus kalorischen Kraftwerken bilanziell ausgleichen zu können.

Weiters zeigt es sich auch, dass Importmöglichkeiten in Zukunft nicht mehr unlimitiert vorhanden sein werden. So geht etwa aus diversen Energiestrategien und Plänen her-

vor, dass sich Exportmöglichkeiten heutiger Lieferanten teilweise dramatisch reduzieren könnten (z.B. Deutschland, Frankreich, Tschechien).

Gleichzeitig stellt die #mission2030 die Stromversorgung vor weitere Herausforderungen. Auf Basis eigener Berechnungen ist davon auszugehen, dass bis 2030 jährlich zusätzlich bis zu 30 TWh an Stromerzeugung zu realisieren ist – die Betrachtung erfolgt bilanziell über das ganze Jahr gesehen. Dieser Ausbau wird die oben geschilderte aktuelle Situation weiter zuspitzen.

Eine engere Verknüpfung aus bestehender Infrastruktur im Strom- und Gasbereich scheint für die Erreichung der Klimaziele unumgänglich. In diesem Licht stellt Erdgas selbst eine Brückentechnologie dar, wobei Gaskraftwerke und das Gasnetz vermehrt als Speicher zu sehen sind, um hier Fehlinvestitionen vorzubeugen. Dementsprechend muss das Marktdesign weiterentwickelt werden, unter der Prämisse, dass frühzeitig eruiert wird, ob und wie zukünftig klimaneutrales Gas zur Verfügung gestellt werden kann.

Das Vergütungsvolumen

Das Vergütungsvolumen entspricht der Summe der gesamten ausbezahlten Einspeisetarife für den geförderten Ökostrom. Darin ist der Marktwert des geförderten Ökostroms inkludiert. Seit 2003 hat sich das Vergütungsvolumen mehr als verfünffacht und es wird aufgrund der Novelle des ÖSGs mittlerweile mit einem Anstieg bis

2019 (Abbildung 26 stellt eine Prognose dazu dar) gerechnet.

Nachdem es aufgrund des Wartelistenabbaus im Bereich der Photovoltaik sowie der Windkraft und dem Aufstocken des zusätzlichen jährlichen Unterstützungsvolumens im Jahr 2012 zu einem Sprung auf 657 Mio.

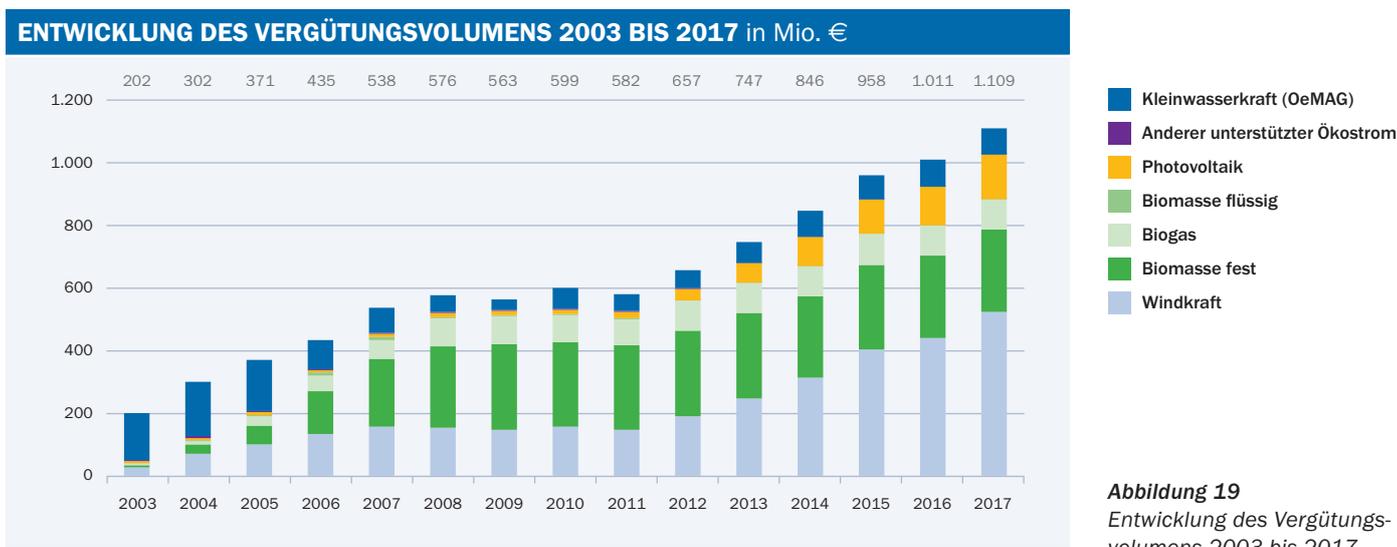


Abbildung 19
Entwicklung des Vergütungsvolumens 2003 bis 2017

Quelle: OeMAG, E-Control

EUR kam, hat sich dieser Trend in den letzten Jahren fortgesetzt. Im Jahr 2016 stieg das Vergütungsvolumen zum ersten Mal über

1 Mrd. EUR. Im Jahr 2017 waren es nach einem Anstieg um 98 Mio. EUR in Summe 1,1 Mrd. EUR (siehe Abbildung 19).

Das Unterstützungsvolumen

In Abbildung 20 wird erneut der Zusammenhang zwischen Unterstützungsvolumen und Vergütungsvolumen beispielhaft dargestellt. Das Unterstützungsvolumen zuzüglich des Marktwertes und abzüglich der Aufwendungen für Ausgleichsenergie, administrativer und finanzieller Aufwendungen und Aufwendungen für Technologiefördermittel entspricht dabei dem Vergütungsvolumen.

Ein steigender Marktpreis bedeutet einen geringeren Finanzierungsbedarf für den Aufbrin-

gungsmechanismus, da bereits ein größerer Teil durch den an die Lieferanten zugewiesenen Ökostrom abgedeckt wird. Seit 2011 ist der Marktpreis beinahe durchgehend gesunken mit seinem niedrigsten Wert von 23,43 EUR/MWh im ersten Quartal 2016. In den letzten Quartalen konnte er sich dann geringfügig steigern (siehe Abbildung 21). Seit dem ersten Quartal 2017 lag er dabei durchgehend über 30 EUR/MWh. Selbst wenn die vergütete Menge unverändert geblieben wäre, so hätte sich aus dem steigenden Markt-

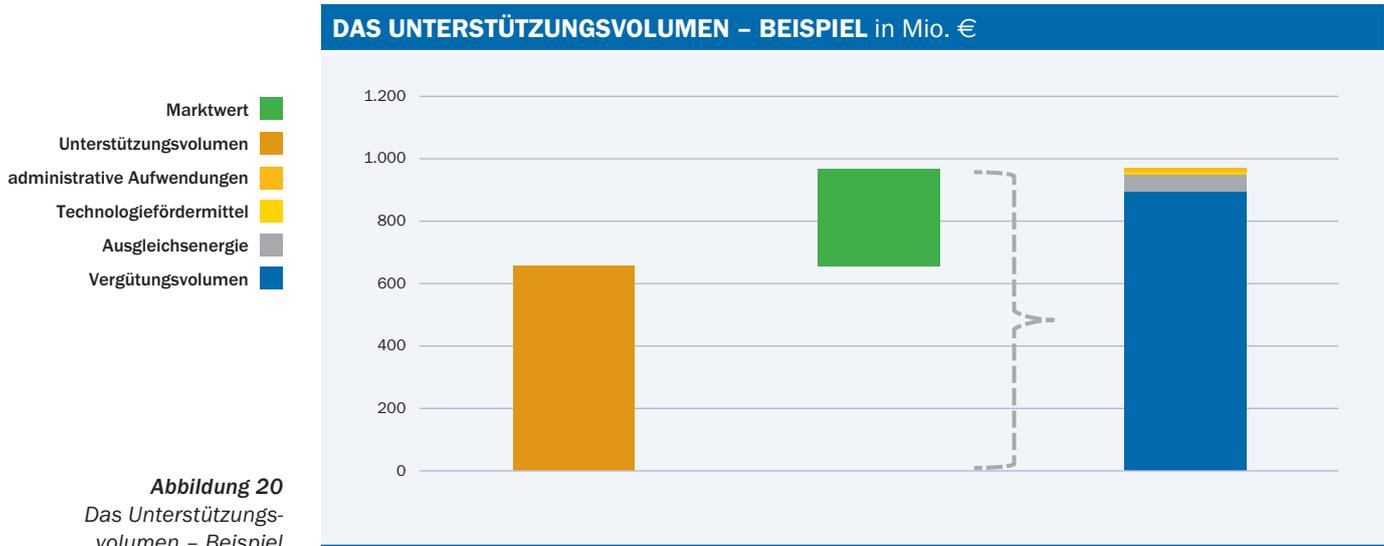


Abbildung 20
Das Unterstützungsvolumen – Beispiel

Quelle: E-Control

preis in dem Zeitraum seit Anfang 2016 eine Reduktion des aufzubringenden Unterstützungsvolumens ergeben. Dies sollte bei einer Betrachtung der Entwicklung des Unterstützungsvolumens auf jeden Fall berücksichtigt werden, da der Marktpreis insofern als exogene Größe betrachtet werden kann, als dass Änderungen im österreichischen Fördersystem oder Strommarkt geringe bis keine Auswirkung auf die Entwicklung von diesem haben.

Die Entwicklung des Unterstützungsvolumens und dessen Zusammensetzung seit dem Jahr 2003 ist in Tabelle 5 dargestellt. Hierbei sei darauf verwiesen, dass es sich um Berechnungen der E-Control handelt.

Seit dem Jahr 2011 kam es stets zu einer Steigerung des Unterstützungsvolumens. Dafür gibt es, wie bereits angeführt, zwei Gründe.

Zum einen machen sich Mittel für den Wartelistenabbau und die Aufstockung des zusätzlichen Unterstützungsvolumens deutlich bemerkbar und zum anderen, bis heuer, der gesunkene Marktpreis. 2011 stellt eine Ausnahme dar, da es in diesem Jahr zu einem deutlichen Anstieg des Marktpreises kam, kombiniert mit einem Rückgang der abgenommenen Mengen. Im Jahr 2017 stieg, verglichen mit dem Vorjahr, der Marktpreis, aber auch die abgenommenen Mengen stiegen an. Zwischen 2012 und 2017 stieg das Unterstützungsvolumen um 179%. Der Verfall des Marktpreises (von 5,21 Cent/kWh auf 3,07 Cent/kWh) trägt dabei in Summe 225 Mio. EUR zur Steigerung bei. Die letzte Prognose für 2018 lässt abhängig von der Marktpreisentwicklung einen Rückgang des Unterstützungsvolumens erwarten. Bei Berechnungen mit einem Marktpreis von 3,3 Cent/kWh ergibt sich ein prognostiziertes

ENTWICKLUNG DES MARKTPREISES LAUT § 41 (1) ÖSG 2012 in €/MWh



Abbildung 21
Entwicklung des Marktpreises laut § 41 (1) ÖSG 2012¹⁴

Quelle: E-Control

ENTWICKLUNG DES UNTERSTÜTZUNGSVOLUMENS 2003 BIS 2017 SOWIE PROGNOSE FÜR 2018 in Mio. €

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Marktpreis	2,57	3,06	3,79	5,21	5,11	6,43	5,91	4,58	5,35	5,21	4,51	3,68	3,37	2,86	3,07	3,29
Windkraft	24	50	75	71	74	42	49	78	56	83	154	248	333	367	403	315
Biomasse fest	16	26	43	87	156	142	160	184	171	179	196	195	209	212	207	205
Biogas	17	18	25	32	51	61	60	63	58	68	65	77	81	83	79	98
Biomasse flüssig	1	2	3	5	10	4	3	3	1	0	1	0	0	0	0	0
Photovoltaik	8	8	8	8	8	9	11	13	17	32	67	82	96	110	127	113
Anderer unterstützter Ökostrom	3	3	2	1	3	1	1	2	1	0	1	0	0	0	0	0
Summe „Sonstiger“ Ökostrom	70	108	155	205	303	259	284	343	304	362	485	602	720	773	816	731
Kleinwasserkraft (OeMAG)	69	77	67	-7	12	-7	-4	7	4	1	16	30	35	47	44	40
Summe unterstützter Ökostrom	139	184	223	198	315	252	280	350	308	363	501	631	755	820	860	771

Tabelle 5
Entwicklung des Unterstützungsvolumens 2003 bis 2017 sowie Prognose für 2018

Quelle: OeMAG/Öko-BGVs, E-Control

¹⁴ Mit der Aufspaltung der gemeinsamen Preiszone DE/AT werden bei der Berechnung des Marktpreises laut § 41 Abs. 1 ÖSG 2012 Zug um Zug Phelix-AT-Werte, die nun zur Verfügung stehen, herangezogen.

Unterstützungsvolumen von 771 Mio. EUR. Bleibt der durchschnittliche Marktpreis für 2018 auf jenem Niveau von 2017, so würde es zu einem Rückgang auf 793 Mio. EUR kommen.

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 Ökostromanlagenbetrei-

ber die Möglichkeit einer Unterstützung über Bundesländerförderprogramme sowie über andere Umweltförderprogramme.

Zum Stand der Investitionszuschüsse für Kleinwasserkraftanlagen durch die OeMAG ist festzuhalten, dass seit dem Inkrafttreten des bundeseinheitlichen Ökostromgesetzes

INVESTITIONSFÖRDERUNG KLEINWASSERKRAFT							
Status per 30.6.2018	Anträge	Geplante EPL in kW	Geplante Kosten in Mio. €	€/kW	Genehmigte maximale Fördersumme in Mio. €	AUSBEZAHLT final endabgerechnet in Mio. €	AUSBEZAHLT Akonto in Mio. €
Neubau	390	302.716	1.251,24	4.133	168,83	111,38	17,64
abgewiesen/zurückgezogen	71	39.020	159,17			0,00	0,00
genehmigt	54	62.288	302,20		46,64	0,00	17,64
genehmigt – endabgerechnet	232	158.095	603,38		122,20	111,38	0,00
in Begutachtung	33	43.314	186,50			0,00	0,00
Revitalisierung	133	60.759	156,49	2.576	9,29	6,91	0,34
abgewiesen/zurückgezogen	54	30.072	69,26			0,00	0,00
genehmigt	9	5.204	9,99		1,77	0,00	0,34
genehmigt – endabgerechnet	62	19.219	50,78		7,52	6,91	0,00
in Begutachtung	8	6.263	26,47			0,00	0,00
Gesamt	523	363.475	1.407,73		178,13	118,29	17,98
bereits genehmigt	357	244.807	966,34		178,13	118,29	17,98
Betragskürzungen/Endabrechnung	294				-11,43		
Fördermittelzusicherung netto					166,70		

Tabelle 6
Investitionsförderung Kleinwasserkraft

Quelle: OeMAG

bis zum 30.06.2018 für 286 neu errichtete Kleinwasserkraftanlagen Investitionszuschüsse in Höhe von 169,83 Mio. EUR und für 71 revitalisierte Anlagen im Ausmaß von 9,29 Mio. EUR gewährt wurden. Im Zuge der Endabrechnung von insgesamt 294 Anlagen kam es zu Betragskürzungen in Summe von 11,43 Mio EUR. Weitere 33 Anträge für Neuanlagen und acht Anträge für revitalisierte Anlagen lagen zu diesem Zeitpunkt dem Beirat zur Begutachtung vor (siehe auch Tabelle 6). Im Vergleich zur letztjährigen Auswertung wurden acht bereits genehmigte Anträge (-7,31 Mio. EUR) zurückgezogen und drei Projekte (+0,92 Mio. EUR) neu genehmigt.

Im Falle von Revitalisierungen entspricht die Angabe der Engpassleistung (geplante EPL in kW) der Gesamtleistung nach Revitalisierung.

Bei der Mittleren Wasserkraft wurde mit Stand 30.06.2018 für den Neubau von 11 Mittleren Wasserkraftanlagen 43,7 Mio. EUR an Investitionszuschüssen genehmigt, bei den Revitalisierungen wurden für drei Anlagen 1,94 Mio. EUR gewährt (siehe Tabelle 5). Final endabgerechnet wurden inzwischen vier Anlagen, damit wurde die Fördermittelzusicherung um einen Betrag von 0,33 Mio. EUR korrigiert. Im Vergleich zur letztjährigen Auswertung wurde ein bereits genehmigter

INVESTITIONSFÖRDERUNG MITTLERE WASSERKRAFT							
Status per 30.6.2018	Anträge	Geplante EPL in kW	Geplante Kosten in Mio. €	€/kW	Genehmigte maximale Fördersumme in Mio. €	AUSBEZAHLT final endabgerechnet in Mio. €	AUSBEZAHLT Akonto in Mio. €
Neubau	11	167.252	741,65	4.434	43,71	22,33	7,11
abgewiesen/zurückgezogen	1	13.851	50,68		0	0,00	0,00
genehmigt	5	73.290	354,75		21,05	0,00	7,11
genehmigt – endabgerechnet	4	66.260	285,55		22,66	22,33	0,00
in Begutachtung	1	13.851	50,68		0	0,00	0,00
Revitalisierung	3	41.879	61,47	1.468	1,94	0,00	0,00
abgewiesen/zurückgezogen	0	0	0,00		0	0,00	0,00
genehmigt	2	29.477	49,18		1,94	0,00	0,00
genehmigt – endabgerechnet	0	0	0,00		0,00	0,00	0,00
in Begutachtung	1	12.402	12,29		0	0,00	0,00
Gesamt	14	209.131	803,12		45,64	22,33	7,11
bereits genehmigt	11	169.027	689,48		45,64	22,33	7,11
Betragskürzungen/Endabrechnung	4				-0,33		
Fördermittelzusicherung netto					45,31		

Tabelle 7

Investitionsförderung Mittlere Wasserkraft

Quelle: OeMAG

FÖRDEREFFEKTE INVESTITIONSZUSCHÜSSE WASSERKRAFT											
EPL (MW) - Zuwachs	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Kleinwasserkraft (genehmigt)	3	24	44	79	102	133	162	198	207	212	217
Kleinwasserkraft (in Begutachtung)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4
Kleinwasserkraft (Forecast)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe Zuwachs Kleinwasserkraft	3	24	44	79	102	133	162	198	207	212	221
Mittlere Wasserkraft (genehmigt)	0	16	16	35	55	68	82	98	100	100	100
Mittlere Wasserkraft (in Begutachtung)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mittlere Wasserkraft (Forecast)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe Zuwachs Mittlere Wasserkraft	0	16	16	35	55	68	82	98	100	100	100
Summe Zuwachs Investitionszuschüsse (MW)	3	40	60	114	156	201	244	295	307	312	321

Tabelle 8
Fördereffekt Investitionszuschüsse Wasserkraft

Quelle: OeMAG

INVESTITIONSFÖRDERUNG KRAFT-WÄRMEKOPPLUNG							
Status per 30.6.2018	Anträge	Geplante EPL in kW	Geplante Kosten in Mio. €	€/kW	Genehmigte maximale Fördersumme in Mio. €	AUSBEZAHLT final endabgerechnet in Mio. €	AUSBEZAHLT Akonto in Mio. €
Fernwärme	9	1.400.572	1.238,60	884	35,25	33,52	0,00
abgewiesen/zurückgezogen	1	2.200	1,35		0	0,00	0,00
genehmigt	1	14.100	147,00		1,41	0,00	0,00
genehmigt - endabgerechnet	7	1.384.272	1.090,25		33,84	33,52	0,00
in Begutachtung	0	0	0,00		0	0,00	0,00
Prozesswärme	15	198.918	300,02	1.508	14,80	4,00	2,94
abgewiesen/zurückgezogen	3	38.442	26,89		0	0,00	0,00
genehmigt	7	83.023	116,35		10,50	0,00	2,94
genehmigt - endabgerechnet	2	46.755	48,07		4,29	4,00	0,00
in Begutachtung	3	30.698	108,71		0	0,00	0,00
Gesamt	24	1.599.490	1.538,61		50,04	37,52	2,94
bereits genehmigt	17	1.528.150	1.401,66		50,04	37,52	2,94
Betragskürzungen/Endabrechnung	9				-0,61		
Fördermittelzusicherung netto					49,43		

Tabelle 9
Investitionsförderung Kraft-Wärmekopplung

Quelle: OeMAG

Antrag (-4,69 Mio. EUR) zurückgezogen und ein Projekt (+0,58 Mio. EUR) neu genehmigt.

In Tabelle 8 ist eine Simulation zum Fördererfolg der Investitionszuschüsse für Wasserkraft dargestellt. Der Ausbau und die Abrechnung gemäß Investitionsförderungsschiene erfolgt teilweise in mehreren Schritten. Eine eindeutige Abgrenzung durch die OeMAG konnte nicht erfolgen, weswegen diese Simulation durchgeführt wurde. Darauf basierend hätte sich von 2008 bis 2018 im Bereich der Kleinwasserkraft ein durchschnittlicher Zu-

wachs von 22 MW ergeben und für die mittlere Wasserkraft von 10 MW.

Die Situation bei der Kraft-Wärme-Kopplung hat sich nur geringfügig verändert: Per 30.06.2018 wurden für 17 Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlage) 50,04 Mio. EUR an Investitionszuschüssen genehmigt. Es sind neun Anlagen endabgerechnet, dadurch ergab sich eine Betragskürzung der genehmigten maximalen Fördersumme um 0,61 Mio. EUR auf 49,43 Mio. EUR.

Kosten der OeMAG

Da das Fördersystem zusätzliche Komponenten abseits von Ökostrompauschale und Ökostromförderbeitrag umfasst, sollen diese kurz anhand der Jahresabschlüsse der OeMAG beleuchtet werden. Nachdem es im Jahr 2012 zu einer Systemumstellung aufgrund des ÖSG 2012 gekommen war, wurden ausschließlich die Jahresabschlüsse der Jahre 2013 bis 2017 herangezogen.

Von 2013 bis 2016 stiegen die Umsatzerlöse der OeMAG kontinuierlich von 803 Mio. EUR auf 1.289 Mio. EUR. Im Jahr 2017 beliefen sie sich auf 1.221 Mio. EUR. Die Haupteinnahmequelle stellt weiterhin der Ökostromförderbeitrag dar. Nach 413 Mio. EUR im Jahr 2013 belief sich dieser im Jahr 2017 auf 513 Mio. EUR. Seit der Anhebung¹⁵ der Ökostrom-

pauschale im Jahr 2015 bildet diese den zweitgrößten Erlösblock mit 331 Mio. EUR 2017. Die Erlöse aus der Zuweisung des abgenommenen Ökostroms sind von 285 Mio. EUR in 2016 auf 349 Mio. EUR (2017) gestiegen. Im Jahr 2013 waren es 269 Mio. EUR.

Demgegenüber stehen Aufwendungen wie z.B. jene für die Ökostromeinspeisung. Aufgrund der zusätzlichen Mengen kam es hier zu einem Anstieg auf 1.128 Mio. EUR nach 757 Mio. EUR im Jahr 2013. Im Bereich der Ausgleichsenergie waren es nach 40 Mio. EUR im Jahr 2013 42 Mio. EUR im Jahr 2017, womit es nach dem bisherigen Höchstwert im Jahr 2015 mit 85 Mio. EUR erneut zu einem Rückgang kam (71 Mio. EUR im Jahr 2016).

¹⁵ Das ÖSG 2012 sieht vor, dass die Ökostrompauschale alle drei Jahre anzupassen ist.

Wichtig für etwaige Vergleiche ist der Posten „Veränderung Mehrertrags- und Mehrkostenausgleich für systembedingte Über- und Unterdeckungen aus Vorjahren i.S.d. § 42 Abs. 2 ÖSG 2012“. Bei der Festlegung des Ökostromförderbeitrags werden etwaige Differenzbeträge mitberücksichtigt. Kam es im Vorjahr z.B. zu einer Unterdeckung – sprich: Es kam zu einer Prognoseabweichung und die vereinnahmten Mittel waren zu gering, so wird dieser Fehlbetrag für die nächste Festlegung des

Ökostromförderbeitrags mitberücksichtigt.

Für den Rückgang des Ökostromförderbeitrags für 2018 war, nachdem mit einer relativ konstanten abgenommenen Ökostrommenge gerechnet wurde, erneut maßgeblich der finanzielle Überhang aus den vergangenen Jahren verantwortlich.

Der Personalaufwand stieg im gleichen Zeitraum von 523.156 EUR auf 764.597 EUR.

Kostenentwicklung für Endverbraucher und -verbraucherinnen

Das ÖSG 2012 sieht einen Aufbringungsmechanismus vor, der sich neben der Ökostrompauschale (früher Zählpunktpauschale) aus einem prozentuellen Aufschlag auf das Netznutzungsentgelt und das Netzverlustentgelt und Kosten für die Herkunftsnachweise zusammensetzt. Die Entwicklung der Ökostrompauschale ist in Tabelle 10 dargestellt.

- > 15,40% für das 2. HJ 2012 (das System wurde unterjährig umgestellt)
- > 24,07% für 2013
- > 32,65% für 2014
- > 30,76% für 2015 (auch bedingt durch die Neufestsetzung der Ökostrompauschale)
- > 37,11% für 2016
- > 26,80% für 2017
- > 24,58% für 2018

Der Ökostromförderbeitrag hat sich wie folgt entwickelt:

ENTWICKLUNG DER ÖKOSTROMPAUSCHALE in €			
	2012 - 2014	2015 - 2017	2018 - 2020
für die auf Netzebene 1 bis 3 angeschlossenen Netznutzer	35.000	104.444	90.287,70
für die auf Netzebene 4 angeschlossenen Netznutzer	35.000	104.444	90.287,70
für die auf Netzebene 5 angeschlossenen Netznutzer	5.200	15.517	13.414,17
für die auf Netzebene 6 angeschlossenen Netznutzer	320	955	825,49
für die auf Netzebene 7 angeschlossenen Netznutzer	11	33	28,38

Tabelle 10
Entwicklung der
Ökostrompauschale

Quelle: E-Control

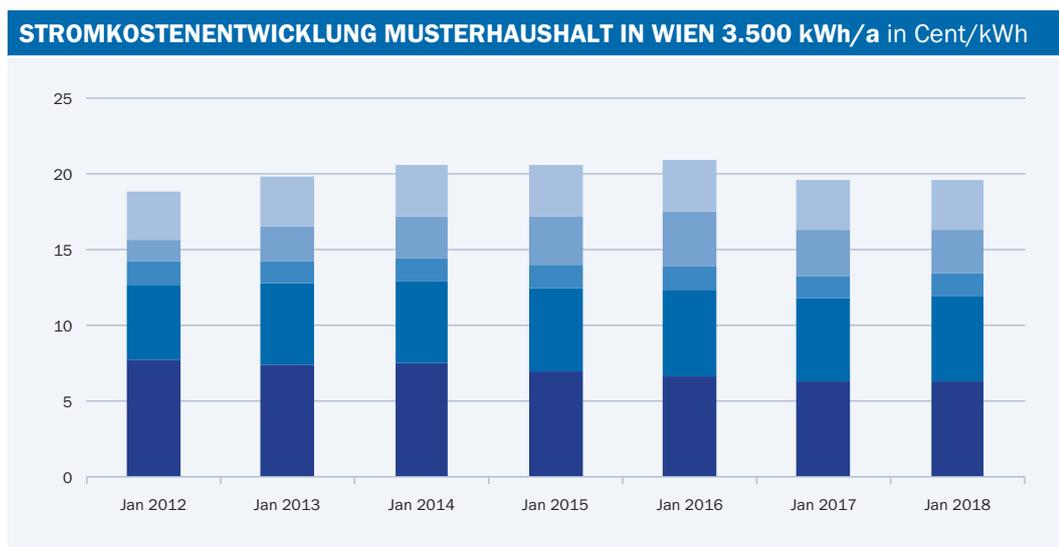
Konträr zur Darstellung, dass es sich hierbei um einen permanenten Kostenrückgang des Fördersystems handelt, wurde bereits im vorherigen Abschnitt angeführt, dass diese Reduktion großteils auf Mehreinnahmen aus den Vorjahren beruht.

In Tabelle 11 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.

In Abbildung 22 ist die Stromkostenentwicklung eines Musterhaushaltes in Wien mit einem jährlichen Verbrauch von 3.500 kWh dargestellt. In Summe blieben die Kosten von 2017 auf 2018 konstant und belaufen

sich weiterhin auf 19,60 Cent/kWh. Eine leichte Erhöhung im Bereich Netzpreis wurde durch einen leichten Rückgang bei den anderen Komponenten kompensiert. Die Abgaben setzen sich in diesem Beispiel aus Ökostrompauschale, Ökostromförderbeitrag und der Gebrauchsabgabe der Stadt Wien zusammen. Der reine Energiepreis hat sich im gleichen Zeitraum von 2012 bis 2017 von 7,69 Cent/kWh auf 6,30 Cent/kWh kontinuierlich reduziert.

In Tabelle 12 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.



- USt.
- Abgaben *)
- Energieabgabe
- Netzpreis
- Energiepreis

Abbildung 22
Stromkostenentwicklung
Musterhaushalt in Wien
3.500 kWh/a

*) Ökostromkosten und Gebrauchsabgabe Stadt Wien

Quelle: Tarifkalkulator, E-Control

ENTWICKLUNG DER ÖKOSTROMKOSTEN FÜR EINEN HAUSHALT mit einem Verbrauch von 3.500 kWh

	2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018	
	EUR/a	Cent/ kWh	EUR/a	Cent/ kWh										
Ökostromförderbeitrag	26,508	–	42,507	–	57,046	–	52,721	–	66,897	–	49,158	–	46,72	–
Ökostrompauschale	11	–	11	–	11	–	33	–	33	–	33	–	28,38	–
Kosten Herkunftsnachweise	0,5	–	0,5	–	0,4	–	0,4	–	0,25	–	0,59	–	0,64	–
Summe Öko-Förderungen (exkl. USt)	38	1,09	54	1,54	68	1,95	86	2,46	100	2,86	83	2,36	76	2,16
Summe Öko-Förderungen (inkl. USt)	46	1,30	65	1,85	82	2,35	103	2,95	120	3,43	99	2,84	91	2,60

Tabelle 11

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		2016		2017		2018	
	EUR/a	Cent/ kWh												
Ökostromförderbeitrag	114.274	–	206.156	–	224.650	–	166.384	–	257.766	–	184.602	–	184.866	–
Ökostrompauschale	35.000	–	35.000	–	35.000	–	104.444	–	104.444	–	104.444	–	90.288	–
Kosten Herkunftsnachweise	8.250	–	8.250	–	5.500	–	6.600	–	3.850	–	9.207	–	10.098	–
Summe Öko-Förderungen (exkl. USt)	157.524	0,29	249.406	0,45	265.150	0,48	277.428	0,50	366.060	0,67	298.253	0,54	285.252	0,52

Tabelle 12

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

ZIELERREICHUNGSGRAD



Wie in den letzten Jahren wird in diesem Abschnitt genauer auf die Ziele des ÖSG 2012 eingegangen. Trotz unterschiedlicher Ausgangssituationen und den diversen Ausführungen in den vergangenen Ökostromberich-

ten hinsichtlich der Zielerreichung wurden die Ziele bei der Novelle des ÖSG 2012 nicht angepasst. Diese werden wie gehabt in Tabelle 13 nochmals dargestellt.

AUSBAUZIELE LAUT ÖSG 2012 – ZUSÄTZLICH 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 13
Ausbauziele laut ÖSG 2012
– zusätzlich installierte
Leistung verglichen mit 2010

Quelle: E-Control

Die Zielerreichung auf Basis § 4 Abs. 2 und 3 ÖSG 2012

Die Zielerfüllung für das Jahr 2015 wurde in den vorigen Berichten jeweils im Detail analysiert. Der Vollständigkeit halber werden die Ergebnisse nochmals kurz angeführt.

Das Ziel eines Anteils von mindestens 15% des gesamten auf Basis ÖSG 2012 erzeugten Ökostroms gemessen an der Abgabe an Endverbraucher und -verbraucherinnen wurde erreicht.

Das Ziel für die zusätzlich installierte Leistung für 2015 waren 1.650 MW. In der für die Analyse gewählten Betrachtungsweise wurden die Ausbauziele für kleine und mittlere Wasserkraft sowie Wind erfüllt. Bei Photovoltaik, Biomasse und Biogas wurden sie nicht erfüllt. In Summe wurden sie mit 2.377 MW auch aufgrund des mehr als doppelt so hohen Windkraftausbaus übererfüllt.

Die Zielerreichung auf Basis § 4 (4) ÖSG 2012 (2010 bis 2020)

Ausgehend von den Ergebnissen für 2015 bzw. den Daten für 2016 wurde eine Prognose für die weitere Entwicklung des Zubaus bis

2020 erstellt. Laut dieser Prognose sollten die Ziele in Summe bis 2020 erfüllt werden (siehe Abbildung 23).

Die Prognose des letzten Jahres wird hier mit den aktuellsten Zahlen nochmals erstellt, 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-Einspeisetarifverordnung und langfristige Anpassungen via Ökostromgesetz bewerkstelligt werden, während der Marktpreis als gegeben hingenommen werden muss.

Für den Zeitraum ab 2017 wurden zwei Szenarien festgelegt:

- > Szenario I:
 - > Marktpreis 3 Cent/kWh und
 - > Tarife sinken (ausgenommen rohstoffabhängige)¹⁶
- > Szenario II:
 - > Marktpreis 4 Cent/kWh und
 - > Tarife sinken (ausgenommen rohstoffabhängige)

Die Grundlagen für diese Szenarien bilden folgende Punkte:

- > das zusätzliche jährliche Unterstützungsvolumen laut ÖSG 2012
- > ein durchschnittlicher Marktpreis von 3 bzw. 4 Cent/kWh
- > Annahmen zur Entwicklung der Einspeisetarife, wobei postuliert wurde, dass das Kontingent dennoch immer vollständig ausgeschöpft wird. Diese sind aufgrund der aktuellen Verordnung für die Jahre 2018 und 2019 bereits fixiert. Für das Jahr 2020 wurden weiter sinkende Tarife angenommen.

Für die verschiedenen Szenarien wurde aus dem zur Verfügung stehenden Unterstützungsvolumen, dem jeweiligen Einspeisetarif und dem Marktpreis jene Menge errechnet, die zusätzlich in diesem 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 0,06 Cent/kWh bzw. 1 Cent/kWh Reduktionen im Bereich der Photovoltaik angenommen. Im Bereich der Biomasse und dem Biogas wurde der Einspeisetarif konstant auf durchschnittlich 19 Cent/kWh für neue Anlagen gehalten.

Wie im letzten Jahr wurden die Tarife für rohstoffabhängige Technologien nicht reduziert. Für den weiteren Ausbau von kleiner und mittlerer Wasserkraft wurden aktualisierte

¹⁶ Berechnungen in früheren Berichten sind von einem niedrigeren Marktpreis ausgegangen. Der steigende Marktpreis bedeutet nun einen systemischen Vorteil.

Auswertungen der OeMAG herangezogen und mit dem potenziellen Ausbau aufgrund der garantierten Einspeisetarife kombiniert.

Die zusätzlichen Mittel für den Wartelistenabbau im Bereich der Windkraft und der Kleinwasserkraft wurde mit einem Jahr versetzt berücksichtigt. Sprich: Jene 30 Mio. EUR, die für im Jahr 2017 abzuschließende Verträge zur Verfügung gestellt wurden, werden in vollem Umfang 2018 angerechnet. Zu erwarten ist, dass sich diese Anlagen in der Realität etwas stärker über die kommenden Jahre verteilen werden.

90% der Mittel aus dem Restopf wurden für den Zeitraum 2018 bis 2020 der Windkraft zugerechnet, die übrigen 10% der Photovoltaik. Unter diesen Voraussetzungen ergibt sich

in beiden Szenarien, dass der Zubau über den gesetzlich festgelegten 8.500 GWh liegen würde. Bei einem Marktpreis von 3 Cent/kWh und sinkenden Tarifen ergeben sich in Summe etwa 10.000 GWh und bei 4 Cent/kWh wären es ungefähr zusätzliche 11.000 GWh. Für die einzelnen Technologien ergibt sich ein unterschiedliches Bild.

Die Windkraft würde zwischen 1.800 bis 2.400 GWh über dem angestrebten Ziel liegen. Die Photovoltaik würde in beiden Fällen das Zubauziel um 180 bis 235 GWh verfehlen. Im Bereich der Wasserkraft könnte das 2.000-GWh-Ziel aufgrund der aktuellen Prognose in beiden Fällen um 600 bis 900 GWh übertroffen werden. Bei den rohstoffabhängigen Technologien ist wie in den letzten Jahren zu erwarten, dass die Ausbauziele in kei-

ZUBAU 2015 BIS 2020 in GWh

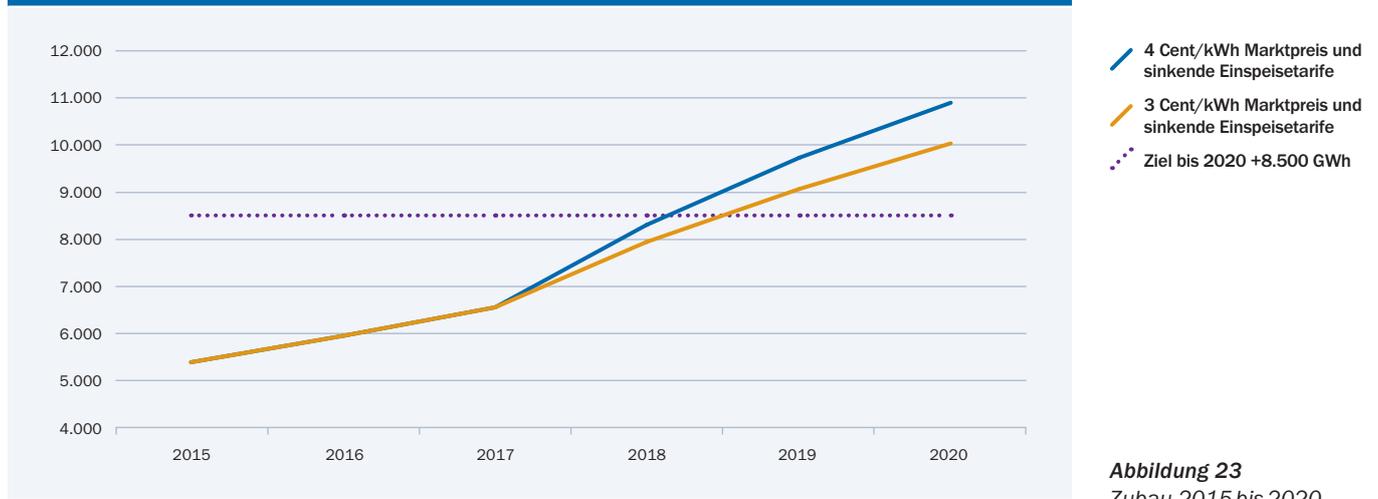


Abbildung 23
Zubau 2015 bis 2020

Quelle: OeMAG, E-Control

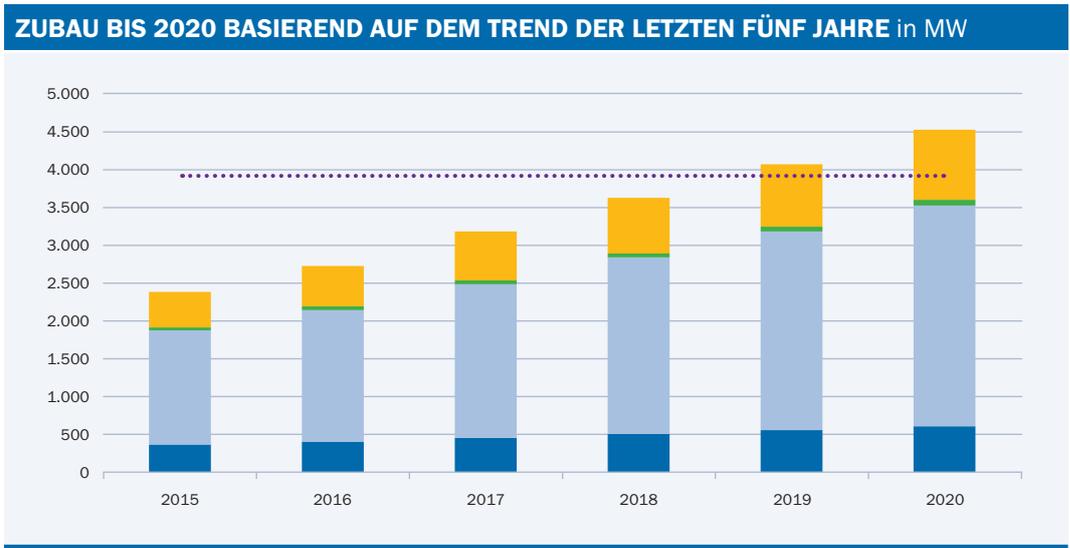
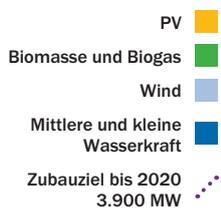


Abbildung 24
Zubau bis 2020 basierend auf dem Trend der letzten fünf Jahre

Quelle: OeMAG, E-Control

nem Fall erreicht werden. Hierbei macht sich erneut der Widerspruch des ÖSGs hinsichtlich Mengenzielen und begrenzten Mitteln bemerkbar. Nachdem in dieser Prognose die Einspeisetarife für die rohstoffabhängigen Technologien nicht reduziert wurden, da dies mittlerweile äußerst unrealistisch erscheint, ergibt sich für diese Technologien eine noch größere Differenz zum Ausbauziel.

Weiters wurde betrachtet, wie sich die Mengen entwickeln würden, wenn sich der Trend der letzten fünf Jahre (2013 bis 2017) fortsetzen würde. Diese Entwicklung ist in Abbildung 24 zu sehen. Dabei kann ein derartiger Verlauf jedoch nicht für eine potenzielle Zielerreichung herangezogen werden.

Vor allem der Wartelistenabbau aus dem Jahr 2012 führt hier zu einer unsachgemäßen Verzerrung. Dies soll jedoch vielmehr als Trend für die einzelnen Technologien herangezogen werden; wie in Abbildung 25 zu sehen ist, würden in dieser Betrachtung abgesehen von der Windkraft und der mittleren und kleinen Wasserkraft alle Technologien ihren Ausbauzielen hinterherhinken. Dabei wurden die Zubauziele bis 2020 linear auf die Jahre ab 2015 verteilt und die Differenz zum Trend der letzten fünf Jahre gebildet. Die Windkraft lag z.B. bezogen auf einen linearen Verlauf im Jahr 2017 819 MW über diesem Ziel. Die Photovoltaik wiederum lag 144 MW unter dem Ziel. Die Schere zwischen IST und SOLL geht dabei immer weiter auf, nachdem

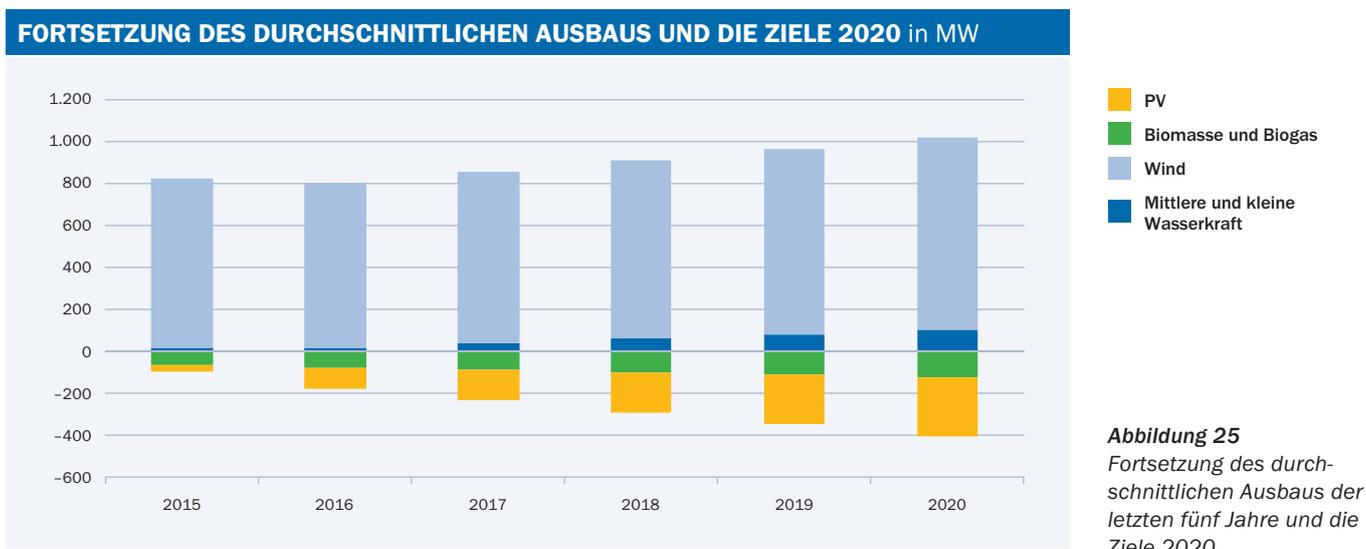


Abbildung 25
Fortsetzung des durchschnittlichen Ausbaus der letzten fünf Jahre und die Ziele 2020

ausschließlich der Trend der letzten fünf Jahre fortgeschrieben wurde.

Es wurde auch erneut eine Abschätzung zur Entwicklung des Vergütungsvolumens durchgeführt. Dabei wurde die Prognose um die tatsächlichen Daten für das Jahr 2017 ergänzt. Für den geförderten Ökostrom wurde diese Entwicklung an Hand der folgenden Technologien betrachtet:

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

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. Der Betrachtungshorizont wurde so gewählt, dass bis 2020 neue Anlagen hinzukommen.

Wie in den obigen Szenarien wurden die Tarife entsprechend der Verordnung herangezogen und danach wurde von sinkenden Tarifen für Neuanlagen ausgegangen¹⁷ (ausgenommen bei den rohstoffabhängigen Technologien). Weiters wurde aufgrund der zusätzlichen Mittel im Bereich der Nachfolgetarife das

¹⁷ Anmerkung: Es wurde ebenfalls angenommen, dass das gesamte zusätzliche Unterstützungsvolumen durch die einzelnen Technologien zum jeweiligen Tarif in Anspruch genommen wird.

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

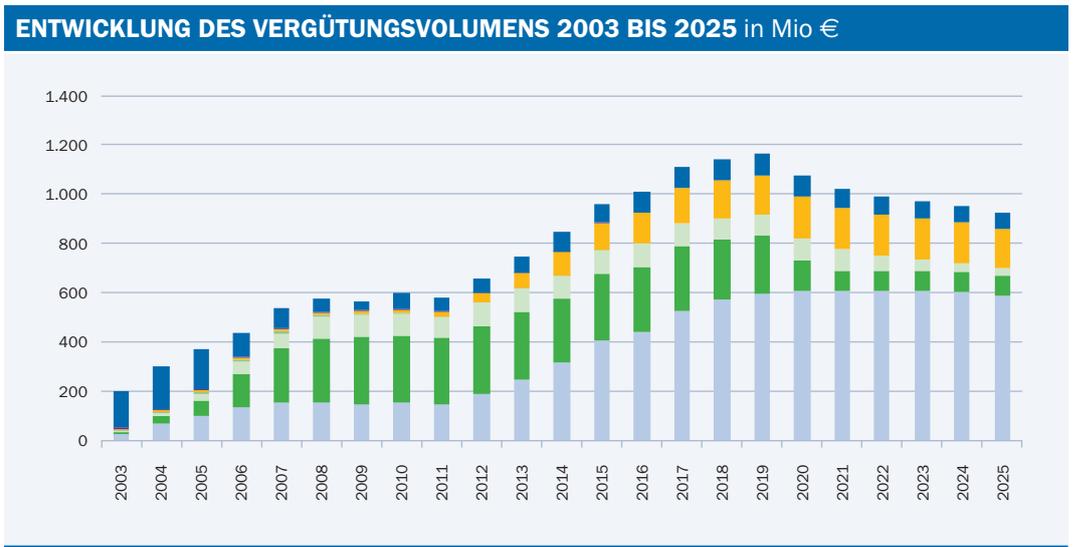


Abbildung 26
Entwicklung des Vergütungsvolumens 2003 bis 2025

Quelle: OeMAG, E-Control

Herausfallen dieser Anlagen zeitlich versetzt. So wurde angenommen, dass Anlagen, die ursprünglich 2018 aus dem Fördersystem ausgeschieden wären, nun erst 2021 ausscheiden. Die zusätzlichen Mittel für den Wartelistenabbau wurden wie im obigen Szenario mit einem Jahr Versatz (Mittel, die 2017 zur Verfügung gestellt wurden, werden 2018 zur Gänze eingesetzt) berücksichtigt. Daraus ergibt sich ein Anstieg des Vergütungsvolumens für die Summe dieser Technologien auf 1,16 Mrd. EUR im Jahr 2019 (siehe Abbildung 26). Danach würde das Vergütungsvolumen hauptsächlich aufgrund des Ausscheidens

von Biomasseanlagen sinken, wenn hier nicht eine ähnliche Regelung wie beim Biogas kommen sollte.

Diese Auswertung sollte grundsätzlich als Indikator für die Entwicklung des Vergütungsvolumens herangezogen werden, da hier auf die gesamte Menge im System eingegangen wird, und nicht der Ausbau für die einzelnen Jahre. Dadurch wirken sich Anlagen, welche innerhalb des Betrachtungszeitraums aus dem Fördersystem fallen, negativ auf die Zielerreichung aus.

Fazit Zielerreichungsgrad

Verglichen mit den letzten Jahren ergeben sich insofern Änderungen, als dass das 2020-Ziel in Summe aufgrund des erneuten Wartelistenabbaus noch weiter übertroffen wird. Dies wurde bereits im letzten Bericht entsprechend behandelt. Für Biogasanlagen gibt es einen Nachfolgetarif, wodurch das Herausfallen dieser Anlagen zeitlich verschoben wurde. Für die Zielerreichung handelt es sich hierbei jedoch nicht um neue, zusätzliche Anlagen. Bei der Photovoltaik wurden die Einspeisetarife der Verordnung nach adaptiert, wobei vor allem der Investitionszuschuss im Bereich der kombinierten Förderung zu höheren als vormals angenommenen Tarifen geführt hat. Trotz des Tarifanteils ergeben sich hier inklusive Investitionszuschuss Tarife von über 10 Cent/kWh. Auch die Kürzung des Resttopfes, an dem die Photovoltaik mitpartizipiert hat, macht sich zu einem geringen Teil bemerkbar.

Wie jedoch eingangs erwähnt, ergibt sich in Summe, vor allem getrieben durch die Windkraft, eine Übererfüllung der Ziele. Im Gegensatz zu den vergangenen Jahren kann die Kleinwasserkraft auch aufgrund des Wartelistenabbaus in beiden Szenarien ihre Ziele erreichen. Bei den übrigen Technologien ist dies nicht zu erwarten. Dabei ist jedoch auch zu erwähnen, dass im Bereich der Photovoltaik noch zusätzliche Mittel über den Weg des reinen Investitionszuschusses (§ 27a ÖSG 2012) ausgeschüttet werden.

Neben der Förderung via Ökostromgesetz werden auch auf Bundesländerbasis (siehe

dazu die Abfrage im Anhang) diverse Förderungen für die Photovoltaik angeboten und es ist aus der Analyse im Kapitel „Exkurs Ökostrom generell – mehr als ÖSG 2012“ zu sehen, dass es gerade im Bereich der Photovoltaik beachtliche Mengen abseits der Förderung mittels Einspeisetarife gibt.

Grundsätzlich sei an dieser Stelle auch noch einmal das 100%-Ziel angeführt. Dieses Ziel ist zwar integraler Bestandteil der #mission2030, es ist jedoch noch in keinerlei Gesetz gegossen. Damit fehlen auch Grundlagen, Rahmenbedingungen und Instrumente, wie man dieses Ziel tatsächlich realisieren will. Trotzdem erscheint es sinnvoll, eine erste Einschätzung abzugeben, wie weit man von diesem Ziel entfernt ist. Je nach Annahmen und Berechnungsansatz kann man davon ausgehen, dass bis zum Jahr 2030 (bilanzielle Betrachtung auf Jahresbasis) eine zusätzliche Erzeugungsmenge von bis zu 30.000 GWh zu bewerkstelligen wäre – unter dem Gesichtspunkt, dass der aktuelle Bestand der Ökostromanlagen auch im Jahr 2030 auf jeden Fall noch ins Netz einspeist.¹⁸ Nimmt man jetzt den Zubau bzw. die Prognose von 2015 bis 2020 aus der Abbildung 23, dann ergibt sich in dieser Periode ein Anstieg der jährlichen Erzeugung um rund 5.000 GWh – und dies unter der Berücksichtigung des Wartelistenabbaus und von Sonderkontingenten. Würde man diesen 5-Jahres-Trend fortschreiben, dann wären das bis 2030 zusätzlich weitere 10.000 GWh. Somit ist klar ersichtlich, dass die gegenwärtigen Rahmenbedingungen nicht ausreichen, um das 100%-Ziel zu erreichen.

¹⁸ Quelle: eigene Berechnung E-Control

AUSGLEICHSENERGIE

Wie in den vergangenen Jahren werden in der Folge die Ausgleichsenergiekosten der OeMAG dargestellt, wobei im nächsten Abschnitt die Grundlagen kurz umrissen werden.

Grundlagen Ausgleichsenergiesystem

Zum Verständnis des Begriffs Ausgleichsenergie wird zu Beginn nochmals kurz auf den Begriff Regelenergie eingegangen. Regelenergie stellt die letzte Möglichkeit dar, um Ungleichgewichte auszugleichen. Abbildung 27 ist eine schematische Darstellung der Zusammenhänge und Zugehörigkeiten der einzelnen Marktsegmente, Ursachen für Schwankungen und wer für welche Bereiche verantwortlich ist.

Die Entstehung und Zuordnung der Kosten ist im Detail in Abbildung 28 dargestellt. Die

Kosten der Primärregelleistung und das Systemdienstleistungsentgelt werden von den Erzeugern > 5 MW entrichtet. Die Kosten der Ausgleichsenergie werden von den Bilanzgruppen getragen. Dabei gilt, dass 78% der Kostenblöcke Sekundärregelleistung, Sekundärregelenergie und Ausfallreserveleistung dem Systemdienstleistungsentgelt zugeordnet werden und 22% den Bilanzgruppen. Diese Zuordnung ist nicht vollständig kompatibel mit der Ende 2017 in Kraft getretenen EBGL und wird mit den in der EBGL bestimmten Fristen geändert werden, die Details sind der-

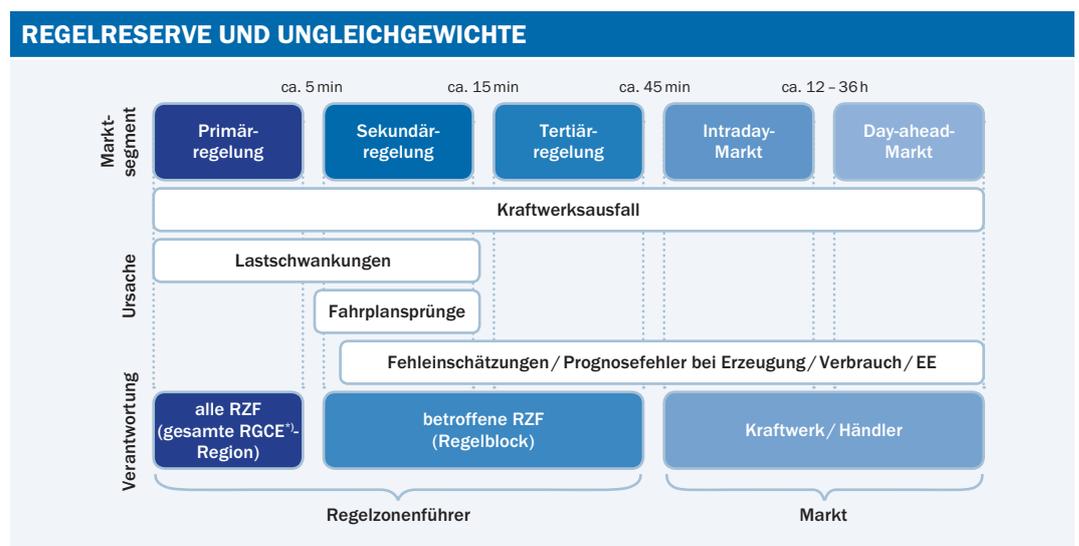


Abbildung 27
Regelreserve und Ungleichgewichte

*) Regional Group Continental Europe

Quelle: E-Control

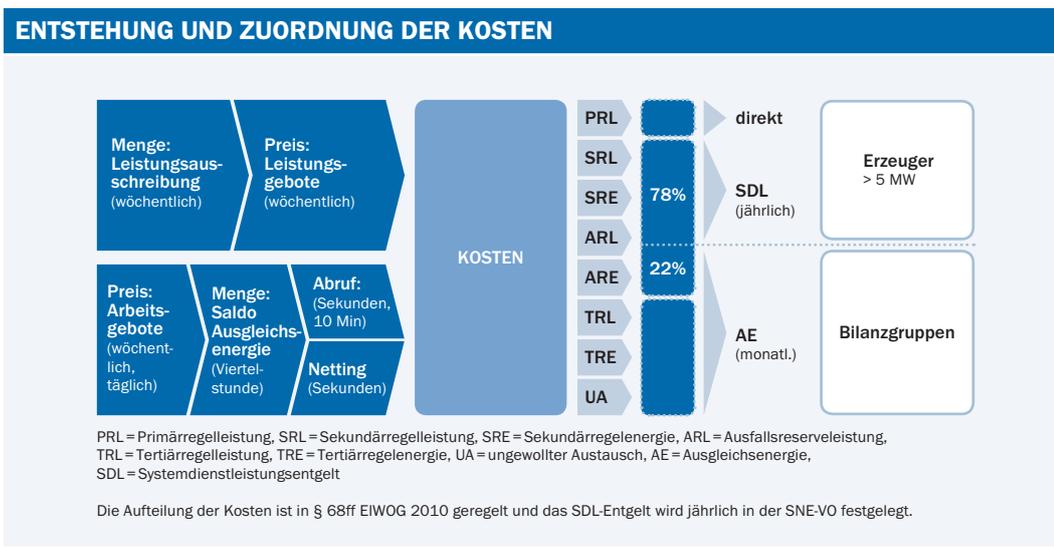


Abbildung 28
Entstehung und Zuordnung der Kosten

Quelle: E-Control

zeit in Ausarbeitung – Stakeholder werden eingebunden, z.B. in den laufend durchgeführten Konsultationen.

Regelenergie dient physikalisch gesehen der Herstellung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch. Die Abweichung der tatsächlichen Erzeugung bzw. des tatsächlichen Verbrauchs von der Prognose in einer Bilanzgruppe, z.B. durch Ausfall, verursacht Ausgleichsenergie. Der Saldo der Ausgleichsenergie über alle Bilanzgruppen in der Regelzone ergibt den Regelenergiebedarf, für welchen der Regelzonenführer zu sorgen hat. Dabei kann die Summe der Ausgleichsenergie um ein Vielfaches höher sein als die Regelenergie, da sich in der saldierten Betrachtung die Bilanzgruppen meist gegenseitig ausgleichen.

Die Ausgleichsenergie wird den einzelnen Bilanzgruppen auf Basis der erfassten Mengen und der ermittelten Kosten für die Aufbringung der Regelenergie in Rechnung gestellt. Die Weiterverrechnung dieser Kosten an die Mitglieder der Bilanzgruppen, wie z.B. Lieferanten oder Verbraucher bleibt dabei den Bilanzgruppenverantwortlichen¹⁹ überlassen.

Zur Abgrenzung von Regelenergie zu Ausgleichsenergie führt der Regelzonenführer (RZF) Sonderbilanzgruppen, in welchen die vom RZF tatsächlich von den Anbietern der Regelenergie in Anspruch genommene Tertiär- sowie Sekundärregelenergie und der auf Grund regeltechnischer Erfordernisse und messtechnischer Einschränkungen unvermeidbare, ungewollte Energieaustausch mit

¹⁹ Eine weiterführende Beschreibung des Strommarktmodells ist hier zu finden: <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/strommarkt>

den anderen Netzen des europäischen Netzverbundes je Abrechnungsperiode (1/4h) voneinander abgegrenzt registriert werden.

Der Preis für Ausgleichsenergie wird auf Basis zweier Komponenten berechnet: dem Clearingpreis 1 (CP1), welcher der Preis für Abweichungen ist, und dem Clearingpreis 2 (CP2), welcher als Preis für die Lieferung an Endkunden und -kundinnen dient. Mit der Umsetzung der EBGL wird die Berechnung ab 2019 geändert, Aktualisierungen werden laufend durch die APG bzw. APCS veröffentlicht.

CP1 wird für jede Viertelstunde auf Basis des Ungleichgewichts der Regelzone (umso höher das Ungleichgewicht der Regelzone, desto teurer CP1), des Arbeitspreises der Tertiärregelung bzw. des Day-ahead-Preises etc. berechnet. Die Aufbringung erfolgt über die viertelstündliche Abweichung der Bilanzgruppe. Beziehen Bilanzgruppen Ausgleichsenergie, bezahlen sie dafür CP1. Geben sie Ausgleichsenergie ab, erhalten sie CP1. Angaben zum Basispreis sowie der Umlagefunktion zur Berechnung von CP1 sind in den allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators zu finden.

CP2 wird auf Basis der Kosten der Regelreserve und der gesamten Verbrauchsmenge berechnet. Dabei wird angestrebt, dass 20% der Kosten der Regelreserve via CP2 abgedeckt werden.

Die Guideline on Electricity Balancing der Europäischen Kommission trat Ende 2017 in Kraft (<https://www.e-control.at/marktteilneh->

mer/strom/network-codes-und-guidelines) – sie enthält weitgehende Regelungen für die Gestaltung des Regelreserve- und Ausgleichsenergiesystems. Eine umfassende Vorbereitung war und ist weiterhin erforderlich, da es u.a. für die Minimierung von Ausgleichsenergie bei allen Marktteilnehmern weit stärkere finanzielle Anreize geben wird. Dies betrifft in Österreich speziell die Bilanzgruppe der OeMAG bzw. die derzeit darin enthaltenen Ökostromanlagen. Bereits im letzten Ökostrombericht wurde darauf hingewiesen, dass bei einer zukünftigen Ökostromnovelle für neue und auch für bestehende Ökostromanlagen (ggf. auf freiwilliger Basis) alle Möglichkeiten zur Minimierung der Ausgleichsenergie zu nutzen sind, speziell auch durch die Gestaltung der Rahmenbedingungen für die Vermarktung. Ändern wird sich beispielsweise die Zuordnung der Kosten und die Ausgestaltung der Formel für die Bestimmung des Ausgleichsenergiepreises. Durch die Kosten der aktivierten Sekundärregelung (aFRR) sowie der Tertiärregelung (mFRR) werden die minimalen bzw. maximalen Werte des Ausgleichsenergiepreises begrenzt (bei positiver Regelenergie muss der Ausgleichsenergiepreis immer höher sein als die Aktivierungskosten in der jeweiligen Viertelstunde), dies führt zu starken Anreizen der Bilanzgruppen, ausgeglichen zu sein bzw. die Regelzone beim Ausgleich zu unterstützen. Die konkreten Änderungen werden in den nach der EBGL von APG (für Regelreserveanbieter) und APCS (für Bilanzgruppen) bei der E-Control einzureichenden und von dieser zu genehmigenden terms & conditions geregelt. Vor der Einreichung muss eine Konsultation durchgeführt werden.

Ausgleichsenergieaufwendungen für den geförderten Ökostrom

Im Jahr 2017 betrug die Abweichung von der Fahrplanzuweisung zu tatsächlich eingespeisten Mengen 1,94% (siehe Tabelle 14).

In der folgenden Tabelle 15 sind die Mengen und Aufwendungen der OeMAG für Ausgleichsenergie 2017 dargestellt. Bei einer Ökostromabnahmemenge von insgesamt

10.528 GWh wurden 712 GWh Ausgleichsenergie bezogen und 507 GWh geliefert, das sind in Summe 1.219 GWh. Der effektive Ausgleichsenergieaufwand beläuft sich auf 13,46 Mio. EUR. Insgesamt müssen für eine kWh Ökostrom, die von der OeMAG abgenommen wird, im Durchschnitt noch 0,13 Cent für Ausgleichsenergie bezahlt werden.

ÖKOSTROM-ABWEICHUNGEN: FAHRPLANZUWEISUNG ZU TATSÄCHLICH EINGESPEISTEN MENGEN IN 2017

Österreich	1. Quartal	2. Quartal	3. Quartal	4. Quartal	2017
Zuweisung (Prognose) in MWh	2.469.691	2.749.786	2.421.586	2.818.002	10.459.065
Erzeugung (IST) in MWh *)	2.451.904	2.725.389	2.505.387	2.856.041	10.538.720
Ausgleichsenergie (AE) in MWh *)	-89.602	-42.899	-30.677	-41.403	-204.581
Abweichung **)	3,65%	1,57%	1,22%	1,45%	1,94%

+ ... Prognose > Ist *) vorläufige Werte des ersten Clearings
- ... Prognose < Ist **) AE-Abweichung in % – bezogen auf die Erzeugung

Quelle: OeMAG, E-Control

Tabelle 14
Ökostrom-Abweichungen:
Fahrplanzuweisung zu
tatsächlich eingespeisten
Mengen in 2017

AUSGLEICHSENERGIEAUFWENDUNGEN 2017

		Österreich gesamt
Ökostromabnahme	GWh	10.527,68
	Mio. €	1.108,83
AE-Bezug durch OeMAG	GWh	711,59
	Mio. €	46,58
AE-Lieferung durch OeMAG	GWh	-507,01
	Mio. €	0,94
Summe AE – direkter Aufwand (Mio. €)		47,52
Summe effektive AE (GWh) ¹⁾		1218,6
Summe effektive AE – Aufwand (Mio. €) ²⁾		13,46
AE – Aufwendungen pro kWh Ökostrom (Cent/kWh)		0,13

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, März 2018

Quelle: OeMAG, Februar 2018 – vorläufige Werte

Tabelle 15
Ausgleichsenergie-
aufwendungen 2017

Die aliquoten Ausgleichsenergieaufwendungen sind von 43 Mio. EUR in 2016 auf 13,5 Mio. EUR in 2017 deutlich gesunken. In der Dokumentation zu den aliquoten Aufwendungen für Ausgleichsenergie (Gutachten zur Bestimmung der AE 2018) wurden diese mit 0,212 Cent/kWh für Windkraftanlagen und 0,027 Cent/kWh für die übrigen Ökostromanlagen errechnet. Diese sind bei der Bestimmung des kontrahierbaren Einspeisetarifvolumens entsprechend zu berücksichtigen.

In der nachfolgenden Tabelle 16 wird die vergütete Ökostrommenge sowie die Menge aus Windkraftanlagen den Ausgleichsenergiemengen und den entsprechenden Kosten gegenübergestellt.

Grundsätzlich ist die OeMAG laut § 37 (4) dazu verpflichtet, die Aufwendungen für Ausgleichsenergie zu minimieren. In der Novelle wurde dieser Absatz wie folgt erweitert:

§ 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. Die Ökostromabwicklungsstelle ist insbesondere ermächtigt, Verträge mit Strombörsen,

Elektrizitätsunternehmen oder Endverbrauchern, die nicht Mitglied der Ökobilanzgruppe sind, abzuschließen, mit denen diese zum Bezug oder zur Lieferung auf Anforderung der Ökostromabwicklungsstelle in Abstimmung mit dem Regelzonenführer verpflichtet werden. Sie hat eine Abschätzung der für Windkraftanlagen erforderlichen Aufwendungen für Ausgleichsenergie in der Bilanz gesondert darzustellen.

In Abbildung 29 und Abbildung 30 werden die abgenommenen Mengen den Ausgleichsenergiemengen und den Kosten dieser gegenübergestellt. Der Anteil der Windenergie

am geförderten Ökostrom, der in den letzten Jahren kontinuierlich anstieg, liegt nach 50,5% im Jahr 2016 mittlerweile bei 54,6% im Jahr 2017.

EFFEKTIVE AE IM VERGLEICH ZUR ABNAHME VON WIND UND ÖKOSTROM (GESAMT) in GWh bzw. in Mio. €															
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Ökostromabnahme (inkl. Kleinwasserkraft) in GWh	3.982	5.439	5.773	5.110	5.757	5.440	5.147	5.905	5.452	6.152	7.140	8.199	9.168	9.770	10.528
Eingespeiste Windkraft in GWh	366	924	1.328	1.738	2.019	1.988	1.915	2.019	1.883	2.386	2.970	3.640	4.592	4.932	5.746
Summe Ausgleichsenergiemenge in GWh	490	613	728	873	865	768	709	675	656	726	939	1.136	1.304	1.307	1.219
Summe Effektive Ausgleichsenergiekosten in Mio. €	8,67	10,42	22,11	26,03	17,11	18,65	10,84	8,67	10,57	27,74	39,02	64,97	60,98	42,98	13,46

Tabelle 16

Entwicklung der effektiven Ausgleichsenergie verglichen mit der Abnahme von Wind und Ökostrom gesamt (2003 bis 2017)

Quelle: Meldungen der OeMAG bzw Öko-BGVs, Gutachten zu den Aliquoten AE und Verwaltungsaufwendungen, März 2018

ENTWICKLUNG DER AUSGLEICHSENERGIEMENGEN in GWh

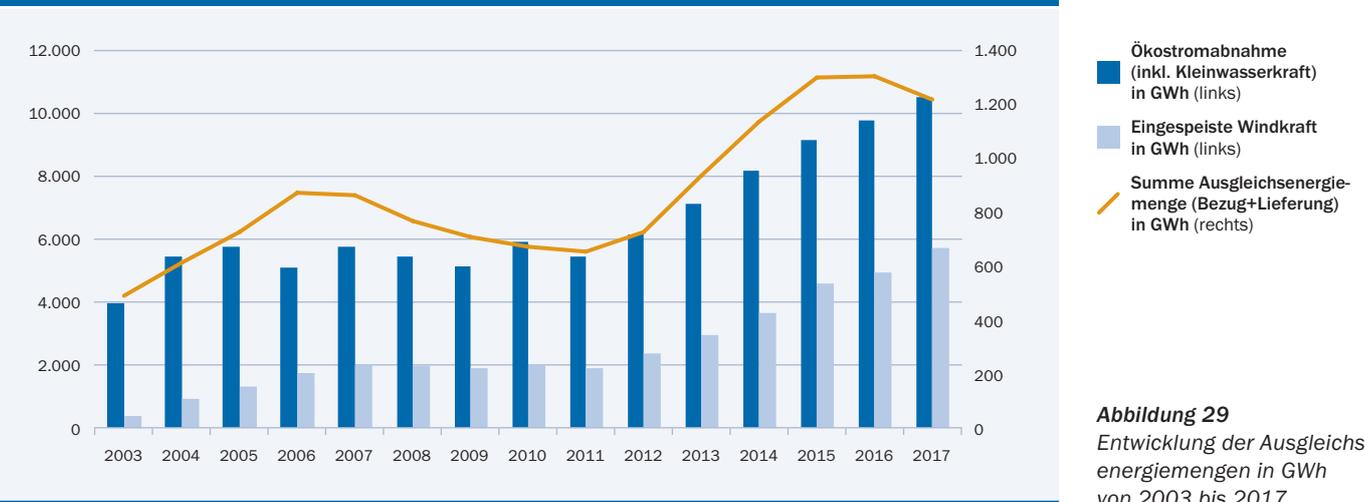


Abbildung 29
Entwicklung der Ausgleichsenergiemengen in GWh von 2003 bis 2017

Quelle: Meldungen der OeMAG bzw. Öko-BGVs, Gutachten zur Aliquoten AE vom 03/2018

ENTWICKLUNG DER EFFEKTIVEN AUSGLEICHSENERGIEKOSTEN in Mio. €



Abbildung 30
Entwicklung der effektiven Ausgleichsenergiekosten in Mio. € von 2003 bis 2017

Quelle: Meldungen der OeMAG bzw. Öko-BGVs, Gutachten zur Aliquoten AE vom 03/2018

ERNEUERBARE IN ÖSTERREICH – MEHR ALS ÖSG

Im diesjährigen Bericht werden erneut die Entwicklungen der Erneuerbaren in Österreich abseits der Stromerzeugung angeführt.

Dazu wurden basierend auf Daten der Statistik Austria die Anteile der anrechenbaren Erneuerbaren gemäß EU-Richtlinie Erneuerbare Energien 2009/28/EG, der Anteil der anrechenbaren Erneuerbaren im Elektrizitätssektor, der Wärmeerzeugung und dem energetischen Endverbrauch in Abbildung 31 dargestellt. Der Elektrizitätssektor ist bekannterweise stark von Erneuerbaren geprägt und auch in der Fernwärmeerzeugung spielen diese eine wichtige Rolle. In der Fernwärmeerzeugung sind es vor allem holzbasierte Energieträger, welche 90% der 39.687 TJ im Jahr 2016 ausgemacht haben.

In Abbildung 32 wird der Anteil der anrechenbaren Erneuerbaren in den einzelnen Sektoren und der Entwicklung seit 2011 dargestellt. Deutlich abgeschlagen ist der Verkehrssektor mit 8,8% im Jahr 2016, was einen deutlichen Rückgang nach 2015 mit 10,2% bedeutet. Den höchsten Anteil hatten im Jahr 2016 die Haushalte mit 51,7%, gefolgt von der Landwirtschaft mit 51,4%. Grundsätzlich kam es zu keinen größeren Veränderungen in den vergangenen Jahren, die auf systematische Anpassungen hindeuten würde.

In Abbildung 33 wurden der energetische Endverbrauch Strom, die erneuerbare Gesamtstromproduktion (basierend auf der Systematik der Erneuerbaren EU-Richtlinie) und der geförderte Ökostrom im Jahr 2016

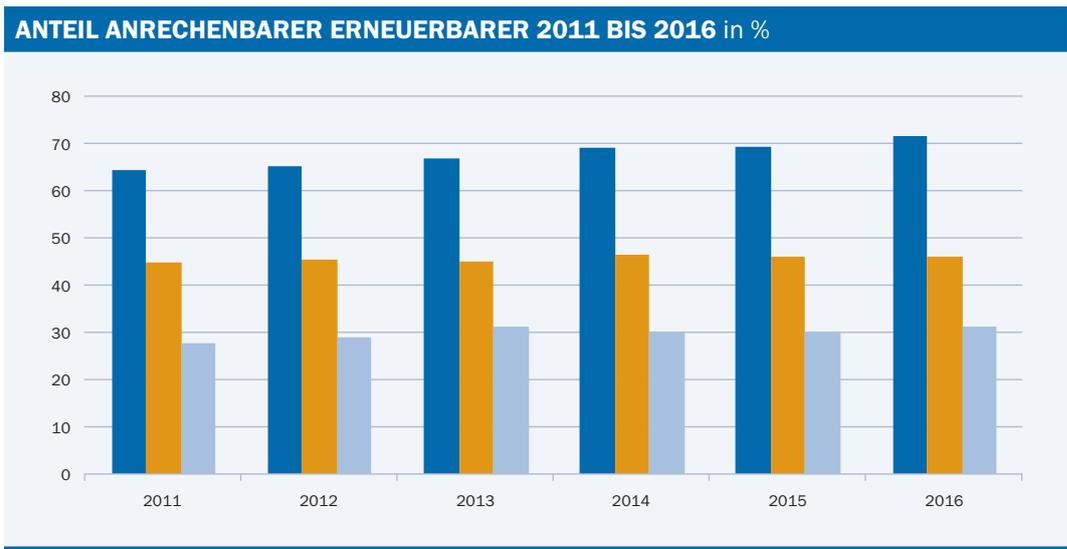
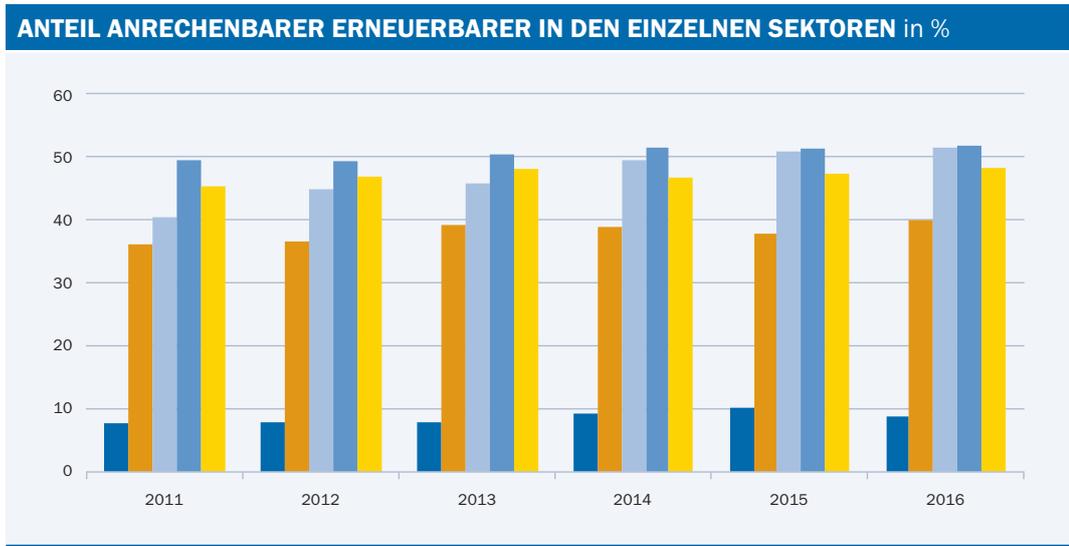


Abbildung 31
Anteil anrechenbarer Erneuerbarer 2011 bis 2016

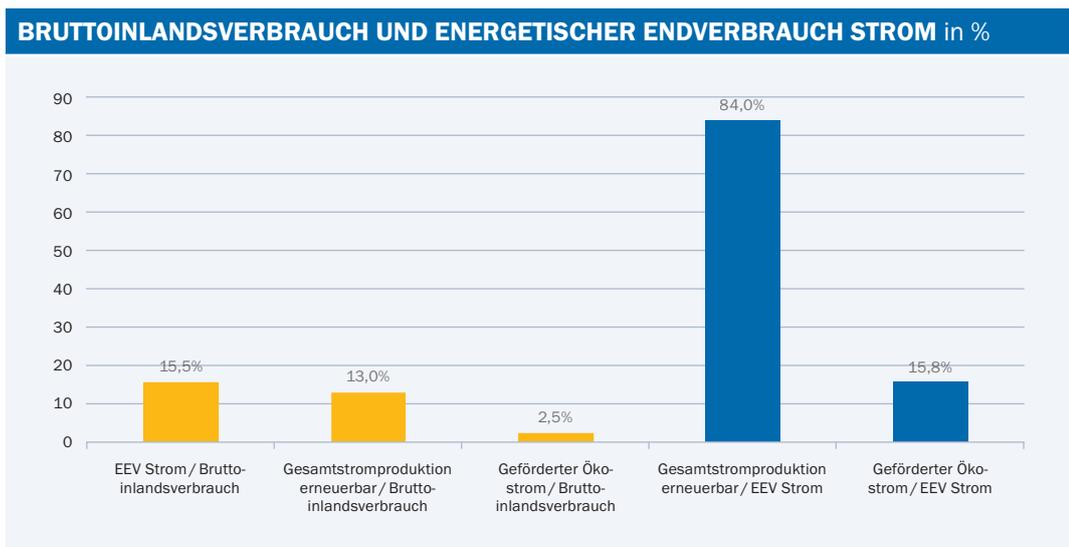
Quelle: Statistik Austria, E-Control



- Anteil anrechenbare Erneuerbare im EEV des Verkehrs
- Anteil anrechenbare Erneuerbare im EEV der Industrie
- Anteil anrechenbare Erneuerbare im EEV der Dienstleistungen
- Anteil anrechenbare Erneuerbare im EEV der Haushalte
- Anteil anrechenbare Erneuerbare im EEV der Landwirtschaft

Abbildung 32
Anteil anrechenbarer Erneuerbarer in den einzelnen Sektoren 2011 bis 2016

Quelle: Statistik Austria, E-Control



- Bruttoinlandsverbrauch
- EEV Strom

Abbildung 33
Anteile am Bruttoinlandsverbrauch und dem energetischen Endverbrauch Strom

Quelle: Statistik Austria, E-Control

(9.770 GWh) ins Verhältnis gesetzt. Laut Statistik Austria belief sich dabei

- > der Bruttoinlandsverbrauch auf 398.716 GWh,
- > der Energetische Endverbrauch (EEV) Strom auf 61.851 GWh,
- > die erneuerbare Gesamtstromproduktion auf 51.951 GW.

Der energetische Endverbrauch Strom hat erneut 15,5% des Bruttoinlandsverbrauchs im Jahr 2016 ausgemacht. Aufgrund des hohen Anteils von erneuerbarem Strom am energetischen Endverbrauch Strom (84%) macht sich dies natürlich im Verhältnis zum Bruttoinlandsverbrauch bemerkbar. Dieser

Anteil belief sich auf 13%. Betrachtet man den geförderten Ökostrom für den im Jahr 2016, für den 1 Mrd. EUR an Einspeisetarifen ausbezahlt wurden bzw. ein Unterstützungsvolumen von 820 Mio. EUR, so machte dieser 2,5% am Bruttoinlandsverbrauch aus.

In Abbildung 34 ist weiters die Zusammensetzung des Bruttoinlandsverbrauches aus dem Jahr 2016 dargestellt. Insgesamt wurden 398.501 GWh verbraucht. Dabei wurden weiterhin 66% (262.649 GWh) durch Erdöl, Erdgas und Kohle bzw. durch jeweilige Produkte dieser Kategorien abgedeckt. Wie bereits in den vorigen Grafiken dargestellt, sind vor allem im Verkehr bzw. Wärmebereich noch große Potenziale vorhanden.

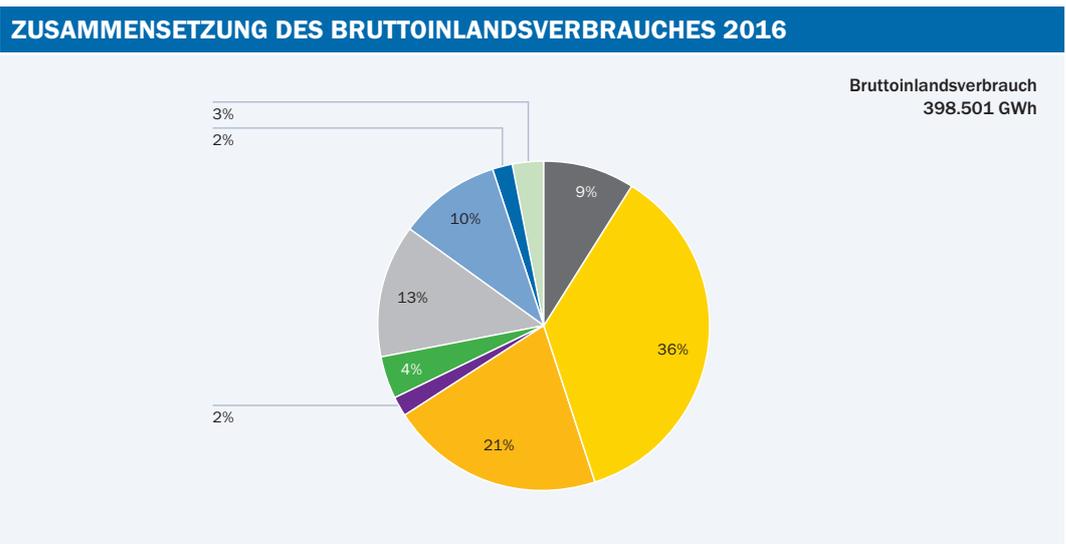


Abbildung 34
Zusammensetzung des Bruttoinlandsverbrauches 2016

Quelle: Statistik Austria, E-Control

ENTWICKLUNG AUF INTERNATIONALER UND EUROPÄISCHER EBENE

Erneuerbaren-Richtlinie

Ursprünglich wurde hier eine Analyse des Entwurfs²⁰ der Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen vom Februar 2017 durchgeführt. Dabei wurde ausgeführt, dass zu diesem Zeitpunkt viele Punkte wie das 27%-Ziel (Energie aus erneuerbaren Quellen beträgt im Jahr 2030 mindestens 27% am Bruttoendenergieverbrauch der Union) weiterhin von unterschiedlichen Seiten diskutiert wurden. Mit Ende Juni konnte jedoch ein Kompromisstext zwischen Europäischem Rat und Europäischem Parlament finalisiert werden. Da zum Zeitpunkt der Fertigstellung des Berichts nur die englische Version der Richtlinie vorlag, wird teilweise auf englische Fachwörter zurückgegriffen.

Grundsätzlich spiegeln sich die Leitlinien für staatlichen Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020 bezogen auf die Förderthematik im Entwurf der Richtlinie auf einem etwas abstrakteren Level wider.

In Artikel 3 wird das verbindliche Gesamtziel der Union für 2030 nun so spezifiziert, dass die Energie aus erneuerbaren Quellen im Jahr 2030 mindestens 32% am Bruttoendenergieverbrauch betragen soll. Dabei gibt es keine konkreten Ziele für die einzelnen Mitgliedstaaten. Mitgliedstaaten sollen in ihren integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen ihre Beiträge anführen. Die Kommission wird diese analysieren, um festzustellen, ob die Beiträge zur Erfüllung des Gesamtzieles aus-

reichen. Hinsichtlich der finanziellen Förderung für Elektrizität aus erneuerbaren Quellen sieht Artikel 4 vor, dass Fördersysteme die Integration von Strom aus Erneuerbaren in den Strommarkt marktbasierend und marktgerecht anreizen sollen. Dabei sollen unnötige Wettbewerbsverzerrungen auf den Strommärkten vermieden und etwaige Systemintegrationskosten und die Netzstabilität berücksichtigt werden. Direkte Preisstützungssysteme („direct price support schemes“) sollen dahingehend in Form einer Marktprämie ausgestaltet werden. Absatz 3 von Artikel 4 sieht Folgendes vor: „Die Mitgliedstaaten sorgen dafür, dass Elektrizität aus erneuerbaren Quellen auf offene, transparente, wettbewerbsfördernde, nichtdiskriminierende und kosteneffiziente Weise gefördert wird.“

Mitgliedstaaten können Ausnahmen für Kleinanlagen („small-scale installations“) und Demonstrationsprojekte von Ausschreibungen vorsehen. Hinsichtlich Kleinanlagen wird dabei auf die Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020 verwiesen, welche 1 MW vorsehen, ausgenommen Windkraft, für die 6 MW oder 6 Erzeugungseinheiten angeführt werden.

Ausschreibungen können unter diversen Gesichtspunkten, wie z.B. regionale Verteilung bzw. einer möglichst effizienten Systemintegration, ausgestaltet werden. Diese können auch auf bestimmte Technologien beschränkt werden, wenn eine Öffnung für alle Erzeuger ein-

²⁰ [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52016PC0767R\(01\)&from=EN](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52016PC0767R(01)&from=EN)

suboptimales Ergebnis mit sich bringen würde. Die abgestimmte Version sieht vor, dass nationale Fördersystem geöffnet werden sollen und somit z.B. offene und/oder gemeinsame Ausschreibungen durchgeführt werden sollen (Artikel 5).

Die Stabilität der finanziellen Förderung wird in Artikel 6 behandelt. Basierend auf objektiven Kriterien können die Förderhöhen angepasst werden. Die Voraussetzung dazu ist, dass dies im ursprünglichen Design des Fördersystems entsprechend berücksichtigt wurde. Mitgliedstaaten sollen zumindest alle fünf Jahre die Effizienz ihrer Fördersysteme und die wesentlichen Verteilungseffekte („distributive effects“) auf unterschiedliche Verbrauchergruppen und Investitionen analysieren.

In Artikel 19 wird die Möglichkeit geschaffen, für (Bio)Gas und Wasserstoffe Herkunftsnachweise (HKN) auszustellen, wobei auch für nicht erneuerbare Energien Nachweise ausgestellt werden dürfen. Für KWK-Anlagen soll ein gemeinsamer Nachweis für Strom und Wärme ausgestellt werden. Werden HKN für geförderte Anlagen ausgestellt, muss der Marktwert der HKN im Fördersystem berücksichtigt werden. Es dürfen jedoch weiter HKN für geförderten Strom ausgestellt werden. HKN, die nicht eingesetzt werden, sollen spätestens nach 18 Monaten verfallen, wobei sie spätestens 6 Monate nach dem Ablauf der Gültigkeit für die Stromkennzeichnung eingesetzt werden müssen. Sofern es kein Abkommen zur Anerkennung mit der EU gibt, sollen HKN aus Drittstaaten nicht anerkannt werden. Die Kommission wird einen Bericht, der sich mit der Einführung

eines EU-weiten Grünlabels für Grünstrom aus neuen Anlagen befasst, erarbeiten.

Basierend auf der bisherigen Richtlinie waren die Mitgliedstaaten dazu verpflichtet sicherzustellen, dass die Betreiber der Übertragungs- und Verteilnetze die Übertragung und Verteilung von Strom aus Erneuerbaren gewährleisten. Ein vorrangiger oder garantierter Netzzugang für Strom aus Erneuerbaren war ebenfalls vorzusehen. Diese Punkte wurden unter anderem aus Artikel 20 gestrichen.

Das Thema Eigenverbrauch wurde in Artikel 21 gestärkt. Die Mitgliedstaaten sorgen dafür, dass Konsumenten und Konsumentinnen berechtigt sind, Eigenverbraucher und -verbraucherinnen erneuerbarer Energien zu werden. Mitgliedstaaten können nichtdiskriminierende und verhältnismäßige Gebühren und Abgaben in Bezug auf den selbst erzeugten Strom aus Erneuerbaren, der innerhalb der Räumlichkeiten („premises“) des Eigenverbrauchers bleibt, einheben, wenn der erneuerbare Strom gefördert wird oder ab Dezember 2016, wenn der Anteil von Eigenverbrauchsanlagen mehr als 8% der gesamten installierten Leistung (Strom) eines Mitgliedstaates ausmacht. Weiters sollen Mitgliedstaaten dafür sorgen, dass Eigenverbraucher und -verbraucherinnen, die im selben Gebäude inklusive „multi-apartment blocks“ ansässig sind, dieser Tätigkeit gemeinsam nachgehen können.

Auch Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften finden Eingang in die Richtlinie. Mitgliedstaaten sollen sicherstellen, dass Endver-

braucher, im besonderen Haushalte, an Erneuerbaren-Energien-Gemeinschaften partizipieren können. Die Erneuerbaren-Energien-Gemeinschaften sind berechtigt,

- > erneuerbare Energie zu erzeugen, zu verbrauchen, zu speichern und zu verkaufen – auch mittels Stromabnahmeverträge,
- > erneuerbare Energie, die von Erzeugungseinheiten der Gemeinschaft produziert wurde, innerhalb der Gemeinschaft zu teilen,
- > an allen passenden Energiemärkten direkt oder indirekt via Aggregatoren zu partizipieren.

Mitgliedstaaten sollen einen Rahmen einrichten, der die Entwicklung von Erneuerbaren-Energien-Gemeinschaften fördert und erleichtert. Dabei sollen unter anderem administrative Barrieren entfernt werden und sichergestellt werden, dass die Verteilnetzbetreiber die Erneuerbaren-Energien-Gemeinschaften hinsichtlich der Energieübertragung innerhalb der Erneuerbaren-Energien-Gemeinschaften ermöglichen. Die Eckpunkte

dieses Rahmens für Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften sollen Teil des Fortschrittsberichtes und Updates zu den integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen sein. Die Mitgliedstaaten sollen die Spezifika der Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften beim Design eines Fördersystems berücksichtigen, um ihnen die Teilnahme auf gleichberechtigter Basis mit anderen Marktteilnehmern zu ermöglichen. Hier stellt sich die Frage, in welcher Form dieser Artikel umgesetzt werden würde bzw. ob er für Österreich im Grunde genommen im Strombereich nicht bereits erfüllt wird. Dazu muss wohl abgeklärt werden, ob derartige Gemeinschaften im Augenblick „unverhältnismäßigen Verfahren und Gebühren unterworfen sind, die nicht kostenorientiert sind“. Sollten also Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften explizit, ähnlich der „Gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage“, definiert werden, so könnten diese auch den Einzug in ein etwaiges neues Fördersystem finden. Bei der Konzipierung eines neuen Fördersystems sollte dieser Punkt auf keinen Fall außer Acht gelassen werden oder erst nachträglich ergänzt werden.

Ausschreibungen auf europäischer Ebene

Nachdem im letzten Ökostrombericht die bisherigen Ausschreibungsrunden in Deutschland genauer betrachtet wurden, wird im diesjährigen ein Bericht²¹ des „Council of European Energy Regulators“ (CEER), welcher mehrere Länder umfasst und erst kürzlich veröffentlicht wurde, näher dargestellt. Die-

ser stellt einen der aktuellsten und umfangreichsten Berichte aus Sicht der Regulatoren auf europäischer Basis dar.

Der Bericht gibt einen Überblick über Ausschreibungsmechanismen und Erfahrungen mit technologiespezifischen und -neutralen Ausschrei-

²¹ <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/167af87c-5472-230b-4a19-f68042d58ea8>

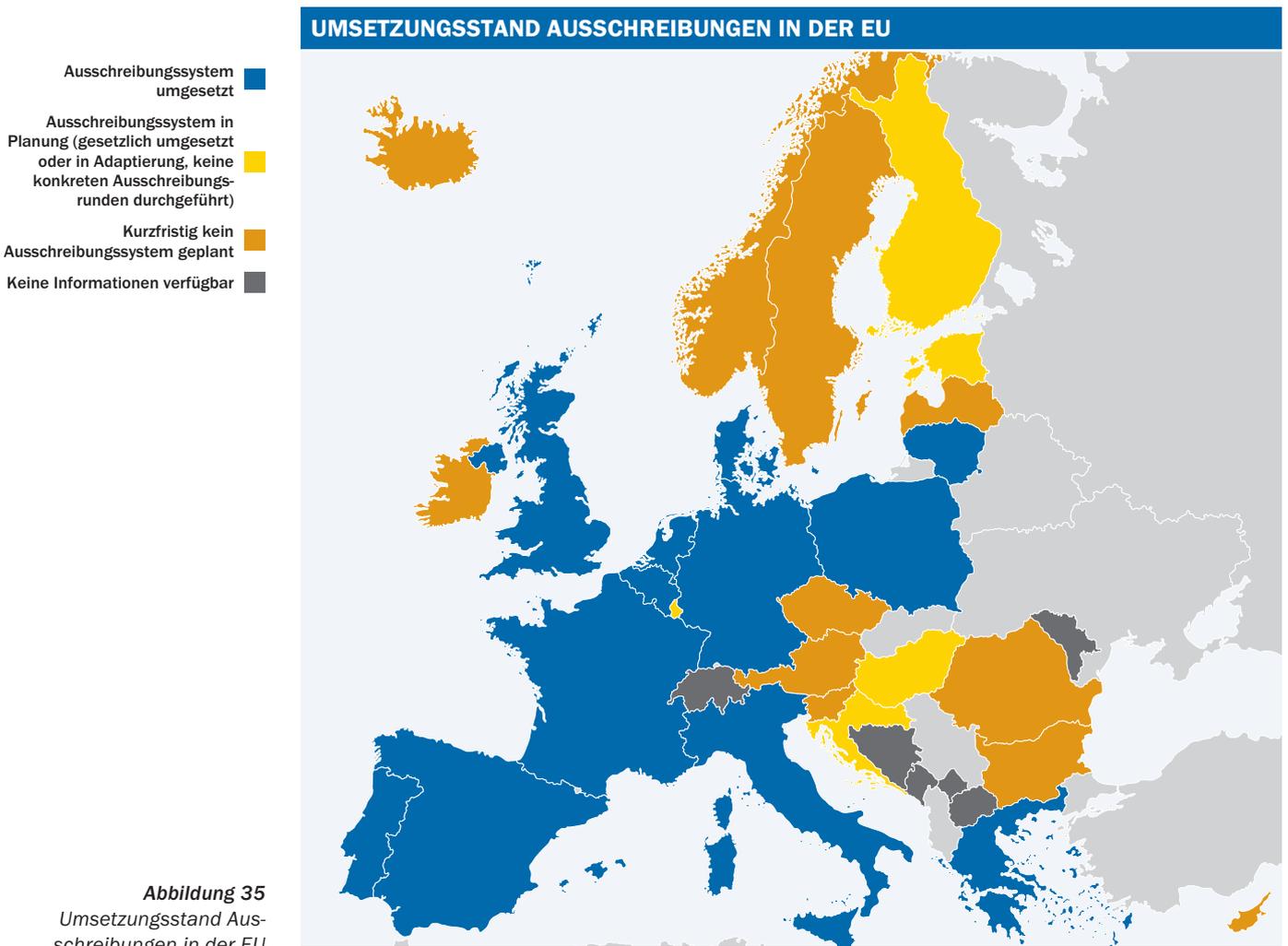
bungen in den einzelnen Mitgliedstaaten sowie über die wichtigsten Erkenntnisse aus diesen.

gesetzt bzw. bereits erste Schritte hinsichtlich einer Implementierung gesetzt haben.

AKTUELLE SITUATION

In Abbildung 35 ist eine Übersicht zu finden, welche Staaten Ausschreibungssysteme um-

In Tabelle 17 ist eine detaillierte Auflistung nach umgesetzten und geplanten Ausschreibungen inklusive des Jahrs der ersten



Quelle: SC WS CEER

ÜBERSICHT ÜBER UMGESETZTE UND GEPLANTE AUSSCHREIBUNGEN NACH LÄNDERN UND TECHNOLOGIE

	PV	Wind onshore	Wind offshore	Biomasse	technologie-neutral	grenzüberschreitende Ausschreibung	andere
AT							
BE				2016			
BG							
HR	2018	2018	2018	2018			Kleinwasserkraft, Geothermie CHP – 2018
CY							
CZ							
DK						2016 (PV mit Deutschland)	
EE							
FI					2018		
FR	2011	2018	2011	2003	2018 (Wind & PV)		hydroelectric (2016), CHP (2016), Eigenverbrauch (2016)
DE	2015	2017	2017	2017	2018 (Wind & PV)	2016 (PV mit Dänemark)	2017 (CHP)
EL	2016	2017			2018 (Wind & PV)		
HU					2018		
IE							
IS							
IT	2012 – 2013 Keine weiteren Anreize für PV	2013/2016	2013/2016	2013/2016			2013 (Geothermie und Wasserkraft) 2016 (geothermal and CSP)
LV							
LT	2018 2017	2013		2013			2013 Wasserkraft
LU						2018	
MT							
NL			2015		2011 (Solarthermie, Wind onshore, Biomasse, Wasserkraft & Geothermie)		
NO	2010						
PL					2016		
PT		2005			2011		2010 Kleinwasserkraft
RO							
SI							
ES					2016 (letzte Runde 2017 nur für PV & Wind onshore)		
SE							
UK			2009		2015		

- eingeführt
- keine Pläne
- eingestellt
- Ausschreibungssystem umgesetzt oder in Adaptierung.
- Konkrete Ausschreibungsrunden noch nicht durchgeführt

Tabelle 17
Übersicht über umgesetzte und geplante Ausschreibungen nach Ländern und Technologien

Quelle: SD WS CEER

Ausschreibung bzw. der ersten geplanten Ausschreibung. In 19 von 29 Ländern sind Ausschreibungen geplant oder wurden bereits durchgeführt.

Neben konkreten Ausschreibungsergebnissen werden in der Folge im Bericht Erfahrungswerte zu technologiespezifischen (PV, Wind onshore und offshore sowie Biomasse) als auch technologieneutralen Ausschreibungen angeführt.

Grundsätzlich konnten im Bericht einige wesentliche Trends festgehalten werden:

- > Einige nationale Ausschreibungssysteme wurden bereits umgesetzt oder sind in der Umsetzung, wobei sich die Ausprägung hinsichtlich technologischem Fokus (technologieneutral oder -spezifisch) und den Designelementen unterscheiden. Dabei spiegeln Designaspekte hauptsächlich politische vorgegebene Ziele wider.
- > In den meisten Fällen handelt es sich um technologiespezifische Ausschreibungen, wobei immer mehr Mitgliedstaaten Erfahrungen mit beiden Varianten (technologieneutral oder -spezifisch) sammeln.
- > Bei allen umgesetzten technologiespezifischen Ausschreibungen wurden diese am häufigsten für Wind offshore und onshore, Photovoltaik und Biomasse umgesetzt, wobei Wind onshore kürzlich in mehreren Ländern hinzukam.
- > Hauptsächlich findet die „Pay-as-bid“-Methode²² Anwendung – die bezuschlagten Gebote bekommen die jeweilige gebotspezifische Unterstützungshöhe.

> Nachdem frühere Ausschreibungsrunden genutzt wurden, um die Höhe des Einspeisetarifs festzulegen, wurde in der jüngeren Vergangenheit hauptsächlich die Höhe der Marktprämie mittels Ausschreibungsverfahren ermittelt.

> Wettbewerbsintensität und Preisentwicklungen waren bei durchgeführten Ausschreibungen positiv. Bei Ausschreibungen im Photovoltaikbereich konnten ebenfalls hohe Realisierungsraten beobachtet werden. Für andere Technologien fehlen noch entsprechende Erfahrungswerte. Auch wenn die Preisentwicklung bei Auktionen bis Ende 2017 durchaus positiv war, gibt es abseits vom Vergabemechanismus externe Treiber (z.B. Kapitalkosten und Rohstoffkosten, regulatorische Veränderungen usw.), die das Ergebnis von Ausschreibungen beeinflussen können. Eine Zuordnung, was in welchem Ausmaß für die Entwicklung verantwortlich ist, ist mit Vorsicht zu betrachten.

PRAKTISCHE EMPFEHLUNGEN DES BERICHTS

Der Bericht empfiehlt vor dem Umstieg auf Ausschreibungen eine breit angelegte Konsultation. Die Institution, die für das Ausschreibungsdesign verantwortlich ist, hat dadurch auch die Möglichkeit, ein besseres Verständnis für die Spezifika des Marktes, die Technologie und die Akteure zu bekommen.

Hinsichtlich Realisierungsrate spielen zu hinterlegende Sicherheiten eine große Rolle, wo-

²² Im Gegensatz dazu erhalten bei der „uniform pricing“-Methode alle bezuschlagten Gebote den Preis des höchsten bezuschlagten Angebots.

bei auch andere Präqualifikationsmerkmale, wie z.B. die Abgabe eines Businessplans oder Baugenehmigungen, einen positiven Effekt haben können. Neben den zu hinterlegenden Sicherheiten hat sich eine gewisse Flexibilität hinsichtlich zu installierender Leistung oder Standort der Anlage als positiv erwiesen. Durch eine gewisse Flexibilität in diesen Bereichen soll gewährleistet werden, dass das Projekt aufgrund kleinerer Veränderungen nicht in seiner Gänze gefährdet ist.

Die Erstellung eines funktionierenden Ausschreibungsmechanismus ist eine überaus

komplexe Aufgabe. Die einzelnen Designelemente sind miteinander verflochten und Trade-offs sind unvermeidbar. Darüber hinaus muss aber auch auf strategisches Verhalten der Bieter insofern geachtet werden, als dass diese nicht z.B. zwischen Auktionsrunden „wechseln“. Es sollte vermieden werden, dass ein Projekt, das bereits einen Zuschlag erhalten hat, diesen verfallen lässt und an einer späteren Auktionsrunde, die möglicherweise finanziell interessanter wäre, nochmals teilnimmt.

ANHANG

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 2017 dargestellt. Diese beinhalten Anzahl und Leistung der genehmigten (und anerkannten) Ökostromanlagen

nach Bundesland. Zusätzlich werden Auswertungen jener Anlagen, die per 31.12.2017 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 2017) und Informationen zur Größenverteilung der anerkannten Anlagen sowie kartographische Auswertungen aus der Stromnachweisdatenbank, um die Verteilung der Anlagen in Österreich zu dokumentieren.²³

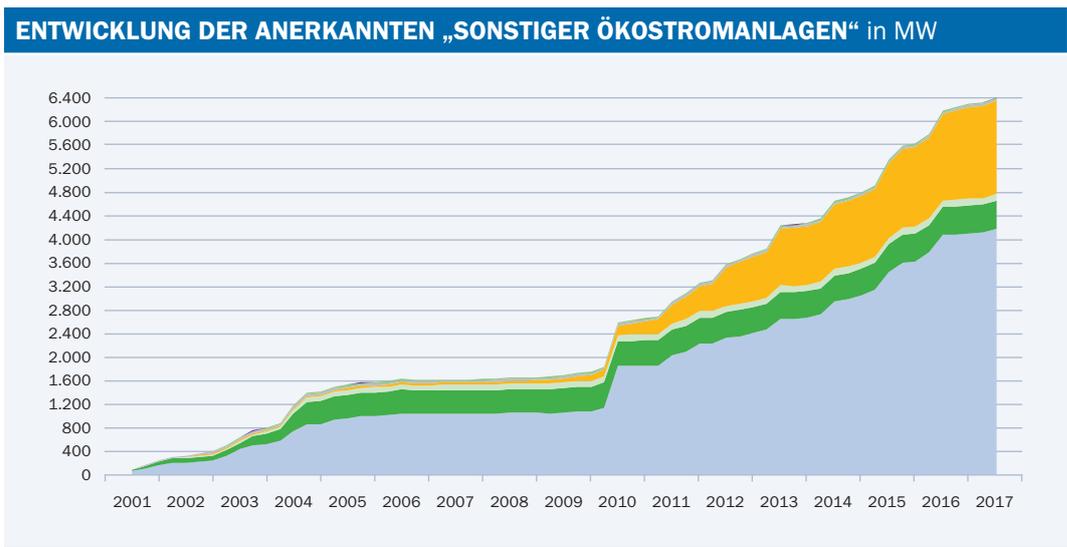


Abbildung 36
Entwicklung anerkannter Ökostromanlagen lt. Bescheiddatenbank 2002 bis 2017 (Stand jeweils 31.12.)

Quelle: E-Control

²³ Anmerkung: Den Anlagen muss zum Auswertungszeitraum ein gültiges Qualitätsmerkmal zugeordnet sein (zB HKN-EE, TÜV, etc), sonst werden sie nicht in der Abbildung dargestellt.

²⁴ Anmerkung: 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.

ENTWICKLUNG ANERKANNTER *) „SONSTIGER ÖKOSTROMANLAGEN“ 2002 BIS 2017

	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
2014	2.936,45	384	443,11	234	113,92	384	1.099,11	67.188	30,79	76	25,24	93	0,92	2	4.649,53	68.361
2015	3.437,90	412	473,77	247	116,15	392	1.260,03	73.730	30,79	76	25,24	93	0,92	2	5.344,80	74.952
2016	4.072,80	449	473,39	263	117,38	394	1.459,05	82.476	30,79	76	24,89	91	0,92	2	6.179,23	83.751
2017	4.175,87	458	477,39	289	118,05	396	1.582,17	87.297	31,16	76	23,69	89	0,92	2	6.409,26	88.607
aktiver Vertrag mit OeMAG (in Betrieb) Stand 31.12.2017	2.290,5	396	311,5	134	84,4	288	665,9	22.570	14,5	40	1,3	18	0,9	2	3.369,00	23.448

*) 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 von Bescheidänderungen (z. B. Leistungsänderung, Widerruf der Anerkennung, Anlage außer Betrieb etc.) einige Korrekturen vorgenommen wurden.

Tabelle 18

Entwicklung anerkannter „Sonstiger Ökostromanlagen“ laut Bescheid-Datenbank von 2002 bis 2017 (Stand jeweils 31.12.)

Quelle: E-Control

Aufgrund unterschiedlicher Erhebungs- und Erfassungsmethoden kann es zu geringfügigen Abweichungen bei den Daten der anerkannten Anlagen kommen.²⁴ Gelegentlich handelt es sich auch nur um Rundungsdifferenzen.

Bei der Tabelle 18 und Abbildung 36 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. Solange jedoch der E-Control keine Information von Seiten der bescheidausstellenden Behörden über einen veränderten

Status einer Anlage übermittelt wird, sind auch solche Anlagen in den Werten enthalten.²⁵

KLEINWASSERKRAFT

Im Jahr 2017 waren 1.917 Kleinwasserkraftwerke mit einer installierten EPL von 429,46 MW bei der OeMAG unter Vertrag, dies ist ein Zuwachs von 8 Anlagen bzw. 1,78 MW installierte EPL gegenüber dem Vorjahr. Jedoch wurden 147,59 GWh weniger Energie aus Kleinwasserkraft eingespeist als im Jahr 2016. Demgegenüber stehen 3.307 anerkannte Kleinwasserkraftanlagen mit einer genehmigten installierten EPL von 1.521,62 MW, was einem Zuwachs von 45 Anlagen, aber 1,45 MW weniger installierte EPL entspricht.

Bei den anerkannten Kleinwasserkraftanlagen kann nach vier Kategorien unterschieden werden, je nachdem ob es sich um eine Neuanlage, Altanlage oder eine revitalisierte Anlage (> 50% bzw. > 15%) handelt.

Bei den als Neu anerkannten Kleinwasserkraftanlagen gab es einen Zuwachs um 43 Anlagen bzw. 16,37 MW installierte EPL, bei den Anlagen, deren Revitalisierung größer 50% war, stieg die Anzahl um 2 Anlagen und die installierte EPL um 1,21 MW, bei den Anlagen der Gruppe „Revitalisierung >15%“ gab es einen Zuwachs um 6 Anlagen und 1,62 MW installierte EPL. In der Rubrik „Bestehend“ (Altanlagen) gab es mehr Veränderungen als im Vorjahr: Die

KLEINWASSERKRAFT					
Bundesland	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2017			Anerkannte Anlagen per 31.12.2017	
	Anzahl	Engpassleistung in MW	Eingespeiste Energie 2017 in GWh	Anzahl	Engpassleistung in MW
Burgenland	15	1,52	5,02	17	2,77
Kärnten	220	57,72	142,13	349	172,67
Niederösterreich	400	41,12	144,75	624	115,16
Oberösterreich	492	38,04	149,60	686	147,75
Salzburg	118	43,44	169,30	295	201,82
Steiermark	361	149,91	589,22	661	410,31
Tirol	268	78,74	335,02	515	342,16
Vorarlberg	39	12,79	59,06	152	117,54
Wien	4	6,20	30,54	8	11,46
Summe	1.917	429,46	1.624,63	3.307	1.521,62

Tabelle 19
Kleinwasserkraft im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen²⁶

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

²⁵ Nachdem aufgrund der Novelle des ÖSG zukünftig nur mehr für Biomasseanlagen Anerkennungsbescheide auszustellen sind, wird künftig auf eine Übersicht zu den anerkannten Anlagen verzichtet.

²⁶ Anmerkung: Auch hier sei noch einmal darauf hingewiesen, dass es bei den Anlagen mit Vertragsverhältnis mit der OeMAG sowohl um Anlagen mit Einspeisetarifen als auch um jene mit der Abnahme zu Marktpreisen handelt. Bei den anerkannten Anlagen handelt es sich um jene, für die bei der E-Control ein gültiger Ökostrombescheid eingelangt ist.

ANERKANNTE KLEINWASSERKRAFT NEU / BESTEHEND / REVITALISIERT > 50% / REVITALISIERT > 15% PER 31.12.2017

Bundesland	Tatsächlich neu aus- gestellte Bescheide		Nachträgliche Bescheide für bestehende Anlagen		Bescheide Revitalisierung > 50%		Bescheide Revitalisierung > 15%	
	Anzahl	Engpass- leistung in MW	Anzahl	Engpass- leistung in MW	Anzahl	Engpass- leistung in MW	Anzahl	Engpass- leistung in MW
Burgenland	2	0,45	7	1,65	3	0,12	5	0,54
Kärnten	77	40,61	210	115,28	29	5,30	33	11,49
Niederösterreich	134	21,17	478	91,55	–	–	12	2,44
Oberösterreich	113	31,35	345	69,14	98	13,49	130	33,77
Salzburg	79	68,40	199	124,66	7	5,10	10	3,66
Steiermark	259	179,32	332	198,27	20	4,16	50	28,55
Tirol	170	117,52	330	213,70	4	0,17	11	10,77
Vorarlberg	58	28,19	86	88,37	4	0,04	4	0,93
Wien	5	5,67	3	5,79	–	–	–	–
Summe	897	492,68	1.990	908,41	165	28,38	255	92,15

Tabelle 20
Bundesländerverteilung
anerkannte Kleinwasserkraft
(Detail) – wie im System zum
Stichtag erfasst²⁷

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

Anzahl der Anlagen sank um 6 und damit 20,65 MW weniger installierte EPL. Dies bedeutet entweder ein Wechsel in eine Revitalisierungsrubrik oder aber auch einen Widerruf des Bescheids bedingt durch Stilllegung und Abbau der Anlage. Werden Alt-

anlagen durch Ersatzneubauten komplett ersetzt, wird solch eine Anlage per Bescheid als Neuanlage anerkannt.

Nachfolgende Tabelle zeigt die durchschnittlichen Volllaststunden von Kleinwasserkraft-

DURCHSCHNITTLICHE VOLLLASTSTUNDEN KLEINWASSERKRAFT IM JAHR 2017

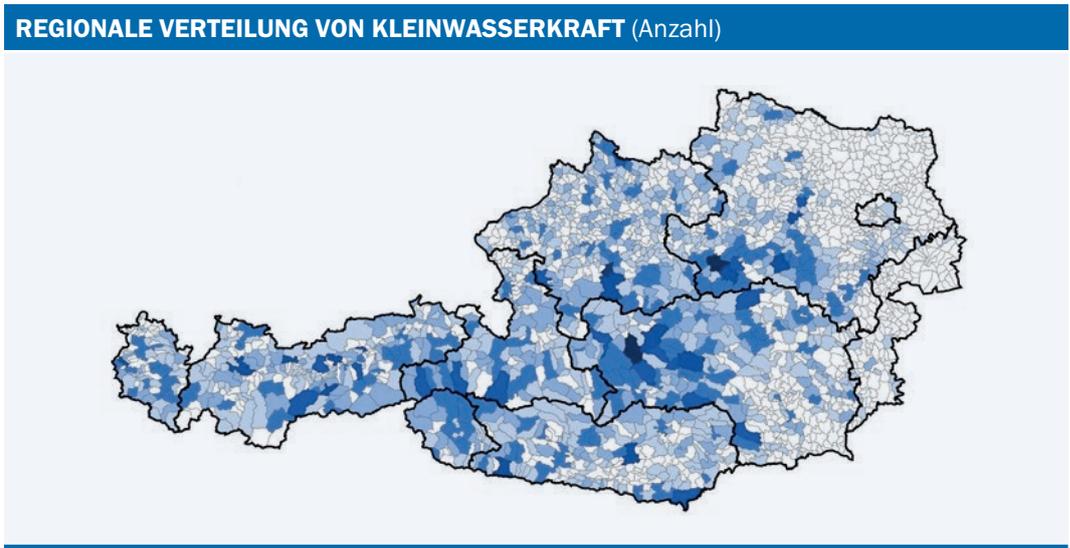
Dritteling nach Engpassleistung	VL-Std.	Anzahl Anlagen
Bestes Drittel	5.797	635
Mittleres Drittel	3.825	468
Schlechtestes Drittel	1.791	768
Alle Anlagen	3.659	1.871

Tabelle 21
Durchschnittliche Volllast-
stunden Kleinwasserkraft
2017²⁸

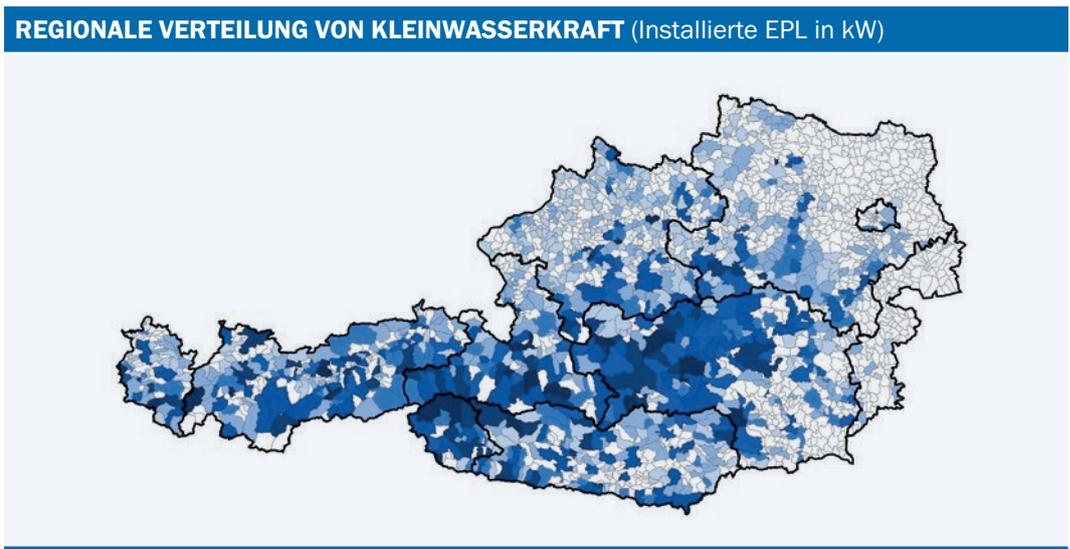
Quelle: E-Control (Herkunftsnachweisdatenbank)

²⁷ Anmerkung: Die Summe der 4 Kategorien ergibt die Anzahl der in Tabelle 19 angeführten anerkannten Anlagen. Es sei noch einmal darauf hingewiesen, dass es sich um Anerkennungsbescheide handelt, die zum Stichtag 31.12.2017 im System der E-Control eingegangen sind.

²⁸ Anmerkung: Die Anzahl der Anlagen bezieht sich auf jene mit Vertragsverhältnis mit der OeMAG, die in der Stromnachweisdatenbank gemeldet sind, von diesen wurden unplausible gemeldete Werte aus der Auswertung eliminiert – deswegen ergibt sich auch ein Unterschied zwischen der Anzahl der Anlagen in Tabelle 19 und Tabelle 21.



Quelle: E-Control (Herkunftsnachweisdatenbank)



Quelle: E-Control (Herkunftsnachweisdatenbank)

²⁹ Anmerkung: bezieht sich auf die Summe aller in der Stromnachweisdatenbank registrierten aktiven Anlagen.

anlagen, die im Jahr 2017 bei der OeMAG eingespeist haben. Für die Auswertung wurden 3 Gruppen gebildet, denen jeweils die gleiche installierte Engpassleistung zugrunde liegt (Drittelerung der Summe EPL).

Gegenüber dem Vorjahr ist die Anzahl der Volllaststunden in allen drei Leistungsgruppen gesunken, insgesamt wurden 2017 eine um 147 GWh niedrigere Kleinwasserkraftmenge bei einer im Vergleich zum Vorjahr höheren installierten EPL abgenommen. In die Volllaststundenauswertung Kleinwasserkraft waren 31 Anlagen weniger als im Vorjahr enthalten.

Die kartographischen Auswertungen auf Postleitzahlenebene zeigen die regionale Ver-

teilung der aktiven Kleinwasserkraftanlagen in Österreich, gruppiert nach Anzahl (Abbildung 37) und gruppiert nach Engpassleistung (Abbildung 38)

WINDKRAFT

Im Jahr 2017 waren 396 Windparks mit einer installierten EPL von 2.290,51 MW bei der OeMAG unter Vertrag, dies ist eine Verringerung um 4 Windparks bzw. 56,1 MW weniger installierte EPL. Demgegenüber stehen 458 anerkannte Windparks mit einer genehmigten installierten EPL von 4.175,86 MW, was einem Zuwachs von 9 Windparks bzw. 103,06 MW installierte EPL entspricht. Mit 5.745,94 GWh wurden in 2017 über 16% mehr Windenergie als im Vorjahr eingespeist

WINDENERGIE					
Bundesland	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2017			Anerkannte Anlagen per 31.12.2017	
	Anzahl Windparks	Engpassleistung in MW	Eingespeiste Energie 2017 in GWh	Anzahl Windparks	Engpassleistung in MW
Burgenland	230	738,51	1.846,98	87	1.572,04
Kärnten	2	0,80	0,26	7	27,85
Niederösterreich	134	1.304,64	3.431,79	297	2.254,10
Oberösterreich	7	36,89	76,31	18	50,44
Salzburg	1	0,01	0,001	2	0,01
Steiermark	19	203,44	384,77	30	260,11
Tirol	–	–	–	3	0,60
Vorarlberg	–	–	–	4	0,01
Wien	3	6,23	5,83	10	10,70
Summe	396	2.290,51	5.745,94	458	4.175,86

Tabelle 22
Windkraftanlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen

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

(Zuwachs von 814 GWh). Die Windenergie macht somit inzwischen über die Hälfte (54,6%) der von der OeMAG abgenommenen Ökostrommengen aus.

An dieser Stelle sei erwähnt, dass die Definition „Anzahl“ Windpark bei den OeMAG-Anlagen nach Zählpunkten erfolgt (auch virtuelle ZP, hinter denen mehrere echte ZP

liegen), über die die Netzeinspeisung stattfindet, während bei den Anerkannten Anlagen die Einteilung nach im Bescheid benannten Windpark bzw. Unternehmen erfolgt, d.h. auch mehrere Zählpunkte zugeordnet sein können.

Nachfolgende Tabelle 23 zeigt die durchschnittlichen Volllaststunden von Windkraft-

DURCHSCHNITTLICHE VOLLLASTSTUNDEN WIND IM JAHR 2017

Drittellung nach Engpassleistung	VL-Std.	Anzahl Anlagen
Bestes Drittel	2.898	91
Mittleres Drittel	2.435	175
Schlechtestes Drittel	1.244	156
Alle Anlagen	2.094	422

Tabelle 23
Durchschnittliche Volllaststunden Windkraft 2017

Quelle: E-Control (Herkunftsnachweisdatenbank)

REGIONALE VERTEILUNG VON WINDKRAFT (Anzahl)

- ≥ 1
- ≥ 2
- ≥ 3
- ≥ 4
- ≥ 5
- ≥ 6

Summe: 575 Anlagen

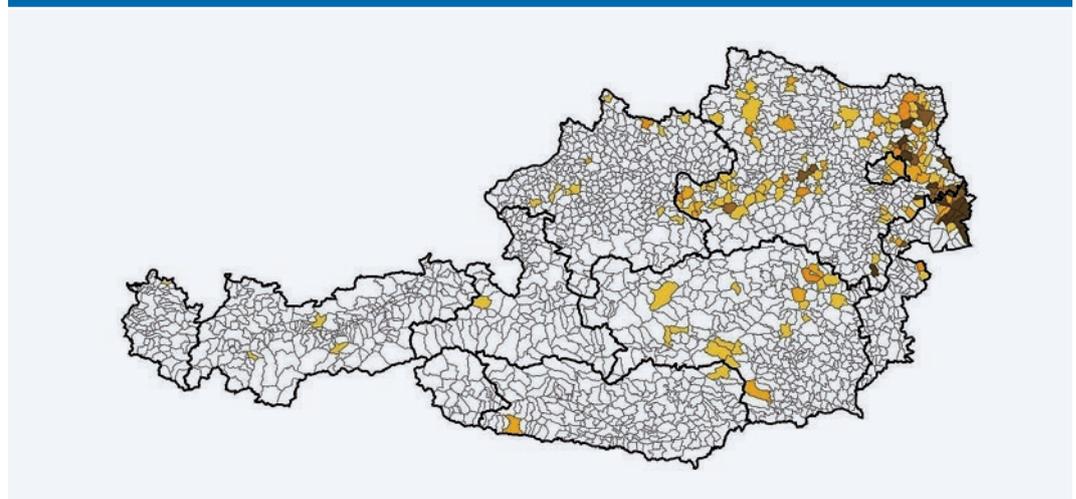


Abbildung 39
Regionale Verteilung von Windkraft nach Anzahl der Anlagen (Stand 07/2018)

Quelle: E-Control (Herkunftsnachweisdatenbank)

REGIONALE VERTEILUNG VON WINDKRAFT (Installierte EPL in kW)

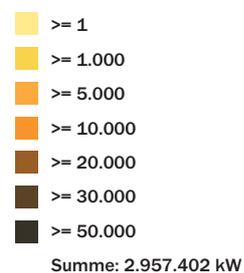
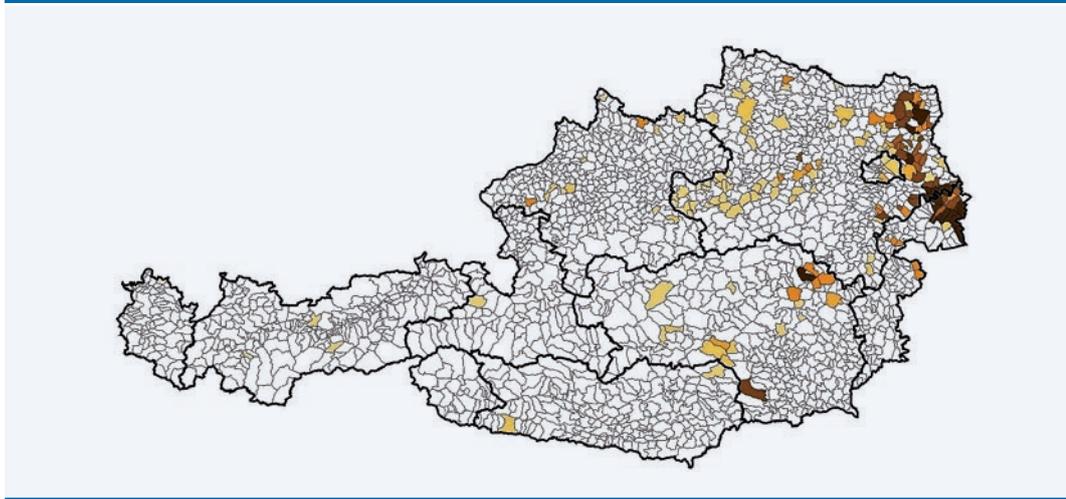


Abbildung 40
Regionale Verteilung von Windkraft nach installierter EPL in kW (Stand 07/2018)

Quelle: E-Control (Herkunftsnachweisdatenbank)

REGIONALE VERTEILUNG DER ERZEUGTEN WINDKRAFT 2017 (OeMAG-ANLAGEN) in kWh

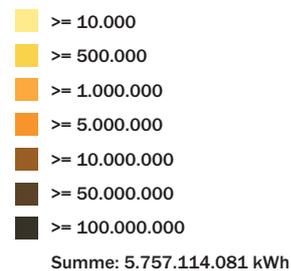
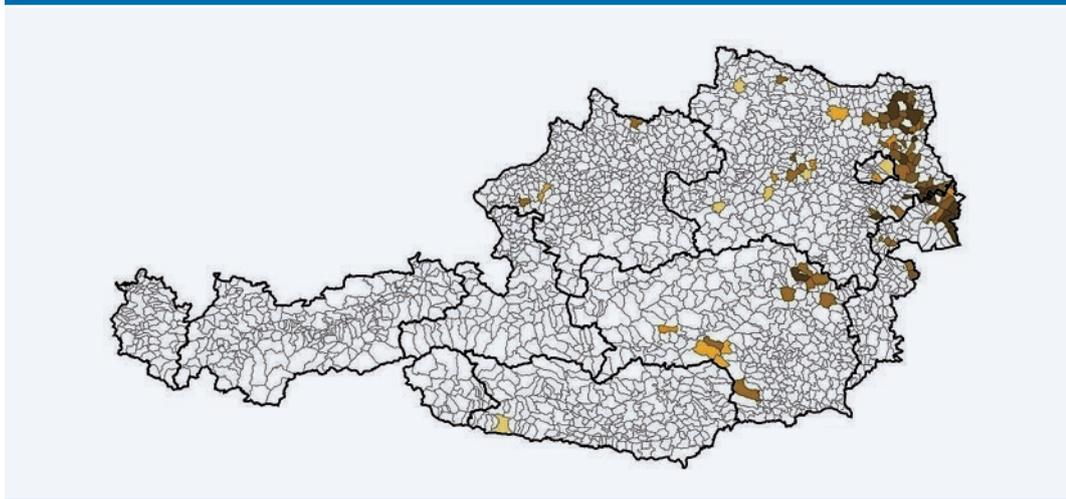


Abbildung 41
Erzeugte Windkraft im Jahr 2017 (in kWh) aus produktionsgeförderten Anlagen (OeMAG)

Quelle: E-Control (Herkunftsnachweisdatenbank)

anlagen, die im Jahr 2017 bei der OeMAG eingespeist haben. Gegenüber dem Vorjahr ist die durchschnittliche Anzahl der Volllaststunden aller Anlagen (aber auch in allen 3 Leistungsgruppen) deutlich gestiegen. Bei einer Betrachtung nach leistungsbezogenen Gruppen ist anzumerken, dass im schlechtesten Drittel die neu in Betrieb gegangenen Anlagen zu finden sind, die somit noch nicht das ganze Jahr eingespeist haben, die Auswertung aber durchschnittliche Jahreswerte heranzieht. Insgesamt waren in der Volllaststundenauswertung für Wind 12 Anlagen weniger enthalten als im Vorjahr.

Die kartographischen Auswertungen auf Postleitzahlenebene zeigen die regionale Verteilung der aktiven Windkraftanlagen in Österreich,

gruppiert nach Anzahl (Abbildung 39) und gruppiert nach Engpassleistung (Abbildung 40).

Ergänzend dazu sind in Abbildung 41 die im Jahr 2017 erzeugten Windkraftmengen aus Anlagen, die einen Abnahmevertrag mit der OeMAG haben, dargestellt.

BIOMASSE FEST

Im Jahr 2017 waren 134 Biomasse-fest-Anlagen mit einer installierten EPL von 311,49 MW bei der OeMAG unter Vertrag. Dies sind zusätzliche 6 Anlagen bzw. 0,46 MW mehr installierte EPL als im Vorjahr. Mit 1.999,42 GWh wurden 17,77 GWh mehr Energie aus fester Biomasse eingespeist als im Vorjahr. Demgegenüber stehen 289 anerkannte Anlagen für feste Biomasse

BIOMASSE FEST					
Bundesland	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2017			Anerkannte Anlagen per 31.12.2017	
	Anzahl	Engpassleistung in MW	Eingespeiste Energie 2017 in GWh	Anzahl	Engpassleistung in MW
Burgenland	11	36,17	222,13	13	36,35
Kärnten	19	56,76	336,12	40	87,07
Niederösterreich	28	84,10	622,91	66	121,87
Oberösterreich	14	35,81	239,28	29	55,54
Salzburg	14	22,68	127,81	18	31,25
Steiermark	27	21,43	113,10	94	78,02
Tirol	14	26,34	160,71	19	38,35
Vorarlberg	6	3,81	15,77	9	4,53
Wien	1	24,40	161,58	1	24,40
Summe	134	311,49	1.999,42	289	477,38

Tabelle 24
Biomasse-fest-Anlagen
im Vertragsverhältnis mit
OeMAG vs. anerkannte
Anlagen

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

mit einer genehmigten installierten EPL von 477,38 MW, was einem Zuwachs von 26 Anlagen und einer angewachsenen installierten EPL um 3,99 MW entspricht.

Bei Betrachtung der Volllaststunden der Biomasse-fest-Anlagen, die 2017 bei der OemAG eingespeist haben, erkennt man, dass nur in der besten Leistungsgruppe der Wert der Voll-

laststunden gegenüber dem Vorjahr angestiegen ist, aber insgesamt ist der Wert gesunken. Die Anzahl der Anlagen, die in diese Auswertung mit einfließen, ist um 8 auf 111 Anlagen angestiegen, nur eine davon war in der Gruppe des besten Drittels zu finden.

Die kartographischen Auswertungen auf Postleitzahlebene zeigen die regionale Ver-

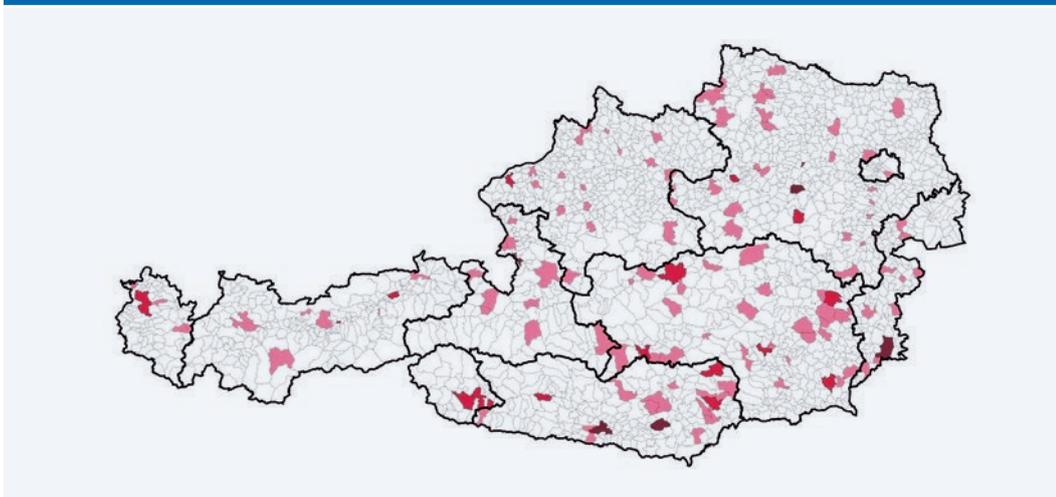
DURCHSCHNITTLICHE VOLLASTSTUNDEN BIOMASSE FEST IM JAHR 2017

Drittelerung nach Engpassleistung	VL-Std.	Anzahl Anlagen
Bestes Drittel	8.253	24
Mittleres Drittel	6.914	30
Schlechtestes Drittel	3.180	57
Alle Anlagen	5.286	111

Quelle: E-Control (Herkunftsnachweisdatenbank)

Tabelle 25
Durchschnittliche Volllaststunden Biomasse fest 2017

REGIONALE VERTEILUNG VON BIOMASSE FEST (Anzahl)



■ >= 1
■ >= 2
■ >= 3
 Summe: 162 Anlagen

Abbildung 42
Regionale Verteilung von fester Biomasse nach Anzahl der Anlagen (Stand 07/2018)

Quelle: E-Control (Herkunftsnachweisdatenbank)

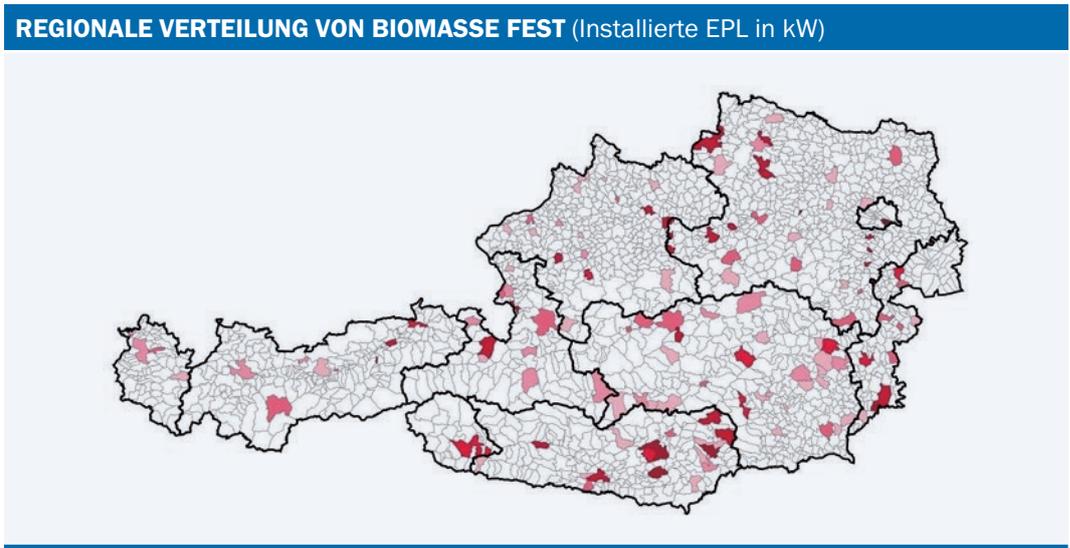


Abbildung 43
Regionale Verteilung von fester Biomasse nach installierter EPL in kW (Stand 07/2018)

Quelle: E-Control (Herkunftsnachweisdatenbank)

BIOGAS

Bundesland	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2017			Anerkannte Anlagen per 31.12.2017	
	Anzahl	Engpassleistung in MW	Eingespeiste Energie 2017 in GWh	Anzahl	Engpassleistung in MW
Burgenland	19	7,63	58,76	30	14,00
Kärnten	26	4,66	25,87	39	8,54
Niederösterreich	86	30,17	213,19	110	41,81
Oberösterreich	59	13,51	99,75	75	15,97
Salzburg	15	5,30	38,05	19	6,46
Steiermark	37	15,07	92,56	59	20,79
Tirol	20	4,16	19,80	23	4,99
Vorarlberg	25	3,51	15,27	39	4,59
Wien	1	0,40	1,96	2	0,90
Summe	288	84,40	565,19	396	118,05

Tabelle 26
Biogasanlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen

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

DURCHSCHNITTLICHE VOLLASTSTUNDEN BIOGAS IM JAHR 2017

Drittellung nach Engpassleistung	VL-Std.	Anzahl Anlagen
Bestes Drittel	8.530	71
Mittleres Drittel	7.796	81
Schlechtestes Drittel	3.983	125
Alle Anlagen	6.264	277

Tabelle 27
Durchschnittliche Volllaststunden Biogas 2017

Quelle: E-Control (Herkunftsnachweisdatenbank)

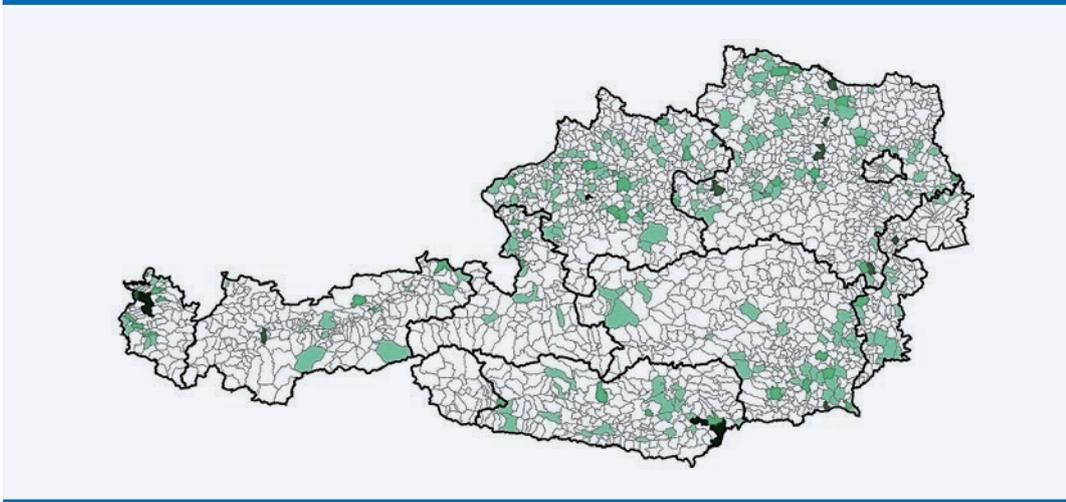
teilung der aktiven Anlagen für feste Biomasse in Österreich, gruppiert nach Anzahl (Abbildung 42) und gruppiert nach Engpassleistung (Abbildung 43).

BIOGAS

Im Jahr 2017 waren 288 Biogasanlagen mit einer installierten EPL von 84,40 MW bei der

OeMAG unter Vertrag. Dies ist ein Zuwachs von 1 Anlage bzw. zusätzliche 1,08 MW installierte EPL. Mit 565,19 GWh wurden 0,67 GWh mehr Energie aus Biogas eingespeist als im Vorjahr. Demgegenüber stehen 396 anerkannte Biogasanlagen mit einer genehmigten installierten EPL von 118,05 MW, was einem Zuwachs von 2 Anlagen bzw. 0,67 MW installierter EPL entspricht.

REGIONALE VERTEILUNG VON BIOGASANLAGEN (Anzahl)



>= 1
 >= 2
 >= 3
 >= 4
 Summe: 362 Anlagen

Abbildung 44
Regionale Verteilung von Biogas nach Anzahl der Anlagen (Stand 07/2018)

Quelle: E-Control (Herkunftsnachweisdatenbank)

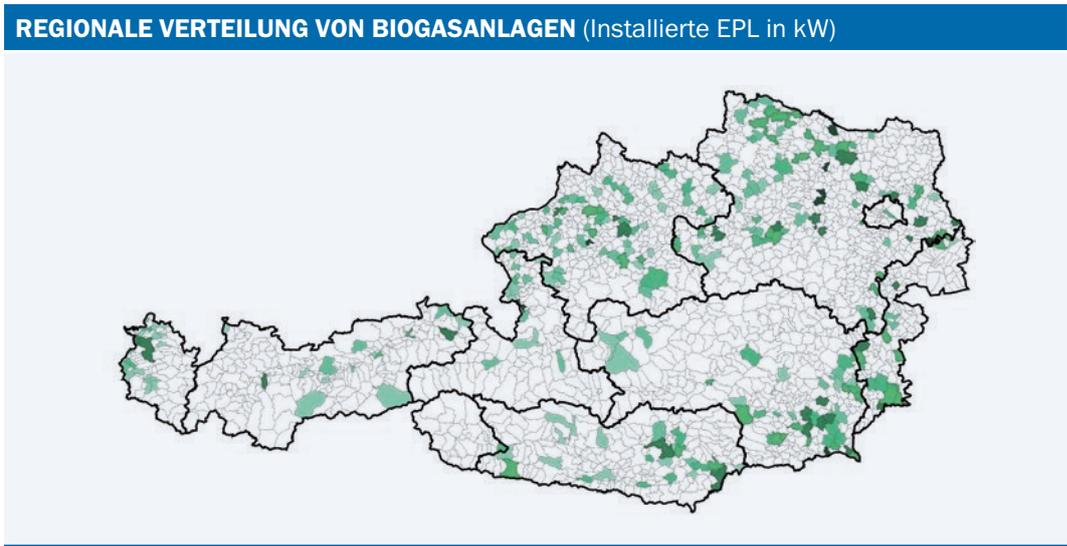


Abbildung 45
Regionale Verteilung von Biogas nach installierter EPL in kW (Stand 07/2018)

Quelle: E-Control (Herkunftsnachweisdatenbank)

Tabelle 27 zeigt die durchschnittlichen Volllaststunden von Biogasanlagen, die im Jahr 2017 bei der OeMAG eingespeist haben. Im Vergleich zu 2016 wurden in allen Gruppen leicht höhere Volllaststundenwerte erreicht bei etwas niedrigerem Durchschnittswert über alle 277 Anlagen (+3).

Die kartographischen Auswertungen auf Postleitzahlebene zeigen die regionale Verteilung der aktiven Biogasanlagen in Österreich, gruppiert nach Anzahl (Abbildung 44) und gruppiert nach Engpassleistung (Abbildung 45).

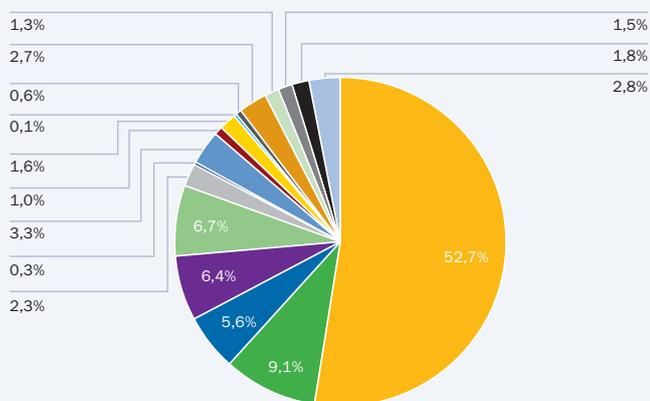
Exkurs Betriebskostenzuschlag 2018

Laut § 22 ÖSG 2012 hat die E-Control zu überprüfen, ob der gewährte Betriebskostenzuschlag in seiner Höhe gerechtfertigt war.

Dabei kann die Höhe des Betriebskostenzuschlags maximal 4 Cent/kWh betragen. Als Vergleichsbasis dienen dazu seit der Novelle des ÖSG 2012 die nominellen Betriebskosten des Jahres 2006. Von den Anlagenbetreibern werden dazu Daten hinsichtlich der Kosten, des erzeugten Stroms und der Wärme sowie der eingesetzten Rohstoffe, wobei sich diese auf das Vorjahr beziehen, zur Verfügung gestellt.

Insgesamt standen für die letzte Dokumentation Daten aus 161 Anlagen mit einer Engpassleistung von 52 MW zur Verfügung. Die Anlagen speisten insgesamt 405 GWh Strom ein und verwerteten 330 GWh Wärme. Dazu wurden im Jahr 2016 insgesamt 3,8 PJ an Substraten eingesetzt.

ANTEILE DER EINSATZSTOFFE (ENERGETISCH) IM JAHR 2016

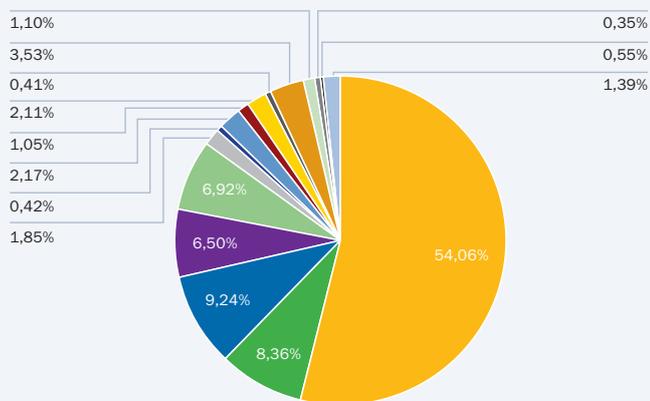


- Maissilage
- Grassilage
- andere NAWARO
- Roggen-GP S
- Bioabfall
- Sudangras
- Fette
- Rindermist
- Hühnermist
- Schweinemist
- Pferdemist
- div. Mist
- Rüben
- Hirse
- Getreideabfall
- Div. Getreide
- Rest

Quelle: E-Control

Abbildung 46
Anteile der Einsatzstoffe (energetisch) im Jahr 2016

BIOGAS – ANTEILE DER EINSATZSTOFFE (ENERGETISCH) IM JAHR 2015



- Maissilage
- Grassilage
- andere NAWARO
- Roggen-GP S
- Bioabfall
- Sudangras
- Fettabscheider
- Rindermist
- Hühnermist
- Schweinemist
- div. Mist
- Futtermübe
- Hirse
- Getreideabfall
- Div. Getreide
- Rest

Quelle: E-Control

Abbildung 47
Biogas – Anteile der Einsatzstoffe (energetisch) im Jahr 2015

MW 2006 ■
 MW 2017 ■

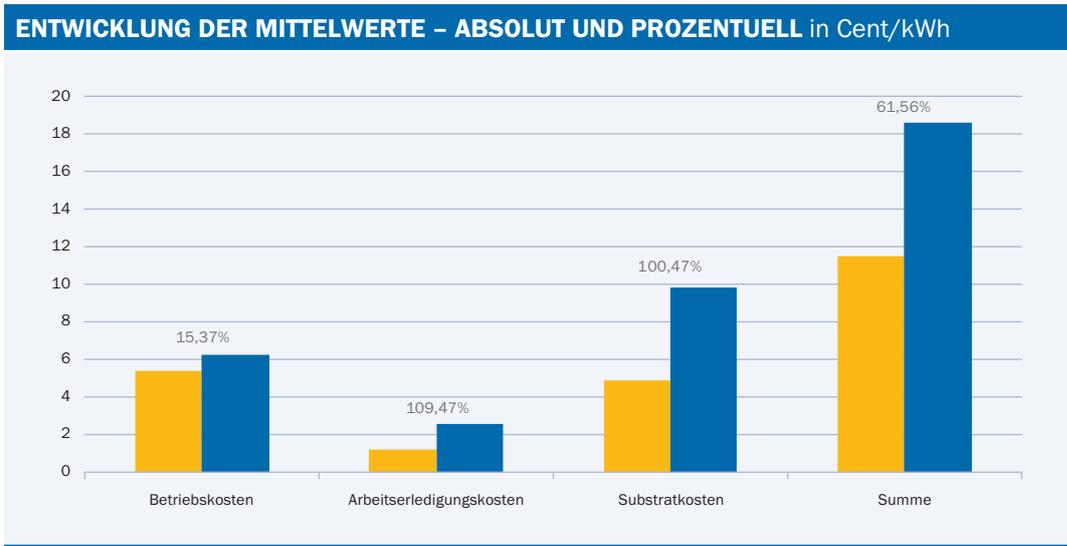


Abbildung 48
 Entwicklung der Mittelwerte
 – absolut und prozentuell

Quelle: E-Control

In Abbildung 46 ist der Anteil der Einsatzstoffe aus dem Jahr 2016 dargestellt und in Abbildung 47 die Auswertung für das Jahr 2015. Dabei ist zu sehen, dass der Einsatz von Mais-silage im Jahr 2016 erneut rückläufig war.

Vergleicht man die Kosten aus dem Jahr 2017 mit nominellen Kosten von 2006, so erkennt man, dass es weiterhin die deutlichsten Kostensteigerungen im Bereich der Substrate gibt. Betrachtet man den Mittelwert (siehe Abbildung 48), kam es hier zu einer Steigerung von 100%, beim Median (siehe Abbildung 49) waren es 115%. Für die Summe aller Kostenfaktoren gesehen ergeben sich Steigerungen von 62% für den Mittelwert und 74%, wenn man den Median heranzieht.

Ein weiterer Punkt, der im Zuge der Dokumentation beachtet wird, ist die Entwicklung der Wärmeerlöse. Würde eine Anlage aus dem Jahr 2006 bis heute einen konstanten Rohstoffeinsatz sowie eine konstante Stromerzeugung und Wärmenutzung haben, so gilt zu berücksichtigen, dass aufgrund des Abnahmepreises für Wärme diese Anlage zusätzliche Einnahmen lukriert. Dazu wird die Entwicklung des Index „Energie aus Biomasse“ herangezogen. Dabei ergab sich, dass im Jahr 2017 0,11 Cent/kWh aufgrund von gesteigerter Wärmeerlösen in Abzug zu bringen sind.

Betrachtet man die Entwicklung der gesamten Kosten zwischen 2006 und 2017, so ergibt

ENTWICKLUNG DER MEDIANE – ABSOLUT UND PROZENTUELL in Cent/kWh

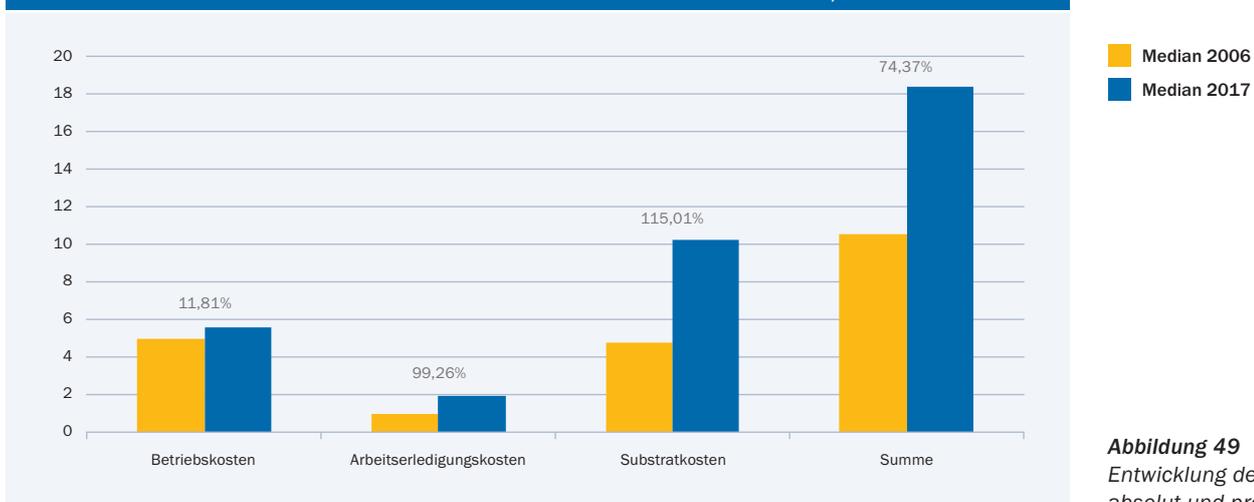


Abbildung 49
Entwicklung der Mediane – absolut und prozentuell

Quelle: E-Control

KOSTENSTEIGERUNG 2006 BIS 2017 in Cent/kWh

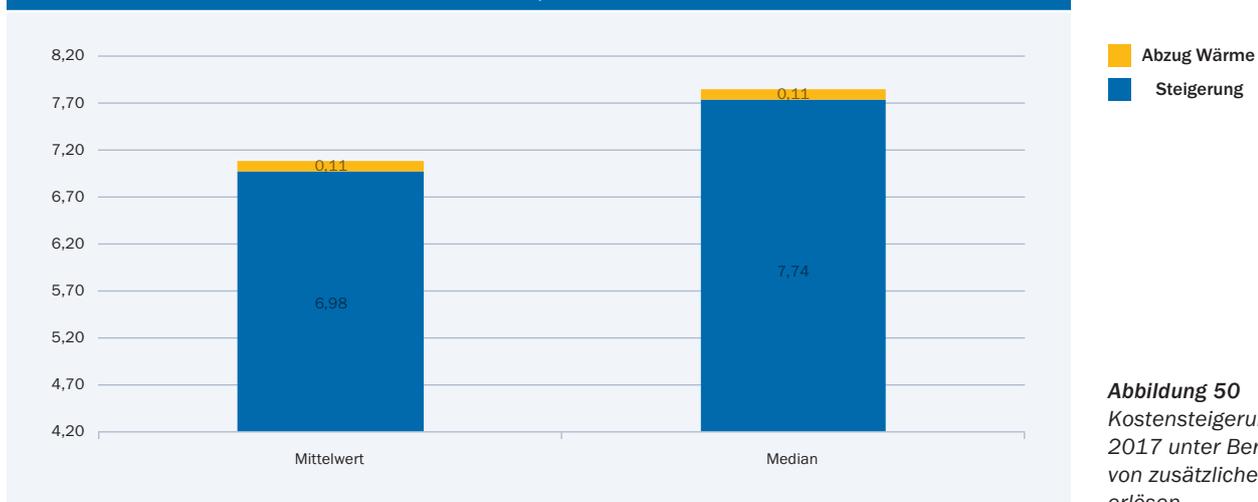


Abbildung 50
Kostensteigerung 2006 bis 2017 unter Berücksichtigung von zusätzlichen Wärme-erlösen

Quelle: E-Control

sich aus den zur Verfügung stehenden Daten eine Steigerung von 4,8 (Mittelwert) bzw. 5,0 Cent/kWh (Median). Diese Steigerung ergibt sich ohne Berücksichtigung einer Steigerung der Einnahmen im Wärmebereich. Würde man in der Folge selbst die berechtigten Anlagen, welche ab dem Jahr 2007 hinzugekommen sind, mit 0,11 Cent/kWh bewerten, so käme man auf eine Steigerung von 7,09 Cent/kWh (Mittelwert) bzw. 7,85 Cent/kWh (Median). Dieses Ergebnis wurden in Abbildung 50 dargestellt.

taikanlagen mit einer installierten EPL von 665,88 MW bei der OeMAG unter Vertrag. Dies sind 1.914 Anlagen mehr als in 2016 und ein Anstieg der installierten EPL um 97,86 MW. Eingespeist wurde mit 574,29 GWh knapp 15% mehr PV-Strom wie in 2016 (+73,75 GWh). Bei den anerkannten Photovoltaikanlagen waren 87.297 Anlagen mit einer genehmigten installierten EPL von 1.582,17 MW Ende 2017 registriert, was einem Zuwachs von 4.821 Anlagen bzw. 123,12 MW installierter EPL entspricht.

PHOTOVOLTAIK

Der Wachstumstrend bei der Photovoltaik hält auch in 2017 an. Verglichen mit den letzten Jahren ist er in etwa gleichbleibend stark. Im Jahr 2017 waren 22.570 Photovol-

taikanlagen mit einer installierten EPL von 665,88 MW bei der OeMAG unter Vertrag. Dies sind 1.914 Anlagen mehr als in 2016 und ein Anstieg der installierten EPL um 97,86 MW. Eingespeist wurde mit 574,29 GWh knapp 15% mehr PV-Strom wie in 2016 (+73,75 GWh). Bei den anerkannten Photovoltaikanlagen waren 87.297 Anlagen mit einer genehmigten installierten EPL von 1.582,17 MW Ende 2017 registriert, was einem Zuwachs von 4.821 Anlagen bzw. 123,12 MW installierter EPL entspricht.

PHOTOVOLTAIK					
Bundesland	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2017			Anerkannte Anlagen per 31.12.2017	
	Anzahl	Engpassleistung in MW	Eingespeiste Energie 2017 in GWh	Anzahl	Engpassleistung in MW
Burgenland	669	19,50	16,17	1.936	41,57
Kärnten	1.248	65,63	56,06	3.343	130,16
Niederösterreich	3.975	127,13	112,79	23.961	300,17
Oberösterreich	6.829	136,34	110,01	27.252	399,33
Salzburg	1.132	37,31	32,14	2.973	87,07
Steiermark	5.344	177,94	165,67	15.309	388,11
Tirol	1.692	57,54	45,19	4.483	109,03
Vorarlberg	1.555	41,19	33,87	5.999	86,82
Wien	126	3,30	2,40	2.041	39,91
Summe	22.570	665,88	574,29	87.297	1.582,17

Tabelle 28
Photovoltaikanlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen

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

GRÖSSENVERTEILUNG DER 2017 ANERKANNTEN PV-ANLAGEN (über 5 kW EPL)*)

EPL	Anzahl Anlagen	Summe installierte EPL in kW
500 kW und größer	3	3.498
200 kW bis < 500 kW	96	20.528
100 kW bis < 200 kW	235	43.017
> 20 kW bis < 100 kW	708	26.164
> 6 kW bis 20 kW	1922	18.866
5 kW bis 6 kW	1305	6.973

*) ohne Erweiterungen / Verringerungen

Quelle: E-Control (Anerkennungsbescheide der Länder 2017)

Tabelle 29
Größenverteilung der im Jahr 2017 anerkannten PV-Anlagen

weise 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 enthalten.³⁰

Eine Auswertung der Anerkennungsbescheide für Photovoltaik-Neuanlagen 2017 nach

Größenklassen liefert das in Tabelle 29 dargestellte Ergebnis.

Im Jahr 2017 wurden wieder mehr Großanlagen geplant und anerkannt als in den Vorjahren, während in den Bereichen zwischen 6–200 kW installierter EPL weniger neue Anerkennungen registriert wurden als im Vorjahr. PV-Anlagen unter 5 kW sind in dieser Größenverteilungstabelle nicht berücksichtigt.

Nachfolgende Tabelle zeigt die Volllaststunden bei den Photovoltaikanlagen, die im Jahr 2017 bei der OeMAG eingespeist ha-

DURCHSCHNITTLICHE VOLLLASTSTUNDEN PHOTOVOLTAIK IM JAHR 2017

Dritteling nach Engpassleistung	VL-Std.	Anzahl Anlagen
Bestes Drittel	1.225	7.538
Mittleres Drittel	982	7.339
Schlechtestes Drittel	567	7.636
Alle Anlagen	922	22.513

Quelle: E-Control (Herkunftsnachweisdatenbank)

Tabelle 30
Durchschnittliche Volllaststunden Photovoltaik 2017

³⁰ Ausnahme: Anlagen, die zum Marktpreis einspeisen sowie ältere Abnahmeverträge (2009 und früher)

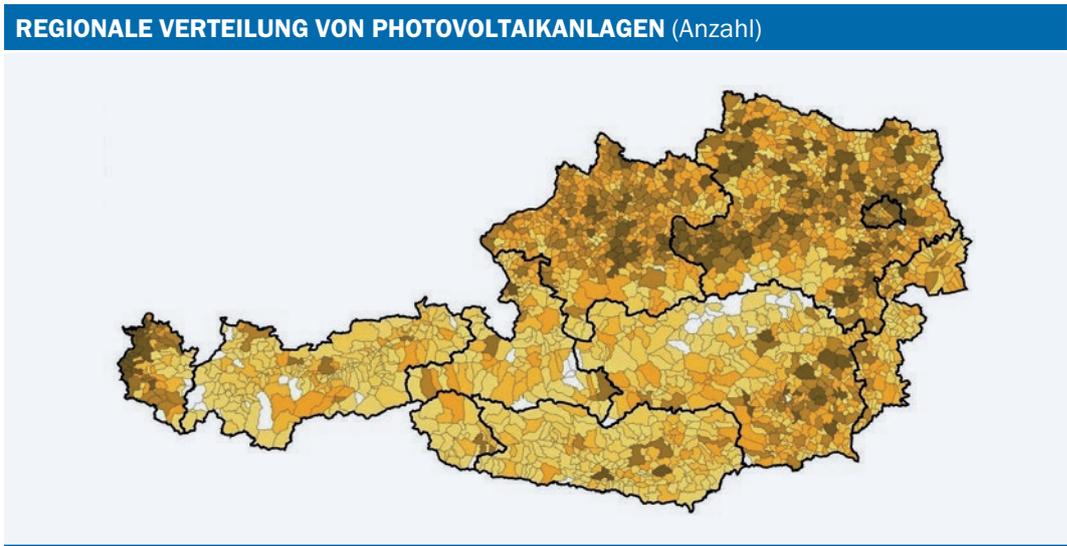


Abbildung 51
Regionale Verteilung von Photovoltaik nach Anzahl der Anlagen (Stand 07/2018)

Quelle: E-Control (Herkunftsnachweisdatenbank)

ben.³¹ Hier ist in allen 3 Leistungsgruppen eine Verringerung gegenüber der Volllaststunden in 2016 zu vermerken. Insgesamt waren in der Volllaststundenauswertung für Photovoltaik 1868 Anlagen mehr enthalten als im Vorjahr.

Die kartographischen Auswertungen auf Postleitzahlebene zeigen die regionale Verteilung der aktiven Photovoltaikanlagen in Österreich, gruppiert nach Anzahl (Abbildung 51) und gruppiert nach Engpassleistung (Abbildung 52). In diesen Karten zeigt sich, dass die Photovoltaik die einzige Technologie ist, die nahezu flächendeckend in Österreich verbreitet ist, ausgespart bleiben lediglich die alpinen Bereiche.

Exkurs: KLI.EN PV-Förderprogramm

Der Klima- und Energiefonds (KLI.EN) unterstützte im Rahmen der Photovoltaik-Förderaktion 2017 Photovoltaik-Kleinanlagen bis zu einer Leistung von maximal 5 kW pro Einzelanlage mit einem Investitionszuschuss in Höhe von maximal 275 Euro pro kWp für freistehende Anlagen, gebäudeintegrierte Anlagen werden bis 375 Euro pro kW gefördert. Aufgrund der Rahmenbedingungen wurden die Fördersätze auf Höhe des Vorjahres beibehalten. Insgesamt standen für diese Photovoltaik-Förderaktion 2017 Budgetmittel in Höhe von 8 Mio. Euro zur Verfügung. Neben Privatpersonen können auch juristische Personen (Betriebe, Vereine und sonstige Einrichtungen) eine Förderung beantragen. Ab

³¹ Anmerkung: Die Anzahl der Anlagen bezieht sich nicht auf jene mit Vertragsverhältnis mit der OeMAG zum Stichtag 31.12.2017, sondern auf jene, die im Jahr 2017 in der Stromnachweisdatenbank gemeldet waren.

REGIONALE VERTEILUNG VON PHOTOVOLTAIKANLAGEN (Installierte EPL in kW)

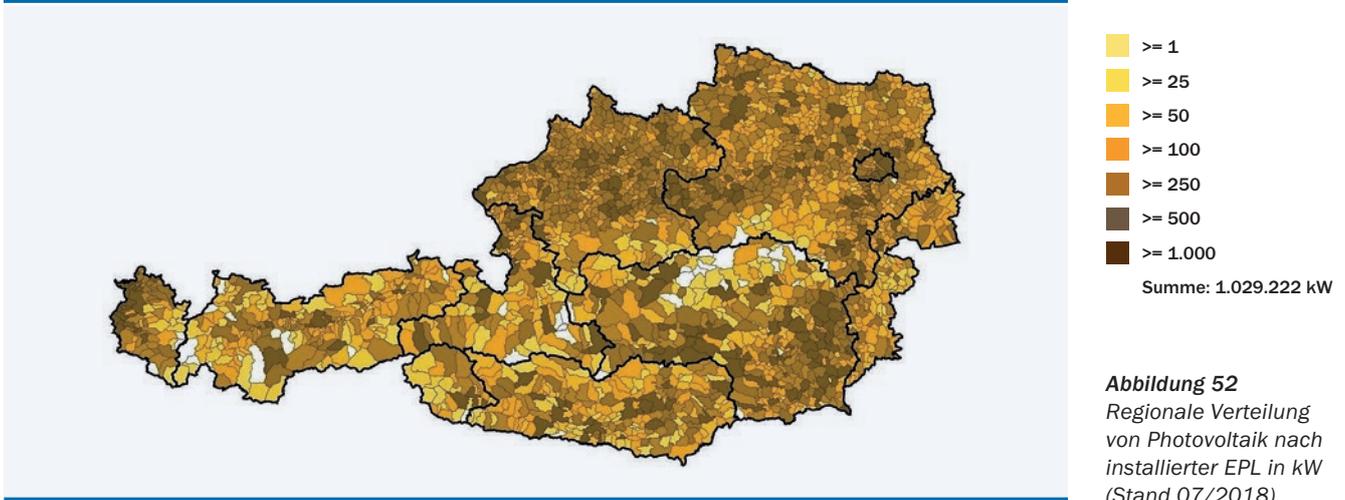


Abbildung 52
Regionale Verteilung
von Photovoltaik nach
installierter EPL in kW
(Stand 07/2018)

Quelle: E-Control (Herkunftsnachweisdatenbank)

2017 werden auch Gemeinschaftsanlagen gefördert, maximal 30 kWpeak pro Gemeinschaftsanlage und anteilig max. 5 kWpeak pro Antrag (= pro Wohn- bzw. Geschäftseinheit). Für Gemeinschaftsanlagen (bis zur Obergrenze von 5 kWp) galten in 2017 nachfolgende Förderpauschalen: 200 Euro pro kWp für freistehende Anlagen, 300 Euro pro kW für gebäudeintegrierte Anlagen.

Inzwischen, im Jahr 2018, führt der Klima- und Energiefonds seine Photovoltaik-Förderaktion seit 11 Jahren in Folge durch. Seit dem Jahr 2015 gibt es auch spezielle Photovoltaik-Förderaktionen für PV-Anlagen in der Land- und Forstwirtschaft.

Mit Stand Juli 2018 liegen dem Klima- und Energiefonds die in Tabelle 31 zusammengestellten Antragszahlen des Jahres 2017 vor (zum Vergleich Daten für 2016).

Für das Jahr 2017 wurden 6.271 Anträge mit einem Gesamtfördervolumen von 7.850.946 Euro vom Klima- und Energiefonds genehmigt.

Für die Jahre 2017/2016 sind somit ca. 13.400 Anträge mit einer Gesamtleistung von ca. 64 MW genehmigt worden. Unter der Annahme, dass diese nach Errichtung mit durchschnittlich 1.000 Volllaststunden betrieben werden, können 64 GWh Photovoltaikstrom mit diesen Kleinanlagen pro Jahr erzeugt werden.

PHOTOVOLTAIKANLAGEN – ANTRÄGE AUF INVESTITIONSZUSCHUSS				
Bundesland	Anzahl Förderanträge		Höhe Investitionszuschuss	PV-Nennleistung
	beantragt	genehmigt	(lt. Vertrag)	in kWp
2017				
Burgenland	462	447	578.190	2.192
Kärnten	398	392	500.407	1.927
Niederösterreich	2.184	2.142	2.713.796	10.505
Oberösterreich	1.397	1.374	1.753.328	6.796
Salzburg	140	134	175.971	649
Steiermark	798	773	799.486	2.913
Tirol	373	367	486.734	1.876
Vorarlberg	475	460	606.924	2.334
Wien	186	182	236.110	858
Gesamt	6.413	6.271	7.850.946	30.050
2016				
Burgenland	511	499	627.080	2.475
Kärnten	372	359	442.777	1.746
Niederösterreich	2.306	2.269	2.853.045	11.166
Oberösterreich	1.690	1.659	2.031.739	7.987
Salzburg	158	148	187.474	763
Steiermark	1.096	1.064	1.095.015	4.255
Tirol	321	316	418.221	1.531
Vorarlberg	651	642	864.508	3.304
Wien	185	180	217.222	806
Gesamt	7.290	7.136	8.737.081	34.034

Tabelle 31
Photovoltaikanlagen –
Anträge auf Investitions-
zuschuss beim Klima- und
Energiefonds

Quelle: Klima- und Energiefonds

Es ist kein Anerkennungsbescheid nötig für die Förderung und Errichtung von Photovoltaikanlagen, die über die Förderprogramme des Klima- und Energiefonds unterstützt werden. Deshalb ist davon auszugehen, dass diese Anlagen auch nur unvollständig in der entsprechenden Kategorie der

Anerkennungsbescheide erfasst sind (vgl. Tabelle 31).

BIOMASSE FLÜSSIG

Im Jahr 2017 waren 18 Anlagen für flüssige Biomasse mit einer installierten EPL von 1,34 MW bei der OeMAG unter Vertrag, dies

BIOMASSE FLÜSSIG					
Bundesland	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2017			Anerkannte Anlagen per 31.12.2017	
	Anzahl	Engpassleistung in MW	Eingespeiste Energie 2017 in GWh	Anzahl	Engpassleistung in MW
Burgenland	–	–	–	–	–
Kärnten	2	0,40	–	13	3,40
Niederösterreich	7	0,63	0,09	28	3,88
Oberösterreich	2	0,02	0,002	1	0,01
Salzburg	–	–	–	12	1,14
Steiermark	5	0,21	0,03	20	1,62
Tirol	–	–	–	5	0,65
Vorarlberg	2	0,08	–	10	13,00
Wien	–	–	–	–	–
Summe	18	1,34	0,12	89	23,70

Tabelle 32
Biomasse-flüssig-Anlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen

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

ist eine Verringerung um 2 Anlagen bzw. 0,16 MW weniger installierte EPL. Die eingespeiste Menge der Energie aus flüssiger Biomasse betrug 0,12 GWh (–0,05 GWh, gegenüber dem Vorjahreswert). Die Zahl der anerkannten Biomasse-flüssig-Anlagen verringerte sich um 2 auf 89 Anlagen mit einer genehmigten installierten EPL von 23,70 MW, d.h., auch hier gibt es eine geringfügige Verringerung um 2,19 MW im Vergleich zum Vorjahr.

DEPONIE- UND KLÄRGAS

Im Jahr 2017 waren 40 Deponie- und Klärgasanlagen mit einer installierten EPL von 14,47 MW bei der OeMAG unter Vertrag, dies ist 1 Anlage mehr als im Vorjahr, jedoch

sank die installierte EPL um 0,35 MW. Mit 18,00 GWh wurden 1,21 GWh weniger Energie aus Deponie- und Klärgas eingespeist als im Vorjahr. Ebenfalls nur eine geringfügige Veränderung gab es im letzten Jahr bei den anerkannten Anlagen dieser Technologie: Es sind weiterhin 76 Anlagen mit einer genehmigten installierten EPL von 31,17 MW – ein Zuwachs um 0,44 MW.

GEOTHERMIE

Seit Jahren keine Veränderung gibt es bei der Geothermie. Unverändert sind die beiden Anlagen (Steiermark und Oberösterreich) bei der OeMAG unter Vertrag, die Einspeisemenge ist mit 0,08 GWh höher als im Vorjahr (+0,06 GWh).

DEPONIE- UND KLÄRGAS					
Bundesland	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2017			Anerkannte Anlagen per 31.12.2017	
	Anzahl	Engpassleistung in MW	Eingespeiste Energie 2017 in GWh	Anzahl	Engpassleistung in MW
Burgenland	–	–	–	1	0,40
Kärnten	5	2,77	3,09	7	3,23
Niederösterreich	10	1,95	0,77	17	8,68
Oberösterreich	4	0,65	1,05	9	6,06
Salzburg	1	0,14	0,02	5	1,26
Steiermark	4	1,94	2,12	10	3,32
Tirol	12	4,84	6,77	18	5,68
Vorarlberg	3	1,25	0,25	8	1,88
Wien	1	0,92	3,93	1	0,66
Summe	40	14,47	18,00	76	31,17

Tabelle 33
Deponie- und Klärgasanlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen

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

GEOthermie					
Bundesland	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2017			Anerkannte Anlagen per 31.12.2017	
	Anzahl	Engpassleistung in MW	Eingespeiste Energie 2017 in GWh	Anzahl	Engpassleistung in MW
Oberösterreich	1	0,67	0,07	1	0,67
Steiermark	1	0,25	0,01	1	0,25
Summe	2	0,92	0,08	2	0,92

Tabelle 34
Geothermieanlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen

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

GROSSWASSERKRAFT

Abschließend wird die Leistungsentwicklung der anerkannten Großwasserkraftanlagen

in Tabelle 35 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 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	138	11.487,5
2013	141	11.524,6
2014	143	11.625,0
2015	145	11.817,7
2016	148	11.854,8
2017	150	12.312,6

Tabelle 35
Entwicklung der anerkannten Großwasserkraftanlagen (Wasserkraftanlagen > 10 MW) von 2002 bis 2017 (Stichtag jeweils 31.12.)

Quelle: E-Control

Abfrage Bundesländer

Das novellierte ÖSG sieht in § 51 Abs. 1a Folgendes vor:

„Zur Erstellung des Berichtes gemäß Abs. 1 sind die Länder verpflichtet, der E Control sämtliche Daten zur Förderung von Öko-

stromanlagen sowie sonstige Angaben zur Erreichung der in diesem Bundesgesetz genannten Ziele zu übermitteln.“

Im Zuge dieser erstmaligen Erhebung wurde den Bundesländern ein Schreiben über den

Sachverhalt und eine Excel-Vorlage zur Datenabfrage übermittelt. Die Excel-Vorlage sollte als möglich allgemein gehaltene Ausfüllhilfe dienen. Weiters wurden alle Ansprechpartner telefonisch kontaktiert, um etwaige Fragen abzuklären und Anregungen aufzunehmen. Ziel war es hervorzuheben, dass abseits des Ökostromgesetzes auch auf Bundesländerbasis einige Förderinstrumente angeboten werden, und diese überblicksmäßig darzustellen. Es wurden keine dezidierten Vorgaben oder Einschränkungen abseits des Zeitraumes (2017 bzw. laufende Förderprogramme) gemacht. Aufbauend auf diese erste Erhebung und die Erfahrungen daraus sollte dieser Ab-

schnitt in den kommenden Jahren entsprechend vertieft werden.

Bis Ende Juni hat die E-Control von acht Bundesländern eine Rückmeldung erhalten.

Zusammenfassung

Im Großen und Ganzen haben die Bundesländer hauptsächlich Förderprogramme für PV-Anlagen, Speicher und Kleinwasserkraft gemeldet. Diese erfolgen direkt via Investitionszuschüssen oder auch indirekt via Wohnbauförderung bzw. Anforderungen daraus. Abseits der Möglichkeiten im Zuge der Wohnbauförderung sind die Förderungen oftmals

FÖRDERPROGRAMME IN KÄRNTEN				
	1	2	3	4
Förderprogramm	Impulsprogramm umweltfreundliche Energie	Impulsprogramm umweltfreundliche Energie	Beratungsaktion Kleinwasserkraft	Wohnbauförderung
Portal				
Art der Förderung	Investitionszuschuss	Investitionszuschuss	Investitionszuschuss	Zuschuss bzw. Darlehen
Programmstart	01.01.17	01.01.17	01.07.16	01.01.18
Technologie(n)	Photovoltaikanlagen	Stromspeicher	Wasserkraft	Photovoltaikanlagen
Ziel	Eigenstromversorgung für Betriebe	Mindestens 30 Stromspeicher fördern	ökologische und energetische Verbesserung	Errichtung von Anlagen bei Neubau und Gebäudebestand
Geförderte Leistung 2018	kW 2500	kWh 1.133	Anzahl Beratungen 40	kW maximal 4 kW pro Gebäude
verfügbare Mittel 2018	EUR 375.000	EUR 340.000	EUR 60.000	EUR
Mittel vergeben 2018	EUR	EUR	EUR	EUR
Ansprechpartner Name Emailadresse	Stefan Süßenbacher stefan.suessenbacher@ktn.gv.at	Stefan Süßenbacher stefan.suessenbacher@ktn.gv.at	Stefan Süßenbacher stefan.suessenbacher@ktn.gv.at	Herwig Weber herwig.weber@ktn.gv.at
Infomaterial	https://www.ktn.gv.at/Service/Formulare-und-Leistungen#search=impulsprogramm	https://www.ktn.gv.at/Service/Formulare-und-Leistungen#search=impulsprogramm	https://www.ktn.gv.at/Service/Formulare-und-Leistungen/BW-L15	https://www.ktn.gv.at/Verwaltung/Amt-der-Kaerntner-Landesregierung/Abteilung-2/Wohnbau/Wohnbauf%3%b6rderung%202018/Richtlinien

Tabelle 36
Förderprogramme in Kärnten Quelle: Bundesland Kärnten

FÖRDERPROGRAMME IN OBERÖSTERREICH					
	1	2	3	4	5
Förderprogramm	Neuerrichtung sowie Revitalisierung von Kleinwasserkraftanlagen	Betriebliche Photovoltaik-Eigenverbrauchsanlagen 2016	Betriebliche Eigenverbrauchs-Photovoltaik-Großanlagen größer 200 bis 1.000 kWp mit wissenschaftlicher Begleitung	Landes-Förderprogramm für Photovoltaikanlagen auf oberösterreichischen Kindergärten	Förderungsaktion für Maßnahmen zur Verbesserung der Durchgängigkeit (Fischaufstiegshilfen) sowie Maßnahmen zur Restrukturierung morphologisch veränderter Fließgewässerstrecken
Portal	https://www.land-oberoesterreich.gv.at/183335.htm	Geschlossen	Geschlossen	Geschlossen	offen
Art der Förderung	Investitionsförderung	Investitionsförderung	Investitionsförderung	Investitionsförderung	Investitionsförderung
Programmstart	laufend – 31.12.2019	01.03.2016 – 31.12.2016	01.06.2017 – 07.06.2017	15.07.2015 – 31.12.2017	15.07.2017 – laufend
Technologie(n)	Wasserkraft	Sonne	Sonne	Sonne	Wasser
Ziel	Die Förderung soll einen zusätzlichen Anreiz zur kosteneffizienten Nutzung des vorhandenen Revitalisierungs- und Ausbaupotentials von Wasserkraftanlagen bis zu zwei Megawatt Leistung schaffen.	Dieses Sonderförderprogramm „betriebliche Photovoltaik-Eigenverbrauchsanlagen“ unterstützt die öö. Energiestrategie „Energie-Leitregion OÖ 2050“, welche unter anderem den Ausbau der ökologisch verträglichen Stromerzeugung als wesentlichen Ansatz beinhaltet.	Dieses Sonderprogramm unterstützt die Prämisse, Fördersysteme für Ökostromtechnologien von Tariffördersystemen auf anreiz- und marktorientierte Impuls-Investitionsförderprogramme weiterzuentwickeln. Zur Netzentlastung sollen darüber hinaus – gerade bei größeren Leistungen - Erzeugung und Verbrauch idealerweise an einem Ort stattfinden. Daher leisten Eigenverbrauchsanlagen im größeren Maßstab nicht nur einen Beitrag zur Erhöhung der Wettbewerbsfähigkeit der produzierenden Wirtschaft in Oberösterreich, sondern tragen auch zur Erreichung der energiestrategischen Zielsetzungen bei.	Neben der Forcierung des Ausbaus von ökologisch verträglichen Stromerzeugungsanlagen soll zudem durch die definierten zusätzlichen Rahmenbedingungen der Investitionsförderung der spielerische Umgang von Kindern im Alter von drei Jahren bis zur Einschulung mit dem Thema Ökostromerzeugung weiterhin forciert werden.	Aufbauend auf den Förderungszielen des Umweltförderungsgesetzes 1993 (UFG) idgF kann eine Landesförderung für gewässerökologische Maßnahmen, entsprechend den Grundsätzen der Sparsamkeit, Wirtschaftlichkeit und Zweckmäßigkeit, gewährt werden.
Geförderte Leistung 2018	822 kW	290 kW	1.410 kW	228 kW	kW
verfügbare Mittel 2018	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR
Mittel vergeben 2018	EUR 199.589	EUR 36.629	EUR 463.002	EUR 265.000	EURO 96.000
Ansprechpartner Name E-Mail-Adresse	Kurt Haider Kurt.Haider@ooe.gv.at	Kurt Haider Kurt.Haider@ooe.gv.at	Kurt Haider Kurt.Haider@ooe.gv.at	Kurt Haider Kurt.Haider@ooe.gv.at	Josef Ruspeckhofer, Dipl.-Ing. josef.ruspeckhofer@ooe.gv.at
Infomaterial	https://www.land-oberoesterreich.gv.at/183335.htm	ausgelaufen	ausgelaufen	ausgelaufen	https://www.land-oberoesterreich.gv.at/86750.htm https://www.land-oberoesterreich.gv.at/86736.htm

Tabelle 37
Förderprogramme in Oberösterreich

Quelle: Bundesland Oberösterreich

als Ergänzung zu Förderungen der OeMAG und der KL.IEN-Förderung gedacht.

Kärnten

Vom Land Kärnten wurden Daten entsprechend der Excel-Vorlage zur Verfügung gestellt. Diese sind in Tabelle 36 dargestellt.

Niederösterreich

Vom Land Niederösterreich wurde gemeldet, dass es keine aktuellen Förderrichtlinien für Photovoltaik, Wind oder Kleinwasserkraft gibt.

Im Bereich der Wohnbauförderung³² wird jedoch der Einbau von PV-Anlagen über ein Punktesystem unterstützt. Beanreicht wird dies mit bis zu 20 von 100 möglichen Punkten, wobei ein Förderpunkt einer Darlehenssumme von EUR 300 entspricht. Dieses wird auf 27,5 Jahre gewährt und ist mit 1% verzinst.

Oberösterreich

Vom Land Oberösterreich wurden Daten entsprechend der Excel-Vorlage zur Verfügung gestellt. Diese sind in Tabelle 37 dargestellt.

Salzburg

Im Land Salzburg werden PV-Anlagen gefördert. Förderungen für betriebliche PV-Anlagen sind bei der Abteilung für Wirtschaft, Tourismus und Gemeinden angesiedelt. Genauere Informationen zur Förderung selbst sind hier zu finden: https://www.salzburg.gv.at/wirtschaft/_Seiten/betriebliche-photovoltaik.aspx

Vom Bereich Energiewirtschaft und Beratung werden ebenfalls PV-Anlagen geför-

dert. Eine Übersicht dazu ist in Tabelle 38 zu finden.

Im Zuge des Projekts „Enerspired Cities“ (<http://www.enerspired.city/>) wird daran gearbeitet, einen besseren und zusammenfassenden Überblick über die Anlagen mit allen Beteiligten zu erhalten. Daneben stellt das Land Salzburg Förderinformationen auf seiner Website (<https://www.energieaktiv.at/>) zusammen.

Steiermark

Im Land Steiermark gibt es eine Beratungsaktion für Kleinwasserkraft 2018 bis 2019. Dazu stehen maximal EUR 64.000 Fördermittel zur Verfügung (maximal 40 Beratungsfälle zu je max. EUR 1.600). Gegenstand der Förderung ist die Beratung zum Betrieb von Kleinwasserkraftwerken bis zu 2 MW Engpassleistung, die revitalisiert, ausgebaut oder neu errichtet werden könnten. Die Höhe der Förderung beträgt max. 90% der Beratungskosten, höchstens jedoch besagte EUR 1.600 pro Kraftwerks- bzw. Wasserrechtsstandort oder Planungsbereich (Flussabschnitt). Zum Zeitpunkt der Meldung gab es 13 eingelangte Anträge.

Weiters gibt es die Sonderförderung Energie und Klima. Dabei handelt es sich um eine ehemalige Ökofondsausschreibung, in der sich das Land verpflichtet hat, für den Zeitraum von 13 Jahren ab Inbetriebnahme von letztlich 1.385 Anlagen (über den Zählpunkt genau bezeichnet) den eingespeisten Ökostrom mit zu vergüten. Diese läuft noch etwa

³² http://www.noel.gv.at/noe/Bauen-Neubau/Bauen_Neubau.html

ÜBERSICHT PV-FÖRDERUNGEN SALZBURG

Typ	Anzahl Anträge	Förder-summe-gesamt (EUR)	Förder-summe Durch-schnitt (EUR gerundet)	Anlagen-gesamt-kosten (EUR)	Gesamt-kollektor-fläche (m ²)	Gesamte Leistung (kw)	Endener-gieein-sparung (kWh)	Endener-gieein-sparung je Et(kWh)	Primär-ener-gieein-sparung OIB(kWh)	Öläqui-valent (kWh)	Jährliche CO ₂ -Ein-sparung OIB(t/a)	CO ₂ -Ein-sparung OIB(t)
PV aktuelle Aktion 2015	107	215.923	2.018	801.782	3.481	438,25	516.100	516.100	516.100	0	516,15	10.322,00
PV Speicherförderung	47	155.309	3.304	794.058	1.551	254,34	223.898	223.898	223.898	0	223,93	4.477,96
PV Landwirtschaft	–	–	–	–	0	0	0	0	0	0	0	0
PV Kläranlagen	–	–	–	–	0	0	0	0	0	0	0	0
PV 250 Dächer Programm *)	–	–	–	–	0	0	0	0	0	0	0	0
PV 250 Dächer mit Speicher	–	–	–	–	0	0	0	0	0	0	0	0
PV Groß Gemeinschaftsanlagen	1	7.500	7.500	126.000	492	90,60	83.444	83.444	83.444	0	83,44	1.668,88
PV Groß öffentliche Gebäude	–	–	–	–	0	0	0	0	0	0	0	0
PV Groß Abfall- u. Abwasserbetriebe	–	–	–	–	0	0	0	0	0	0	0	0
PV Groß Nahwärmerversorger	1	8.665	8.665	29.008	129	20,67	18.580	18.580	18.580	0	18,58	371,60
PV Groß Land- Forstwirtschaft	–	–	–	–	0	0	0	0	0	0	0	0
PV Groß Vereine u. Konfessionelle	5	50.889	10.18	225.489	769	125,89	109.264	109.264	109.264	0	109,27	2.185,28
PV Sonderförderungen	–	–	–	–	0	0	0	0	0	0	0	0
Photovoltaik Summe	161	438.286	2.722	1.976.336	5.570	929,75	951.286	951.286	951.286	0	951,37	19.025,72

*) ca. 50 zur Auszahlung fertig, aber durch Umstellung auf SAP technisch noch nicht möglich

Tabelle 38**Übersicht PV-Förderungen Salzburg**

Quelle: Bundesland Salzburg

bis 2023 und im Zuge dessen wurden im 4. Quartal 2017 ca. EUR 56.000 sowie im 1. Quartal 2018 ca. EUR 54.000 ausbezahlt.

Das Fördervolumen beträgt 2,2 Mio. EUR und die Förderung wurde zwischenzeitlich zum zweiten Mal verlängert.

Tirol

Das Land Tirol fördert seit 1. Juli 2016 den Einbau von intelligenten Stromspeichern sowie von intelligenten Steuerungen für Betreiber von privaten Photovoltaikanlagen. Genauere Informationen dazu sind unter <https://www.tirol.gv.at/umwelt/energie/aktuelles/> zu finden.

- > Förderetappe 1 – Geltungszeitraum: 1. Juli 2016 – 15. Juli 2017
- > Förderetappe 2 – Geltungszeitraum: 16. Juli 2017 – 31. Mai 2018
- > Förderetappe 3 – Geltungszeitraum 1. Juni 2018 – 31. Dezember 2018

Für die Förderetappe 1 liegt mittlerweile seit 24. Jänner 2018 ein Abschlussbericht vor und für die Förderetappe 2 ist dieser in Ausarbeitung.

Gefördert wurden intelligente Speichersysteme – Akkumulatoren auf Lithium-Ionen-Basis, Nickel-Eisen-Akkumulatoren, andere Batteriesysteme, die die technischen Fördervoraussetzungen gemäß Förderrichtlinie erfüllen und mit einer intelligenten Steuerung ausgestattet sind bzw. intelligente Steuerungen gemäß Anforderungen der Förderrichtlinie.

In Summe standen 1 Mio. EUR für die Förderetappe 1 zur Verfügung, wobei 859.368 EUR für intelligente Batteriespeicher und 33.0091,50 EUR für intelligente Steuerungen ausbezahlt wurden.

Für die Förderetappe 1 wurde vom Land Tirol eine Energieeffizienz von 261.120 kWh/a ermittelt. Umgelegt auf die 2017 geförderten intelligenten Stromspeicher (Überlappung Förderetappe 1 und 2) wurde ein Wert von 331.430 kWh/a (Basis 262 geförderte Stromspeicher [66 intelligente Steuerungen

FÖRDERPROGRAMME IN WIEN			
	1	2	3
Förderprogramm	Ökostromförderung PV	Ökostromförderung PV	Ökostromförderung Speicher
Portal	https://www.wien.gv.at/amtshelfer/bauen-wohnen/energie/alternativenergie/oekestromanlagen.html#	https://www.wien.gv.at/amtshelfer/bauen-wohnen/energie/alternativenergie/oekestromanlagen.html#	https://www.wien.gv.at/amtshelfer/bauen-wohnen/energie/alternativenergie/speicheranlagen.html
Art der Förderung	Investitionsförderung	Investitionsförderung	Investitionsförderung
Programmstart			
Technologie(n)	PV-Anlagen betrieblich	PV-Anlagen privat	Speicher betrieblich und privat
Ziel			
Geförderte Leistung 2018	kW 23 Anlagen, 1064 kWp	kW 50 Anlagen, 374 kWp	kW 11 Speicher, 86 kWh
verfügbare Mittel 2018	EUR	EUR	EUR
Mittel vergeben 2018	EUR 301.625	EUR 90.329	EUR 31.346
Ansprechpartner Name	Beate Ebersdorfer	Beate Ebersdorfer	Beate Ebersdorfer
Emailadresse	beate.ebersdorfer@wien.gv.at	beate.ebersdorfer@wien.gv.at	beate.ebersdorfer@wien.gv.at
Infomaterial			

Tabelle 39
Förderprogramme in Wien

Quelle: Bundesland Wien

nicht gesondert angerechnet]) im Berichtszeitraum 2017 (alle im Jahr 2017 ausgezahlten Förderungen – faktisch sind darin auch Anlagen mitumfasst, die bereits 2016 realisiert wurden, aber für die erst 2017 die Förderauszahlung erfolgte) gemeldet.

Vorarlberg

Das Land Vorarlberg hat für das Jahr 2018 eine Speicherförderung angedacht, wobei diese zum Zeitpunkt der Datenmeldung noch nicht beschlossen war. Diese wäre als Er-

gänzung zur Speicherförderung der OeMAG geplant. Dabei sollen jene Förderwerber aus Vorarlberg, die in diesem Jahr bereits um eine Speicherförderung bei der OeMAG angesucht haben, aber keine Zusage bekommen haben, zum Zug kommen.

Wien

Vom Land Wien wurden Daten entsprechend der Excel-Vorlage zur Verfügung gestellt. Diese sind in Tabelle 39 dargestellt.

Impressum

Eigentümer, Herausgeber und Verleger:

E-Control
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 Andreas Eigenbauer und
Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M (Brügge)
Vorstand E-Control

Konzeption & Design: Reger & Zinn OG

Text: E-Control

Druck: Druckerei DER SCHALK

Hinweis zu den statistischen Daten:

Die Daten im Ökostrombericht wurden so weit wie möglich nach dem aktuellsten Stand eingearbeitet – Redaktionsschluss für den Bericht war Juni 2018. Die meisten nationalen Daten stammen aus den Datenbanken der E-Control, von der OeMAG und von der Statistik Austria.

© E-Control 2018



Gedruckt nach der Richtlinie „Druckerzeugnisse“
des Österreichischen Umweltzeichens,
Michael Schalk Ges.m.b.H., UZ-Nr. 1260

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: Juni 2018

