

EAG-MONITORINGBERICHT 2022
BERICHTSJAHR 2021
§ 90 ERNEUERBAREN-AUSBAU-GESETZ

UNSERE ENERGIE SETZT AUF ERNEUERBARE.



INHALT

Vorwort	6
Zusammenfassung	7
Gesetzliche Grundlagen in Österreich	9
> Aktuelle Berichtsperiode	9
Stand des Ausbaus der erneuerbaren Energien	10
> Brutto- und Netto-Zubau	10
> Durchschnittliche Volllaststunden	13
> Erneuerbare Energien allgemein	17
Entwicklung Strom- und Gasverbrauch	27
> Allgemeine Entwicklungen	27
Aufwendungen für Förderungen	30
> Gefördert laut EAG	30
> Geförderter Ökostrom gemäß ÖSG 2012	30
> Ausgleichsenergie	41
> Kostenentwicklung für Endverbraucherinnen und -verbraucher	46
Zielerreichung	50
> Angaben zum Grad der Zielerreichung gemäß § 4 Abs. 2 EAG – erneuerbarer Strom	50
> Angaben zum Grad der Zielerreichung gemäß § 4 Abs. 1 Z 7 EAG – erneuerbares Gas	54
Informationen zum physikalischen Strom- und Gasaustausch	55
Energiegemeinschaften	57
> Anzahl und regionale Verteilung von Erneuerbare- und Bürgerenergiegemeinschaften	57
> Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen – § 16a EIWOG	58

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Entwicklung der Engpassleistung Regelzone APG	11
Abbildung 2	Gesamte Versorgung in Österreich inkl. Aufbringung elektrische Energie	11
Abbildung 3	Anteil anrechenbare Erneuerbare 2010 bis 2020	17
Abbildung 4	Anteil anrechenbare Erneuerbare in den einzelnen Sektoren 2010 bis 2020	18
Abbildung 5	Anteile am Bruttoinlandsverbrauch und dem energetischen Endverbrauch Strom 2020	18
Abbildung 6	Zusammensetzung des Bruttoinlandsverbrauchs 2020	19
Abbildung 7	In HKN-Datenbank eingetragene Förderungen 2021	20
Abbildung 8	Von der OeMAG abgenommene KWKW-Mengen 2007 bis 2021	21
Abbildung 9	Anteil des geförderten Ökostroms an der Abgabe an Endverbraucher 2003 bis 2021	22
Abbildung 10	Von der OeMAG abgenommene Ökostrommengen 2003 bis 2021	22
Abbildung 11	Entwicklung der installierten Leistung im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2003 bis 2021	23
Abbildung 12	Anzahl der PV-Anlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2003 bis 2021	24
Abbildung 13	Anzahl der Anlagen (exkl. PV) im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2003 bis 2021	24
Abbildung 14	Bruttoinlandsverbrauch und reales BIP – Veränderung zum Vorjahr	27
Abbildung 15	Energetischer Endverbrauch nach Sektoren 1990, 2018, 2019 und 2020	28
Abbildung 16	Entwicklung des elektrischen Endverbrauchs (EEV)	29
Abbildung 17	Erdgas in Österreich: Abgabe an Endverbraucher und Veränderungsrate	29
Abbildung 18	Entwicklung des durchschnittlichen PV-Einspeisetarifs 2003 bis 2021	31
Abbildung 19	Entwicklung der durchschnittlichen Einspeisetarife (exkl. PV) 2003 bis 2021	31
Abbildung 20	Entwicklung des Vergütungsvolumens 2003 bis 2021	32
Abbildung 21	Das Unterstützungsvolumen – Beispiel	33
Abbildung 22	Entwicklung des Marktpreises laut § 41 (1) ÖSG 2012/9	33
Abbildung 23	Entwicklung des Unterstützungsvolumens 2003 bis 2021	34
Abbildung 24	Unterstützungsbedarf aus ÖFB und ÖSP	36
Abbildung 25	Regelreserve und Ungleichgewichte	42
Abbildung 26	Entstehung und Zuordnung der Kosten	42
Abbildung 27	Entwicklung der Ausgleichsenergiemengen von 2003 bis 2021	44
Abbildung 28	Entwicklung der effektiven Ausgleichsenergiekosten in Mio. EUR von 2003 bis 2021	44
Abbildung 29	Entwicklung der Erneuerbaren-Förderkosten für einen Haushalt mit einem Verbrauch von 3.500 kWh	48
Abbildung 30	Stromkostenentwicklung Musterhaushalt in Wien 3.500 kWh/a	48
Abbildung 31	Entwicklung der Erneuerbaren-Förderkosten für ein Industrieunternehmen auf NE 3 mit einem Verbrauch von 55.000 MWh und einer Leistung von 12 MW	49
Abbildung 32	Vergleich Kraftwerkspark 2030 vs. 2020, Regelzone APG	50
Abbildung 33	Prognostizierter österreichischer Kraftwerkspark 2030, Regelzone APG	51

Abbildung 34	Ausbaupfad EAG (27 TWh) linear	51
Abbildung 35	Ausbaupfad EAG linear – Umrechnung auf Leistung	53
Abbildung 36	Vergleich Ausbau EAG Hochrechnung 2022 – Soll-Ist (Prognose)	53
Abbildung 37	Physikalische Importsalden Strom nach Nachbarstaaten	55
Abbildung 38	Physikalische Importe und Exporte Gas nach Nachbarstaaten	56

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Gegenüberstellung der installierten Leistung OeMAG, HKN und Netzbetreiber 2021	12
Tabelle 2	Installierte Leistung (in kW) pro Bundesland laut HKN-Datenbank 2021	13
Tabelle 3	Durchschnittliche Volllaststunden auf Basis HKN-Daten 2021	14
Tabelle 4	Durchschnittliche Volllaststunden auf Basis HKN-Daten 2020	14
Tabelle 5	Durchschnittliche Volllaststunden in den Bundesländern auf Basis HKN-Daten 2021	15
Tabelle 6	Durchschnittliche Volllaststunden in den Bundesländern auf Basis HKN-Daten 2020	15
Tabelle 7	Bruttostromerzeugung Vergleich 2020 und 2021	16
Tabelle 8	Vergleich der wichtigsten Kennzahlen der Anlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2021 und 2020	25
Tabelle 9	Entwicklung des Unterstützungsvolumens 2003 bis 2021	35
Tabelle 10	Investitionsförderung Kleinwasserkraft, Stand 30. Juni 2022	37
Tabelle 11	Investitionsförderung Mittlere Wasserkraft, Stand 30. Juni 2022	38
Tabelle 12	Fördereffekt Investitionszuschüsse Wasserkraft	38
Tabelle 13	Investitionsförderung Kraft-Wärme-Kopplung, Stand 30. Juni 2022	39
Tabelle 14	Investitionsförderung Photovoltaik – 2021	40
Tabelle 15	Investitionsförderung Stromspeicher – 2021	40
Tabelle 16	Bereits abgerechnete Zuschüsse (oder kurz vor Abrechnung)	41
Tabelle 17	Ausgleichsenergieaufwendungen 2021	43
Tabelle 18	Entwicklung der aliquoten Ausgleichsenergie verglichen mit der Abnahme von Wind und Ökostrom gesamt (2006 bis 2021)	45
Tabelle 19	Entwicklung der Erneuerbaren-Förderpauschale (bis 2022 Ökostrompauschale)	46
Tabelle 20	Entwicklung des Erneuerbaren-Förderbeitrags (bis 2022 Ökostromförderbeitrag)	47
Tabelle 21	Jahresverbrauch vs. Biomethaneinspeisung	54
Tabelle 22	Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen in Österreich – Stand Jänner 2022	58

VORWORT

Die Bedeutung der erneuerbaren Energien ist größer denn je. Der Krieg in der Ukraine und seine Konsequenzen auf die Energiemärkte erfordern es, sich rasch von der Abhängigkeit von russischem Gas zu lösen. Der Ausbau der Erneuerbaren hat damit zusätzlich an Bedeutung gewonnen. Es geht nicht mehr „nur“ um die Klimaziele, sondern auch um die Leistungsfähigkeit und Resilienz der Energieversorgung. Das Erneuerbare-Ausbau-Gesetz (EAG), das 2021 in Kraft getreten ist, leistet dazu einen wichtigen Beitrag.

Der vorliegende EAG-Monitoringbericht ist der erste Bericht, der auf Basis des neuen Gesetzes erstellt wurde. Er ersetzt den bisher veröffentlichten Ökostrombericht. Einen zentralen Punkt des Berichtes stellt dabei die Analyse der Erreichung der Ziele des EAGs dar. Darüber hinaus soll der Bericht detaillierte Informationen zum Ausbau der erneuerbaren Energien enthalten, Darstellungen und Analysen der Strom- und Gasverbrauchsentwicklung, Angaben zu den Aufwendungen für Förderungen, Informationen zum physikalischen Strom- und Gasaustausch sowie sonstige wesentliche Daten aus der Betriebs- und Bestandsstatistik vermitteln. Mit Datenstand Juni 2022 wird das Jahr 2021 betrachtet.

Über diesen Bericht hinausgehend veröffentlicht die E-Control auf ihrer Website www.e-control.at regelmäßig Daten zur Entwicklung der Erneuerbaren. Die Marktpreisentwicklung, Mengen und Förderkosten, 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 ebenfalls unter www.e-control.at verfügbar ist.

Der vorliegende Monitoringbericht wird gemäß EAG der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, dem Nationalrat sowie dem Energiebeirat vorgelegt. Darüber hinaus soll dieser Bericht allen interessierten Stakeholdern dazu dienen, einen objektiven Überblick über die Entwicklungen der Erneuerbaren in Österreich zu gewinnen.

Wir hoffen, dass diese Darstellung auch heuer wieder eine hilfreiche Grundlage für künftige Entscheidungen im Bereich der Erneuerbaren, sei es auf politischer, aber auch auf technischer und wirtschaftlicher Ebene bieten kann.



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



Prof. DI Dr. Alfons Haber, MBA
Vorstand E-Control

ZUSAMMENFASSUNG



Die E-Control hat gemäß § 90 Abs 2 Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) die Erreichung der Erneuerbarenziele laufend zu überwachen. Zu diesem Zweck wird jährlich der EAG-Monitoringbericht veröffentlicht. Die Entwicklungen der geförderten Ökostromerzeugung in Österreich und die damit verbundenen Rahmenbedingungen stehen im Mittelpunkt dieses Berichts – Bezugsjahr ist 2021. Dabei werden die folgenden inhaltlichen Komponenten beleuchtet:

- > Stand des Ausbaus der erneuerbaren Energien
- > Entwicklung des Strom- und Gasverbrauchs
- > Entwicklung von Förderkosten
- > Zielsetzungen und aktueller Grad der Zielerreichung

Im Gegensatz zum Ökostromgesetz steht im Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz nicht mehr der geförderte Ökostrom im Mittelpunkt, sondern erneuerbare Energien im Strom- und Gasbereich. Dabei gibt es im Grunde genommen drei Ziele. Der Gesamtstromverbrauch soll im Jahr 2030 zu 100% aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden – dazu soll das EAG einen Anreiz liefern, dass bis 2030 zusätzlich 27 TWh Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugt werden. Im Gasbereich soll der Anteil von national produziertem erneuerbarem Gas am österreichischen Gasabsatz bis 2030 auf 5 TWh gesteigert werden.

Der Inlandsstromverbrauch (ohne Verbrauch für Pumpspeicher) lag im Jahr 2021 bei 72.423 GWh (69.830 GWh im Jahr 2020). Die Bruttostromerzeugung sank im Jahr 2021 auf 70.292 GWh nach 72.414 GWh im Jahr 2020. Zieht man den Anteil der Erneuerbaren an der Bruttostromerzeugung heran (51.614 GWh), so konnten 71%¹ des Inlandsstromverbrauchs gedeckt werden. Im Jahr 2020 lag dieser Wert auch aufgrund von mehr erneuerbarem Strom (54.047 GWh) bei 77%. Auch wenn die Erzeugung aus Erneuerbaren somit um 2.433 GWh geringer war als 2020, wurden laut E-Control Bestandsstatistik im Bereich der Erneuerbaren im Jahr 2021 (siehe Abschnitt 3.1) 1.003 MW zugebaut.

Für das Berichtsjahr 2021 wurden keine Anlagen basierend auf dem EAG gefördert. In der Folge wird eine Zusammenfassung der Gesamtsituation dargestellt bzw. die Entwicklung im Bereich der laut ÖSG geförderten Anlagen zusammengefasst.

Im Bereich der ÖSG-Anlagen kam es 2021, getrieben von dem hohen Marktpreis, zu einem Rückgang der durch die OeMAG abgenommenen Mengen. So sank diese mit 8.363 GWh ungefähr auf das Niveau von 2014. Den deutlichsten Rückgang gab es im Bereich der Windkraft mit 643 GWh, gefolgt von der Kleinwasserkraft mit 362 GWh.

¹ Im Ökostrombericht wurde in der Vergangenheit der Anteil des gesamten Ökostroms auf Basis des Verbrauchs im öffentlichen Netz inkl. Pumpstrom berechnet, wodurch sich für das Jahr 2020 ein Anteil von 81% ergeben hat. Aufgrund der gesunkenen Erneuerbarenmengen und des Anstiegs des Verbrauchs würde sich dieser Wert für 2021 auf 73% belaufen.

Prozentual bedeutet das für die einzelnen Technologien von 2020 auf 2021 in Bezug auf die zu Grunde liegenden Mengen der OeMAG:

- > Windkraft -12%
- > Photovoltaik +13%
- > Kleinwasserkraft -25%
- > Biomasse fest -23%
- > Biogas -5%

Bei den installierten Leistungen der Erzeugungsanlagen, welche ein aufrechtes Vertragsverhältnis mit der OeMAG hatten, gab es mit Stichtag 31.12.2021 ebenfalls einen deutlichen Rückgang. Diese sanken von 4.279 MW im Jahr 2020 auf 2.698 MW im Jahr 2021. Den größten Rückgang gab es, so wie bei den abgenommenen Mengen, im Bereich der Windkraft mit -1.716 MW gefolgt von der Kleinwasserkraft mit -87 MW. Es ist anzunehmen, dass ein Großteil dieser Erzeugungsanlagen aufgrund des gestiegenen Marktpreises aus dem Fördersystem ausgetreten ist und die erzeugten Mengen, solange die Marktpreissituation anhält, selbst vermarktet.

Aufgrund der gesunkenen Mengen (bezogen auf die Einspeisung) sank auch das

Vergütungsvolumen um 73 Mio. EUR von 986 Mio. EUR auf 913 Mio. EUR. Das berechnete Unterstützungsvolumen sank, auch aufgrund des gestiegenen Marktpreises, auf 453 Mio. EUR ab (595 Mio. EUR 2020). Für das Jahr 2021 wurde ein durchschnittlicher Marktpreis von 58,51 EUR/MWh angesetzt (nach 43,57 EUR/MWh für 2020).

Von Seiten der OeMAG wurden 53 Mio. EUR an direkten Ausgleichsenergiezahlungen an die Verrechnungsstelle im Jahr 2021 geleistet. Nachdem das Ökostromgesetz eine Abnahmepflicht von zugewiesenem Ökostrom vorsieht, ergeben sich im Falle von zu hohen Prognosen neben den Kosten für die Beschaffung Einnahmen aus der Zuweisung dieser Ausgleichsenergie. Aufgrund des zuvor genannten Effekts von zusätzlichen Einnahmen aus der Zuweisung ergaben sich für das Jahr 2021 aliquote Ausgleichsenergiekosten von 0 EUR.

Im Gasbereich ist die Servicestelle für Erneuerbare Gase noch zu bestimmen. Auf Basis von Daten des Biomethanregisters wurden 2021 0,14 TWh Biomethan in das öffentliche Netz eingespeist.

GESETZLICHE GRUNDLAGEN IN ÖSTERREICH

Aktuelle Berichtsperiode

Für die Erstellung dieses Berichts stellen erstmals das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) und dessen zugehörigen Verordnungen die wesentlichen rechtlichen Grundlagen dar.

Das EAG regelt unter anderem:

- > welche Technologien gefördert werden (§ 10 EAG)
- > die Art und Weise der Betriebsförderung (§ 11 EAG)
- > Anforderungen an Förderanträge (§ 45 EAG)
- > Wechselmöglichkeit für geförderte Anlagen nach dem Ökostromgesetz 2012 (§ 54 EAG)
- > Investitionszuschüsse (2. Teil 2. Hauptstück und 3. Teil 1. Hauptstück EAG)
- > die Aufbringung der Fördermittel (§ 71 EAG)
- > Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften (§ 79 und § 80 EAG)

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 Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) und der E-Control aufgeteilt.

Vom BMK werden die folgenden Verordnungen erlassen:

- > Verordnung für die Gewährung von Investitionszuschüssen

- > Verordnung für Höchstpreise bei Ausschreibungen
- > Verordnung zu Gebotsterminen und Ausschreibungsvolumen
- > Verordnung zur Wechselmöglichkeit für geförderte Anlagen nach dem Ökostromgesetz 2012
- > Erneuerbaren-Förderbeitragsverordnung
- > Erneuerbaren-Pauschaleverordnung

Die E-Control hat aufgrund des EAG bzw. ÖSG 2012 in folgenden Bereichen eine Verordnungsermächtigung:

- > Jährliche Festlegung der zuzuweisenden Herkunftsnachweispreise
- > EAG-Kostenbefreiung und -Kostendeckelung für Haushalte

Veränderungen im Bereich der aliquoten Ausgleichsenergiekosten werden mittels Gutachten durch die E-Control dokumentiert, welches im Anschluss von der OeMAG veröffentlicht wird.

Neben dem EAG, als Kernstück der Erneuerbarenförderung, gibt es in Österreich noch eine Reihe weiterer Förderschienen, die den Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren weiter vorantreiben sollten. Dazu zählen bundesweite Förderschienen wie der Klima- und Energiefonds, aber auch eine Vielzahl von regionalen und lokalen Initiativen.

STAND DES AUSBAUS DER ERNEUERBAREN ENERGIEN

Brutto- und Netto-Zubau

In Abbildung 1, welche dem Monitoring Report Versorgungssicherheit Strom entnommen ist, wird die aktuelle Engpassleistung für die Regelzone APG dargestellt. Dabei haben Laufkraftwerke (5.837 MW) und Speicherkraftwerke (6.727 MW Regelzone APG und 8.910 MW inkl. Speicherkraftwerke wie z.B. die Illwerke) 55% der gesamten installierten Leistung von 27.051 MW im Jahr 2021 ausgemacht. Verglichen mit dem Jahr 2020 wurden in Summe 900 MW zugebaut. Rechnet man hier die Leistung von fossilen Wärmekraftwerken heraus, so ergibt sich im Bereich der Erneuerbaren ein Zubau von 1.003 MW für das Jahr 2021.

In Abbildung 2 ist die gesamte Versorgung in Österreich inkl. Aufbringung der elektrischen Energie dargestellt. Dabei lag der Inlandsstromverbrauch (ohne Verbrauch für Pumpspeicher) 2021 bei 72.423 GWh. Dieser Verbrauch konnte rechnerisch zu 71%² durch Strom aus Wasserkraftwerken (42.478 GWh) und allen anderen Erneuerbaren (9.136 GWh) gedeckt werden. Verglichen mit 2020 sank der in Wasserkraftwerken und allen anderen Erneuerbaren erzeugte Strom um 2.433 GWh, wobei die Wasserkraft in Summe 2.908 GWh

weniger erzeugt hat und gleichzeitig alle anderen Erneuerbaren ihre Erzeugung um 475 GWh steigern konnten.

An dieser Stelle wird eine Auswertung der verfügbaren Daten aus der HKN-Datenbank³ durchgeführt. Dies erfolgt, um jene Erneuerbarenmengen abschätzen zu können, die über die geförderten Mengen der OeMAG hinausgehen.

Hier kann es zu Abweichungen hinsichtlich der von der OeMAG oder den Netzbetreibern gemeldeten Anlagen kommen. Rohstoffabhängige Anlagen⁴ mit gemischter Einspeisung wurden von dieser Betrachtung ausgenommen, da hier eine Abgrenzung der Leistung auf erneuerbar bzw. nicht erneuerbar nicht ohne weiteres möglich ist. Gleichzeitig kann es bei der installierten Leistung weitere Unschärfen geben. Die installierte Leistung ist für die eingetragenen Anlagen auf Monatsbasis vorhanden. Für die Gegenüberstellung in Tabelle 1 wurde bei den HKN-Daten die installierte Leistung von Dezember 2021 herangezogen.

Vor allem im Bereich der Photovoltaik ist ersichtlich, dass die Anlagenbetreiber ihrer

² Im Ökostrombericht wurde in der Vergangenheit der Anteil des gesamten Ökostroms auf Basis des Verbrauchs im öffentlichen Netz inkl. Pumpstrom berechnet, wodurch sich für das Jahr 2020 ein Anteil von 81% ergeben hat. Aufgrund der gesunkenen Erneuerbarenmengen und des Anstiegs des Verbrauchs würde sich dieser Wert für 2021 auf 73% belaufen.

³ Sämtliche Stromlieferanten, die in Österreich Endkundinnen und -kunden beliefern, sind gesetzlich dazu verpflichtet, die Primärenergieträgeranteile ihrer Stromerzeugung den Endkundinnen und -kunden 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. § 81 Abs 1 EAG administriert die E-Control 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 Endkundinnen und -kunden eingesetzt werden kann.

⁴ z.B. das Kraftwerk Dürnrohr

ENTWICKLUNG DER ENGPASSLEISTUNG (NACH TECHNOLOGIEN, REGELZONE)

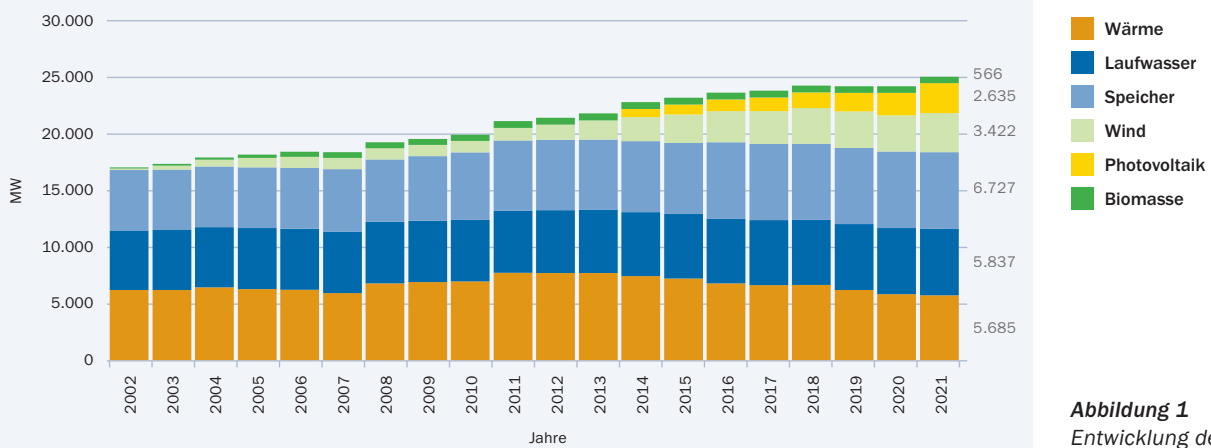


Abbildung 1
Entwicklung der Engpassleistung Regelzone APG

Quelle: E-Control

GESAMTE VERSORGUNG IN ÖSTERREICH INKL. AUFBRINGUNG ELEKTRISCHE ENERGIE

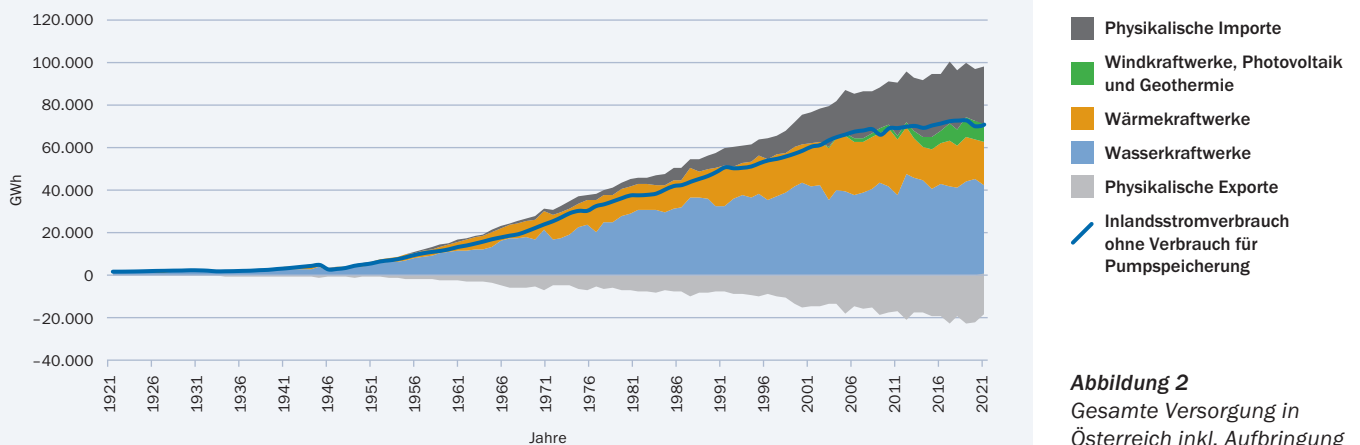


Abbildung 2
Gesamte Versorgung in Österreich inkl. Aufbringung elektrische Energie

Quelle: E-Control

GEGENÜBERSTELLUNG INSTALLIERTE LEISTUNG OeMAG, HKN UND NETZBETREIBER 2021			
in MW	OeMAG	HKN	Netzbetreiber
Kleinwasserkraftwerk	271		
Kleinwasserkraft bis 10 MW		1.344	
Wasserkraft über 10 MW		12.582	
Laufkraftwerke bis 10 MW		0	1.279
Laufkraftwerke über 10 MW		0	4.558
Speicherkraftwerke bis 10 MW		0	176
Speicherkraftwerke über 10 MW		0	8.734
Anderer unterstützter Ökostrom	15	11	18
Photovoltaik	1.420	1.689	2.631
Biomasse flüssig	0	0	0
Biogas	83	77	85
Biomasse fest	130	380	383
Windkraft	779	3.230	3.422
Summe	2.698	19.314	21.286

Tabelle 1
Gegenüberstellung der installierten Leistung OeMAG, HKN und Netzbetreiber 2021

Quelle: E-Control

Verpflichtung zur Registrierung in der Datenbank nicht vollumfänglich nachkommen. Um dieser Differenz entgegenzuwirken und zukünftig genauere Auswertungen auf Basis der HKN-Daten durchführen zu können, wird in Kooperation mit den Netzbetreibern versucht, die Anlagenbetreiber direkt auf ihre Verpflichtung hinzuweisen.

Um eine Auswertung auf Bundesländerbasis gewährleisten zu können, wird in der Folge auf HKN-Daten zurückgegriffen. Aus den Daten ergibt sich, dass im Dezember 2021 (verglichen mit Dezember 2020) in der Datenbank neue Zählpunkte mit einer installierten Leistung

von 669 MW angelegt waren, und bestehende Zählpunkte wurden um 25 MW erweitert. Verglichen mit Dezember 2020 hat sich die installierte Leistung bei im Dezember 2020 eingetragenen Zählpunkten im Dezember 2021 um 202 MW reduziert. Betrachtet man jene Zählpunkte, die im Dezember 2020 registriert waren, aber im Dezember 2021 nicht mehr, so lag hinter diesen im Dezember 2020 eine Leistung von 1.393 MW.

In Summe wurden somit laut HKN-Daten 695 MW zusätzlich registriert, wobei 1.595 MW nicht mehr in der Datenbank hinterlegt waren.

INSTALLIERTE LEISTUNG PRO BUNDESLAND LAUT HKN-DATENBANK 2021

in kW	Biogas	Biomasse fest	Biomasse flüssig	Deponie-gas	Geo-thermie	Klärgas	Kleinwas-serkraft bis 10 MW	Photo-voltaik	Wasser-kraft > 10 MW	Wind-energie	Gesamt
Burgenland	7.765	20.370					1.346	50.542		1.180.627	1.260.650
Kärnten	3.725	52.441		450		1.814	157.359	104.672	2.320.650	1.360	2.642.469
Niederösterreich	30.685	47.527	18			1.500	97.807	482.588	1.190.701	1.710.179	3.561.004
Oberösterreich	13.643	24.894		501		584	131.417	421.343	1.681.001	47.275	2.320.657
Salzburg	951	19.790				372	178.068	61.275	1.187.300	10	1.447.766
Steiermark	14.175	162.241	8		250	330	374.975	334.439	524.510	259.100	1.810.027
Tirol	3.176	26.120				3.085	317.903	80.911	2.828.180	35	3.259.410
Vorarlberg	2.990	2.610				1.341	79.699	94.531	2.537.394		2.718.565
Wien		24.400		920			5.560	53.078	171.999	31.775	287.732
Gesamt	77.109	380.392	25	1.871	250	9.026	1.344.134	1.689.240	12.441.735	3.230.360	19.314.142

Tabelle 2

Installierte Leistung (in kW) pro Bundesland laut HKN-Datenbank 2021

Quelle: E-Control

Ergänzend zu den vergangenen Jahren wurde auch die Verteilung über die Bundesländer detailliert analysiert. Unter den eingangs angeführten Einschränkungen wurde in

Tabelle 2 die installierte Leistung dargestellt – wiederum bezogen auf die Gesamtwerte aus der HKN-Datenbank.

Durchschnittliche Volllaststunden

In Tabelle 3 sind die durchschnittlichen Volllaststunden auf Basis von HKN-Daten des Jahres 2021 dargestellt. Für die Berechnung wurden die in das öffentliche Netz eingespeisten Strommengen und die maximale Installierte Leistung des Jahres 2021 herangezogen, wodurch sich

Unterschiede zu den vorherigen Auswertungen bei der installierten Leistung ergeben, da sich diese auf die Monate Dezember bezogen haben. Für die Auswertungen zu den Volllaststunden wurde die eingespeisten Mengen des gesamten Jahres summiert, die maximale

installierte Engpassleistung wurde herangezogen, um Anlagen, die unter dem Jahr herausgefallen sind oder deren Leistung sich geändert hat, entsprechend berücksichtigen zu können. Anlagen, die erst im Laufe von 2021 in Betrieb gegangen sind und somit nicht das ganze Jahr

Strom eingespeist haben, wirken sich aufgrund dieser Berechnung dämpfend auf die durchschnittlichen Volllaststunden aus. Im Vergleich dazu wurden in Tabelle 4 die durchschnittlichen Volllaststunden auf Basis der HKN-Daten von 2020 dargestellt.

DURCHSCHNITTLICHE VOLLLASTSTUNDEN AUF BASIS HKN-DATEN 2021			
	Engpassleistung in kW	Mengen in MWh	Durchschnittliche Volllaststunden
Biogas	82.454	544.913	6.609
Biomasse fest	272.632	1.412.632	5.181
Biomasse flüssig	65	169	2.628
Geothermie	250	31	124
Kleinwasserkraft bis 10 MW	1.391.450	5.143.447	3.696
Photovoltaik	1.822.123	1.304.091	716
Wasserkraft > 10 MW	14.939.221	31.224.099	2.090
Windenergie	3.422.335	6.727.509	1.966
Summe	21.930.529	46.356.892	

Tabelle 3
Durchschnittliche
Volllaststunden auf Basis
HKN-Daten 2021

Quelle: E-Control

DURCHSCHNITTLICHE VOLLLASTSTUNDEN AUF BASIS HKN-DATEN 2020			
	Engpassleistung in kW	Mengen in MWh	Durchschnittliche Volllaststunden
Biogas	121.253	570.944	4.709
Biomasse fest	280.632	1.560.286	5.560
Biomasse flüssig	461	140	304
Geothermie	915	73	80
Kleinwasserkraft bis 10 MW	1.373.575	6.027.897	4.388
Photovoltaik	1.524.178	1.115.118	732
Wasserkraft > 10 MW	14.954.221	33.714.903	2.255
Windenergie	3.163.868	6.791.536	2.147
Summe	21.419.103	49.780.898	

Tabelle 4
Durchschnittliche
Volllaststunden auf Basis
HKN-Daten 2020

Quelle: E-Control

Tabelle 5 nutzt dieselbe Datengrundlage und stellt die Ergebnisse auf Bundesländerbasis für 2021 dar.

In Tabelle 6 werden die durchschnittlichen Volllaststunden auf Basis der HKN-Daten aus dem Jahr 2020 dargestellt.

DURCHSCHNITTLICHE VOLLLASTSTUNDEN IN DEN BUNDESLÄNDERN AUF BASIS HKN-DATEN 2021									
	Burgenland	Kärnten	NÖ	OÖ	Salzburg	Steiermark	Tirol	Vorarlberg	Wien
Biogas	7.801	6.524	6.595	7.234	3.713	7.389	5.303	3.932	
Biomasse fest	1.410	5.717	7.167	5.075	5.603	5.089	4.256	3.427	4.924
Kleinwasserkraft bis 10 MW	2.791	3.552	3.729	4.190	3.747	3.075	4.173	4.017	4.870
Photovoltaik	777	705	693	672	706	847	713	643	531
Wasserkraft > 10 MW	-	1.444	2.208	3.448	1.749	2.639	1.243	4.083	5.971
Windenergie	1.721	586	2.156	1.550	49	2.018	648	-	1.407

Tabelle 5

Durchschnittliche Volllaststunden in den Bundesländern auf Basis HKN-Daten 2021

Quelle: E-Control

DURCHSCHNITTLICHE VOLLLASTSTUNDEN IN DEN BUNDESLÄNDERN AUF BASIS HKN-DATEN 2020									
	Burgenland	Kärnten	NÖ	OÖ	Salzburg	Steiermark	Tirol	Vorarlberg	Wien
Biogas	7.949	6.787	6.604	7.229	881	7.433	5.576	3.728	1.425
Biomasse fest	2.990	4.987	7.925	5.098	5.737	5.135	6.196	2.657	5.322
Kleinwasserkraft bis 10 MW	2.956	3.968	4.068	4.548	4.525	4.123	4.955	4.080	4.656
Photovoltaik	807	799	683	688	719	839	749	722	420
Wasserkraft > 10 MW	-	1.685	2.225	3.540	2.053	3.372	1.332	4.343	6.034
Windenergie	2.009	718	2.279	1.831	81	1.963	144	-	1.400

Tabelle 6

Durchschnittliche Volllaststunden in den Bundesländern auf Basis HKN-Daten 2020

Quelle: E-Control

BRUTTOSTROMERZEUGUNG VERGLEICH 2020 UND 2021							
Erzeugungskomponente			2020 in GWh	2021 in GWh	Veränderung in GWh	Veränderung in %	
Wasserkraftwerke	Laufkraftwerke	bis 10 MW	5.942	5.086	-855,8	-14,4	
		über 10 MW	24.756	23.385	-1.371,1	-5,5	
		Summe	30.698	28.471	-2.226,9	-7,3	
	Speicherkraftwerke	bis 10 MW	627	499	-127,5	-20,3	
		über 10 MW	14.061	13.508	-553,3	-3,9	
		Summe	14.688	14.007	-680,8	-4,6	
Summe Wasserkraftwerke			45.386	42.478	-2.907,7	-6,4	
Wärme- kraftwerke	Fossile Brennstoffe und Derivate	Steinkohle	535	109	-426,2	-79,6	
		Braunkohle					
		Derivate (1)	1.811	2.019	208,1	11,5	
		Erdölderivate (2)	610	622	12,5	2,0	
		Erdgas	10.010	10.751	741,8	7,4	
		Summe	12.965	13.502	536,1	4,1	
	Biogene Brennstoffe	fest (3)	2.547	2.438	-108,9	-4,3	
		flüssig (3)	0	0	0,0	21,1	
		gasförmig (3)	589	561	-27,7	-4,7	
		Klär- u. Deponiegas (3)	29	29	0,0	0,0	
		Summe (3)	3.166	3.029	-136,6	-4,3	
	Sonstige Biogene (4)			1.407	1.338	-69,8	-5,0
	Sonstige Brennstoffe (5)			790	786	-3,8	-0,5
	Summe Wärmekraftwerke			18.329	18.655	326,0	1,8
	(davon in KWK-Anlagen)			(17.053)	(17.411)	357,3	2,1
Erneuerbare	Windkraftwerke (6)		6.792	6.738	-53,8	-0,8	
	Photovoltaik (7)		1.869	2.398	528,9	28,3	
	Geothermie (6)		0	0	0,0	-57,9	
	Summe Erneuerbare		8.661	9.136	475,0	5,5	
Statistische Differenz (8)				39	23		
Gesamterzeugung			72.414	70.292	-2.122,4	-2,9	

Tabelle 7
Bruttostromerzeugung
Vergleich 2020 und 2021

(1) Als Derivate werden hier energetisch genutzte Kohleprodukte bezeichnet (z.B. Steinkohle- bzw. Braunkohlekoks ...).

(2) Als Erdölderivate werden hier energetisch genutzte Erdölprodukte bezeichnet (z.B. Heizöl, Dieselöl, Flüssiggas ...).

(3) nur biogene Brennstoffe im Sinne der österreichischen Richtlinien

(4) biogene Brennstoffe im Sinne der EU-Richtlinien mit Ausnahme der Vorgenannten

(5) Energieträger, die keiner der oben angeführten Gruppe zugeordnet werden können

(6) Einspeisemengen ins öffentliche Netz gemäß Herkunftsnachweis-DB

(7) Einspeisemengen von PV ins öffentliche Netz gemäß Herkunftsnachweis-DB und Schätzung der PV-Erzeugung, die nicht ins öffentliche Netz eingespeist wird

(8) Erzeugung, die weder nach Primärenergieträgern aufgeschlüsselt noch einer Kraftwerkstypen zugeordnet werden kann

Quelle: E-Control

Bei den nicht in das öffentliche Netz eingespeisten Mengen ist noch keine vollständige Datenmeldung durchgeführt worden. Anlagenbetreiber > 100 kW müssen einen entsprechenden Zähler vorweisen und in der Folge einmal jährlich die gesamte erzeugte Menge der Anlage melden. Vor allem im Be-

reich der Photovoltaik ist mit einem hohen Anteil im Bereich der Eigenversorgung zu rechnen. Die von der E-Control veröffentlichte Betriebsstatistik⁵ (siehe Tabelle 7) berücksichtigt diese Differenz für die Photovoltaik bereits.

Erneuerbare Energien allgemein

Basierend auf Daten der Statistik Austria (Verfügbarkeit nur bis 2020) wurden die Anteile der anrechenbaren Erneuerbaren gemäß EU-Richtlinie Erneuerbare Energien 2009/28/EG im Elektrizitätssektor und im Bereich Wärme und Kühlen in Abbildung 3 dargestellt.

Der österreichische Elektrizitätssektor ist von erneuerbaren Erzeugungstechnologien geprägt und auch in der Fernwärmeerzeugung spielen diese eine wichtige Rolle. Der Anteil anrechenbarer Erneuerbarer stieg im Bereich Stromerzeugung von 75,1% (2019)

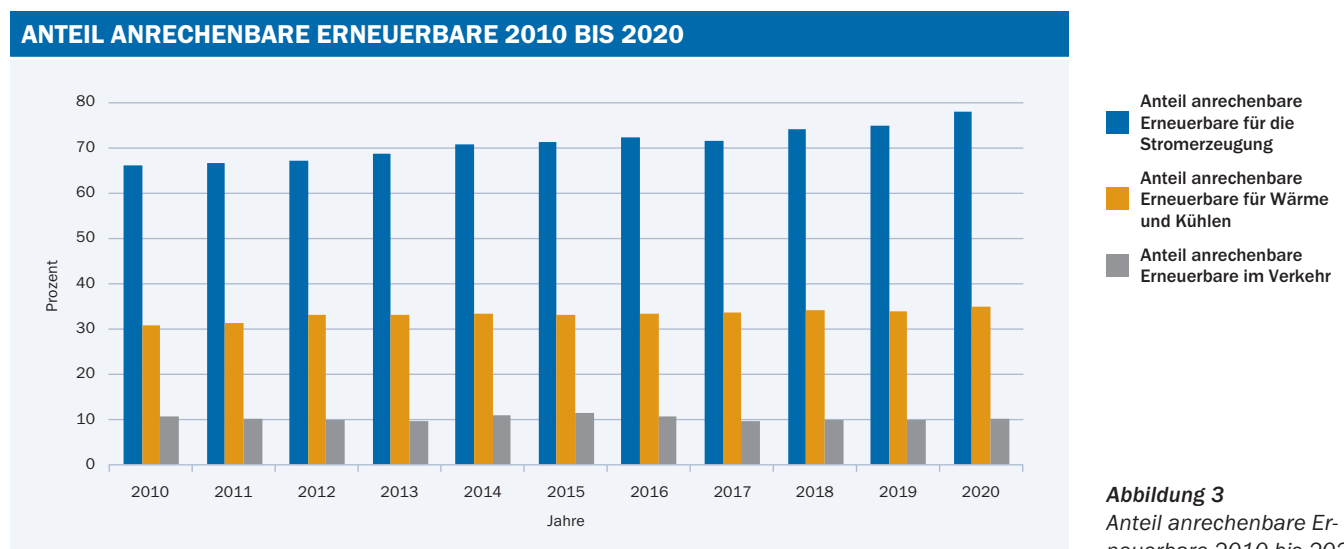
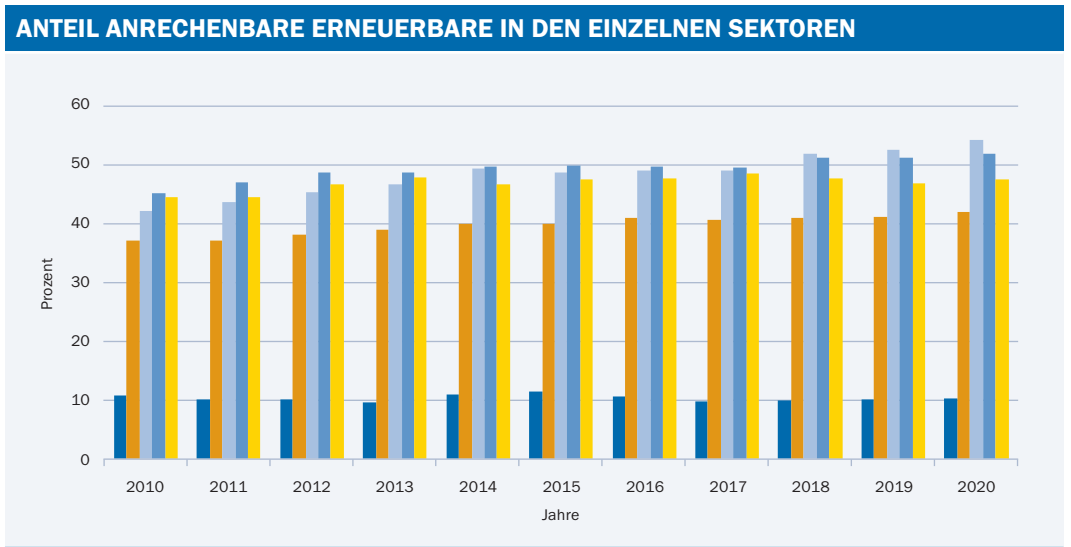


Abbildung 3
Anteil anrechenbare Erneuerbare 2010 bis 2020

Quelle: Statistik Austria

⁵ <https://www.e-control.at/statistik/e-statistik/archiv/betriebsstatistik/2021>



- 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 4
Anteil anrechenbare Erneuerbare in den einzelnen Sektoren 2010 bis 2020

Quelle: Statistik Austria

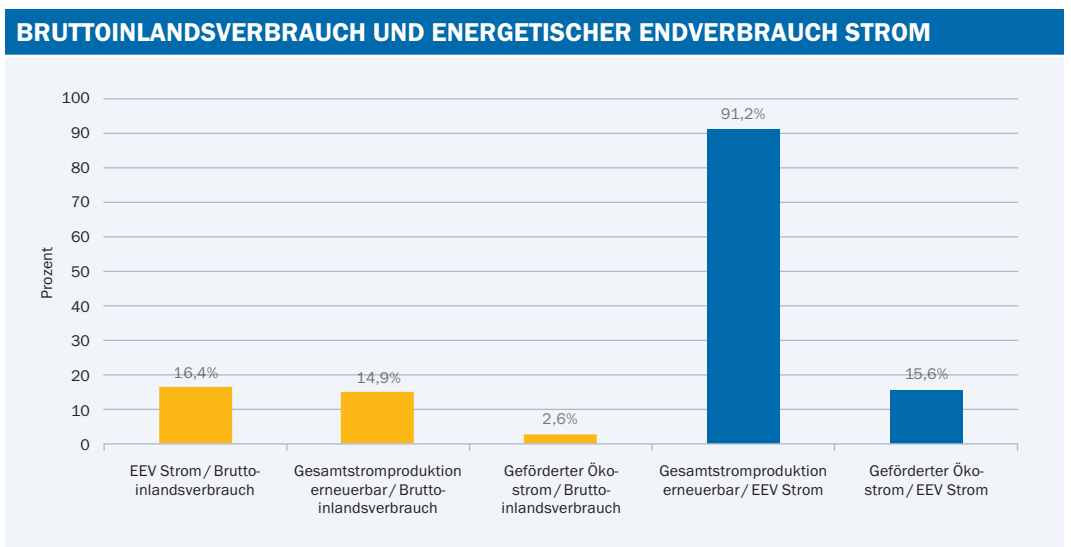


Abbildung 5
Anteile am Bruttoinlandsverbrauch und dem energetischen Endverbrauch Strom 2020

Quelle: Statistik Austria

auf 78,2% im Jahr 2020, wobei er im Bereich Wärme und Kühlen im selben Zeitraum von 33,9% auf 35% stieg. Im Verkehr blieb der Anteil mit 10,3%, verglichen mit 10,1% im Jahr 2019, relativ konstant.

In Abbildung 4 wird der Anteil der anrechenbaren Erneuerbaren im Energetischen Endverbrauch (EEV) in den einzelnen Sektoren und deren Entwicklung seit 2010 dargestellt. Den niedrigsten Anteil im Jahr 2020 weist mit 10,3% der Verkehrssektor auf, den höchsten mit 54,2% der Dienstleistungssektor gefolgt von den Haushalten mit 51,8%.

In Abbildung 5 wurden der energetische Endverbrauch Strom, die erneuerbare Gesamtstromproduktion (basierend auf der Systeme-

matik der Erneuerbaren EU-Richtlinie) und der geförderte Ökostrom (Basis ÖSG) im Jahr 2020 (9.549 GWh) ins Verhältnis gesetzt. Laut Statistik Austria belief sich dabei

- > der Bruttoinlandsverbrauch auf 373.780 GWh,
- > der Energetische Endverbrauch (EEV) Strom auf 61.204 GWh und
- > die erneuerbare Gesamtstromproduktion auf 55.842 GWh.

Der energetische Endverbrauch Strom hat 16,4% des Bruttoinlandsverbrauchs im Jahr 2020 ausgemacht. Die erneuerbare Gesamtstromproduktion von 55.842 GWh macht 91,2% des energetischen Endverbrauchs von Strom und 14,9% des Bruttoinlandsver-

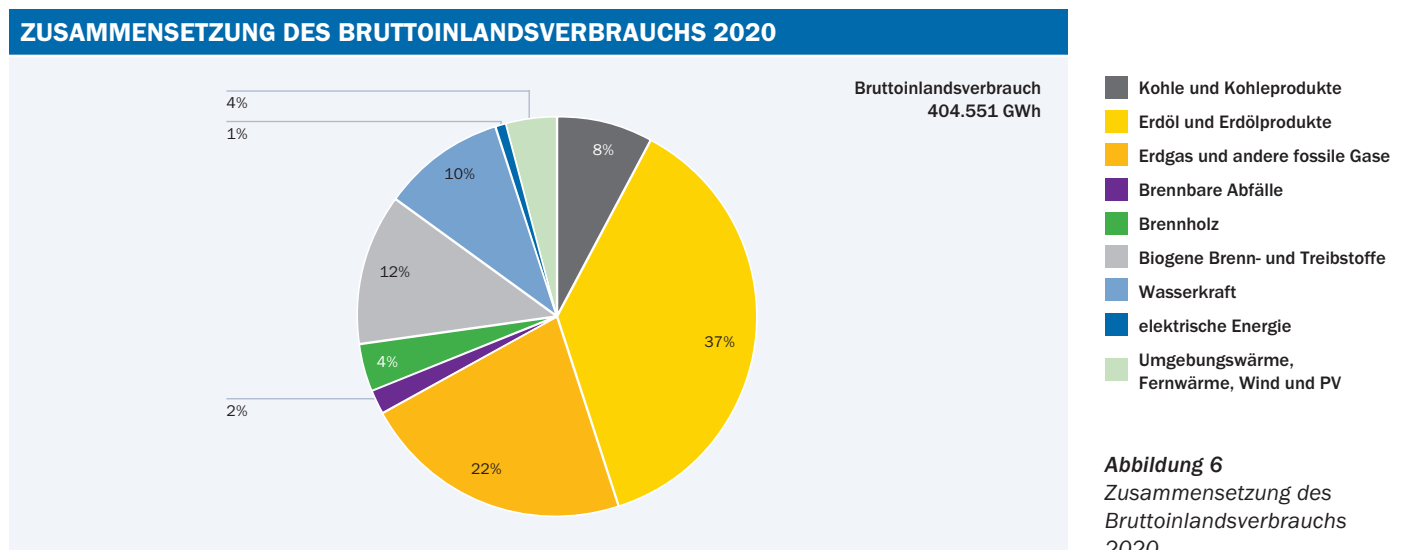


Abbildung 6
Zusammensetzung des Bruttoinlandsverbrauchs 2020

Quelle: Statistik Austria, E-Control

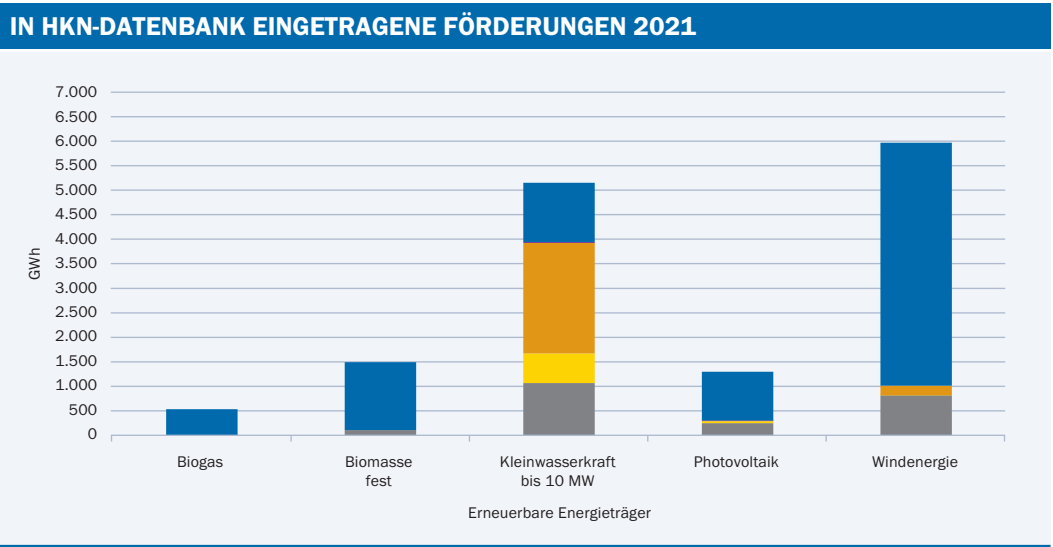


Abbildung 7
In HKN-Datenbank eingetragene Förderungen 2021

Quelle: E-Control

brauch aus. Der von der OeMAG abgenommene Ökostrom hat dabei 2020 2,6% vom Bruttoinlandsverbrauch ausgemacht.

In Abbildung 6 ist weiters die Zusammensetzung des Bruttoinlandsverbrauchs aus dem Jahr 2020 dargestellt. Der Bruttoinlandsverbrauch belief sich auf 404.551 GWh und wurde dabei zu 67% (272.824 GWh) durch Erdöl, Erdgas und Kohle bzw. durch jeweilige Produkte dieser Kategorien abgedeckt, was in etwa jenem Wert von 2019 entspricht.

Weiters wurde eine Auswertung nach den eingetragenen Förderungen der HKN-Datenbank durchgeführt (siehe Abbildung 7). Von der OeMAG abgenommener Strom wird generell

als Produktionsförderung in die Datenbank gemeldet. Bei den Anlagen, welche unter „Förderung unbekannt“ vermerkt sind, handelt es sich hauptsächlich um Anlagen, die nach dem Ende der regulären Tariflaufzeit aus dem Fördersystem gefallen sind. Bei der Kleinwasserkraft gibt es einen großen Anteil an Anlagen, die „keine Förderung“ als Merkmal haben. Dies bedeutet, dass diese Anlagen zumindest seit Erfassung in der Datenbank keine Förderung zur Errichtung oder für den Betrieb erhalten haben, aber es bedeutet nicht, dass diese Anlagen keinerlei Förderungen erhalten haben.

Im Zuge dessen wurde erneut die Zusammensetzung des von der OeMAG abgenommenen

VON DER OEMAG ABGENOMMENE KWKW MENGEN 2007 BIS 2021

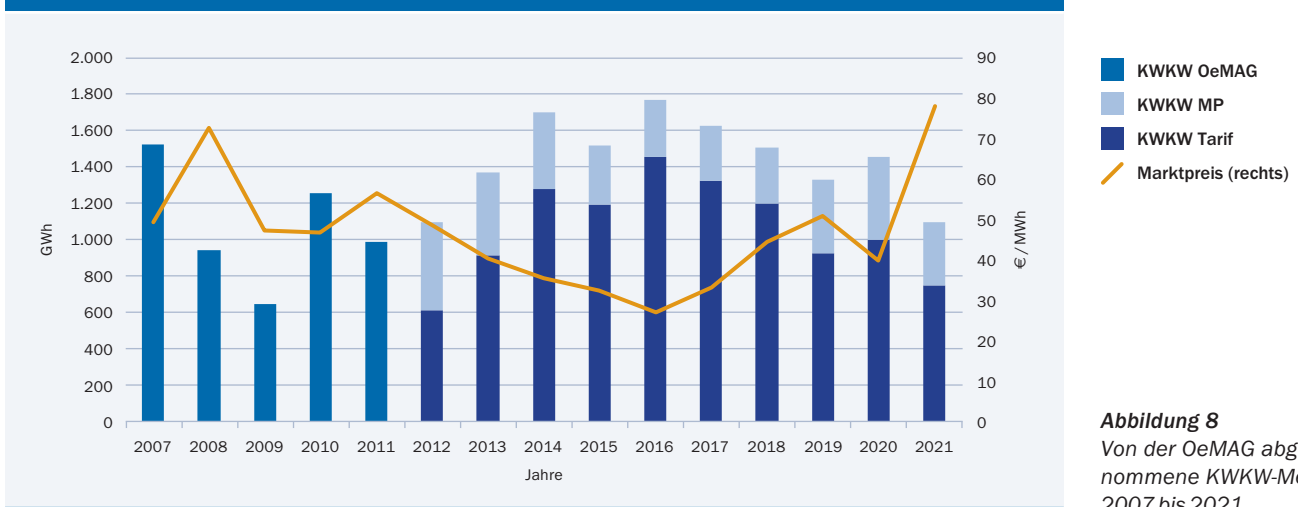


Abbildung 8
Von der OeMAG abgenommene KWKW-Mengen 2007 bis 2021

Quelle: OeMAG, E-Control

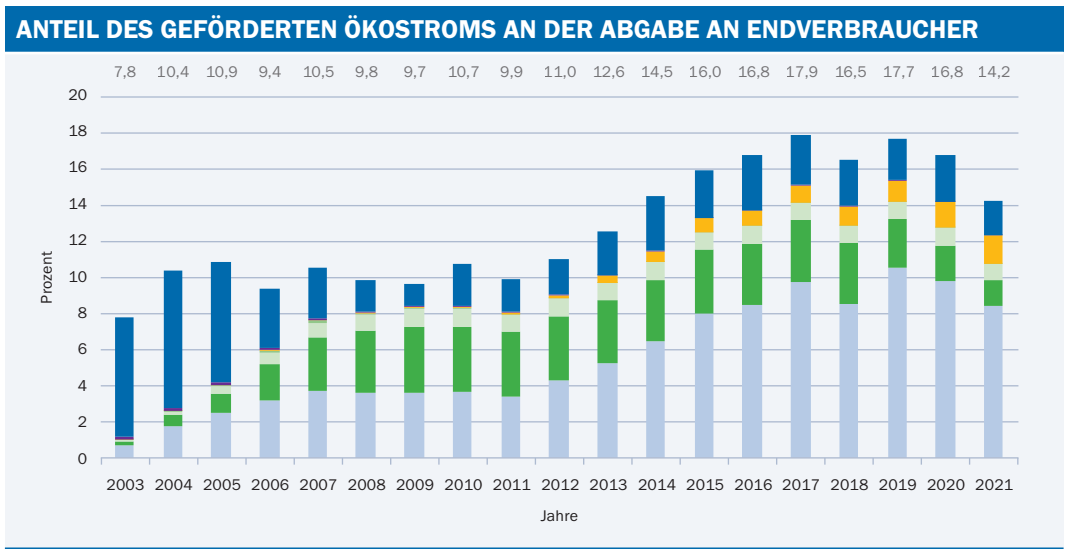
Stroms aus Kleinwasserkraft näher betrachtet. In Abbildung 8 wurde der Verlauf von 2007 bis 2021 dargestellt, wobei aufgrund der Datenbasis für die Jahre 2012 bis 2021 eine Aufspaltung nach der Förderart vorgenommen wurde. In Summe wurden im Jahr 2021 31% des Stroms der Kleinwasserkraftanlagen, welche mit der OeMAG einen Vertrag haben, zum Marktpreis laut § 41 Abs 1 ÖSG 2012 vergütet. Diese Möglichkeit wurde im Zuge des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespakets für neue Verträge jedoch auf Anlagen mit einer Engpassleistung unter 500 kW begrenzt. Die abgenommene Menge sank von 1.456 GWh (2020) auf 1.095 GWh. Dabei ist der zum Marktpreis abgenommene Anteil von 458 GWh auf 344 GWh gesunken.

ANTEIL AM ENDVERBRAUCH, GWH, MW, ANZAHL – EAG-ABWICKLUNGSSTELLE

Laut EAG-Förderabwicklungsstelle wurden im Jahr 2021 noch keine Anlagen auf Basis des EAG gefördert.

ANTEIL AM ENDVERBRAUCH, GWH, MW, ANZAHL – ÖSG

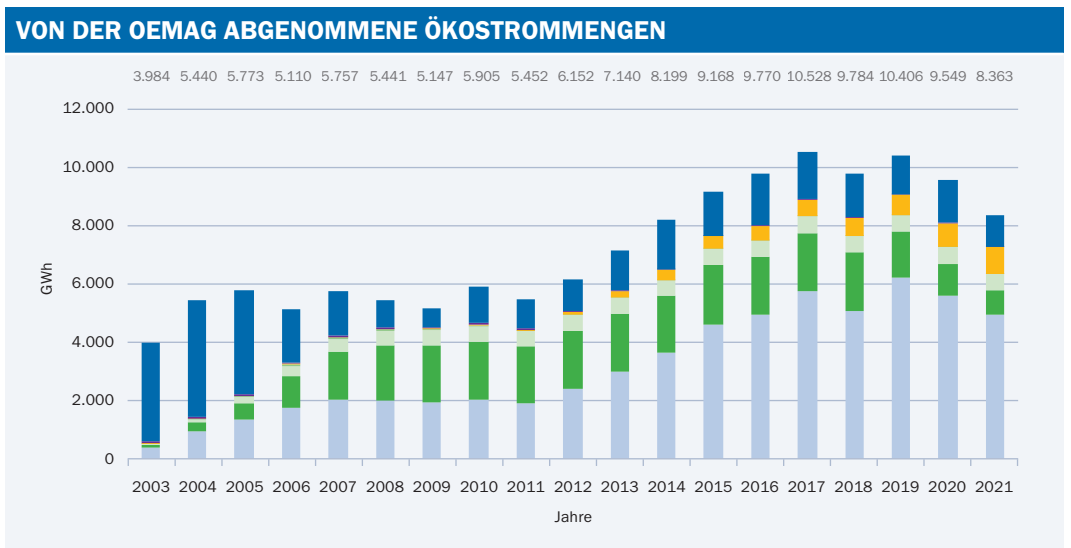
Der Anteil von durch die OeMAG abgenommenem Ökostrom ging im Jahr 2021 auf 14,2% zurück (siehe Abbildung 9). Dieser Rückgang ergab sich aus der Kombination des Anstiegs der Abgabe an Endverbraucherinnen und -verbraucher (von 56.870 GWh in 2020 auf 58.771 GWh in 2021), welche als Basis für die Berechnung des Anteils dient und einem Rückgang der an die OeMAG abgegebenen



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

Abbildung 9
Anteil des geförderten Ökostroms an der Abgabe an Endverbraucher 2003 bis 2021

Quelle: OeMAG, E-Control



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

Abbildung 10
Von der OeMAG abgenommene Ökostrommengen 2003 bis 2021

Quelle: OeMAG, E-Control

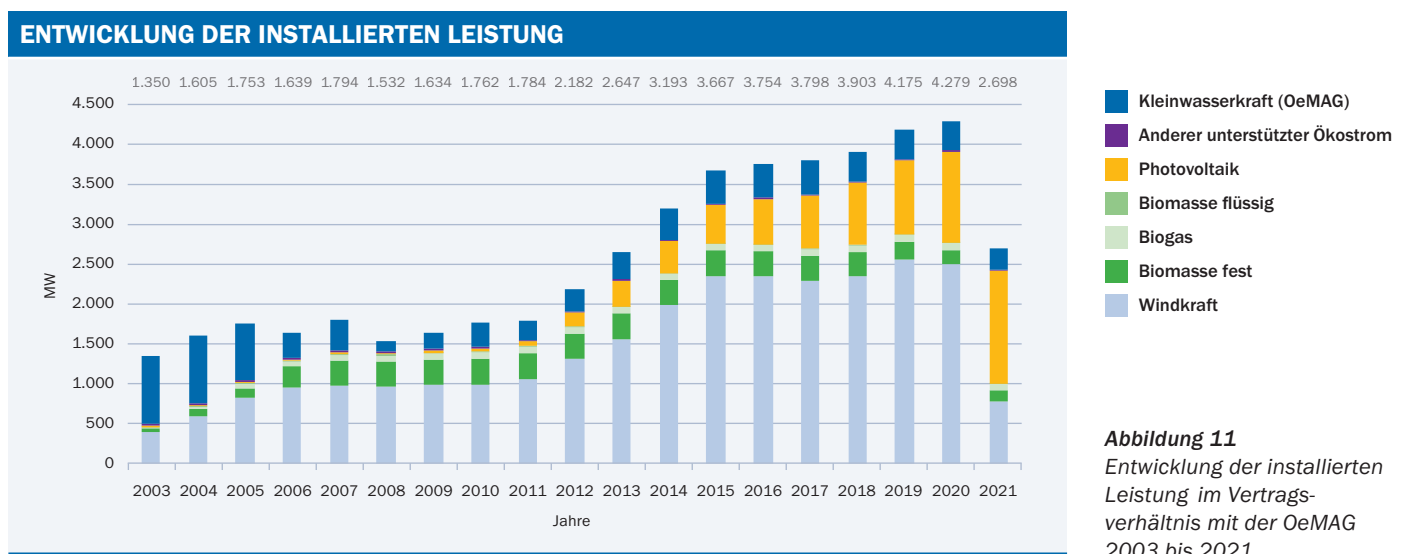


Abbildung 11
Entwicklung der installierten Leistung im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2003 bis 2021

Quelle: OeMAG, E-Control

Menge. Wie in den vergangenen Jahren hatte die Windkraft weiterhin den größten Anteil an der Abgabe an Endverbraucherinnen und -verbraucher, wobei dieser Anteil von 9,8% (im Jahr 2020) auf 8,4% fiel.

Nach 2020 kam es auch 2021 zu einem Rückgang der abgenommenen Menge auf Basis des ÖSG (siehe Abbildung 10). Ein Trend, der sich vor allem gegen Ende 2021 immer deutlicher bemerkbar machte, war der Austritt von Anlagen aus dem Fördersystem aufgrund des stark gestiegenen Marktpreises. Sehr deutlich ist dieser Effekt bei der Entwicklung der kontrahierten Leistung zu sehen.

Kam es in den vergangenen Jahren grundsätzlich zu einem kontinuierlichen Anstieg der installierten Leistung, welche ihren Strom an die OeMAG geliefert hat, so fiel dieser Wert mit Stichtag 31.12.2021 ungefähr auf das Niveau von Ende 2013. Diese Entwicklung ist in Abbildung 11 dargestellt. Am deutlichsten ist dies im Bereich der Windkraft zu erkennen, wo die kontrahierte installierte Leistung von 2.495 MW Ende 2020 auf 779 MW gesunken ist. Auch bei der Kleinwasserkraft gab es einen, wenn auch absolut und relativ deutlich geringeren, Rückgang von 358 MW auf 271 MW. Einzig im Bereich der Photovoltaik stieg die kontrahierte Leistung, welche Strom an die OeMAG geliefert hat, von 1.149 MW auf 1.420 MW.

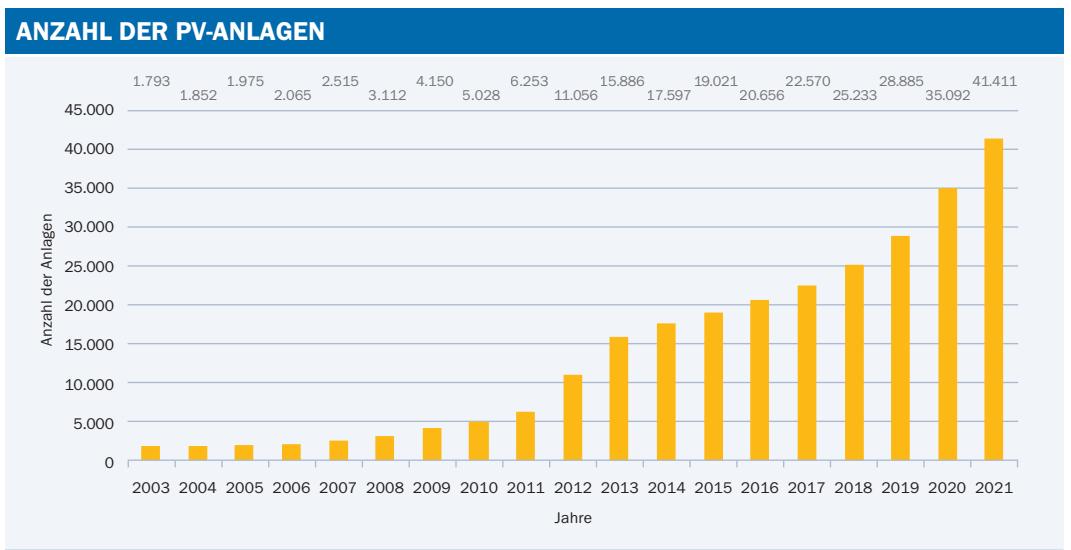


Abbildung 12
Anzahl der PV-Anlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2003 bis 2021

Quelle: OeMAG, E-Control

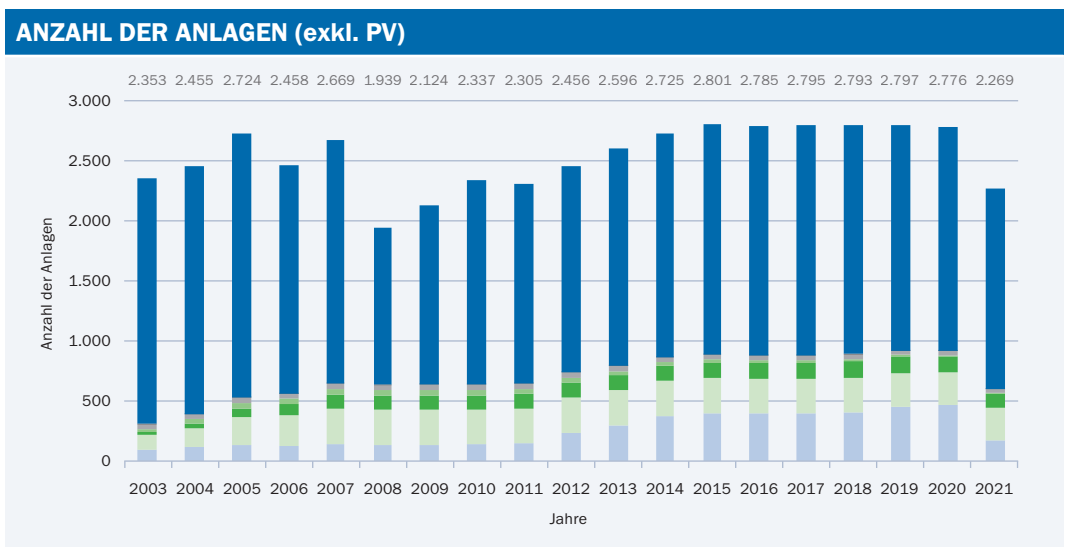


Abbildung 13
Anzahl der Anlagen (exkl. PV) im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2003 bis 2021

Quelle: OeMAG, E-Control

VERGLEICH DER WICHTIGSTEN KENNZAHLEN DER ANLAGEN IM VERTRAGSVERHÄLTNIS MIT DER OEMAG 2021 UND 2020

Energieträger	Installierte Leistung in MW	Einspeisemenge in GWh	Anzahl Anlagen	Vergütung netto in Mio. €	Geförderter Ökostrom-Einspeiseanteil in % der Gesamtabgabemenge	Durchschnittsvergütung in Cent/kWh
2021					1)	
Kleinwasserkraft (unterstützt)	271	1.093,5	1.670	79,2	1,9%	7,25
Sonstige Ökostromanlagen	2.427	7.269,9	42.010	833,3	12,4%	11,46
Windkraft	779	4.948,0	168	462,3	8,4%	9,34
Biomasse fest inkl. Abfall mhbA	130	838,6	119	104,9	1,4%	12,51
Biomasse gasförmig *)	83	542,9	272	96,3	0,9%	17,74
Biomasse flüssig	0	0,0	5	0,0	0,00%	6,64
Photovoltaik	1.420	933,5	41.411	169,2	1,59%	18,12
Deponie- und Klärgas	14	6,8	33	0,5	0,01%	7,24
Geothermie	1	0,0	2	0,0	0,00%	7,01
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen	2.698	8.363,4	43.680	912,5	14,2%	10,91
2020					2)	
Kleinwasserkraft (unterstützt)	358	1.455,7	1.860	81,0	2,5%	5,56
Sonstige Ökostromanlagen	3.921	8.092,9	36.008	905,1	13,8%	11,18
Windkraft	2.495	5.590,8	463	510,4	9,5%	9,13
Biomasse fest inkl. Abfall mhbA	177	1.094,7	130	136,7	1,9%	12,49
Biomasse gasförmig *)	85	570,5	278	99,6	1,0%	17,45
Biomasse flüssig	0	0,1	9	0,0	0,00%	5,30
Photovoltaik	1.149	826,9	35.092	158,1	1,41%	19,11
Deponie- und Klärgas	14	9,7	34	0,4	0,02%	4,50
Geothermie	1	0,1	2	0,0	0,00%	3,98
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen	4.279	9.548,6	37.868	986,1	16,2%	10,33

Tabelle 8
Vergleich der wichtigsten Kennzahlen der Anlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2021 und 2020

*) inklusive Betriebskostenzuschläge

1) bezogen auf die Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher von 58.771 GWh für das Gesamtjahr 2021 (Stand 07/2022)

2) bezogen auf die Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher von 56.915 GWh für das Gesamtjahr 2020 (Stand 07/2022)

Quelle: OeMAG, E-Control – vorläufige Werte, Stand Juli 2022

In Summe über alle Technologien sank die kontrahierte Leistung von 4.279 MW im Jahr 2020 auf 2.698 MW im Jahr 2021.

Die Entwicklung der Anzahl der Anlagen war auch 2021 durch die Photovoltaik getrieben. Dabei waren im Jahr 2021 um 6.319 mehr PV-Anlagen bei der OeMAG unter Vertrag als 2020 (siehe Abbildung 12). Die Entwicklung der Anzahl der übrigen Technologien ist in

Abbildung 13 dargestellt. Auch hier spiegeln sich die Austritte der Windkraftanlagen deutlich wider.

In Tabelle 8 werden nochmals die einzelnen Werte für Ausbau, Leistung, Einspeisemengen und Vergütung basierend auf dem ÖSG des Jahres 2021 zusammengefasst und 2020 gegenübergestellt.

ENTWICKLUNG STROM- UND GASVERBRAUCH

Allgemeine Entwicklungen

An dieser Stelle werden einige Kennzahlen zum Gesamtenergieverbrauch angeführt. Die Bestrebung, das reale BIP und den Bruttoinlandsverbrauch zu entkoppeln, konnte in den vergangenen 30 Jahren nur selten erreicht werden (siehe Abbildung 14). In den meisten Jahren geht ein Anstieg des BIP mit einem Anstieg beim Bruttoinlandsverbrauch Energie bzw. vice versa einher. Die COVID-19-Krise 2020 und ein damit einhergehender Rückgang des Energieverbrauchs spiegelt sich auch in einem deutlichen Rückgang des BIPs wider. Dabei ging der Bruttoinlandsverbrauch im Jahr 2020 auf 1.346 PJ (nach 1.456 PJ in

2019) zurück und das reale BIP sank gleichzeitig um 6,7%. Eine erste Prognose von Statistik Austria (Stand Juli 2022) geht für 2021 von einem Anstieg des Bruttoinlandsverbrauchs⁶ auf 1.426 PJ aus.

Der Großteil des Rückgangs des energetischen Endverbrauchs ist auf den Verkehr (-74 PJ bzw. -18%) zurückzuführen. In Abbildung 15 ist der energetische Endverbrauch nach Sektoren für das Jahr 1990 als Basis sowie für die Jahre 2018 bis 2020 als Vergleich dargestellt.

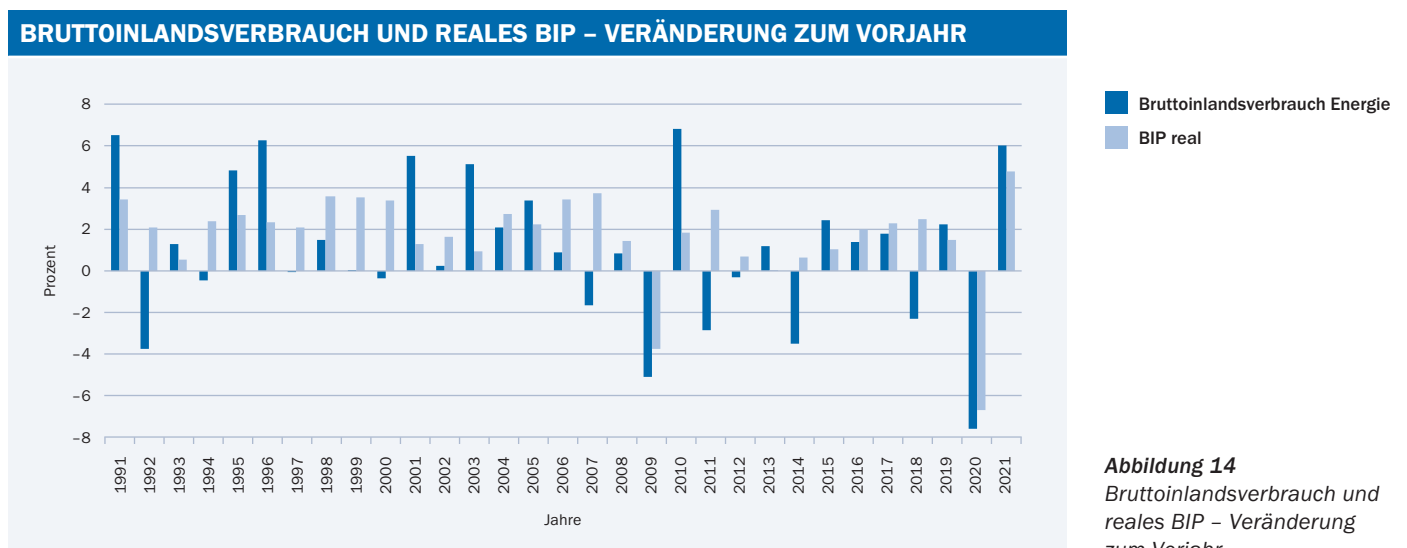


Abbildung 14
Bruttoinlandsverbrauch und reales BIP – Veränderung zum Vorjahr

Quelle: Statistik Austria, OeNB, E-Control

⁶ <https://www.statistik.at/statistiken/energie-und-umwelt/energie/energiebilanzen>

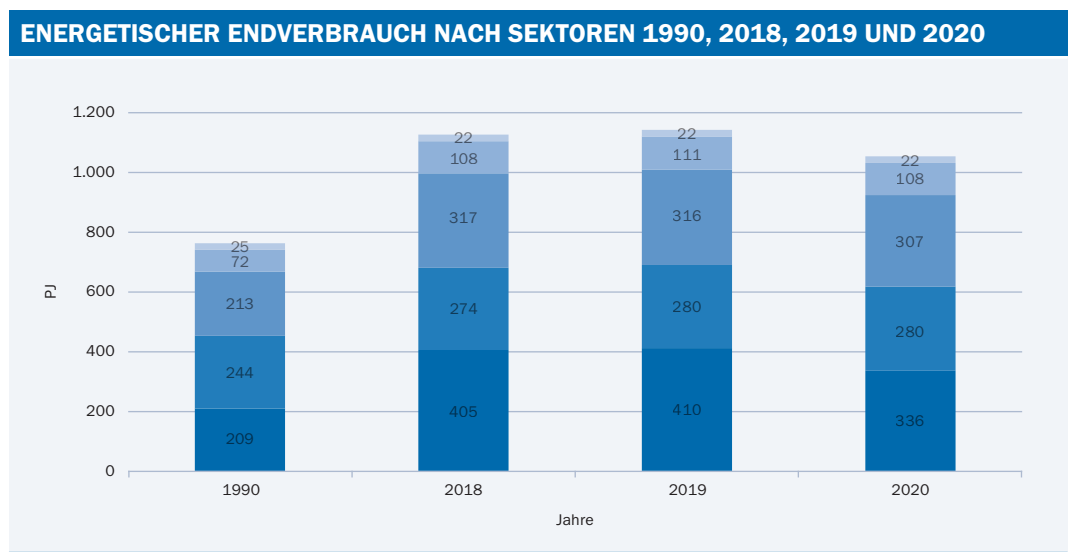


Abbildung 15
Energetischer Endverbrauch
nach Sektoren 1990, 2018,
2019 und 2020

Quelle: Statistik Austria, E-Control

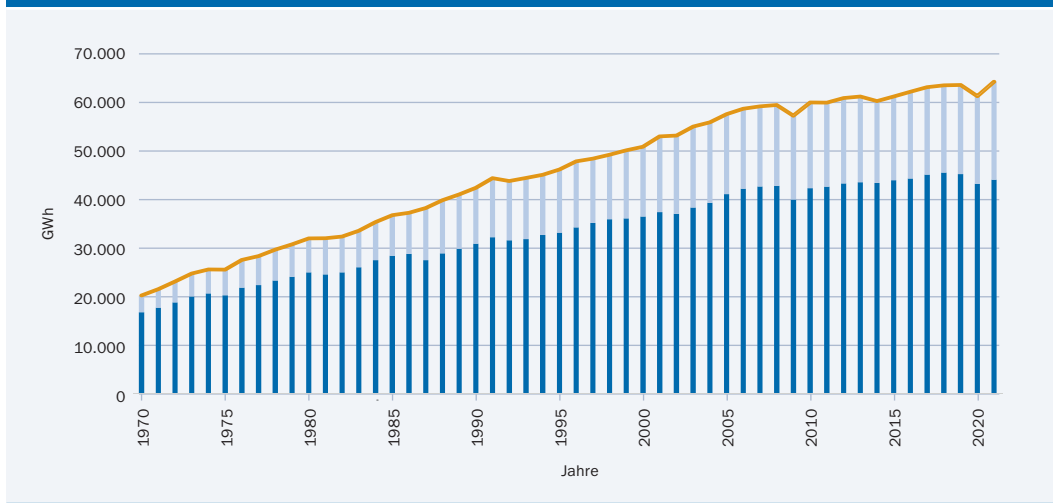
Trotz des deutlichen Rückgangs in 2020 ist der energetische Endverbrauch des Verkehrs seit 1990 um 60% gestiegen, gefolgt vom Bereich Dienstleistungen, welcher um 49% mehr Energie verbraucht. Einzig und allein im Bereich der Landwirtschaft ging der energetische Endverbrauch im Vergleichszeitraum um 11% zurück.

Die Entwicklung des elektrischen Endverbrauchs (Inlandsstromverbrauch) aus dem öffentlichen Netz ist in Abbildung 16 dargestellt. Dieser stieg von 61.203 GWh 2020 auf 64.199 GWh im Jahr 2021. Dabei ist zu

erkennen, dass die Haushalte für weniger als ein Drittel des Inlandsstromverbrauchs verantwortlich sind. Betrachtet man den gesamten Verbrauch, also inkl. Erzeugung und Verbrauch vor Ort, so stieg dieser 2021 auf 72.423 GWh nach 69.830 GWh im Jahr 2020.

In Abbildung 17 ist die Abgabe von Erdgas an Endkundinnen und -kunden dargestellt. Abseits von 2014 (79 TWh) lag dieser Wert in den 2000ern stets über 80 TWh bzw. 2010 sogar bei 102 TWh.

ENTWICKLUNG DES ELEKTRISCHEN ENDVERBRAUCHS (EEV)

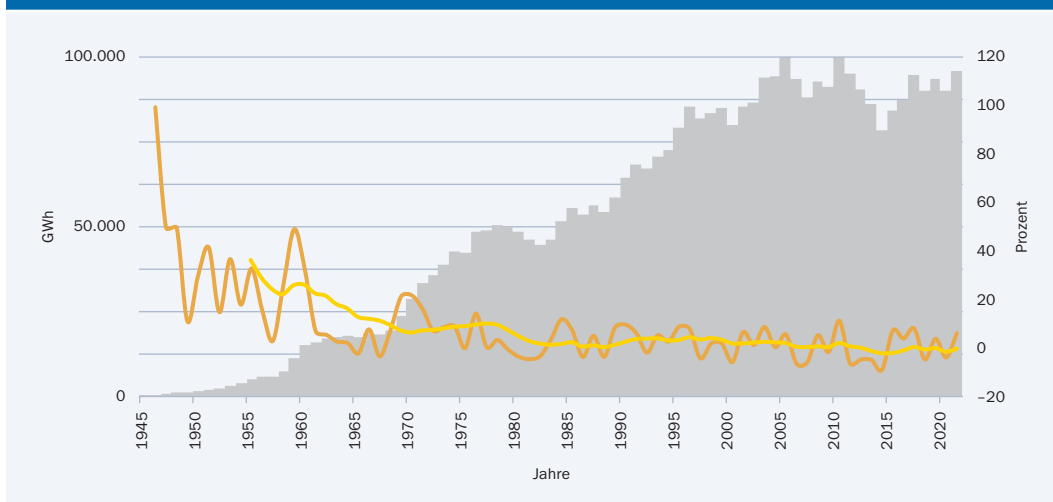


- Nicht-Haushalte
- Haushalte
- Gesamt

Abbildung 16
Entwicklung des elektrischen Endverbrauchs (EEV)

Quelle: E-Control

ERDGAS IN ÖSTERREICH: ABGABE AN ENDVERBRAUCHER UND VERÄNDERUNGSRATE



- Abgabe an Endkunden (links)
- Veränderung zu Vorjahr (rechts)
- 10-Jahres-Mittel (rechts)

Abbildung 17
Erdgas in Österreich: Abgabe an Endverbraucher und Veränderungsrate

Quelle: E-Control

AUFWENDUNGEN FÜR FÖRDERUNGEN

Gefördert laut EAG

Im Jahr 2021 wurden noch keine Anlagen laut EAG gefördert. Für das Jahr 2022 ist damit zu rechnen, dass investitionsgeförderte Anlagen

errichtet werden und erste Ausschreibungen für Marktprämien stattfinden werden.

Geförderter Ökostrom gemäß ÖSG 2012

In diesem Abschnitt 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 2021 dargestellt. Weiters werden die mittels Investitionszuschüsse geförderten Anlagen, die Entwicklung des Vergütungsvolumens, des Unterstützungsvolumens, der durchschnittlichen Einspeisetarife und der Aufwendungen für Ausgleichsenergie für den geförderten Ökostrom betrachtet.

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass jene Anlagen, die aufgrund des Biomasseförderung-Grundsatzgesetzes gefördert werden, hierbei nicht berücksichtigt werden.

DURCHSCHNITTLICHE EINSPEISETARIFE

In Abbildung 18 und Abbildung 19 wird der Verlauf der durchschnittlichen Einspeisetarife von 2003 bis 2021 dargestellt. Die durchschnittlichen Einspeisetarife errechnen sich aus dem Vergütungsvolumen pro Technologie, geteilt durch die jeweils unterstützte Menge. Etwaige Zuschläge sind bei dieser Berechnung inkludiert.⁷ Dazu zählt auch der Anteil des Investitionszuschusses, der in Kombination mit dem Einspeisetarif im Bereich der Photovoltaik gewährt wird.

Bei der Photovoltaik kam es erneut zu einem Rückgang, welcher auf dem Ende der Tariflaufzeit von Altanlagen mit deutlich höheren Einspeisetarifen und auf einer Vielzahl an neuen Anlagen mit deutlich geringeren Einspeisetarifen beruht. Bei den übrigen Anlagen kam es zu Anstiegen, wobei jener bei der Kleinwasserkraft mit +1,69 Cent/kWh am höchsten ausfiel.

⁷ Hierbei handelt es sich um die gesamte von der OeMAG abgenommene Menge. Somit ist auch jener Anteil inkludiert, der zum Marktpreis vergütet wird. Die Zuschläge beziehen sich auf Biogas, wobei von 2009 bis 2011 der Rohstoffkostenzuschlag und ab 2012 der Betriebskostenzuschlag ausbezahlt wurde.

ENTWICKLUNG DES DURCHSCHNITTLICHEN PV-EINSPSEIETARIFIS

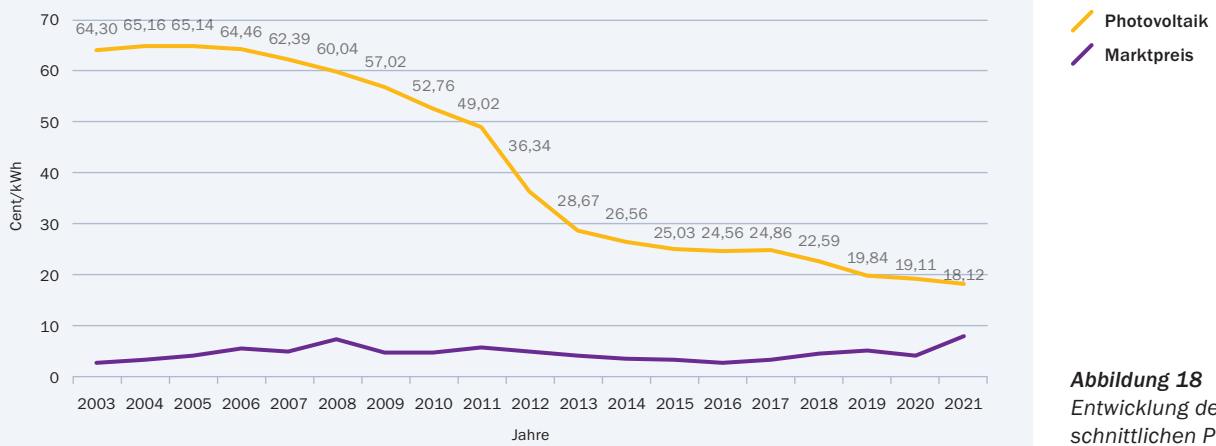


Abbildung 18
Entwicklung des durchschnittlichen PV-Einspeisetarifs 2003 bis 2021

Quelle: OeMAG, E-Control

ENTWICKLUNG DER DURCHSCHNITTLICHEN EINSPEISETARIFE (exkl. PV)

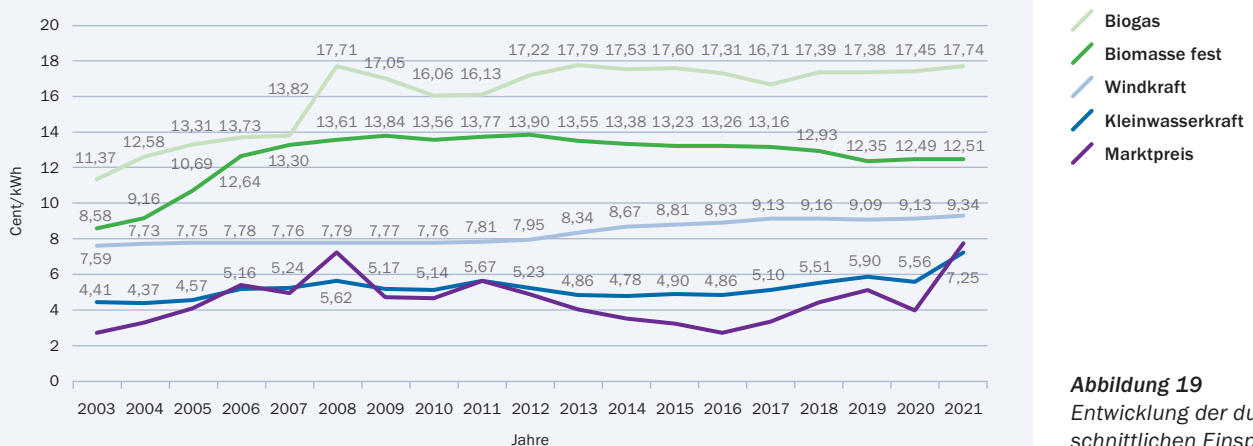


Abbildung 19
Entwicklung der durchschnittlichen Einspeisetarife (exkl. PV) 2003 bis 2021

Quelle: OeMAG, E-Control

DAS VERGÜTUNGSVOLUMEN FÜR ABGENOMMENE ÖKOSTROMMENGEN LAUT ÖSG

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 bis 2019 ungefähr verfünffacht. Nach 2020 kam es 2021 erneut zu einem Rückgang, welcher mit dem Rückgang der Mengen einhergeht (siehe Abbildung 20). Insgesamt lag das Vergütungsvolumen im Jahr 2021 bei 913 Mio. EUR.

DAS UNTERSTÜTZUNGSVOLUMEN

In Abbildung 21 wird erneut der Zusammenhang zwischen Unterstützungsvolumen und

Vergütungsvolumen beispielhaft dargestellt. Das Unterstützungsvolumen zuzüglich des Marktwertes und abzüglich der Aufwendungen für Ausgleichsenergie, administrativer und finanzieller Aufwendungen⁸ und Aufwendungen für Technologiefördermittel entspricht dabei dem Vergütungsvolumen. Im Ökostrombericht wird stets von einem gerechneten Unterstützungsvolumen, das auf einem durchschnittlichen Marktpreis basiert, ausgegangen.

Um das tatsächliche Unterstützungsvolumen exakt darzustellen, sind aufwendigere Berechnungen auf Anlagenbasis notwendig. Es müsste für jede Anlage für jede Stunde des Jahres ausgewertet werden, welche Förderung diese in der jeweiligen Stunde erhalten hat und welche Nebenkosten (AE-Kosten

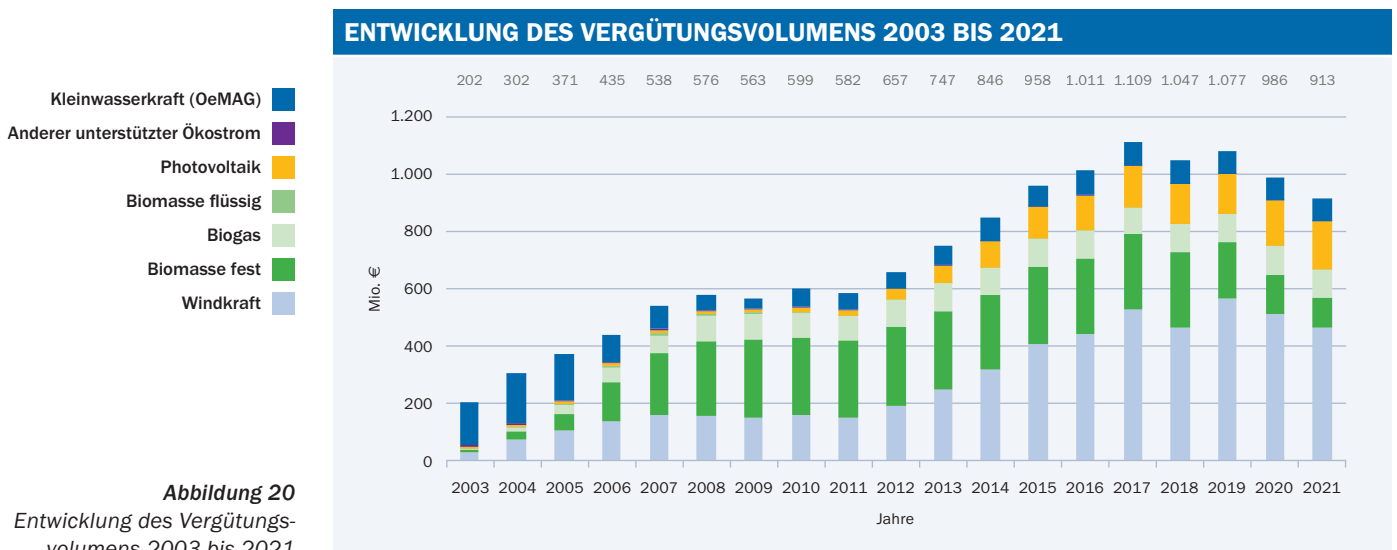


Abbildung 20
Entwicklung des Vergütungsvolumens 2003 bis 2021

Quelle: OeMAG, E-Control

⁸ Anmerkung: Dabei handelt es sich um Kosten, die bei der Förderstelle aufgrund der Abwicklung anfallen und welche von Endverbraucherinnen und -verbrauchern zu tragen sind.

DAS UNTERSTÜTZUNGSVOLUMEN – BEISPIEL



Abbildung 21
Das Unterstützungsvolumen – Beispiel

Quelle: E-Control

ENTWICKLUNG DES MARKTPREISES LAUT § 41 (1) ÖSG 2012⁹

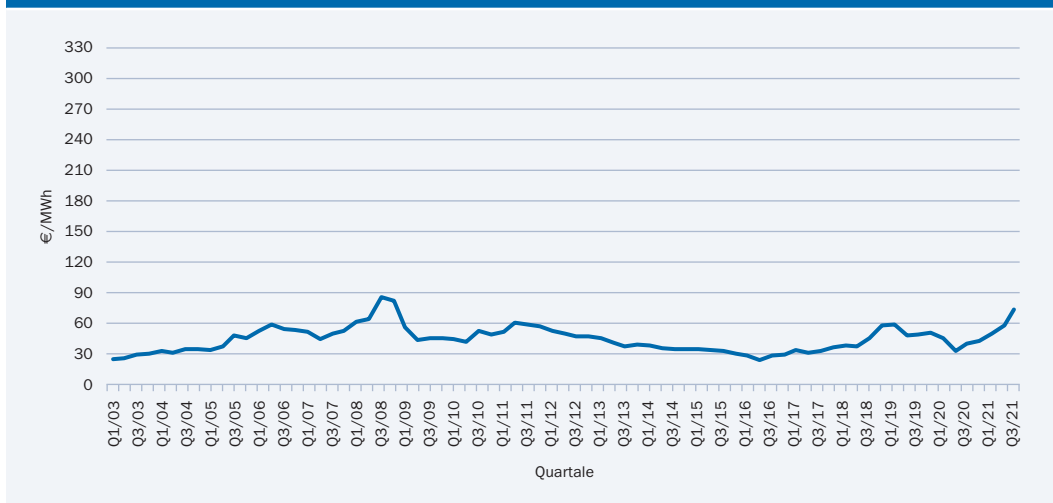


Abbildung 22
Entwicklung des Marktpreises laut § 41 (1) ÖSG 2012⁹

Quelle: E-Control

⁹ 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.

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

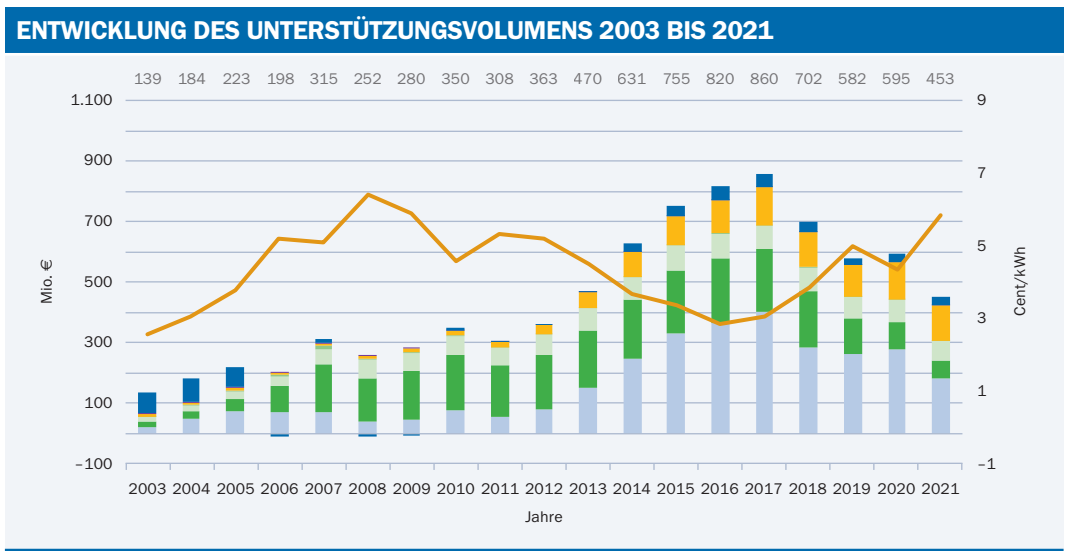


Abbildung 23
Entwicklung des Unterstützungsvolumens 2003 bis 2021

Quelle: OeMAG, E-Control

usw.) angefallen sind. Davon wären dann ex post die Einnahmen aus der Zuweisung der jeweiligen kWh zum Day-ahead-Spotmarkt-Stundenpreis abzuziehen. Aufgrund der Vergleichbarkeit mit der Vergangenheit und Prognosen für die Zukunft wird jedoch weiterhin ein durchschnittlicher Marktpreis verwendet. Gleichzeitig werden den so errechneten Einnahmen aus der Vermarktung die tatsächlichen Einnahmen der OeMAG gegenübergestellt. Bei einer Umstellung auf ein Prämiensystem entfällt dies, nachdem eindeutig abgegrenzt werden kann, was als Prämien ausbezahlt wird.

Ein steigender Marktpreis bedeutet einen geringeren Finanzierungsbedarf für den Auf-

bringungsmechanismus, da bereits ein größerer Teil durch den an die Lieferanten zugewiesenen Ökostrom abgedeckt wird. Seit dem niedrigsten Wert von 23,43 EUR/MWh im zweiten Quartal 2016 ist der Marktpreis bis Anfang 2019 beinahe kontinuierlich auf 58,08 EUR/MWh gestiegen. Nach dem ersten Quartal 2019 sank der Marktpreis deutlich und fiel im zweiten Quartal 2020 mit 32,35 EUR/MWh auf unter 40 EUR/MWh. Ausgehend von diesem Wert kam es zu einem deutlichen Anstieg auf 126,56 EUR/MWh Ende 2021 (siehe Abbildung 22).

Die Entwicklung des Unterstützungsvolumens und dessen Zusammensetzung seit dem Jahr 2003 ist in Tabelle 9 dargestellt. Hierbei sei

ENTWICKLUNG DES UNTERSTÜTZUNGSVOLUMENS 2003 BIS 2021

in Mio. €	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
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	3,86	5,01	4,36	5,85
Windkraft	24	50	75	71	74	42	49	78	56	83	154	248	333	367	403	287	265	279	185
Biomasse fest	16	26	43	87	156	142	160	184	171	179	196	195	209	212	207	186	119	91	58
Biogas	17	18	25	32	51	61	60	63	58	68	65	77	81	83	79	78	70	76	66
Biomasse flüssig	1	2	3	5	10	4	3	3	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Photovoltaik	8	8	8	8	8	9	11	13	17	32	67	82	96	110	127	117	106	123	117
Anderer unterstützter Ökostrom	3	3	2	1	3	1	1	2	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe „sonstiger“ Ökostrom	70	108	155	205	303	259	284	343	304	362	485	602	720	773	816	669	560	569	426
Kleinwasserkraft (OeMAG)	69	77	67	-7	12	-7	-4	7	4	1	16	30	35	47	44	33	22	26	27
Summe unterstützter Ökostrom	139	184	223	198	315	252	280	350	308	363	501	631	755	820	860	702	582	595	453

Tabelle 9

Entwicklung des Unterstützungsvolumens 2003 bis 2021

Quelle: E-Control

darauf verwiesen, dass es sich um Berechnungen der E-Control handelt. Es werden nicht die stündlich zugewiesenen Mengen mit den stündlichen Marktpreisen abgegrenzt, sondern diese Berechnungen basieren auf einem durchschnittlichen Marktpreis und der Summe der eingespeisten Mengen.

Im Vergleich dazu ist in Abbildung 24 dargestellt, welche Mittel die OeMAG aufgrund der jeweiligen Ökostromförderbeitrags- bzw. Ökostrompauschaleverordnung jährlich eingehoben hat (inkl. einer Prognose für das Jahr 2021). An dieser Stelle ist zu erwähnen, dass die Finanzierung des Fördersystems rollie-

rend ist. Etwaige Überhänge werden entsprechend im Folgejahr eingepreist. Basierend auf diesen Mehreinnahmen waren 0 EUR über den EAG-Förderbeitrag aufzubringen.

INVESTITIONSZUSCHÜSSE DER OEMAG BASIEREND AUF DEM ÖSG

Das Ökostromgesetz sah neben der Produktionsförderung mit Einspeisetarifen auch noch Investitionszuschüsse als Fördermechanismus vor. Diese Investitionszuschüsse galten für kleine und mittlere Wasserkraftanlagen sowie Anlagen auf Basis von Ablauge und ab 2018 auch für Photovoltaik und Stromspeicher.

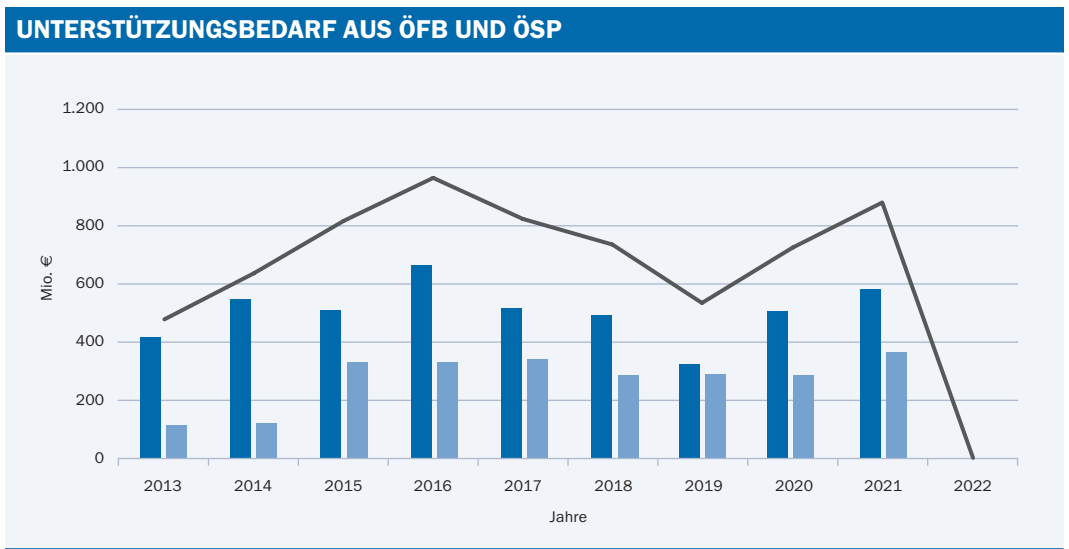


Abbildung 24
Unterstützungsbedarf aus ÖFB und ÖSP

Quelle: OeMAG, E-Control

Zum Stand der Investitionszuschüsse für Kleinwasserkraftanlagen durch die OeMAG ist festzuhalten, dass seit dem Inkrafttreten des bundeseinheitlichen Ökostromgesetzes bis zum 30.06.2022 für 342 neu errichtete Kleinwasserkraftanlagen Investitionszuschüsse in Höhe von 225 Mio. EUR und für 98 revitalisierte Anlagen im Ausmaß von 17 Mio. EUR gewährt wurden. Im Zuge der Endabrechnung von insgesamt 358 Anlagen kam es zu Betragskürzungen in einer Summe von 15 Mio. EUR. Ein weiterer Antrag für eine Neuanlage lag zu diesem Zeitpunkt dem Beirat zur Begutachtung vor (siehe auch Tabelle 10). Im Vergleich zur letztjährigen Auswertung wurden 11 Projekte (8 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 wurden mit Stand 30.06.2022 für den Neubau von 11 Mittleren Wasserkraftanlagen 62 Mio. EUR an Investitionszuschüssen genehmigt, bei den Revitalisierungen wurden für 3 Anlagen 4 Mio. EUR gewährt (Tabelle 11). Wie 2020 waren auch 2021 weiterhin 7 Anlagen final endabgerechnet, damit wurde die Fördermittelzusicherung um einen Betrag von 1,4 Mio. EUR korrigiert. Im Vergleich zur letztjährigen Auswertung wurde ein Projekt (2 Mio. EUR) neu genehmigt.

INVESTITIONSFÖRDERUNG KLEINWASSERKRAFT, STAND 30. JUNI 2022							
Status per 30.6.2022	Anträge	Geplante EPL in kW	Geplante Kosten in Mio. €	€/kW	Genehmigte maximale Fördersumme in Mio. €	AUSBEZAHLT final end- abgerechnet in Mio. €	AUSBEZAHLT Akonto in Mio. €
Neubau	435	347.459	1.443	4.152	225	156	12
abgewiesen/zurückgezogen	92	55.482	240				
in Begutachtung	1	5.504	24				
genehmigt	59	58.651	250		55		12
genehmigt – endabgerechnet	283	227.822	928		170	156	
Revitalisierung	160	78.913	192	2.428	17	8	3
abgewiesen/zurückgezogen	62	33.536	80				
in Begutachtung	0	0	0				
genehmigt	23	24.819	55		8		3
genehmigt – endabgerechnet	75	20.558	56		8	8	
Gesamt	595	426.372	1.634		242	164	15
bereits genehmigt	440	331.850	1.290		242	164	15
Betragskürzungen/Endabrechnung	358				-15		
Fördermittelzusicherung netto					227		

Tabelle 10

Investitionsförderung Kleinwasserkraft, Stand 30. Juni 2022

Quelle: OeMAG

In Tabelle 12 ist eine Simulation zum Fördereffekt der Investitionszuschüsse für Wasserkraft hinsichtlich kumulierter Engpassleistung (EPL) dargestellt. Der Ausbau und die Abrechnung gemäß Investitionsförderungsschiene erfolgten teilweise in mehreren Schritten, weswegen eine eindeutige Zuordnung teils nicht möglich ist. Daneben gibt es eine Umsetzungsfrist von bis zu 3 Jahren ab Vertragsabschluss (Verlängerungsmöglich-

keit um zwei weitere Jahre), weswegen die vollen Effekte der Fördermittel teilweise erst später wirksam werden. Aus diesem Grund wurde von Seiten der OeMAG eine Prognose der Entwicklung bis 2025 erstellt.

Per 30.06.2022 wurden für 23 Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlage) 59 Mio. EUR an Investitionszuschüssen genehmigt. Es sind weiterhin (verglichen mit 2020) 17

INVESTITIONSFÖRDERUNG MITTLERE WASSERKRAFT, STAND 30. JUNI 2022

Status per 30.6.2022	Anträge	Geplante EPL in kW	Geplante Kosten in Mio. €	€/kW	Genehmigte maximale Fördersumme in Mio. €	AUSBEZAHLT final end- abgerechnet in Mio. €	AUSBEZAHLT Akonto in Mio. €
Neubau	15	215.056	980	4.555	62	31	7
abgewiesen/zurückgezogen	4	49.302	225				
in Begutachtung	0	0	0				
genehmigt	5	70.844	336		29		7
genehmigt – endabgerechnet	6	94.910	418		33	31	
Revitalisierung	4	58.498	79	1.344	4	1	1
abgewiesen/zurückgezogen	1	13.140	30				
in Begutachtung	0	0	0				
genehmigt	2	29.021	29		3		1
genehmigt – endabgerechnet	1	16.337	19		1	1	
Gesamt	19	273.554	1.058		66	33	7
bereits genehmigt	14	211.112	803		66	33	7
Betragskürzungen/Endabrechnung	7				-1		
Fördermittelzusicherung netto					65		

Tabelle 11

Investitionsförderung Mittlere Wasserkraft, Stand 30. Juni 2022

Quelle: OeMAG

FÖRDEREFFEKT INVESTITIONSZUSCHÜSSE WASSERKRAFT

EPL (MW) – Zuwachs kumuliert	PROGNOSE Nachlaufeffekte ^{*)}																	
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Kleinwasserkraft (genehmigt)	3	22	44	79	101	133	163	199	207	213	227	244	254	280	298	305	307	307
Kleinwasserkraft (in Begutachtung)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe Zuwachs Kleinwasserkraft	3	22	44	79	101	133	163	199	207	213	227	244	254	280	298	305	307	307
Mittlere Wasserkraft (genehmigt)	0	16	16	35	55	67	81	96	96	96	96	132	132	132	152	152	175	175
Mittlere Wasserkraft (in Begutachtung)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe Zuwachs Mittlere Wasserkraft	0	16	16	35	55	67	81	96	96	96	96	132	132	132	152	152	175	175
Summe Zuwachs Kleine und Mittlere Wasserkraft (MW)	3	37	60	114	156	200	244	295	304	310	324	376	386	412	451	457	483	483

Tabelle 12

Fördereffekt Investitionszuschüsse Wasserkraft

*) Aufgrund der Umsetzungsfrist von bis zu 3 Jahren ab Vertragsabschluss (Verlängerungsmöglichkeit +2 weitere Jahre) werden die vollen Effekte der Fördermittel bis inkl. Jahr 2021 teilweise erst später wirksam.

Quelle: OeMAG

INVESTITIONSFÖRDERUNG KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG, STAND 30. JUNI 2022							
Status per 30.6.2022	Anträge	Geplante EPL in kW	Geplante Kosten in Mio. €	€/kW	Genehmigte maximale Fördersumme in Mio. €	AUSBEZAHLT final end- abgerechnet in Mio. €	AUSBEZAHLT Akonto in Mio. €
Fernwärme	11	1.425.212	1.247	875	37	35	0
abgewiesen/zurückgezogen	1	2.200	1				
in Begutachtung	0	0	0				
genehmigt	1	24.500	8		2		0
genehmigt - endabgerechnet	9	1.398.512	1.238		35	35	
Prozesswärme	18	214.121	373	1.741	22	14	0
abgewiesen/zurückgezogen	5	41.944	30				
in Begutachtung	0	0	0				
genehmigt	5	48.599	183		8		0
genehmigt - endabgerechnet	8	123.578	159		14	14	
Gesamt	29	1.639.333	1.620		59	48	0
bereits genehmigt	23	1.595.189	1.588		59	48	0
Betragskürzungen/Endabrechnung	17				-1		
Fördermittelzusicherung netto					58		

Tabelle 13

Investitionsförderung Kraft-Wärme-Kopplung, Stand 30. Juni 2022

Quelle: OeMAG

Anlagen endabgerechnet, dadurch ergab sich eine Betragskürzung der genehmigten maximalen Fördersumme um 1 Mio. EUR auf 58 Mio. EUR.

In Tabelle 14 sind die Investitionsförderungen für Photovoltaik mit Stand 20.05.2022 dargestellt. In Summe könnten so noch bis zu 136 MWp mit einem Unterstützungsvolumen von 26 Mio. EUR gefördert werden, wobei z.B. bei 55 Anlagen (in Summe 3 MW) ein Bestellnachweis angefordert wurde. Der Großteil der Anlagen (1.002 Anlagen bzw.

66 MW) wurde jedoch bereits bestätigt bzw. für 518 Anlagen (64 MW) wurden Verträge versandt.

Die Investitionszuschüsse für Stromspeicher sind in Tabelle 15 dargestellt. In Summe könnten hier bis zu 66 MWh unterstützt werden mit einem Unterstützungsvolumen von 12 Mio. EUR.

In Tabelle 16 werden die bereits abgerechneten Zuschüsse bzw. jene, die kurz vor der Abrechnung stehen, dargestellt. 836 Photovoltaikanlagen mit einer Engpassleistung von 49 MWp und

INVESTITIONSFÖRDERUNG PHOTOVOLTAIK – 2021				
Status per 20.5.2022	Anzahl	Gesamtleistung in kWp	Unterstützungsvolumen in €	€/kW
Bestätigt	1.002	65.930	12.668.637	
Vertrag versendet	518	63.525	12.230.955	
Bestellnachweis angefordert	55	2.988	66.044	
Eingereicht	34	2.427	640.253	
Nachforderung Unterlagen	5	682	339.984	
Bestellnachweis hochgeladen	2	57	145.500	
Bestellnachweis nicht ausreichend	2	330	14.125	
Summe	1.618	135.939	26.105.497	192

Tabelle 14
Investitionsförderung
Photovoltaik – 2021

Quelle: OeMAG

INVESTITIONSFÖRDERUNG STROMSPEICHER – 2021				
Status per 20.5.2022	Anzahl	Nettokapazität in kWh	Unterstützungsvolumen in €	€/kWh
Bestätigt	2.823	43.680	8.052.755	
Vertrag versendet	835	19.220	3.435.620	
Bestellnachweis angefordert	152	2.682	10.000	
Eingereicht	6	202	499.021	
Nachforderung Unterlagen	3	36	22.567	
Bestellnachweis hochgeladen	5	61	7.112	
Bestellnachweis nicht ausreichend	1	50	12.200	
Summe	3.825	65.930	12.039.275	183

Tabelle 15
Investitionsförderung
Stromspeicher – 2021

Quelle: OeMAG

2.543 Stromspeicher mit einer Nettokapazität von 38 MWh wurden bis Mai 2022 bereits abgerechnet oder standen kurz vor der Abrechnung.

Dabei wurde für die Photovoltaikanlagen ein Investitionszuschuss von 9 Mio. EUR ausbezahlt und für die Stromspeicher 7 Mio. EUR.

BEREITS ABGERECHNETE ZUSCHÜSSE (ODER KURZ VOR ABRECHNUNG)

	Anzahl	Gesamtleistung in kWp/kWh	Investitionszuschuss in €
Investitionszuschuss Photovoltaik	836	48.823	9.329.423
Investitionszuschuss Stromspeicher	2.543	38.477	7.067.170
Summe	3.379	87.301	16.396.593

Tabelle 16
Bereits abgerechnete Zuschüsse (oder kurz vor Abrechnung)

Quelle: OeMAG

Ausgleichsenergie

Wie in den vergangenen Jahren werden in der Folge die Ausgleichsenergiekosten der OeMAG dargestellt.

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 25 ist eine schematische Darstellung der Zusammenhänge und Zugehörigkeiten der einzelnen Marktsegmente, Ursachen für Schwankungen und wer für welche Bereiche verantwortlich ist.

Regelenergie dient physikalisch gesehen dem Zweck der Herstellung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch. Die Abweichung der tatsächlichen Erzeugung bzw. des Verbrauchs von der Prognose in einer Bilanzgruppe, z.B. durch Ausfall, verur-

sacht 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 des Ausgleichsenergiepreises in Rechnung gestellt.

Die jeweilige Höhe des Ausgleichsenergiepreises leitet sich vom Preis der aktivierten Regelenergie ab. Bei positiver Regelenergie muss der Ausgleichsenergiepreis immer höher sein als die Aktivierungskosten in der jeweiligen Viertelstunde. Damit wird sichergestellt, dass es keine Fehlanreize gibt, z.B. für

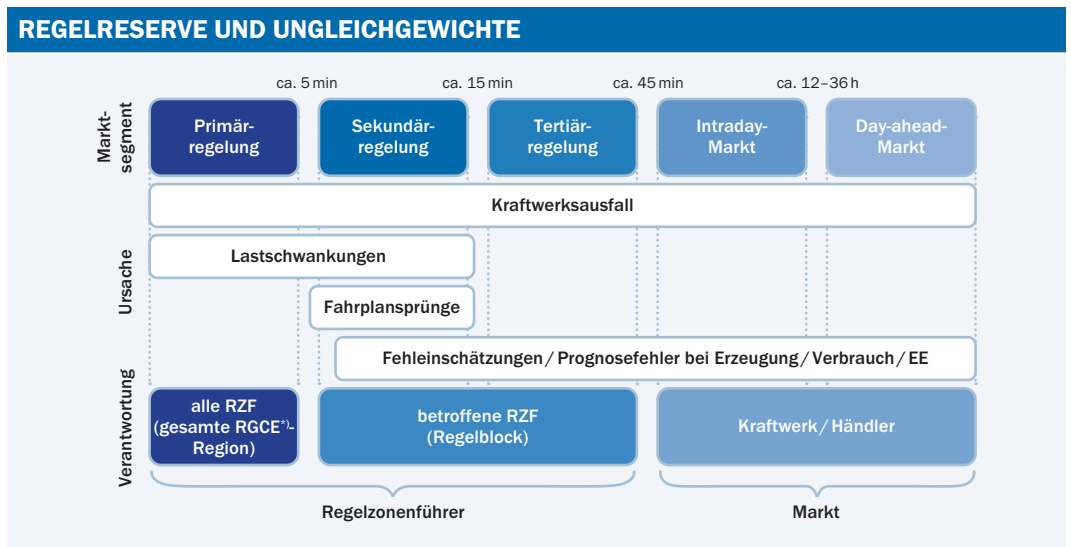


Abbildung 25
Regelreserve und Ungleichgewichte

*) Regional Group Continental Europe

Quelle: E-Control

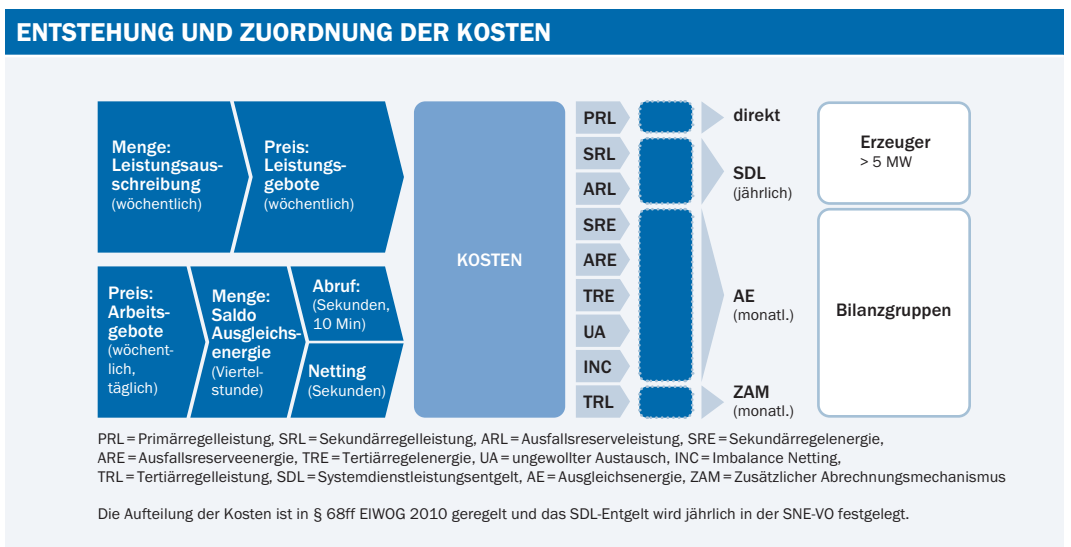


Abbildung 26
Entstehung und Zuordnung der Kosten

Quelle: E-Control

Regelreserveanbieter, und die Bilanzgruppen Anreize haben, ausgeglichen zu sein bzw. die Regelzone beim Ausgleich zu unterstützen. Ergänzend wird durch zwei weitere Komponenten bei der Berechnung des Ausgleichsenergiepreises sichergestellt, dass diese Anreize jederzeit vorhanden sind. Mitte 2021 wurde die Einbeziehung der Börsepreise modifiziert, damit der Ausgleichsenergiepreis höher als der Intraday-Börsepreis ist, sowie bei großen Auslenkungen der Regelzone ein von der Auslenkung abhängiger Mindestpreis für den Ausgleichsenergiepreis festgelegt (Knappheitspreiskomponente). Die letztgenannte Komponente soll den Bilanzgruppen einen deutlichen Anreiz geben, große Unausgeglichheiten zu vermeiden, damit große Ungleichgewichte der Regelzone, die systemkritisch würden, möglichst nicht auftreten.

Über die Ausgleichsenergieverrechnung werden die Kosten für Sekundärregel-, Ausfallregel- und Tertiärregelenergie, ungewollten Austausch und das Imbalance Netting durch die Bilanzgruppen getragen. Die Tertiärregelleistung wird über den zusätzlichen Abrechnungsmechanismus ebenfalls von den Bilanzgruppen getragen (siehe Abbildung 26).

Die Kosten für die Vorhaltung von Sekundärregel- und Ausfallreserveleistung wird mittels Systemdienstleistungsentgelt von den Erzeugern größer 5 MW getragen. Die Kosten der Primärregelung werden ebenfalls von den Erzeugern über 5 MW getragen.

Die Weiterverrechnung der Kosten der Ausgleichsenergie an die Mitglieder der Bilanzgruppen, wie z.B. Lieferanten oder Ver-

AUSGLEICHSENERGIEAUFWENDUNGEN 2021		Österreich gesamt
Ökostromabnahme	GWh	8.363
	Mio. €	912
AE-Bezug durch OeMAG	GWh	543
	Mio. €	67
AE-Lieferung durch OeMAG	GWh	-409
	Mio. €	-10
Summe AE – direkter Aufwand (Mio. €)		53
Summe AE (GWh)¹⁾		952
Summe aliquote AE – Aufwand (Mio. €)²⁾		0
AE – Aufwendungen pro kWh Ökostrom (Cent/kWh)		0

Tabelle 17
Ausgleichsenergieaufwendungen 2021

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 2022

Quelle: OeMAG

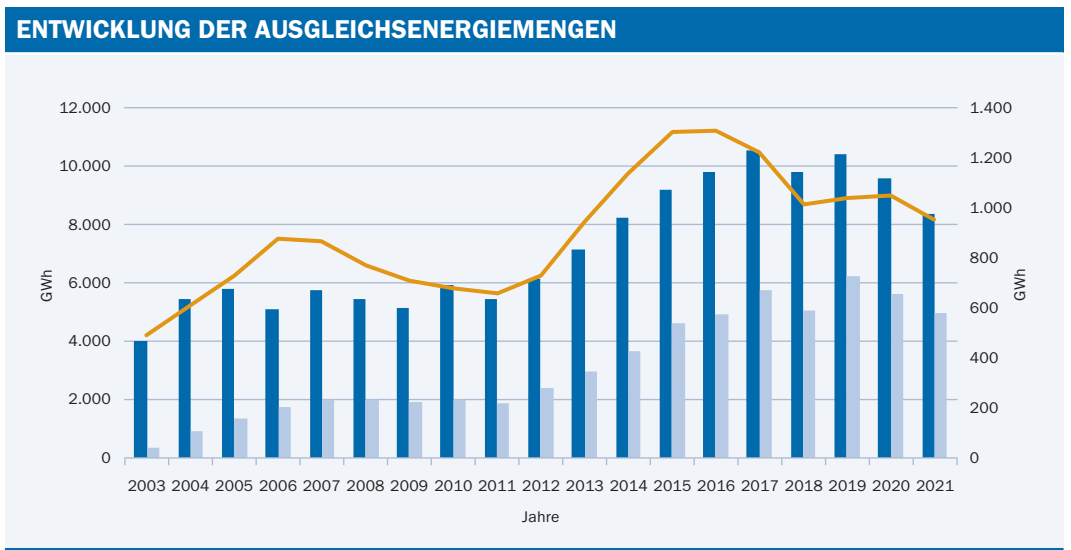


Abbildung 27
Entwicklung der Ausgleichsenergiemengen von 2003 bis 2021

Quelle: OeMAG, E-Control

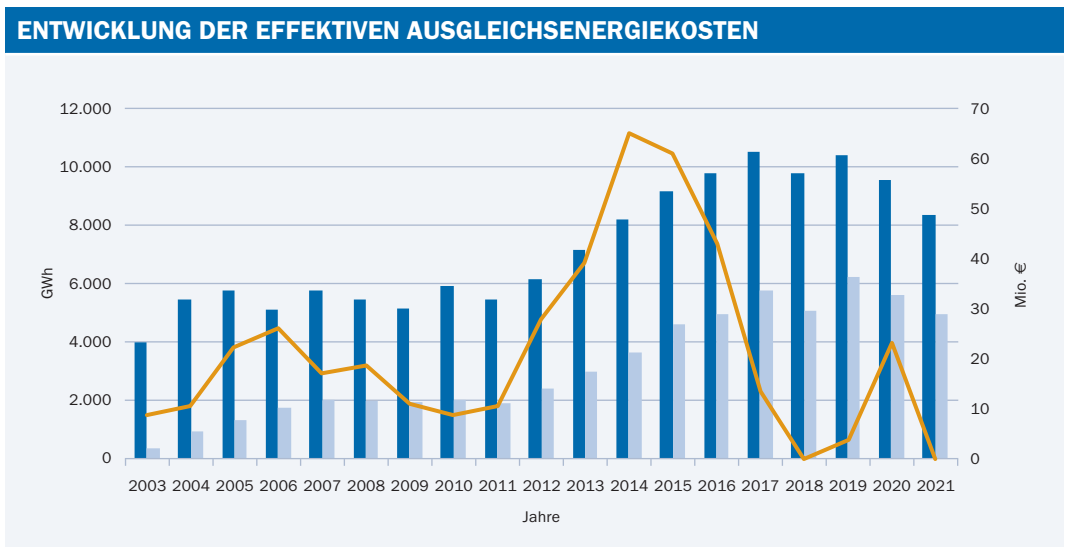


Abbildung 28
Entwicklung der effektiven Ausgleichsenergiekosten in Mio. EUR von 2003 bis 2021

Quelle: OeMAG bzw. Öko-BGVs, E-Control

EFFEKTIVE AE IM VERGLEICH ZUR ABNAHME VON WIND UND ÖKOSTROM (GESAMT)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Ökostromabnahme (inkl. Kleinwasserkraft) in GWh	5.110	5.757	5.440	5.147	5.905	5.452	6.152	7.140	8.199	9.168	9.770	10.528	9.784	10.406	9.549	8.363
Eingespeiste Windkraft in GWh	1.738	2.019	1.988	1.915	2.019	1.883	2.386	2.970	3.640	4.592	4.932	5.746	5.061	6.208	5.591	4.948
Summe Ausgleichsenergiemenge in GWh	873	865	768	709	675	656	726	939	1.136	1.304	1.307	1.219	1.010	1.038	1.048	952
Summe effektive Ausgleichsenergiekosten in Mio. €	26,03	17,11	18,65	10,84	8,67	10,57	27,74	39,02	64,97	60,98	42,98	13,46	0,00	3,75	23,17	0,00

Tabelle 18

Entwicklung der aliquoten Ausgleichsenergie verglichen mit der Abnahme von Wind und Ökostrom gesamt (2006 bis 2021)

Quelle: OeMAG, E-Control

braucherinnen und Verbraucher bleibt den Bilanzgruppenverantwortlichen überlassen.

Das Ausgleichsenergiesystem wurde (z.B. Verrechnung Ausgleichsenergie) und wird (z.B. Regelarbeitsmarkt mit Ende 2020) laufend den europäischen Vorgaben (Guideline on Electricity Balancing – EBGL, Clean Energy package etc.) sowie an nationale Erfordernisse angepasst und die internationalen Kooperationen entsprechend weiterentwickelt.

AUSGLEICHSENERGIEAUFWENDUNGEN FÜR DEN LAUT ÖSG GEFÖRDERTEN ÖKOSTROM

In Tabelle 17 sind die Mengen und Aufwendungen der OeMAG für Ausgleichsenergie 2021 dargestellt. Bei einer Ökostromabnahmemenge von insgesamt 8.363 GWh wurden 543 GWh Ausgleichsenergie bezogen und 409 GWh geliefert – in Summe 952 GWh.

Aufgrund der Systematik, dass die OeMAG bei einer zu hohen Prognose die Differenz durch eine Ausgleichsenergiemenge abdeckt und durch diese Zuweisung Einnahmen kreiert, sind im Jahr 2021 keine aliquoten Ausgleichsenergiekosten angefallen.

In Tabelle 18 wird die vergütete Ökostrommenge sowie jene Menge aus Windkraftanlagen den Ausgleichsenergiemengen und den entsprechenden Kosten gegenübergestellt.

In Abbildung 27 und Abbildung 28 werden die abgenommenen Mengen den Ausgleichsenergiemengen und den Kosten dieser gegenübergestellt.

Kostenentwicklung für Endverbraucherinnen und -verbraucher

Das EAG sieht einen Aufbringungsmechanismus vor, der sich neben der Erneuerbaren-Förderpauschale (früher Ökostrompauschale) aus einem prozentuellen Aufschlag auf das Netznutzungsentgelt und das Netzverlustentgelt und Kosten für die Herkunftsnachweise zusammensetzt. Die Entwicklung der Erneuerbaren-Förderpauschale ist in Tabelle 19 dargestellt, wobei diese mit der Novelle des EAG (ausgegeben am 14. Februar 2022) nachträglich für das Jahr 2022 für alle Netzebenen auf 0 gesetzt wurde.

In Tabelle 20 ist die Entwicklung des Erneuerbaren-Förderbeitrags (bis 2022 Ökostromförderbeitrag) inkl. Vergütungsvolumen und Marktpreis dargestellt. Im Gegensatz zur Erneuerbaren-Förderpauschale (bis 2022 Ökostrompauschale) wird der Erneuerbaren-För-

derbeitrag jährlich neu festgelegt und dient somit direkt und unmittelbar zur Abdeckung des schwankenden Förderbedarfs.

In Abbildung 29 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, nachdem das ÖSG 2012 erst nach dem 1. HJ. 2012 in Kraft getreten ist. Mit der Novelle wurde von einem Verrechnungspreis, zu welchem der gesamte geförderte Ökostrom den Lieferanten zugewiesen wurde und durch welchen die Förderkosten zu decken waren, auf den Ökostromförderbeitrag, die Ökostrompauschale und eine Zuweisung zum Marktpreis umgestellt.

ENTWICKLUNG DER ERNEUERBAREN-FÖRDERPAUSCHALE						
in €	2012 - 2014	2015 - 2017	2018 - 2020	2021	2022	2023*
für die auf Netzebene 1 bis 3 angeschlossenen Netznutzer	35.000	104.444	90.287,70	114.438,65	0	114.438,65
für die auf Netzebene 4 angeschlossenen Netznutzer	35.000	104.444	90.287,70	114.438,65	0	114.438,65
für die auf Netzebene 5 angeschlossenen Netznutzer	5.200	15.517	13.414,17	17.002,31	0	17.002,31
für die auf Netzebene 6 angeschlossenen Netznutzer	320	955	825,49	1.046,30	0	1.046,30
für die auf Netzebene 7 angeschlossenen Netznutzer	11	33	28,38	35,97	0	35,97

Tabelle 19
Entwicklung der Erneuerbaren-Förderpauschale (bis 2022 Ökostrompauschale)

*) Die EAG-Förderpauschale ist in § 73 Abs 2 geregelt und wurde mit der Novelle vom 14. Februar 2022 für das Jahr 2022 auf 0 gesetzt. Ohne weitere Novelle würden die hier angeführten Werte für das Jahr 2023 gelten.

Quelle: E-Control

ENTWICKLUNG DES ERNEUERBAREN-FÖRDERBEITRAGS			
	EF in %	Vergütungsvolumen in Mio. €	Marktpreis in Cent/kWh
2. HJ 2012 (das System wurde unterjährig umgestellt)	15,40	657	5,2
2013	24,07	747	4,4
2014	32,65	846	3,7
2015	30,76	958	3,4
2016	37,11	1.010	2,9
2017	26,80	1.109	3,1
2018	24,58	1.047	3,9
2019	16,24	1.077	5,0
2020	25,68	986	4,4
2021	28,42	913	5,9
2022	0,0	-	-

Tabelle 20
Entwicklung des Erneuerbaren-Förderbeitrags (bis 2022 Ökostromförderbeitrag)

Quelle: E-Control

In Abbildung 30 ist die Stromkostenentwicklung eines Musterhaushaltes in Wien mit einem jährlichen Verbrauch von 3.500 kWh dargestellt. Hierbei handelt es sich vor allem beim Anteil des Energiepreises um eine Momentaufnahme, in diesem Fall mit Stand Jänner verglichen. In Summe stiegen die Stromkosten im Jänner 2022 auf einen neuen Höchststand von 26,68 Cent/kWh – nach 22,86 Cent/kWh im Jänner 2021. Neben dem Energiepreis, der von 8,20 Cent/kWh deutlich auf 11,87 Cent/kWh stieg, stieg auch der Netzpreis von 5,79 Cent/kWh auf 6,52 Cent/kWh. Die Abgaben, welche neben

der Gebrauchsabgabe der Stadt Wien auch EAG-Förderbeitrag und Pauschale enthalten, gingen bereits im Jänner leicht zurück. In der Folge sind die Abgaben nach Aussetzung der EAG-Pauschale für 2022 nochmals leicht gesunken.

In Abbildung 31 ist eine Berechnung für ein Industrieunternehmen mit einem Verbrauch von 55.000 MWh dargestellt. Auch hier machen sich Erneuerbaren-Förderbeitrag und die ausgesetzte Erneuerbaren-Pauschale bemerkbar.

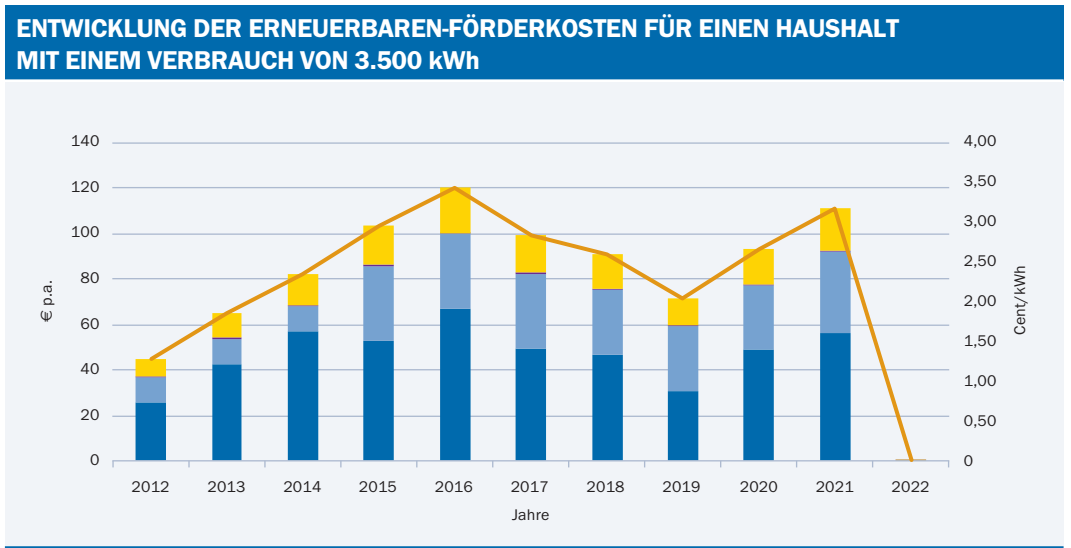


Abbildung 29
Entwicklung der Erneuerbaren-Förderkosten für einen Haushalt mit einem Verbrauch von 3.500 kWh

Quelle: E-Control

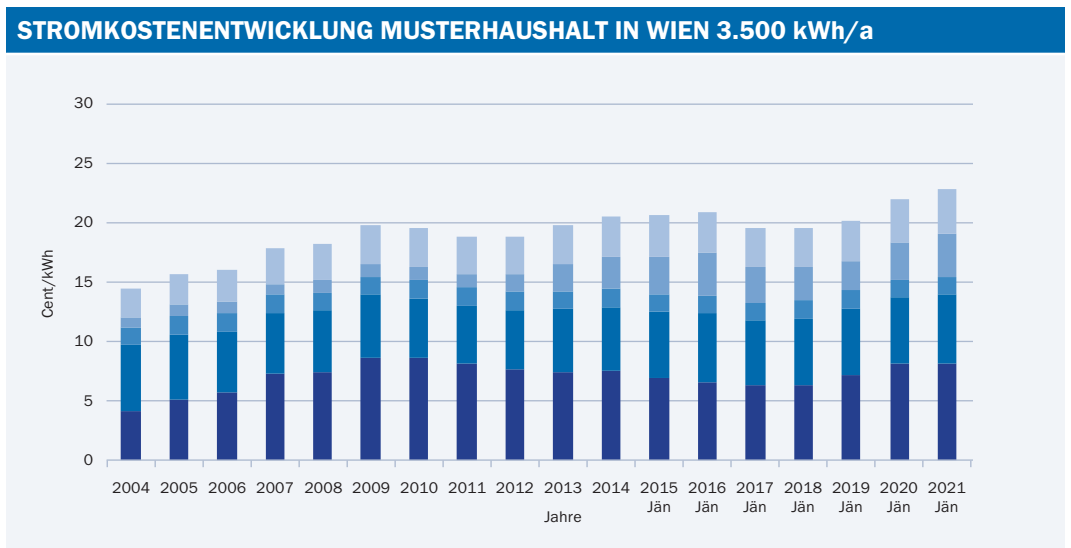


Abbildung 30
Stromkostenentwicklung Musterhaushalt in Wien 3.500 kWh/a

*) Öko-(KWK) Stromkosten und Gebrauchsabgabe Stadt Wien

Quelle: Tarifikalkulator, E-Control

ENTWICKLUNG DER ERNEUERBAREN-FÖRDERKOSTEN FÜR EIN INDUSTRIEUNTERNEHMEN AUF NE 3 MIT EINEM VERBRAUCH VON 55.000 MWh UND EINER LEISTUNG VON 12 MW

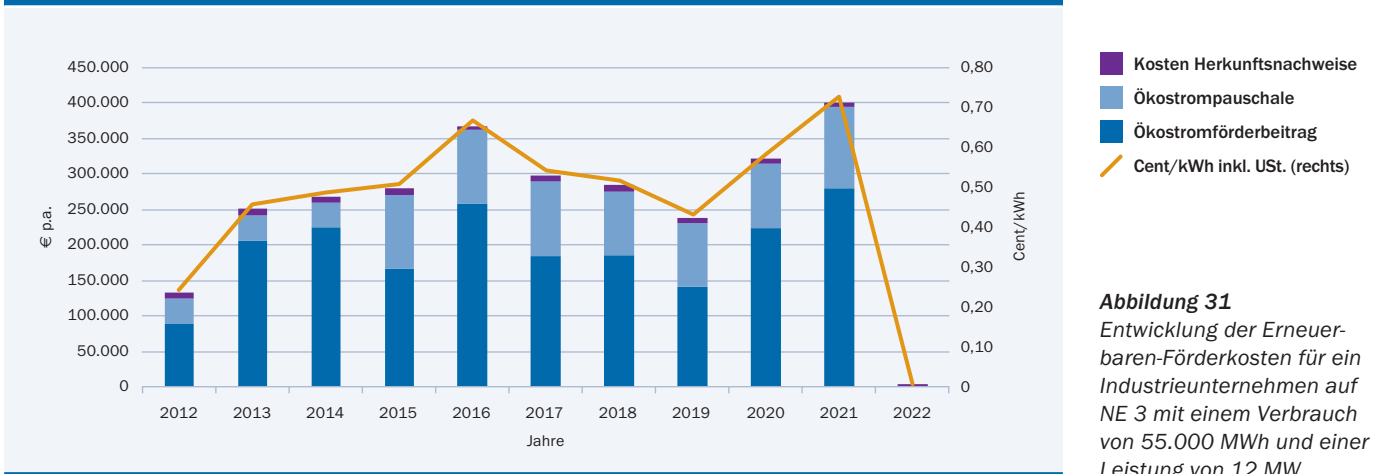


Abbildung 31
 Entwicklung der Erneuerbaren-Förderkosten für ein Industrieunternehmen auf NE 3 mit einem Verbrauch von 55.000 MWh und einer Leistung von 12 MW

Quelle: E-Control

ZIELERREICHUNG

Angaben zum Grad der Zielerreichung gemäß § 4 Abs 2 EAG – erneuerbarer Strom

§ 4 Abs 2 EAG lautet wie folgt: „Die Neuerichtung, Erweiterung und Revitalisierung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen sind in einem solchen Ausmaß zu unterstützen, dass der Gesamtstromverbrauch ab dem Jahr 2030 zu 100% national bilanziell aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt wird.“

Im Jahr 2021 lag der Inlandsstromverbrauch¹⁰ bei 72.423 GWh, wobei sich die Brutto-Stromerzeugung auf 70.292 GWh belief. Davon basierten 13.502 GWh auf fossilen Brennstoffen bzw. Derivaten, was im Umkehrschluss bedeutet, dass 56.790 GWh

der Brutto-Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen stammte. Umgelegt auf 100% hat sich somit 2021 eine Lücke von 15.633 GWh ergeben.

Im EAG geht der Gesetzgeber von einem notwendigen Zubau von 27 TWh bis 2030 (verglichen mit 2020) aus, um das gestellte 100%-Ziel zu erreichen. Nachdem der Inlandsstromverbrauch (Eigenversorgung berücksichtigt) 2020 bei 69.830 GWh lag, würde ein Erreichen des im 100%-Ziel postulierten Ausbaus einen Inlandsstromverbrauch von 96.830 GWh 2030 decken.

2030 VS. 2021 - KRAFTWERKSPARK ENGPASSLEISTUNG

- Wärme
- Lauf
- Speicher
- Wind
- Photovoltaik
- Biomasse

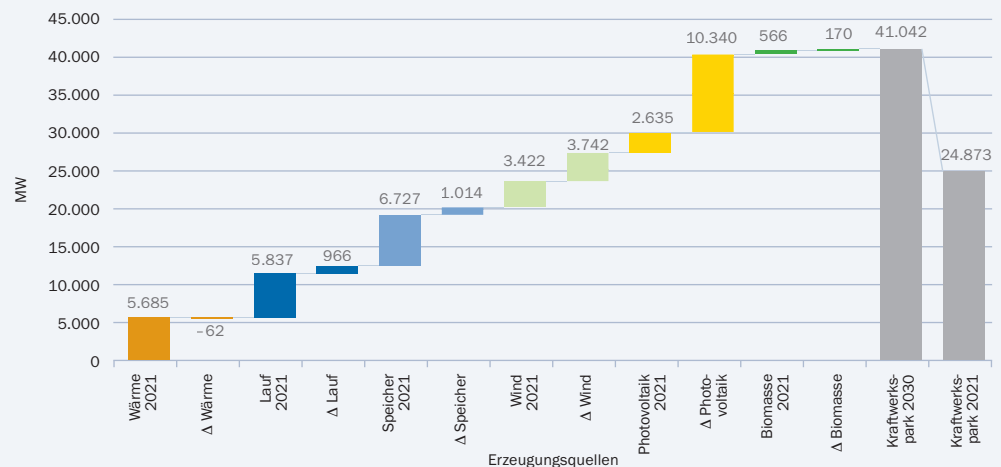


Abbildung 32
Vergleich Kraftwerkspark 2030 vs. 2020, Regelzone APG

Quelle: E-Control

¹⁰ Ohne Verbrauch für Pumpspeicher

INSTALLIERTE KRAFTWERKSLEISTUNG IM JAHR 2030 (MW)

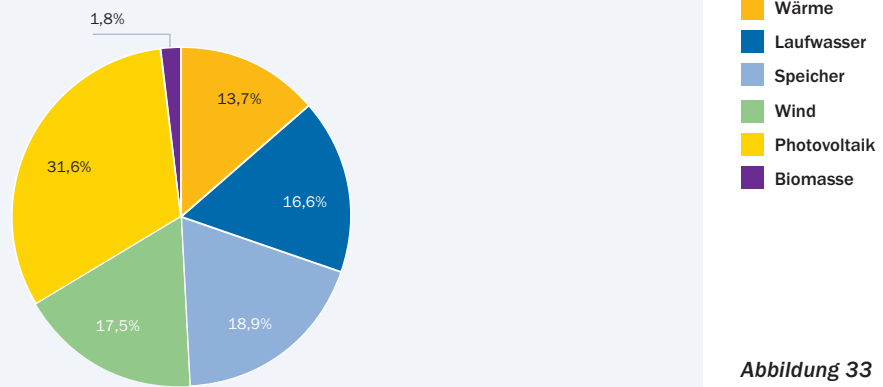


Abbildung 33
Prognostizierter österreichischer Kraftwerkspark 2030, Regelzone APG

Quelle: E-Control

AUSBAUPFAD EAG (27 TWh) LINEAR

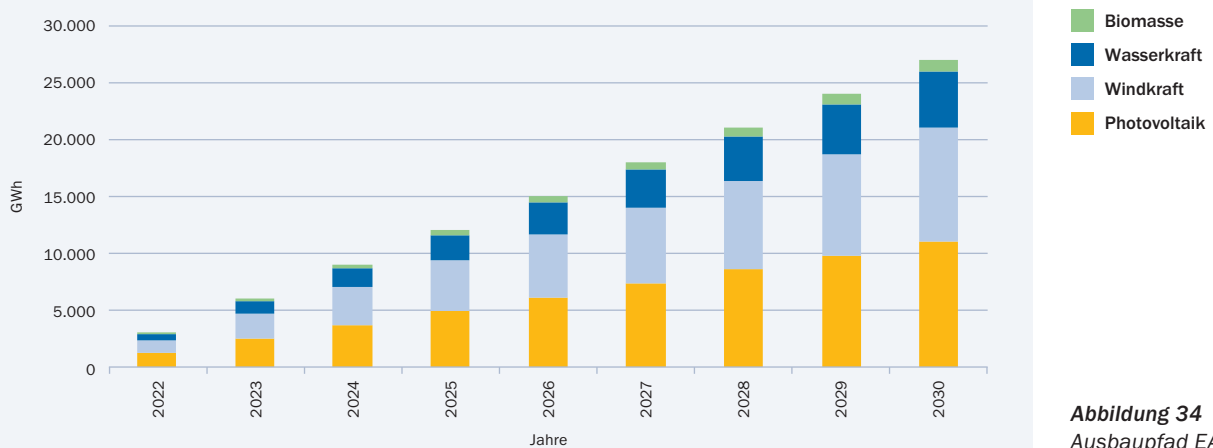


Abbildung 34
Ausbaupfad EAG (27 TWh) linear

Quelle: E-Control

Abbildung 32 und Abbildung 33 wurden dem Monitoring Bericht Versorgungssicherheit Strom 2022 entnommen. Dieser betrachtet die Regelzone APG, weswegen im Bereich der Speicherkraftwerke z.B. Kraftwerke wie die Illwerke nicht inkludiert sind. Basierend auf dieser Prognose ergibt sich bis 2030 ein Netto-Zubau von ungefähr 16 GW. In Abbildung 33 wird die prognostizierte Leistung für 2030 nochmals detailliert dargestellt, wobei hier der aktuelle Kraftwerkspark um in Bau befindliche Kraftwerke, welche im Zuge der statistischen Erhebungen gemeldet werden, und das 27-TWh-Ziel des EAGs erweitert wurde und Außerbetriebnahmen sowie Einmottungen abgezogen wurden.

Grundsätzlich wird in diesem Bericht das Jahr 2021 dargestellt. Da das EAG teilweise aber erst Mitte 2021 in Kraft trat bzw. nach einer Novelle erst vollständig Anfang 2022 und die EAG-Investitionszuschüsseverordnung-Strom¹¹ Anfang April 2022 veröffentlicht wurde, gab es, wie eingangs erwähnt, im Jahr 2021 noch keine mittels EAG geförderten Anlagen.

In Abbildung 34 wird das 27-TWh-Ziel bzw. die gesetzlichen Ziele für die einzelnen Technologie linear über die Jahre 2022 bis 2030 verteilt. So müssten ab 2022 jährlich zusätzlich 3.000 GWh erzeugt werden, um bis 2030 das Ziel von zusätzlich 27 TWh zu erreichen. Umgerechnet auf die einzelnen Technologien bedeutet das einen jährlichen Zubau von:

- > 1.222 GWh Photovoltaik
- > 1.111 GWh Wind
- > 556 GWh Wasserkraft
- > 111 GWh Biomasse

Rechnet man die zusätzlich notwendigen 27 TWh mittels der im EAG festgelegten Volllaststunden auf Leistung um, so ergibt sich daraus ein Zubau von jährlich 1.822 MW (siehe Abbildung 35). Betrachtet man die einzelnen Technologien, so ergeben sich zusätzlich jährlich:

- > 1.222 MW Photovoltaik
- > 444 MW Wind
- > 139 MW Wasserkraft
- > 16 MW Biomasse

Abbildung 36 zeigt eine erste Einschätzung basierend auf der EAG-Investitionszuschüsseverordnung, welche im April 2022 veröffentlicht wurde. Für die Prognose wurden die Mittel aller veröffentlichten Ausschreibungsrunden ohne Berücksichtigung von etwaigen Inbetriebnahmefristen¹² herangezogen. So wurden z.B. 40 Mio. EUR im Fördercall von 21.4.2022 bis 19.5.2022 zu einem Investitionszuschuss von 285 EUR/kW für PV-Anlagen < 10 kW zur Verfügung gestellt. Bei vollständiger Mittelausschöpfung würden sich daraus 140 MW ergeben. Beim Fördercall von 18.10.2022 bis 15.11.2022 werden es 20 Mio. EUR für PV-Anlagen < 10 kW sein. In Ermangelung von Erfahrungswerten wurden bei den übrigen Technologien und Kategorien Maximalwerte bei den Förderungen angenommen.

¹¹ https://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/BgblAuth/BGBLA_2022_II_149/BGBLA_2022_II_149.html

¹² Eine Photovoltaikanlage mit einer Engpassleistung kleiner 100 KWp ist z.B. innerhalb von 6 Monaten nach Abschluss des Fördervertrags in Betrieb zu nehmen - § 56 Abs 14 Z 1 EAG

AUSBAUPFAD EAG LINEAR – UMRECHNUNG AUF LEISTUNG

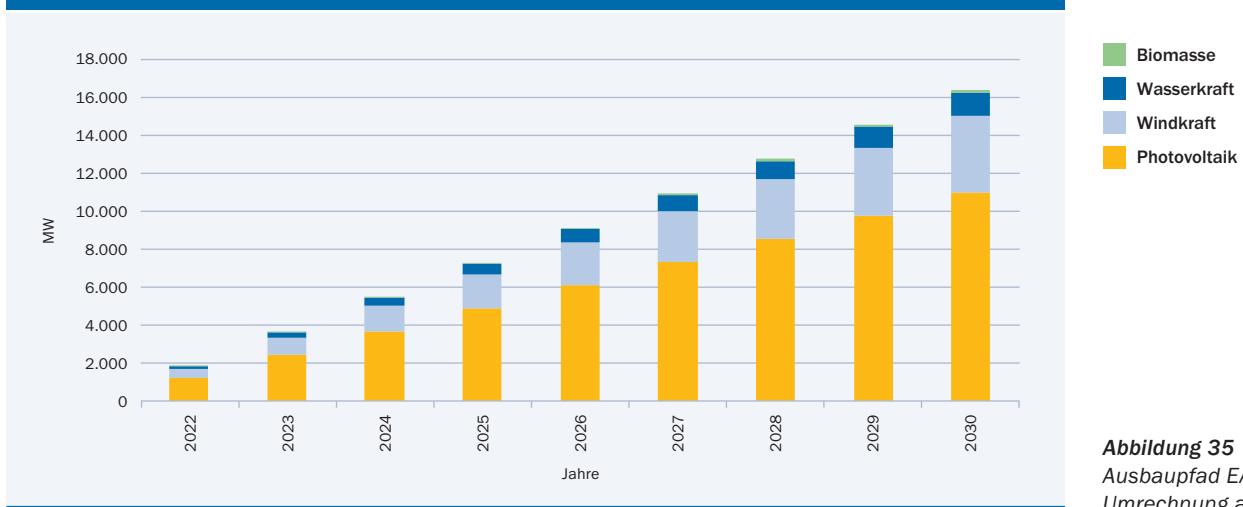


Abbildung 35
Ausbaupfad EAG linear – Umrechnung auf Leistung

Quelle: E-Control

VERGLEICH AUSBAU EAG HOCHRECHNUNG 2022 – SOLL-IST (PROGNOSE)

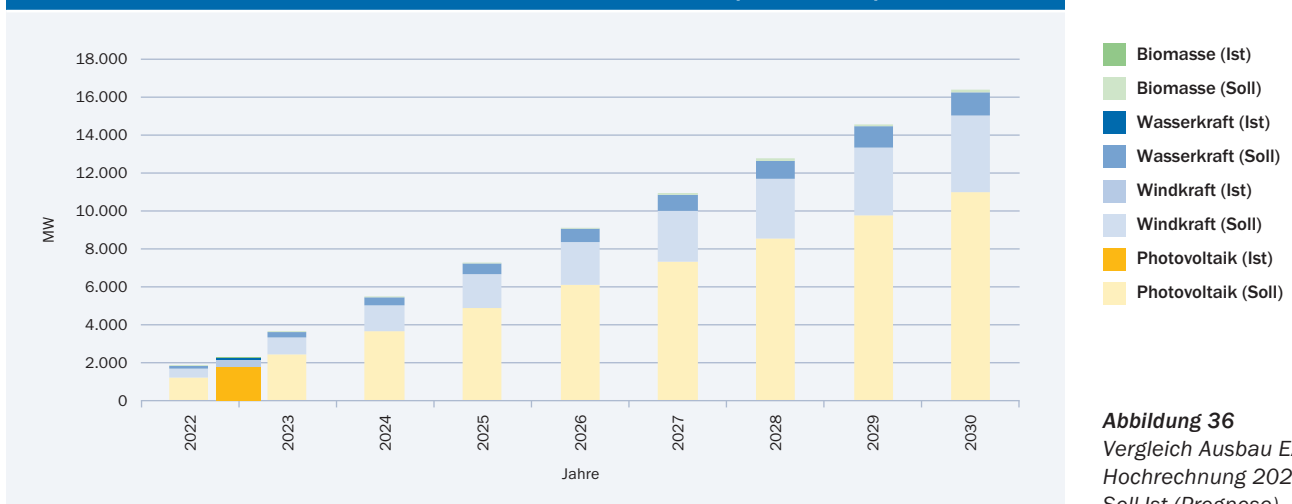


Abbildung 36
Vergleich Ausbau EAG Hochrechnung 2022 – Soll-Ist (Prognose)

Quelle: E-Control

Angaben zum Grad der Zielerreichung gemäß § 4 Abs 1 Z 7 EAG – erneuerbares Gas

Gemäß §4 Abs 1 Z 7 EAG ist der Anteil von national produziertem erneuerbarem Gas am österreichischen Gasabsatz bis 2030 auf 5 TWh zu erhöhen. Für Förderungen laut EAG wäre in diesem Bereich die Servicestelle für Erneuerbare Gase zuständig. Diese wurde mit 10.04.2022 ausgeschrieben.¹³

Einstweilen wird zu Dokumentationszwecken auf Daten des Biomethanregisters zurückgegriffen, aus welchen hervorgeht, dass sowohl 2020 und 2021 0,14 TWh Biomethan in das öffentliche Netz eingespeist wurden.

JAHRESVERBRAUCH VS. BIOMETHANEINSPEISUNG											
in TWh	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Jahresverbrauch	95,58	91,06	86,57	78,80	84,59	87,97	95,16	90,72	94,24	90,60	96,26
Biomethaneinspeisung	0,05	0,05	0,05	0,09	0,11	0,13	0,15	0,17	0,15	0,14	0,14

Tabelle 21
Jahresverbrauch vs.
Biomethaneinspeisung

Quelle: Biomethanregister, E-Control

¹³ <https://offenevergaben.at/auftr%C3%A4ge/113825>

INFORMATIONEN ZUM PHYSIKALISCHEN STROM- UND GASAUSTAUSCH

In Abbildung 37 sind die monatlichen physikalischen Importsalden Strom für 2021 dargestellt. Von Mai bis August wurde jeweils exportiert und in den übrigen Monaten importiert. Dabei wurde im Dezember 2021 mit 1.500 GWh (1.112 GWh davon aus Deutschland) die größte Menge importiert und im Juni 2021 mit 594 GWh (300 GWh davon nach Deutschland) die größte Menge exportiert.

Über das Jahr gesehen wurden von den angeführten Ländern in Summe 9.440 GWh Strom physikalisch importiert und 1.785 GWh exportiert, was einen Saldo von 7.656 GWh ergibt. Über das Jahr gesehen ergab sich für Deutschland (6.933 GWh) und Tschechien

(10.720 GWh) ein positiver Importsaldo und für die übrigen Länder (Schweiz -2.633 GWh, Liechtenstein -303 GWh, Italien -1.246 GWh, Slowenien -3.276 GWh und Ungarn -2.540 GWh) ein negativer Importsaldo. Dabei wurde aus Tschechien ausschließlich importiert und nach Liechtenstein und Italien ausschließlich exportiert.

In Abbildung 38 sind die monatlichen physikalischen Importe und Exporte inkl. Transiten für Gas im Jahr 2021 dargestellt. Über das Jahr 2021 gesehen, ergab sich ein Importsaldo von 50.972 GWh. Nach Deutschland haben sich die Importe (54.238 GWh) und Exporte (57.178 GWh) ungefähr die Waage gehalten. Nach Italien (297.329 GWh),

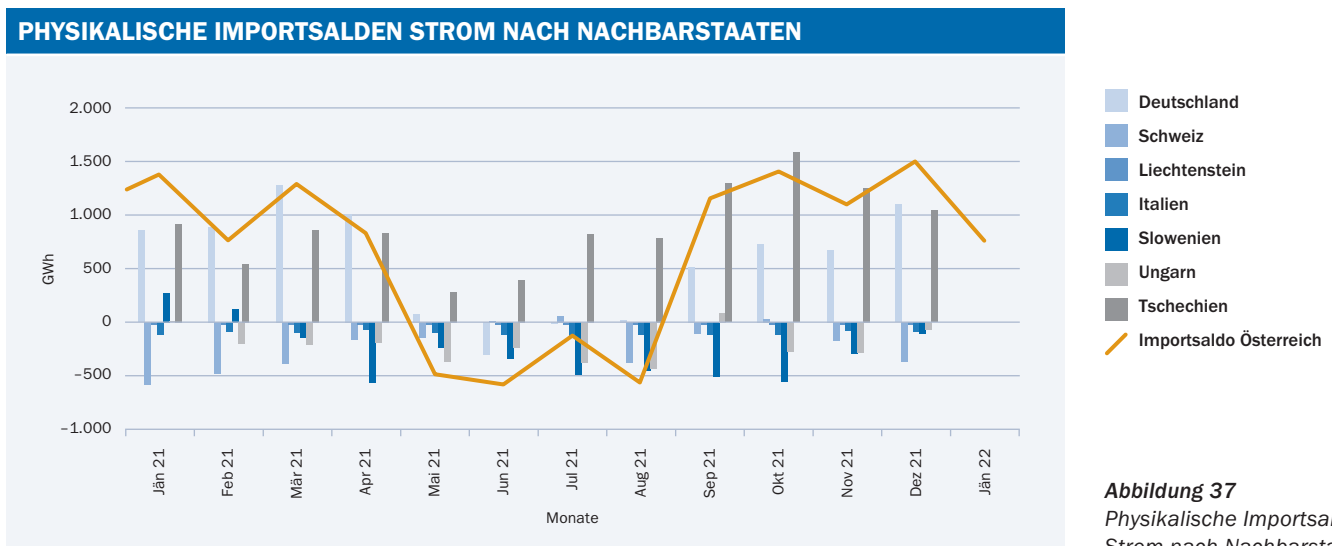


Abbildung 37
Physikalische Importsalden
Strom nach Nachbarstaaten

Quelle: E-Control

- Importe Deutschland
- Importe Slowakei
- Exporte Slowakei
- Exporte Ungarn
- Exporte Slowenien
- Exporte Italien
- Exporte Schweiz
- Exporte Deutschland

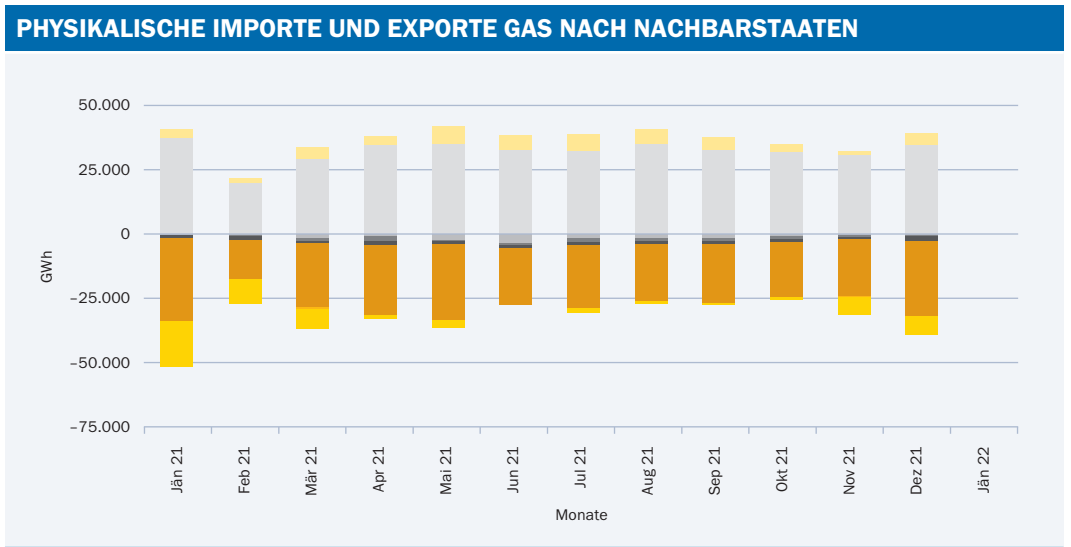


Abbildung 38
Physikalische Importe und Exporte Gas nach Nachbarstaaten

Quelle: E-Control

Schweiz (710 GWh), Slowenien (11.869 GWh) und Ungarn (13.481 GWh) wurde ausschließlich exportiert bzw. transitiert. Der Großteil der Importe/Transite (377.299 GWh) kam 2021 via Slowakei, wobei 12.979 GWh in die Slowakei exportiert wurden.

ENERGIE- GEMEINSCHAFTEN

Anzahl und regionale Verteilung von Erneuerbare- und Bürgerenergiegemeinschaften

Im Zuge der Erstellung des EAG-Monitoringberichts wurde bei alle Netzbetreibern abgefragt, ob in ihrem Netzgebiet mit Stichtag 31.12.2021 sowie Stichtag 31.06.2022 Erneuerbare- oder Bürgerenergiegemeinschaften tätig waren.

Für die Erhebung wurde eine Bürgerenergiegemeinschaft gemeldet, welche zwischen Niederösterreich und Wien im Netzgebiet der Wiener Netze GmbH tätig ist.

Mit Stichtag 31.12.2021 wurden 5 Erneuerbare-Energiegemeinschaften (EEG) gemeldet. Davon waren 2 im Netzgebiet der Netz Niederösterreich GmbH tätig, 2 in der Steiermark und 1 im Netzgebiet der Netz Burgenland GmbH. Drei waren als regionale EEG ausgestaltet, hatten jeweils eine Erzeugungsanlage als Volleinspeiser und 1 bis 4 Verbrauchsanlagen bzw. Überschusseinspeisern. Zwei waren als lokale EEG ausgestaltet mit jeweils einer Erzeugungsanlage als Volleinspeiser und 4 bis 6 Verbrauchsanlagen bzw. Überschusseinspeisern.

Um aktuelle Daten zur Entwicklung zu haben, wurde die Abfrage auch für den Stichtag 30.06.2022 durchgeführt. Ergänzend zu den oben angeführten 5 EEGs kamen bis 30.06.2022 46 weitere EEGs hinzu. 28 davon sind regionale EEGs und 18 lokale EEGs. Die 46 EEGs umfassen 36 Volleinspeiseranlagen und 191 Verbrauchsanlagen bzw. Überschusseinspeiser. Mit in Summe 20 sind die meisten EEGs in Niederösterreich tätig, gefolgt von 12 in Oberösterreich. Die EEG-Anlagen verteilen sich wie folgt:

> Burgenland	4
> Kärnten	6
> Niederösterreich	20
> Oberösterreich	12
> Salzburg	1
> Steiermark	2
> Tirol	2
> Vorarlberg	4
> Wien	0

Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen – § 16a EIWOG

In den beiden Vorgängern dieses Berichts wurde bereits näher auf den Inhalt des § 16a EIWOG eingegangen. Dieser sieht z.B. keine Beschränkung auf erneuerbare Technologien vor. Der Grundgedanke des § 16a EIWOG ist, dass sich mehrere in einem Haus lebende Konsumentinnen und Konsumenten zusammenschließen können, um selbst erzeugten

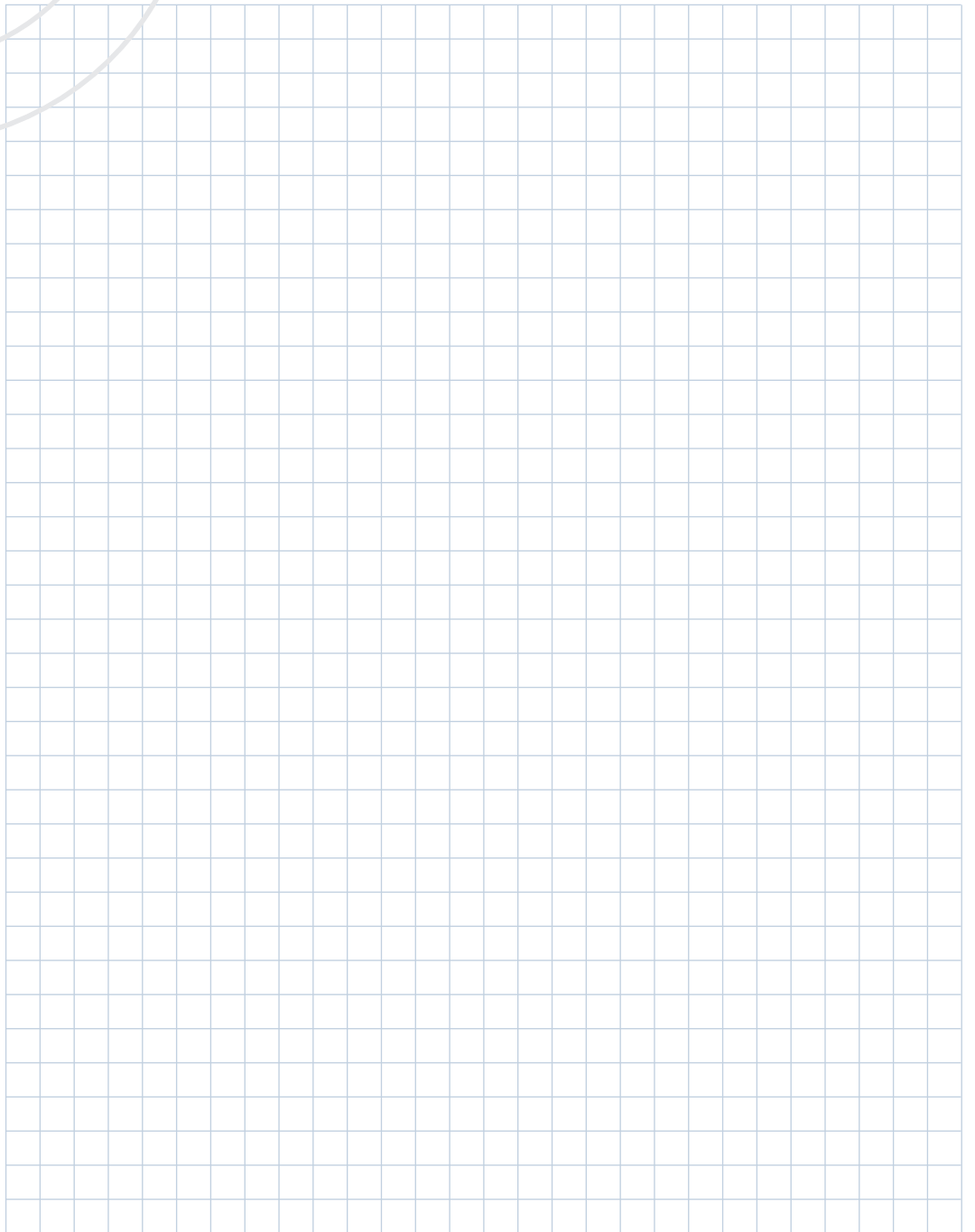
Strom gemeinschaftlich vor Ort zu verbrauchen. In Tabelle 22 sind Zahlen von §-16a-EIWOG-Anlagen von Anfang 2022 dargestellt. Verglichen mit Anfang 2021 konnten die Zahlen erneut deutlich gesteigert werden. So waren damals 404 Anlagen in Betrieb, 203 in Umsetzung und 550 in Planung.

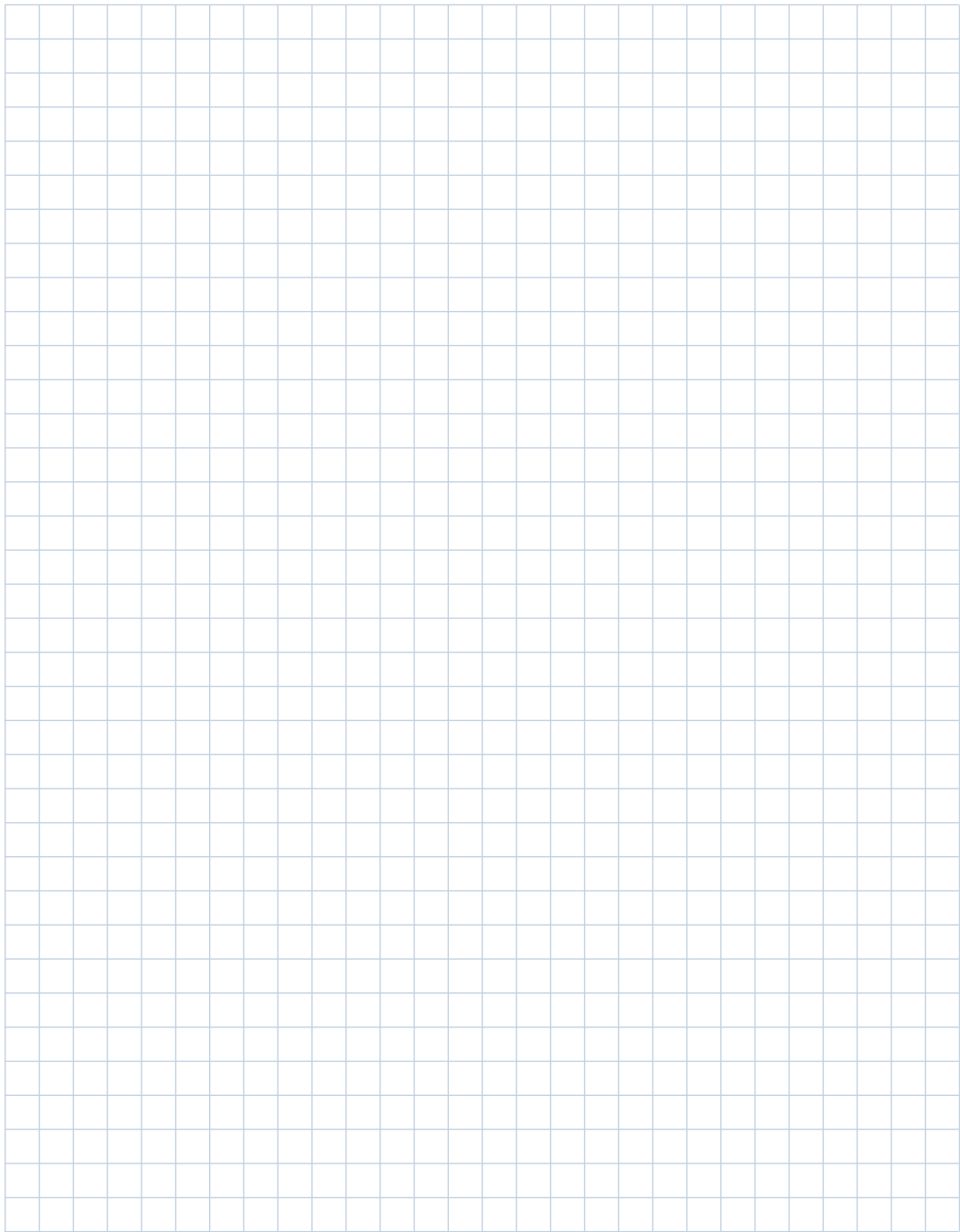
GEMEINSCHAFTLICHE ERZEUGUNGSANLAGEN IN ÖSTERREICH			
	In Betrieb	In Umsetzung	In Planung
Burgenland	59	17	20
Kärnten	58	41	65
Niederösterreich	9	20	21
Oberösterreich	263	60	164
Salzburg	68	16	7
Steiermark	67	6	97
Tirol	62	21	7
Vorarlberg	92	12	24
Wien	20	70	635
Summe	698	263	1040

Tabelle 22
Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen in Österreich
– Stand Jänner 2022

Quelle: Österreichs E-Wirtschaft

NOTIZEN





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:

Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M (Brügge)
Prof. DI Dr. Alfons Haber, MBA
Vorstand E-Control

Konzeption & Design: Reger & Zinn OG

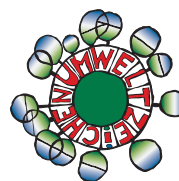
Text: E-Control

Druck: DER SCHALK, 2486 Pottendorf

Hinweis zu den statistischen Daten:

Die Daten im EAG-Monitoringbericht wurden so weit wie möglich nach dem aktuellsten Stand eingearbeitet – Redaktionsschluss für den Bericht war Juni 2022. Die meisten nationalen Daten stammen aus den Datenbanken der E-Control, von der OeMAG und von der Statistik Austria.

© E-Control 2022



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 des Nachdrucks, der Übersetzung, des Vortrags, der Funksendung, der Mikroverfilmung oder der Vervielfältigung durch Fotokopie oder auf anderen Wegen bleiben, auch bei nur auszugsweiser Verwertung, im gesetzlich zulässigen Umfang vorbehalten. Zulässig ist insbesondere die Nutzung von einzelnen Teilen zur gerechtfertigten Zitierung mit Quellenangabe.

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

Vorbehaltlich Satzfehler und Irrtümer.

Redaktionsschluss: Juni 2022

