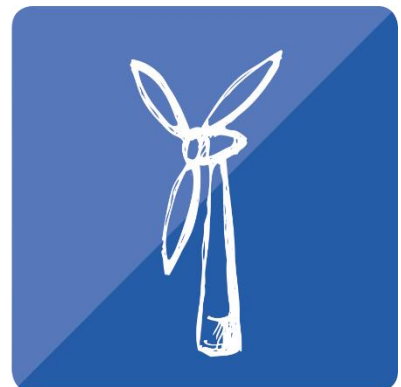
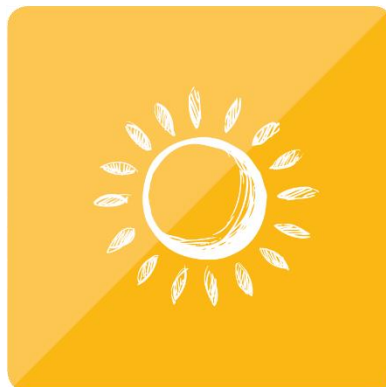


100% Strom aus erneuerbaren Energien bis 2030

Ein Positionspapier des Dachverbandes
Erneuerbare Energie Österreich



Unser Beitrag für 100%

100% bringen

13 Millionen Tonnen CO₂ Einsparung jährlich

210 Millionen Euro Einsparung für CO₂ Zertifikate jährlich

Mehr als 53.000 Arbeitsplätze bis 2030

8 Milliarden Euro Einsparungen für Energieimporte bis 2030

650 Millionen Euro positive Nettoeffekte jährlich (ohne Wertschöpfung)

Inhalt

Wesentliche Aussagen.....	2
Ausgestaltung der Förderung zur Erreichung des 100% Ziels bis 2030.....	3
Übersicht nach Technologien.....	3
Übersicht über die Fördermöglichkeiten nach Fördermechanismus.....	4
Ausgangslage der österreichischen Stromerzeugung.....	5
Rahmenbedingungen.....	5
Zielerreichung.....	5
EU-rechtliche Vorgaben zur Zielerreichung.....	6
Energiewirtschaftlicher Rahmen.....	6
Grundlagen zu staatlichen Beihilfen für Energie.....	8
Der Weg zum Vergabemechanismus.....	10
Anforderungen an eine österreichische Ökostromförderung.....	10
Erfordernisse für ein Fördersystem zum Ausgleich am Strommarkt.....	10
Ausgestaltung der Förderung zur Erreichung des 100% Ziels bis 2030.....	16
Allgemeine Rahmenbedingungen.....	16
Details zu den einzelnen Technologien.....	17
Windkraft.....	17
Biomasse.....	17
Biogas.....	18
Photovoltaik.....	20
Kleinwasserkraft.....	22



ÖSTERREICHISCHER
BIOMASSE-VERBAND
AUSTRIAN BIOMASS ASSOCIATION



ÖKOSTROM AUS FESTER BIOMASSE

Wesentliche Aussagen

- **Das zusätzlich in Österreichs realisierbare Potential zur Produktion erneuerbarer elektrischer Energie bis 2030 liegt bei rund 45 TWh**
- **100% erneuerbare Energien bewirken¹**
 - Einen Rückgang der österreichischen Treibhausgasemissionen um mehr als 13 Millionen Tonnen jährlich
 - Einen positiven Nettoeffekt von über 650 Millionen Euro für die österreichische Volkswirtschaft
 - Einen Zuwachs von mindestens 53.000 Arbeitsplätzen bis 2030
- **Der Ausbau ist möglich durch:**
 - Sichere und stabile Rahmenbedingungen
 - Ein jährliches Monitoring
 - Erhalt der Bestandsanlagen
 - Verbesserung des Vermarktungsumfeldes (Regelenergie, Marktzugang) und der Genehmigungsbedingungen
- **Der Dachverband Erneuerbare Energie Österreich schlägt folgende Modelle vor, um den Anteil erneuerbarer Energien in Österreich durch Fördermechanismen zu erhöhen**
 - **Technologiespezifische Optimierung des Fördersystems zur Erhöhung der Gesamteffizienz**
 - Einspeisetarife für Kleinanlagen (<500kW Kleinwasserkraft, Biogas und Biomasse) mit optionaler Möglichkeit, Investitionszuschüsse oder Marktprämien zu nutzen
 - Investitionszuschüsse für Anlagen in Abhängigkeit von Technologie und Größenklasse, um auf das Nutzerverhalten abzustellen und den Förderbedarf zu minimieren
 - Marktprämien zur Direktvermarktung; die Prämienhöhe sollte generell administrativ vergeben werden
 - Marktprämien mit auktionierter Prämienhöhe für größere Photovoltaikanlagen (>500kW)

¹ Haas et. al (2017); Stromzukunft 2030; TU Wien

Ausgestaltung der Förderung zur Erreichung des 100% Ziels bis 2030

Übersicht nach Technologien

Technologie	Zeitraum	Vergabemechanismus	Fördermechanismus	Floor
Photovoltaik				
<10kWp	20 Jahre	Administrativ	Investitionszuschuss	
10,1-100kWp	20 Jahre	Administrativ	Investitionszuschuss + variable Marktprämie	Ja
100,1-500kWp	20 Jahre	Administrativ	Investitionszuschuss + variable Marktprämie	Ja
500,1-5.000kWp	20 Jahre	Ausschreibung	Marktprämie Variable Marktprämie	Ja
Windenergie				
	20 Jahre	Administrativ	Variable Marktprämie mit Referenzertrag	Ja
Kleinwasserkraft				
<500kW	30 Jahre*	Administrativ	Einspeisetarife (Option auf Marktprämie oder Investitionsprämie i.H.v. 45%)	Ja
>500kW	30 Jahre*	Administrativ	Marktprämie mit Referenzertrag	
Biomasse**				
<50kW	20 Jahre	Administrativ	Einspeisetarif, optionale Investitionsförderung	Ja
50,01-500kW	20 Jahre	Administrativ	Einspeisetarif, optional Marktprämie	Ja
>500,01kW	20 Jahre	Administrativ	Variable Marktprämie	
Biogas (<500kW)				
(<500kW)	20 Jahre	Administrativ	Einspeisetarif	Ja
>500kW (Durchleitung durch das Gasnetz u. Anwendung bei erhöhtem Bedarf)	20 Jahre		Variable Marktprämie	

*Orientierung an der Abschreibungsdauer **Wechselmöglichkeit für Bestandsanlagen

Übersicht über die Fördermöglichkeiten nach Fördermechanismus

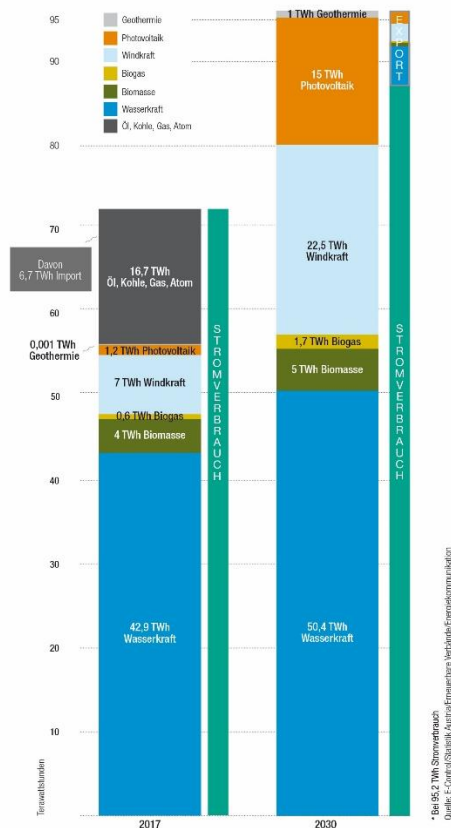
	Windkraft	Photovoltaik	Kleinwasserkraft	Biomasse	Biogas
Förderdauer	20 Jahre	20 Jahre	30 Jahre	20 Jahre	20 Jahre
Einspeisetarif			<500kW (optional: Wechsel Investitionsförderung/Prä mie)	<50kW (optional: Wechsel Investitionsförderung) 50-500kW (optional Prämie)	<500kW
Investitionszuschuss		<10kWp 10-500kWp (+Prämie)	<500kW i.H.v. 45% (optional: Wechsel Einspeisetarif, Prämie)	<50kW (optional: Wechsel Einspeisetarif)	
Variable Marktprämie	Administrative Festlegung Referenzertragsmodell	10-500kWp administrative Festlegung (+Investitionszuschuss) 500-5.000kWp (per Ausschreibung)	>500kW administrative Festlegung Referenzertragsmodell	>500kW administrative Festlegung	>500 kW (Durchleitung durch das Gasnetz u Anwendung bei erhöhtem Bedarf)
Generell: Floorpreis, Prämie orientiert an monatlich berechnetem Marktpreis					

Ausgangslage der österreichischen Stromerzeugung

Rahmenbedingungen

Zielerreichung

Stromproduktion 2017 und Potenzial 2030
100 % erneuerbarer Strom bis 2030*



Die österreichische Bundesregierung hat sich nicht nur in ihrem Regierungsübereinkommen, sondern auch in der Klima- und Energiestrategie „#mission2030“ das Ziel von 100% Ökostrom (national bilanziell) bis 2030 gesetzt. Ausgehend vom durchschnittlichen Wachstum des Stromverbrauchs von rund 1,3% seit dem Jahr 2000 erreichen wir 2030 einen Verbrauch von rund 88 TWh.² Auch unter Berücksichtigung höherer Energieeffizienz kann davon ausgegangen werden, dass der Stromverbrauch durch Anwendungen wie Elektromobilität, Sektorkopplung und Digitalisierung jedenfalls eher über dem bisherigen Trend liegen wird. Gleichzeitig führen Effizienzbestrebungen zur Verlagerung von vorrangig fossil befeuerten Anlagen hin zur Elektrifizierung, was einen Anstieg des Stromverbrauchs erwarten lässt.

Da die Regel- und Ausgleichsenergie hauptsächlich durch erneuerbare Energien erbracht wird, darf diese nicht aus dem Energiebedarf herausgerechnet werden. Darüber hinaus darf durch die Regel- und Ausgleichsenergie kein versteckter Sockel aus fossiler Erzeugung erwachsen, da in Zukunft gerade der systemdienliche Anteil der Energieerzeugung noch stärker aus erneuerbaren Energien stammen muss.

Die national bilanzielle Verbrauchsdeckung von 100% erneuerbaren Energien bedeutet insofern, dass die Erzeugung aus erneuerbaren Energien von der durchschnittlichen Erzeugung der letzten beiden Jahre von rund 53 TWh um 35 TWh gesteigert werden muss.^{3 4}

Werte in TWh	2017	2030
Wasserkraft	42,9	50,4
Windkraft	7	22,5
Photovoltaik	1,2	15
Biomasse	4	5
Biogas	0,6	1,7
Geothermie	0,001	1
Fossile Erzeugung	9,8	0
Export	0	7
Import	6,7	0

Diese Entwicklung wird erhebliche Einsparungen für die österreichische Volkswirtschaft bringen. Nach dem Umbau werden 650 Millionen Euro an Nettoeinsparungen pro Jahr erzielt werden, mehr als 53.000 Arbeitsplätze werden geschaffen. Gleichzeitig werden über 13 Millionen Tonnen CO₂ jährlich eingespart. Die derzeitigen Planungen für den Umbau des Übertragungsnetzes zeigen, dass der Ausbau auf 100% erneuerbare Stromproduktion bis 2030 auch technisch realisierbar ist. Die Potentiale für die erneuerbare Stromproduktion reichen aus, um bis 2030 rund 45 TWh mehr aus erneuerbaren Energien erzeugen zu können. Dadurch kann sowohl der Verbrauchszuwachs von 35 TWh als auch der

weitgehende Ausstieg aus fossilen Energieträgern mit rund 7 TWh gedeckt werden. In Zukunft soll Gas hauptsächlich aus erneuerbarem Ursprung in Kraft-Wärme-Kopplungskraftwerken zum Einsatz kommen. Österreich wird dann, wie bereits in den Jahrzehnten vor dem Jahr 2000, wieder zum Energieexporteur

² Statistik Austria (2018); Gesamtenergiebilanz Österreich

³ Haas et. al (2017); Stromzukunft 2030; TU Wien

⁴ E-Control (2018); Bestandsstatistik elektrische Energie 2017

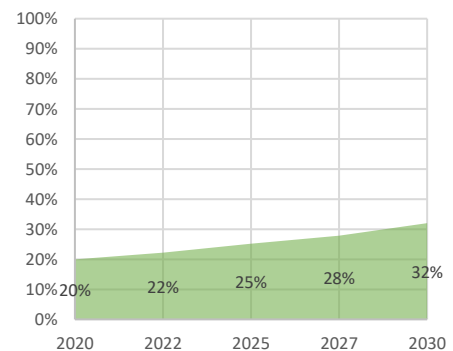
werden. Dadurch besteht das Potential, aber auch die Sicherheit für die Unternehmen, Überschüsse in den verstärkten Umbau der Volkswirtschaft auf fossilfreie Industrie und Produktion zu forcieren (chemische Industrie, Stahlproduktion, ...).

Nicht-stromgebundene Energieträger wie feste, flüssige und gasförmige Biomasse, Solar- und Geothermie können auch im Wärmebereich eingesetzt werden. Bei Biomasse bieten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (auf Basis fester Biomasse oder Biogas) bereits jetzt eine sehr effektive Möglichkeit der Sektorkopplung, da damit schon heute rund 30% des erneuerbaren Fernwärmebedarfs gedeckt werden.

Besonders relevant ist der Sektor der Schwerindustrie. Sollte die Stahlerzeugung der Voest bis 2030 auf die Methode der modernen Wasserstoffstahlerzeugung umgestellt werden, würde der Stromverbrauch auf Basis der heute vorliegenden Technologien um rund weitere 30 TWh/a ansteigen. In Summe würde der Standort Österreich also bis 2030 bis zu 70 TWh/a Mehrerzeugung an erneuerbarer elektrischer Energie für die fossile Dekarbonisierung des Elektrizitätssektors benötigen. Insofern besteht eine deutliche Notwendigkeit, den Endenergieverbrauch zu senken, aber auch, die vorhandenen Erzeugungspotenziale zu nutzen, um diese Transitionsphase so effektiv und effizient wie möglich zu gestalten.

EU-rechtliche Vorgaben zur Zielerreichung

Die bis Ende 2018 vorzulegenden nationalen Klima- und Energiepläne müssen einen Pfad aufzeigen, wie die Mitgliedsstaaten die Ziele von 32% erneuerbarer Energien, 32,5% Energieeffizienz und 40% CO₂-Emissionsreduktion bis 2030 erreichen werden. In den nationalen Klima- und Energieplänen müssen die Mitgliedsstaaten neben einem Ziel für 2030 auch Ausbaupfade auf jährlicher Basis festlegen. Die nationalen Ziele werden dabei bis 2030 in den Jahren 2022, 2025 und 2027 einer Zwischenevaluierung unterzogen werden. Abgeleitet von den Referenzpunkten für die gesamte Europäische Union müssen auch die Mitgliedsstaaten Referenzpunkte für ihre Entwicklung in diesen Jahren festlegen.



Auf Europäischer Ebene gelten die untenstehenden Referenzpunkte, die einen linearen Ausbau erneuerbarer Energie bis 2030 vorschreiben. Die nationalen Beiträge der Mitgliedsstaaten müssen in Summe diesem Ausbau entsprechen. Insofern muss Österreich also einen Ausbaupfad auf jährlicher Basis vorlegen, der in regelmäßigen Abständen evaluiert wird.

2022: 18% des gesamten Anstiegs bis 2030 (22% Gesamtanteil)

2025: 43% des gesamten Anstiegs bis 2030 (25% Gesamtanteil)

2027: 65% des gesamten Anstiegs bis 2030 (28% Gesamtanteil)

Energiewirtschaftlicher Rahmen

- Österreich ist Teil eines deutsch-österreichischen Marktgefüges. Die Spitzenlast in Deutschland liegt bei ca. 80 GW, die Österreichische bei ca. 10 GW. Die installierte Erzeugungsleistung in Deutschland betrug 2018 knapp 208 GW, in Österreich lag diese Ende 2017 bei knapp 25,4 GW. Nur rund 36% der deutschen Stromversorgung wurden durch erneuerbare Energien gedeckt. Das heißt, dass 64% durch fossile oder nukleare Kraftwerke erzeugt wurden. Am gemeinsamen Markt ist eine Gesamtkapazität von über 233 GW installiert.⁵ Durch die hohe Kapazität an fossil-nuklearen Grundlastkraftwerken bzw. unflexibler Erzeugung wird der Marktpreis derzeit von diesen Kapazitäten geprägt.
- Es gibt spezifische Vorteile der österreichischen erneuerbaren Kraftwerke im Vergleich zum deutschen Mix. Windenergie in Österreich produziert zeitlich verschoben zur deutschen Erzeugung und ist insofern auf dem Strommarkt „mehr wert“.⁶

⁵ Kraftwerksliste Bundesnetzagentur (Daten 7/2014), E-Control (Ende 2013)

⁶ Neubarth (2013), Analyse des Marktwerts der Windstromerzeugung in Österreich und Deutschland für den exemplarischen

- Durch den verfallenen CO₂-Preis wurde Gas durch schmutzige Kohle aus dem Markt gedrängt. Ein Anstieg des CO₂-Preises muss dauerhaft erfolgen, um den Umstieg von Kohle auf Gas zu ermöglichen. Kurzfristige Hochpreisphasen sind hierzu nicht ausreichend.
- Europaweite Überkapazitäten an fossilen Kraftwerken verursachen Verwerfungen auf Märkten aber auch in den Stromnetzen.
- Der deutsch-österreichische Energiemarkt funktioniert grundsätzlich, wird jedoch vor allem durch Überkapazitäten und niedrige CO₂-Preise beeinträchtigt. Ohne Marktaustritt von fossilen und nuklearen Überkapazitäten wird sich das mittelfristig nicht ändern.

Im Gegensatz zu Österreich setzt der Großteil der europäischen Staaten weiterhin auf die Energieerzeugung aus fossilen und nuklearen Energieträgern. Diese Kraftwerke erzeugen aus unterschiedlichen Gründen meist nur Grund- oder Bandlast und können ihre Produktion nur vergleichsweise langsam an Änderungen in Erzeugung und anpassen. Demzufolge zeigt sich bei der Stromerzeugung mit 66% ein sichtbarer Überhang an fossil-nuklear erzeugter Energie.

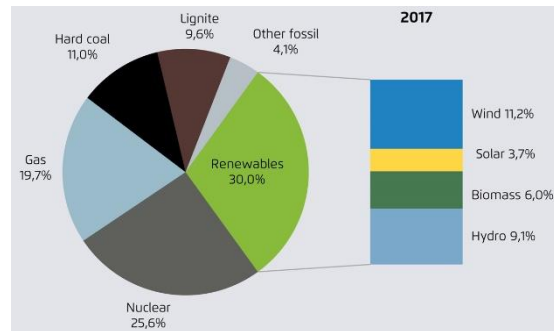


Abbildung 1 Stromerzeugung Europa nach Technologien (Agora Energiewende, 2018)

Der Sektor der fossilen und nuklearen Energien wird weiterhin jährlich erheblich gefördert: Eine Studie in 11 europäischen Ländern zeigt etwa, dass jährlich Subventionen von 112 Milliarden Euro allein in den fossilen Sektor fließen; das verzerrt auch den Preis für österreichische erneuerbare Energien.⁷ Darüber hinaus haben derzeit sechs EU Länder beschlossen, auch über 2020 hinaus die fossile Stromerzeugung direkt über Subventionen zu fördern. Polen stützt diesen Sektor beispielsweise mit über einer Milliarde Euro jährlich.⁸ In Summe verschlingen die bestehenden Kapazitätsmechanismen in der EU 58 Milliarden Euro pro Jahr, die zu 99% in Kohle- und Atomkraftwerke laufen.

Preiskomponenten DE/AT [EUR₂₀₁₄/MWh]

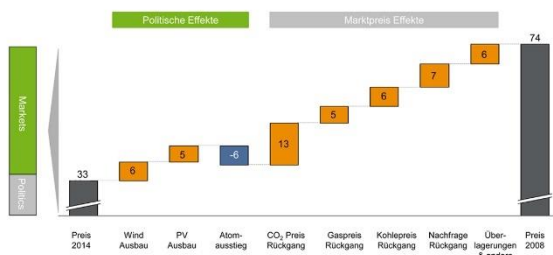


Abbildung 2 Gründe für den Strompreisverfall nach Komponenten (Quelle: Apxo et. al, 2017)

Durch den nur begrenzt wirksamen ETS bilden sich auf den europäischen Strommärkten keine deutlichen Preissignale, die die Finanzierung von neuen Kraftwerken ermöglichen würden. Dadurch ergibt sich die auch von der EU Kommission artikulierte Notwendigkeit einer Ausgleichsfinanzierung für erneuerbare Energien für den Markteintritt, die auch insbesondere während der Umbauphase des fossil und nuklear dominierten Marktes aufrechterhalten werden muss.

Fazit: So lange auf dem europäischen Strommarkt kein wirksamer CO₂-Preis herrscht und die wesentlichen Akteure fossile und nukleare Subventionen aufrechterhalten und überdies die Regeln eines „erneuerbaren“ Marktdesigns nicht vollständig implementiert sind, ist ein finanzieller Ausgleich für erneuerbare Energien notwendig.

Zeitraum 1. bis 7. Dezember 2013, e3 consult

⁷ Gencsü et al (2017); Phase-out 2020 – Monitoring Europe’s fossil fuel subsidies; Overseas Development Institute / Climate Action Network Europe

⁸ European Commission (2018); http://europa.eu/rapid/press-release_IP-18-682_en.htm

Grundlagen zu staatlichen Beihilfen für Energie

Generell sind staatliche Beihilfen durch den Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) in Europa untersagt (Artikel 107). Dahinter steht die Intention, den Binnenmarkt möglichst ohne Verzerrungen wirken zu lassen. Ausnahmen davon sind in der Allgemeinen Gruppenfreistellungsverordnung (AGVO) explizit angeführt, und die Kommission entscheidet laut den Artikeln 107 bis 109 über diese Beihilfen. Zur Definition, Festlegung und Ausgestaltung der Beihilfen gibt es sogenannte Leitlinien. Im konkreten Fall der erneuerbaren Energien sind dies die Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien (UEBLL), die angewendet werden müssen, sofern die jeweilige Förderung eine staatliche Mittelausstattung von mehr als 150 Mio. Euro jährlich übersteigt.⁹ Insofern können staatliche Förderungen also auch für einzelne Technologien vergeben werden und müssen nicht zwingend durch die Anwendung der UEBLL notifiziert werden. Die UEBLL gelten nur für NEUE Beihilfen und sind keinesfalls rückwirkend anzuwenden.

Zu den Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien: Diese sind eine Anleitung zur Bewertung der staatlichen Beihilfen in diesem Bereich. Durch die normative Anwendung der UEBLL bestimmt die Kommission den Ermessensspielraum des Mitgliedsstaates, wodurch sie die nationale Energiepolitik de facto übergehen kann. Dadurch sind die UEBLL sehr strittig und können, sofern die Kommission eine staatliche Beihilfe untersagt, durch den Mitgliedsstaat beim EUGH eingeklagt werden (Kahles et al., 2017).

Die Gewährung von Beihilfen ist laut Europäischer Kommission aus folgendem Grund notwendig:

„Die Union hat sich in Bezug auf Klimaschutz und nachhaltige Energieversorgung ehrgeizige Ziele gesetzt, insbesondere im Rahmen ihrer Strategie „Europa 2020“. Im Hinblick auf diese Ziele wurden bereits mehrere Gesetzgebungsakte der Union erlassen, z. B. das Emissionshandelssystem der Union (EU ETS), die Richtlinie 2009/28/EG (58) („Erneuerbare-Energien-Richtlinie“) und die Richtlinie 2009/30/EG (59) („Richtlinie über die Kraftstoffqualität“). **Da die Umsetzung dieser Gesetzgebungsakte möglicherweise nicht immer zu dem effizientesten Marktergebnis führt, können sich staatliche Beihilfen unter bestimmten Umständen als geeignetes Instrument für einen Beitrag zur Verwirklichung der Ziele der Union und der damit verbundenen nationalen Ziele erweisen.**“ (UEBLL, RZ 107)

Analog dazu in Randziffer 115:

„Das EU ETS und die nationalen CO₂-Abgaben internalisieren zwar die Kosten von Treibhausgasemissionen, **möglicherweise aber noch nicht vollständig**. Staatliche Beihilfen können daher zur Verwirklichung der damit zusammenhängenden, aber davon zu unterscheidenden Ziele der Union für erneuerbare Energien beitragen. Wenn der Kommission keine gegenteiligen Beweise vorliegen, geht sie deshalb davon aus, dass ein gewisses Marktversagen verbleibt, das mithilfe von Beihilfen zur Förderung erneuerbarer Energien behoben werden kann.“

Voraussetzungen für die Beihilfegewährung für Strom aus erneuerbaren Energien laut Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien:

- Strom muss direkt auf dem Markt verkauft werden und Marktverpflichtungen unterliegen (mit Ausnahme von kleinen Anlagen).¹⁰ Das sind Anlagen von weniger als 500kW bzw. Demonstrationsanlagen. Für Windkraftanlagen gilt ein Grenzwert von 3 MW oder 3 Erzeugungseinheiten.
- Die Beihilfe wird als Prämie zusätzlich zum Marktpreis gewährt.
- Der Beihilfeempfänger unterliegt der Standardbilanzausgleichsverantwortung.
- Es werden Maßnahmen getroffen, um sicherzustellen, dass die Stromerzeuger keinen Anreiz haben, Strom zu negativen Preisen zu erzeugen.

⁹ Kahles et. al (2017); Europarechtliche Vorgaben und Spielräume für die Weiterentwicklung des Ökostromgesetzes, Stiftung Umweltenergierecht

¹⁰ vgl. RZ 123 und RZ 125

Von der Kommission empfohlene Beihilfen nach Kategorien

Leistung	Förderart	Vergabe	Negative Preise	Standardbilanzausgleichsverantwortung
<500kW	Keine Vorgabe	Keine Vorgabe	Keine Vorgabe	Nein
500kW – 1 MW	Marktprämie*	Keine Vorgabe	Kein Anreiz	Ja
>1 MW	Marktprämie*	Ausschreibung /administrative Vergabe	Kein Anreiz	Ja

*Direktvermarktung

Grundsätzlich möchte die Kommission Technologieneutralität bei der Ausschreibung von Beihilfen. Jedoch kann davon abgegangen werden, wenn klar ist, dass diese nicht zielführend sein wird.

Ausnahmegründe können sein:

- Längerfristiges Potenzial einer bestimmten neuen, innovativen Technologie
- Notwendigkeit einer Diversifizierung
- Netzeinschränkungen und Netzstabilität
- System(integrations-)kosten
- Notwendigkeit, durch die Förderung der Biomasse verursachte Wettbewerbsverfälschungen auf den Rohstoffmärkten zu vermeiden

Die Beihilfen werden, sofern kein Ausnahmegrund laut Randziffer 127 vorliegt, über Ausschreibungen vergeben. Das heißt, die Mittelvergabe erfolgt per Ausschreibung, die Förderung selbst ist eine Prämie. Eine Begründung für die Wahl von Ausschreibungen wird nicht genannt, während der Sinn von Prämien durch Studien und auch durch erfolgreiche Anwendung in den meisten Ländern, in denen sie angewendet werden, belegt ist. In der Folge werden auch umfassende Ausnahmen für Ausschreibungen in Aussicht gestellt.

Grundsätzlich sind die Fördermittel eindeutig definiert, transparent und diskriminierungsfrei zu vergeben. Ausnahmegründe von Ausschreibungen sind:¹¹

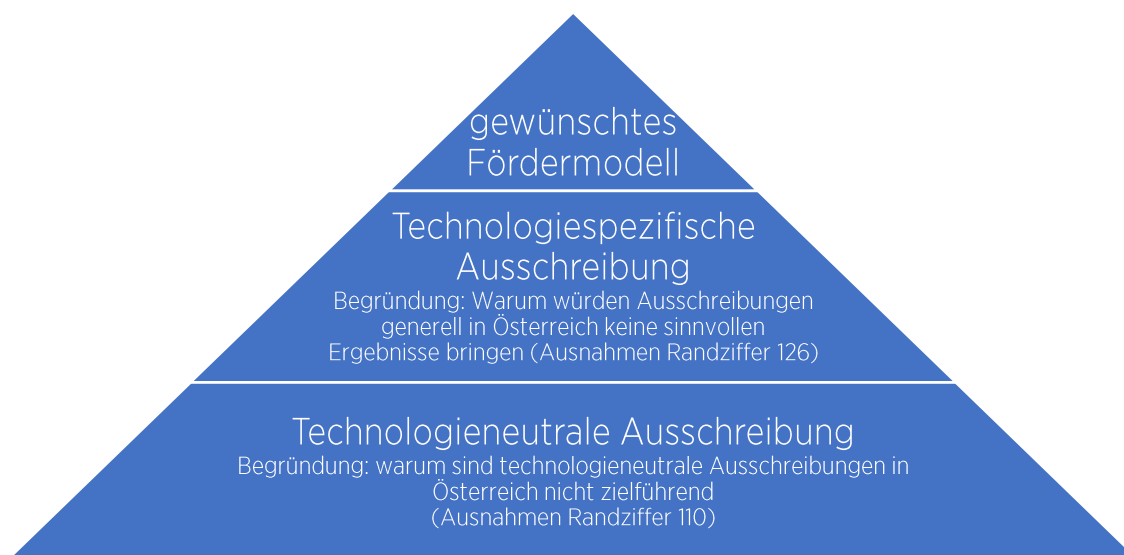
- Anlagen mit weniger als 1 MW und Demonstrationsanlagen
- Windkraftanlagen mit einer installierten Kapazität von bis zu 6 MW oder 6 Erzeugungseinheiten
- Nur eine begrenzte Zahl von Vorhaben oder Standorten ist verfügbar
- Ausschreibungen würden zu einem höheren Förderniveau führen (explizit genannt wird strategisches Bieterverhalten)
- Nur wenige Vorhaben würden verwirklicht (explizit genannt wird Vermeidung der Unterbietung)
- Alle möglichen Anbieter müssen zu diskriminierungsfreien Bedingungen teilnehmen können.

Diese Aspekte beziehen sich auch auf die LANGFRISTIGE Entwicklung. Das heißt, bei absehbar negativer Entwicklung in der mittel- bis langfristigen Entwicklung wären Ausnahmen ebenso zu begründen.

¹¹ vgl. RZ 126

Der Weg zum Vergabemechanismus

Der Mitgliedsstaat muss der Kommission Begründungen liefern, warum er einen bestimmten Fördermechanismus anstrebt. Kann er dies nicht, führt das dazu, dass das Fördersystem auf der entsprechenden Stufe verharret oder wieder eine Stufe nach unten rückt. Das gewünschte Modell sollte die nationale Energiepolitik möglichst effizient und effektiv begleiten. Dieses Modell muss dann gegenüber der EU Kommission inhaltlich fundiert verteidigt werden.



Anforderungen an eine österreichische Ökostromförderung

Langfristig stabile und sichere Rahmenbedingungen zur effizienten, günstigen und sicheren Zielerreichung

- Förderung muss technologiespezifisch festgelegt werden
- Kleinanlagen benötigen weiterhin Einspeisetarife oder Investitionsförderung, jedoch Option auf Marktprämien
- Generell bei größeren Kraftwerken (>500kW) Marktprämien mit Direktvermarktung
- Ausschreibungen wo sinnvoll – z.B. für Photovoltaik Großanlagen

Erfordernisse für ein Fördersystem zum Ausgleich am Strommarkt

Grundsätzlich steht der Dachverband Erneuerbare Energie Österreich (EEÖ) für die Nutzung der volkswirtschaftlich günstigsten Förderung, um die Verzerrungen am Strommarkt auszugleichen. In diese Betrachtung müssen neben den Stranded Cost durch falschen Netzausbau oder frustrierte Aufwendungen der Investoren auch Anzeizeffekte, Arbeitplatzeffekte und die direkten Anreize für Erzeugung und Verbrauch einfließen. Zusätzlich ist es notwendig, dass auch sozial- und wirtschaftspolitische Aspekte wie verstärkte Wertschöpfungseffekte durch den hohen KMU-Anteil und dezentrale Erzeugung mit einbezogen werden.

Entsprechend der Vorgaben der UEBLL und der vorliegenden Erfahrungswerte sind aus Sicht des EEÖ folgende Fördersysteme dazu geeignet:

- Investitionsförderungen: zur Steigerung bzw. Verbesserung des Eigenverbrauchs bei kleineren Anlagen im Haushaltsbereich oder größeren gewerblichen Anlagen
- Marktprämien (gleitend): für Anlagen, die am Strommarkt oder regional zur Vermarktung genutzt werden, um einen Vermarktungsanreiz zu setzen
- Eine Kombination aus beiden
- Einspeisetarife

Investitionsförderungen erhöhen vor allem bei Anlagen mit hohem Investitionsbedarf und niedrigen Betriebskosten den Anreiz, den Strom möglichst lokal oder selbst zu verbrauchen und ihn nicht am Strommarkt anzubieten oder ins vorgelagerte Netz einzuspeisen. Damit wird ein Anstoß für die Regionalisierung und die Flexibilisierung des Energiesystems gegeben, da solche Produzenten auch eher zur Nutzung von Batterien, Demand Side Management, flexiblem Laden bei Elektrofahrzeugen u.v.m. angeregt werden.^{12 13}

Marktprämien sollen vor allem dazu anregen, auf Marktpreissignale zu reagieren. Das heißt, dass jene Erzeuger, die den überwiegenden oder vollständigen Anteil ihrer Produktion am Strommarkt anbieten, auf Preissignale reagieren. Die Vermarktung kann direkt über den Erzeuger oder über Stromhändler erfolgen. Technologiespezifische Prämien erlauben es, sowohl auf den jeweiligen konkreten Bedarf zu reagieren als auch entsprechend der Möglichkeiten der Anlagen, am Markt teilzunehmen, zu parametrieren.

Die gleitende Marktprämie



Marktprämien sollen bei Anlagenerzeugern die Vermarktung des erzeugten Stroms anregen, was für größere Anlagen am Markt von unternehmerisch orientierten Erzeugern und Aggregatoren sinnvoll ist. Die Vergütung ergibt sich dabei durch eine Prämienaufzahlung auf den am Strommarkt erzielbaren Preis. Der Referenzwert für die Prämie wird technologiespezifisch definiert, er ergibt sich aus der notwendigen Förderhöhe für die jeweilige Technologie. Die Höhe der Marktprämie wird um den jeweiligen Marktwert an der Börse im Referenzzeitraum reduziert d.h. ein Anreiz gesetzt, die Erzeugung am Marktwert zu orientieren.

Beispiel Deutschland:

Hier wird die Prämienhöhe durch einen sowohl am Marktwert als auch an der Erzeugung orientierten Faktor beeinflusst. Die Formel lautet:

$$\text{Marktprämie} = \text{anzulegender Wert} - \text{Referenzmarktwert}$$

Wobei der anzulegende Wert die maximale Prämienhöhe darstellt. Der Referenzmarktwert errechnet sich wie folgt:

$$\text{Referenzmarktwert} = \text{Monatsmittelwert} \text{ minus } \text{Vermarktungsprämie}$$

Monatsmittelwert des Marktwerts von Strom am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Leipzig in Cent pro Kilowattstunde. Dieser Wert wird wie folgt berechnet:

Für jede Stunde eines Kalendermonats wird der durchschnittliche Wert der Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Leipzig mit der Menge des in dieser Stunde tatsächlich erzeugten Stroms der jeweiligen Technologie multipliziert. Die Ergebnisse für alle Stunden dieses Kalendermonats werden summiert. Diese Summe wird dividiert durch die Menge des in dem gesamten Kalendermonat erzeugten Stroms.

Diese Berechnung wird in Deutschland von den Übertragungsnetzbetreibern angestellt und online ex post veröffentlicht. Der Bezug zur real erzeugten Strommenge aus der jeweiligen Erzeugungstechnologie soll einen spezifischen Anreiz für die unterschiedlichen Technologien, aber auch finanzielle Treffsicherheit sicherstellen. Gleichzeitig wird durch die Berücksichtigung der Vermarktungskosten auch ein Anreiz gesetzt, dass Anlagen möglichst intelligent und tiefgreifend an der Vermarktung teilnehmen (d.h. Steuerungstechnik, IT-Zugänge etc.).

¹² Masson et. al (2016); REVIEW AND ANALYSIS OF PV SELF-CONSUMPTION POLICIES; International Energy Agency / Report IEA-PVPS T1-28:2016

¹³ Klingler, Marwitz (2016); Can Residential self consumption contribute to load reduction in low voltage grids?; 14. Symposium EnergiInnovation, 10.-12.02.2016, Graz/Austria

Die vorliegenden Studien für Österreich zeigen durchwegs die Vorteile einer technologiedifferenzierten Förderung für alle verfügbaren Technologien. Ohne diese sind weder der notwendige Technologiemix noch die gesetzten Ziele erreichbar. Die Studie „Stromzukunft 2030“ zeigt darüber hinaus deutlich, dass die Kosten einer technologiedifferenzierten administrativ vergebenen Prämie niedriger sind als die einer technologieneutralen oder technologiespezifischen Ausschreibung.

Da die Förderdauer laut Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien an die Dauer der steuerlichen Abschreibung orientiert sein sollte, ist es notwendig, diese bundeseinheitlich für jede Technologie zu harmonisieren, da bisher individuelle Entscheidungen regional zuständiger Finanzämter zu unsicheren Rahmenbedingungen führten, die nicht kompatibel mit den Beihilfeleitlinien sind. Ausnahmen hierfür sollen Anlagen in Unternehmen sein, für die eine vorzeitige Abschreibung sinnvoll ist und erhebliche Investitionen freisetzen würden. Für eine erste Orientierung kann bei dargebotsabhängigen Anlagen die (technische) Anlagenlebensdauer verwendet werden (Kleinwasserkraft wird derzeit mit rund 30 Jahren bewertet, Windkraft mit rund 20 Jahren, ...), bei brennstoffabhängigen die Abschreibung auf 20 Jahre.

Nur technologiespezifische Förderung führt zum Ziel – Ablehnung der technologieneutralen Förderung

Laut Randziffer 110 der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien ist eine technologieneutrale (auch „technologieoffen“ genannte) Förderung nicht immer sinnvoll und sollte in bestimmten Fällen nicht verwendet werden. Die Kommission beschreibt, nicht abschließend, einige Gründe, wann eine technologieneutrale Förderung nicht verwendet werden soll:

- Längerfristiges Potenzial einer bestimmten neuen, innovativen Technologie ist erwartbar hoch
- Notwendigkeit einer Diversifizierung von Technologien
- Netzeinschränkungen und Netzstabilität sprechen gegen bestimmte Technologien
- System(integrations-)kosten sind zu hoch
- Notwendigkeit, durch die Förderung der Biomasse verursachte Wettbewerbsverfälschungen auf den Rohstoffmärkten zu vermeiden.

Eine Förderung mit nur einem Förderinstrument sowie eine Förderung, bei der alle Erzeugungstechnologien gemeinsam technologieneutral gefördert werden, wird vom EEÖ kategorisch abgelehnt. **Fördersysteme müssen an die jeweiligen Technologien angepasst werden, um den notwendigen Technologiemix zu entwickeln.**¹⁴

Technologieneutrale Fördersysteme neigen dazu, jene Erzeugungstechnologie zu fördern, die zu einem bestimmten Zeitpunkt am billigsten Strom produziert. Wenn sich die Förderung auf wenige Kraftwerkstypen konzentriert, werden jedoch alle anderen vom Markt ausgenommen („Lock-in“). Dadurch setzt bei den anderen Technologien keine **Technologieentwicklung** ein und sie können auch nicht billiger werden (siehe Preisdegression Photovoltaik). Das betrifft sowohl die Technologien selbst (**Herstellung, Planung, Installation**) als auch die **Installation bzw. Einbindung in das österreichische Energiesystem** (bspw. fehlende Lernkurve bei Stromnetzen). Darüber hinaus kann durch eine mangelnde Diversifizierung der Vorteil unterschiedlicher Erzeugungstechnologien und Erzeugungscharakteristiken nicht genutzt werden.

Generell zeigt sich, dass Österreich, um das Ziel von 100% erneuerbare Energien im Strombereich bis 2030 zu erreichen, den Bedarf von rund 35 TWh/a decken zu können und um langfristige Versorgungssicherheit zu erreichen, alle verfügbaren Technologien ausbauen muss. Da Planung und Entwicklung der unterschiedlichen Technologien sehr ungleiche Planungs- und Umsetzungsperioden benötigen, ist es notwendig, die konkreten Ausbaupfade möglichst frühzeitig zu definieren. Sehr unklare und sprunghafte Veränderungen der Rahmenbedingungen für den Ausbau einzelner Technologien führen dazu, dass sich diese verteuern oder deren Potentiale erst gar nicht genutzt werden.

- **Technologieneutrale Förderungen hemmen den Ausbau des Potenzials bestimmter Technologien**
Ökonomisch tendieren technologieneutrale Fördersysteme dazu, dass **günstige Technologien überfördert werden und die Fördermittel nicht effizient ausgenutzt werden.**¹⁵ So kam es etwa in

¹⁴ Groba et. al (2013); Impact of Renewable Energy Policy and Use on Innovation, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung

¹⁵ Held et. al (2014); Design features of support schemes for renewable energy, Ecofys im Auftrag der Europäischen Kommission

Schweden zu einem massiven Ausbau der Zufeuerung von Abfällen und Holz bei fossilen Kraftwerken, die damit günstig höhere Produktionsmengen aus erneuerbarer Energie realisierten, während andere Technologien fast nicht ausgebaut wurden und so eine langfristige Technologieentwicklung sowie die Nutzung von Potentialen (deren Kosten sich andernfalls in Zukunft auch noch positiv entwickeln könnten) unterbunden wurde.

Gerade Photovoltaik-Großanlagen werden derzeit in Österreich in keinem nennenswerten Ausmaß realisiert. Insbesondere auf Freiflächen besteht noch ein erhebliches Defizit hinsichtlich der Umsetzung und Know-how Aufbau was Planung und Genehmigung und die Einbindung ins Stromnetz betrifft. Bei Windkraftanlagen ist das Erfahrungsniveau der Anlagenerrichter, aber auch der Genehmigungsbehörden und der Anbieter von Netzinfrastruktur in den Bundesländern sehr unterschiedlich. Eine technologie neutrale Förderung würde in dem Fall lediglich den Ausbau bestimmter Technologien in bestimmten Gebieten forcieren.

Ein wesentlicher Faktor, der durch Fördermaßnahmen sehr stark beeinflusst wird, sind Forschung und Entwicklung für den Wirtschaftsstandort. In einer umfassenden Studie des Fraunhofer Institutes zeigt sich, dass Fördersysteme wesentlich zur Innovationsdynamik in einem Land beitragen können und eine wichtige Ergänzung für F&E darstellen und darüber hinaus die langfristige Konkurrenzfähigkeit eines Landes stärken.¹⁶ Entscheidend ist dabei die Vermeidung des „technologischen lock-in“ und damit die Förderung verschiedener Technologien.

Vor allem angesichts der Entwicklung der Marktanteile einzelner Technologien zeigt sich, dass die frühzeitige und intelligente Unterstützung erneuerbarer Technologien langfristig sinnvoll ist. So konnten Länder mit stabilen und langfristig angelegten Fördersystemen einen deutlichen Vorsprung vor anderen, auch wirtschaftlich deutlich überlegeneren Ländern herausarbeiten und halten. Im Windenergiebereich wird deutlich, dass Nationen mit technologiespezifischen Einspeisetarifen beziehungsweise Marktprämien wie Dänemark und Deutschland anderen wie Großbritannien oder Frankreich deutlich überlegen sind. Bei Großbritannien aber auch Frankreich zeigt sich auch deutlich, dass Änderungen im Fördersystem bzw. unsichere Rahmenbedingungen die Technologieentwicklung stark beeinträchtigen.

- **Die Erzeugungseigenschaften der einzelnen Technologien erneuerbarer Energien ist hochgradig unterschiedlich – dadurch ergibt sich die Notwendigkeit der Diversifizierung**

Im Wesentlichen kann man die dargebots- und die brennstoffabhängigen Erzeugungsformen unterscheiden: als dargebotsabhängig bezeichnet man Windenergie, Sonnenenergie und Wasserkraft, während Biogas- und Biomassekraftwerke brennstoffabhängig sind. Eine Sonderrolle fällt hier der Geothermie zu.

Brennstoffabhängige Erzeugungstechnologien auf Biogas- und Biomassebasis können flexibel genutzt werden und sich, bei entsprechender Gestaltung der Rahmenbedingungen, spezifisch dem Strombedarf anpassen. Zudem kann Biomethan nach der Einspeisung in das Gasnetz in diesem saisonal zwischengespeichert werden.

Bei den dargebotsabhängigen Erzeugungsformen gibt es für jede Technologie spezifische Erzeugungseigenschaften, die sich am Markt, aber auch im Stromnetz widerspiegeln.

Die untenstehenden Grafiken¹⁷ zeigen deutlich, dass sich die Erzeugungen von Wind, PV und Wasserkraft hervorragend ergänzen. Durch eine ergänzende Einbindung flexibler Kraftwerke auf Basis von Biomasse- und Biogas (bisher nicht möglich) ergibt sich ein zusätzlicher positiver Effekt, der aus Systemsicherheitsgründen unbedingt genutzt werden sollte. Während in den letzten Jahren ein Anteil von rund 60% der Windkraftenerzeugung in den Winter- und Herbstmonaten stattfand, erzeugen Wasserkraft und Photovoltaik den größten Teil ihrer Energie in den Sommer- und Frühlingsmonaten. In den kälteren Monaten, aber auch zum Lastausgleich im Sommer, bedarf es dafür höherer Erzeugung bei den mit Biomasse betriebenen Kraftwerken sowie bei den (Pump)Speicherkraftwerken.

¹⁶ Walz, Ragwitz (2011); Erneuerbare Energien aus Sicht der Innovationsforschung, Fraunhofer ISI

¹⁷ Haas et. al (2017); Stromzukunft 2030; Technische Universität Wien

Zur Betrachtung der gesamten Erzeugungskosten müssen auch die Systemkosten hinzugezogen werden. Da sich Ausschreibungen allerdings an den niedrigsten Erzeugungskosten orientieren, können diese Gesamtsystemkosten durch ein technologieneutrales Ausschreibesystem, außer durch komplexe Zusatzfaktoren, nicht adressiert werden. Die Gesamtsystemkosten, die im Endeffekt von allen Systemnutzern getragen werden, können so also nicht optimiert werden.

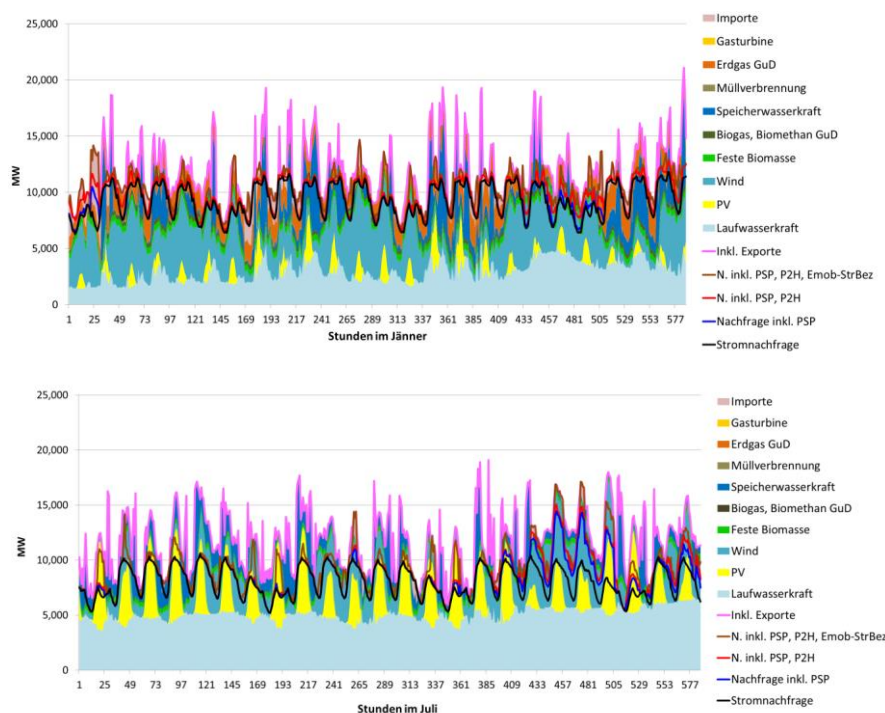


Abbildung 3 Stromerzeugung 2030 modelliert für die Monate Jänner und Juli bei 100% erneuerbaren Energien (Haas et. Al, 2017)

Durch die technologiespezifische Förderung ergeben sich weitere Vorteile für die Umsetzung der Energiewende:

- **Geringere Netzkosten.** Die intelligente Einbindung der dezentralen Erzeugung führt zu geringeren Investitionen in die Infrastruktur, was durch Studien aus Deutschland und Österreich umfassend belegt wird.^{18 19} Durch die Dezentralität und verbesserte Einbindung der Erzeugungsanlagen in die Steuerung des Stromnetzes (etwa über entgeltliche Lieferung von Blindleistung) können Investitionen in Leitungen, Trafostationen und Umspannwerke eingespart werden. Dies gilt insbesondere für die Verteilnetze. Dieses Ziel erreicht man durch die Mischung von dezentralen Erzeugungstechnologien wie PV (Niederspannung/Mittelspannung), Biomasse (Mittelspannung), Windenergie (Mittel- und Hochspannung) und Wasserkraft (Mittel-, Hoch- und Höchstspannung) möglich.
- **Nutzung kleinstrukturierter Flexibilitätsoptionen und Sektorkopplung:** Durch die verstärkte Einbindung der Elektromobilität und die Koppelung der Sektoren Strom und Wärme ergibt sich die Möglichkeit, lokale Verbräuche und die Erzeugung aufeinander abzustimmen und zu optimieren. So ist

¹⁸ Brückl et. al (2016); „Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit“; Bundesministerium für Wirtschaft

¹⁹ Kadam, Bletterie (2018); Studie zur Monetarisierung von Blindleistung in Österreich: Umfeldanalyse, Ist-Situation und potenzielle Zukunftsszenarien; Austrian Institute of Technology

insbesondere die Einbindung von stark dezentraler Einspeisung, etwa der Photovoltaik, optimal regional nutzbar.

- **Erhöhte Akzeptanz durch möglichst breite Beteiligung möglichst vieler Akteure an der Energiewende:** Die finanzielle, organisatorische und eigentumsrechtliche Beteiligung erhöht die Akzeptanz für die Energiewende unter Bürgern und Unternehmen und ermöglicht es, die erneuerbaren Energien auszubauen. Gleichzeitig werden Politikmaßnahmen so leichter umsetz- und anwendbar. Das bedingt jedoch eine möglichst breite Palette an erneuerbaren Energien anzuwenden und einzusetzen da nur so sicher gestellt werden kann, dass möglichst viele BürgerInnen und Unternehmen im Rahmen ihrer Möglichkeiten am Ausbau und dem Betrieb dieser Kraftwerke teilnehmen können.

Zusammenfassung:

- Technologieneutrale Auktionen wirken sich negativ auf die Zielerreichung bis 2030 aus (der Bedarf von mindestens 35 TWh/a benötigt den gleichzeitigen Ausbau aller verfügbaren Technologien)
- Technologieneutrale Auktionen führen weder zur netz-, noch zur marktnotwendigen Standortdifferenzierung von unterschiedlichen Erzeugungsanlagen, sondern zur Klumpenbildung von einzelnen Erzeugungstechnologien. Beides ist der Versorgungssicherheit abträglich.
- Technologieneutrale Auktionen hemmen die Entwicklung der verfügbaren Erzeugungstechnologien und führen zum Lock-in veralteter Technologien, da sie nicht durch passende neue Technologien ersetzt werden können.
- Eine administrative Vergabe der Förderungen ist effizienter, effektiver und volkswirtschaftlich sinnvoller als ein Ausschreibeverfahren.
- Durch die Förderung von einzelnen Erzeugungsformen ergeben sich keine positiven Wirkungen für Forschung und Entwicklung und ebensowenig für Akzeptanz und Teilhabe der BürgerInnen und Unternehmen.
- Erzeugungstechnologien weichen in ihren Ansprüchen stark voneinander ab. Aufgrund der dadurch bedingten hohen notwendigen Anforderungen und komplexen Gestaltung von Auktionen ist es unwahrscheinlich, dass technologieneutrale Auktionen für alle Technologien zugänglich gestaltet werden können.

Weitere Informationen zur umfangreichen Literatur die die Nutzung von technologieneutralen Ausschreibungen ablehnt:

- Christlich Soziale Union (CSU) – Arbeitskreis Energiewende; Stellungnahme des CSU Arbeitskreis Energiewende (AKE) zu technologieübergreifenden Ausschreibungen
- Matthes et. al (2018); Dezentralität, Regionalisierung und Stromnetze; Öko-Institut e.V.
- Brückl et. al (2016); Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit; OTH Regensburg für das BMWi
- Kadam, Bletterie (2018); Studie zur Monetarisierung von Blindleistung in Österreich: Umfeldanalyse, Ist-Situation und potenzielle Zukunftsszenarien; Austrian Institute of Technology
- Albersmann et. al (2017); die digitalisierte dezentrale Energieversorgung von morgen gestalten; PriceWaterhouseCoopers
- Breiner et. al (2013); Vergleich und Optimierung von Zentral und Dezentral Orientierten Ausbaupfaden zu einer Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland; Rainer-Lemoine-Institut
- CNA Military Advisory Board (2015), National Security and Assured U.S. Electrical Power
- Marqusee et. al (2017); Power Begins at Home: Assured Energy for U.S. Military Bases; the Pew Charitable Trust
- Jahn et. al (2017); Energiewende und Dezentralität - Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte; Agora Energiewende
- Burke, Stephens (2017); Political power and renewable energy futures: A critical review; Energy Research & Social Science – Vol. 35

- Die erwartbaren positiven volkswirtschaftlichen Effekte durch die Nutzung der verfügbaren Technologien im Inland können nur gemeinsam langfristig und nachhaltig entlang der gesamten Wertschöpfungsebene realisiert werden.

Spezialfall: Förderung nach Abschreibungsdauer

Für Biomasse- und Biogasanlagen existieren gesonderte Voraussetzungen für die Abschreibungsperiode.²⁰ Anders als etwa bei Wind-, Wasser- oder Photovoltaikkraftwerken, bei denen die Investitionskosten den Großteil der Kosten verursachen und die Betriebskosten vergleichsweise gering sind, ist es bei Biomasse- und Biogaskraftwerken umgekehrt. Rohstoffabhängige Kraftwerke sind per Definition zusätzlich von Rohstoffen abhängig, die UEBLL ermöglichen daher zusätzliche Zahlungen, um diese Verzerrung auszugleichen.

Folgende Voraussetzungen müssen dabei gegeben sein:²¹

- Die Beihilfen werden ausschließlich auf der Grundlage der erneuerbaren Energien gewährt
- Die Maßnahme ist so ausgestaltet, dass sie die Differenz zwischen den Betriebskosten des Beihilfeempfängers und dem Marktpreis ausgleicht
- Es gibt einen Monitoringmechanismus, mit dem während der Laufzeit der Anlage überprüft werden kann, ob die Betriebskosten nach wie vor höher sind als der Marktpreis der Energie.

Andere Anlagen außer jene, die Biomasse-basiert sind, werden in den Beihilfeleitlinien nicht genannt. Hierfür geht die Literatur davon aus, dass eine entsprechende mit Fakten hinterlegte Darlegung an die Kommission die Weiterförderung ermöglicht.²²

- Weiterhin wird das Ziel der Erreichung der Erneuerbare-Energien- und Klimaziele verfolgt
- Es müsste dargelegt werden, dass ohne eine Weiterförderung die Einstellung des Betriebs erfolgt und die Anlagen nicht adäquat durch neue Anlagen ersetzt werden können (womit die Ziele verfehlt würden)
- Ein Marktversagen besteht weiterhin auf absehbare Zeit
- Es muss dargelegt werden, dass die Zielerreichung durch die Weiterförderung günstiger ist als durch die Errichtung neuer Anlagen
- Durch zeitliche Befristung der Förderung und Monitoring der Marktsituation sollte eine mögliche Einstellung der Förderung in Aussicht gestellt werden

Ausgestaltung der Förderung zur Erreichung des 100% Ziels bis 2030

Allgemeine Rahmenbedingungen

- Deutliche Verbesserung des Vermarktungsumfeldes in Verbindung mit der Vermarktungspflicht von Erzeugungsanlagen
 - Teilnahme am Regenergiemarkt durch Verkleinerung der Gebotsgrößen und Verkürzung der Zeiträume
 - Verkürzung der Gate-Closure Perioden auf 15 Minuten
 - Adaptierung der Netzgebühren für Erzeuger
- Regelmäßiges Monitoring und Berichtspflicht
- Abwicklung der Förderung über die Ökostromabwicklungsstelle (OeMAG)
- Verbesserte Regelungen für Netzanschluss

²⁰ vgl. Punkt 3.3.2.3 RZ 132 ff

²¹ vgl. RZ 133

²² vgl. Kahles et. al, 2017

Details zu den einzelnen Technologien

Windkraft

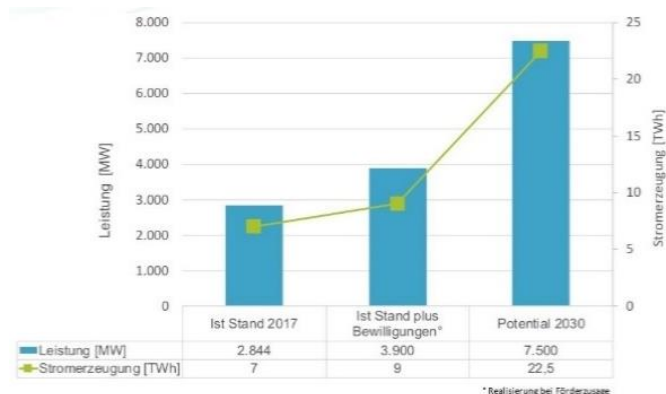


Abbildung 4 installierte Leistung und Stromerzeugung. (Quelle: IG W)

2017 wurden im Rahmen des ÖSG 5,7 TWh Windstrom bei der OeMAG eingespeist (exklusive Anlagen außerhalb des ÖSG). Die Ende 2017 errichtete Kapazität von 2.844 MW Windkraft kann in einem Regeljahr rund 7 TWh Strom erzeugen. Die derzeit bewilligten Projekte, die bereits Förderverträge besitzen inklusive jene, die bereits vollständig genehmigt sind und noch eine Förderzusage benötigen, umfassen zusätzlich rund 1.000 MW, was insgesamt ein Erzeugungspotential von 9 TWh jährlich ergibt. Für die Erreichung des Ziels einer Stromproduktion von 22,5 TWh/Jahr im Jahr 2030 ist ein Netto-Neuzubau (d.h. Anlagenzubau abzüglich des Abbaus älterer Anlagen) von rund 500 MW pro Jahr bis 2030 notwendig.

Ziele im Energiegesetz

- Ausbau von rund 500 MW Windkraft/Jahr, um eine Erzeugung von 22,5 TWh/Jahr bis 2030 zu erreichen

Ausgestaltung der Förderung für die Windkraft

- Technologiespezifische Ausgestaltung der Förderung
- Förderung mit einer gleitenden (variablen) Marktprämie (ähnlich dem langjährig bewährten deutschen Modell)²³
- Direktvermarktung des erzeugten Stromes durch die Betreiber und ihre Partner
- Berechnung des Marktwerts von Strom als Grundlage der monatlichen Anpassung der Marktprämie
- Administrative Festlegung der Förderhöhe. Kein Ausschreibemodell (unter Berufung auf Randziffer 126 der EU Leitlinie)
- Managementprämie zur Markteinführung und als Anreizung für aktive Marktteilnehmer (wie bei der Einführung des Marktprämienmodells in Deutschland)
- Förderlaufzeit von 20 Jahren (wie in allen neuen Fördersystemen in Europa)
- Standortdifferenzierung beim Fördertarif
- Rechtsicherheit für die bei der OeMAG gereihten Förderanträge durch einen Warteschlangenabbau
- Wahlrecht für bestehende Anlagen mit Einspeisetarifen in das neue System der Marktprämien mit Direktvermarktung
- Abwicklung/Auszahlung der Marktprämie über OeMAG

Biomasse

Die Stromerzeugung auf Basis fester Biomasse leistet mit etwa 4.000 GWh Strom pro Jahr einen wichtigen Beitrag zum österreichischen Strommix. Zum zweiten Quartal 2018 hatten 140 Anlagen mit einer Engpassleistung von rund 312 MW ein aufrechtes Vertragsverhältnis mit der OeMAG. Diese Anlagen speisen jährlich rund 2.000 GWh erneuerbare Fernwärme (2016: 1.999 GWh) ins öffentliche Netz ein und produzieren rund 4.000 GWh erneuerbare Fernwärme (2016: 3.700 GWh). Die Summe der Ökostromvergütung betrug 2017 263 Millionen Euro. Mit einem Anteil von ca. 20% an der in sonstigen Ökostromanlagen produzierten Strommenge und 1/3 der erneuerbaren Fernwärmeproduktion (ca. 15% der gesamten Fernwärmeproduktion) ist die Energieerzeugung aus fester Biomasse die quantitativ bedeutendste aller

²³ Zur dt. EEG-Berechnung siehe:

<https://www.next-kraftwerke.de/wp-content/uploads/Anlage1-EEG-2014.pdf>

Prämie ist die Differenz zwischen dem „anzulegenden Wert“ AW (Förderbedarf) und Marktwert von Windstrom (Marktpreis). Festlegung des anzulegenden Wertes mittels Verordnung

geförderten Ökostromtechnologien. Die durchschnittliche Vollbetriebsstundenzahl von über 6.500 Stunden zeigt, dass die Ökostromerzeugung auf Basis fester Biomasse einen stabilen und vor allem planbaren Beitrag zur Deckung des heimischen Strombedarfs leistet. Die Anlagen sparen jährlich 3 Millionen Tonne THG ein und erwirtschaften jedes Jahr eine Wertschöpfung von rund 500 Millionen Euro. Mit 6.400 Vollzeitarbeitsplätzen vor allem im ländlichen Raum leisten die Energieerzeuger aus fester Biomasse einen wesentlichen Beitrag zur Stärkung der ländlichen Regionen.

Zur Erreichung der Klima- und Energieziele ist der Erhalt der bestehenden Anlagen und der moderate Ausbau der Stromerzeugung aus fester Biomasse (+1.000 GWh) notwendig. Dieser Wert soll bis 2030 in einem linearen Ausbaupfad bei damit verbundener Steigerung der Fernwärmeproduktion aus fester Biomasse erreicht werden. Folgender Punkt muss jedenfalls im Fokus der kurzfristigen Planung stehen: **sofortiger Handlungsbedarf zur Absicherung des bestehenden Anlagenparks durch eine Übergangslösung bis zum Inkrafttreten des neuen Energiegesetzes**

Ziele im Energiegesetz

- Ausbau der Stromerzeugung auf Basis fester Biomasse um 1.000 GWh Strom bzw. 3.000 GWh erneuerbare Wärme
- Abbau der Warteschlange für Neuprojekte
- Sichere Überführung der Bestandsanlagen ins Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz
- Flexibilisierung der Erzeugung und des Rohstoffeinsatzes
- Eigenes Kontingent für Anlagen <500 kW_{el}

Ausgestaltung der Förderung

- Direktvermarktung und variable Marktprämie für Anlagen =500 kW_{el}
 - Referenzwert muss Kosten der Ökostromerzeugung abdecken
 - Einführung einer Managementprämie als Risikozuschlag pro verkaufter kWh Ökostrom
- Einspeisetarif nach einem Zonentarifmodell und freiwillige Teilnahme am Marktprämienmodell für Anlagen <500 kW_{el}
 - gesplittete Kontingente (>20 kW_{el}, >100 kW_{el}, >250 kW_{el}, <500 kW_{el}) für dezentrale Anlagen kleiner Leistung <500 kW_{el}
- Optionale Investitionsförderungen für Anlagen <50 kW_{el}
- Administrative Festlegung der Förderhöhe → **Keine Ausschreibungen**
- Festlegung des Förderzeitraums auf 20 Jahre
- Flexibilisierung der Stromerzeugung und Diversifizierung der Abnehmerstruktur
 - Teilnahme am Ausgleichs- und Regenergiemarkt ermöglichen
 - Steuer- und abgabenbefreite Selbstvermarktungsmöglichkeiten von Strom an regionale Haushalte und Gewerbebetriebe
 - Forcierung der Winterstromproduktion durch Anreizmodelle
 - Gewichtung des Referenzmarktpreises im Marktprämienmodell
 - Winterstromprämie im Zonentarifmodell
 - Umsetzung der Laufzeiten auf Basis von Energiemengen (vergütete Kilowattstunden = elektr. Leistung der Anlage x Vollaststunden/Jahr x Laufzeit in Jahren)
- Neudefinition und Flexibilisierung des zulässigen Brennstoffs
 - zulässiger Brennstoff = chemisch unbehandelte, feste, holzartige Biomasse
 - keine Abschläge
 - Gleicher zulässiger Brennstoffmix für alle Anlagen
 - Rohstoffbonus für Kurzumtriebsholz, Maisspindeln, Stroh und sonstige agrarische Reststoffe
- Vereinfachung und Vereinheitlichung der Berichts- und Nachweispflicht
 - Österreichweit einheitliches Genehmigungsverfahren

- einmalige Angabe des Brennstoffnutzungsgrades bei Anlagengenehmigung für Anlagen <500 kW_{el}
- standardisiertes Genehmigungsverfahren für Mikro-KWK bis 400 kW Brennstoffwärmeleistung nach dem Vorbild der Kesseltypenprüfung
- Gutachterbewertung für Anlagen =500 kW_{el}
- Bei der Realisierung eines Vergütungsmechanismus für die Einspeisung von Biomethan ist auch die Einspeisung von Holzgas zu berücksichtigen.
- Bei umfangreicher Reinvestition sollen bestehende Anlagen als Neuanlage anerkannt werden
 - die Anlage muss den technischen und umwelttechnischen Anforderungen entsprechen
 - hinreichende einheitliche Kriterien sind vom Gesetzgeber festzulegen und regelmäßig zu evaluieren

Überführung der Bestandsanlagen ins Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz

- Effizienzsteigerung
 - Anlagen mit Gegendruckturbine, Holzgasanlagen, ORC-Anlagen: ≥ 60% Brennstoffnutzungsgrad
 - Anlagen mit Entnahmekondensationsturbine: ≥ 60% der produzierten Strommenge müssen als Wärme ausgekoppelt werden, die Stromproduktion muss effizient erfolgen
 - Effiziente Stromproduktion → der im Dampfkessel erzeugte Frischdampf muss möglichst weitgehend in der Dampfturbine abgearbeitet werden und darf erst bei möglichst niedriger Temperatur kondensiert und in den Prozess rückgeführt werden
 - Technische Vorgabe: Kondensation des Turbinendampfs bei niedrigen Temperaturen im Vakuum = Abdampfdruck <0,2 bar absolut
- Anpassung der Bestandsanlagen an den Markt ermöglichen
 - Festlegung weiterer Kriterien für eine Verlängerung der Marktprämienvergütung ermöglichen
 - erforderliche Investitionen sind im Referenzwert entsprechend zu berücksichtigen
 - Erlass ausreichender Übergangsfristen
- Effiziente Stromproduktion → der im Dampfkessel erzeugte Frischdampf muss möglichst
- Optionaler Wechsel von Bestandsanlagen (aller Größenordnungen) ins Marktprämienmodell
- Nachfolgeförderung bis zum Ende der technischen Lebensdauer unabhängig vom Zeitpunkt der Erstkontrahierung

Biogas

2017 wurden rund 0,6 TWh Strom aus Biogas erzeugt. Das Ziel bis 2030 liegt bei 1,7 TWh Verstromung von Biogas und Biomethan. Die Rohstoffaufbringung kann dabei überwiegend aus organischen Abfällen und Nebenprodukten der Landwirtschaft sichergestellt werden. Als flexible Erzeugung mit im Vergleich der erneuerbaren Technologien derzeit höchsten Vollarbeitsstunden kann Biogas erhebliche Beiträge zur Ökologisierung und Sicherheit unseres Energiesystems leisten. Bei entsprechender Ausgestaltung kann Biomethan nach saisonaler Zwischenspeicherung in der bestehenden Infrastruktur (beispielsweise Gasspeicher) die bestehenden Groß-KWK Anlagen (4,5 GW_{el} installierter Leistung), 270 h erneuerbar befeuern und so z.B.: in kalten Winterperioden wesentlich zur Versorgungssicherheit beitragen. Kleinanlagen mit hoch effizienter KWK Anwendung sollen hingegen auch in Zukunft direkt vor Ort die regionalen Netze stützen.

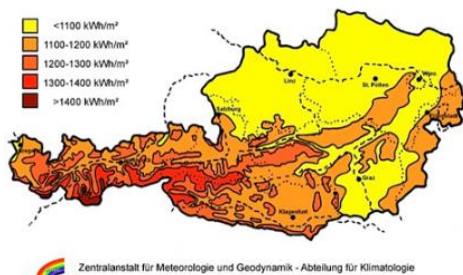
Ziele im Energiegesetz

- Ausbau der Biogaskapazitäten um 1,1 TWh bis 2030 – insgesamt mögliche Jahresarbeit 2030
 - 0,5 GWh vor Ort Anwendung
 - 1,2 TWh nach der Durchleitung und Zwischenspeicherung im Gasnetz
- Erhalt bestehender hocheffizienter Anlagen
- Schaffung der Rahmenbedingungen, dass Biogas zur Versorgungssicherheit beitragen kann

Ausgestaltung der Förderung für Biogas

- Technologiespezifische Ausgestaltung der Förderung
- Bewertung, Anerkennung und Berücksichtigung der vermiedenen Netzkosten
- Ausnahme der Ökostrompauschale auch für Überschusseinspeiser
- Anerkennung der Anlagen durch den jeweiligen Landeshauptmann
- Freisetzung des technologischen Potentials von Biogasanlagen durch Anreize
 - Flexibilisierungsbonus zur Lieferung von Regel- und Ausgleichsenergie (Steuerung muss ermöglicht werden)
 - Speicherbonus – flexible Gasspeicher können die Potentiale zur Verlagerung der Erzeugung deutlich heben
- Tarifbestimmung für Anlagen kleiner 500 kW zu kostendeckenden Tarifen ohne Standardbilanzausgleichsverantwortung und der Verantwortung zur Vermeidung negativer Preise in Form eines Zonentarifes bzw. Staffeltarifs (die erste GWh wird höher abgegolten als die Vierte)
- Anreize für vermehrten Einsatz von Nebenprodukten der Landwirtschaft und von organischen Abfälle
- Anreize für Anlagen mit höherer Effizienz
- Eigenes Kontingent für erneuerbaren Strom aus Gaskraftwerken, welche erneuerbare Energie aus dem Gasnetz beziehen (getrennt für Biomethan, Holzgas und P2G), alleine das anteilige Biomethan könnte die bestehenden Groß-KWK (4,5 GW_{el}) 270 h erneuerbar befeuern.
- Anerkennung bzw. Abgeltung der vermiedenen Netzkosten gemäß EU-RL 2009/28/EG Art. 16 Pkt. 8
- Managementprämie zur Umstellung und als Anreizung aktiver Marktteilnehmer
- Bei umfangreicher Reinvestition Anerkennung als Neuanlage
- Tarifaufzeit: 20 Jahre, Anpassung der steuerlichen Abschreibung an die Förderdauer
- Nachfolgetarifregelung
- Nach umfangreicher Reinvestition und Anpassung an den Stand der Technik Ermöglichung des Neuanlagenstatus
- Mindestbrennstoffnutzungsgrad 60%

Mittlere jährliche Summe der Globalstrahlung auf die horizontale Fläche



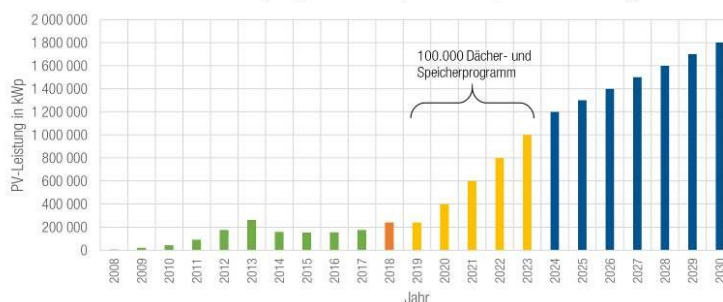
Photovoltaik

2017 gab es in Österreich erstmals seit drei Jahren einen relevanten Anstieg der neu installierten PV-Leistung. Es wurden Netzgekoppelte Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtleistung von 172.479 kW_{peak} und autarke Anlagen mit einer Gesamtleistung von 476 kW_{peak} installiert, was einer Steigerung von 11% entspricht (verglichen mit dem Vorjahr). Die Stromproduktion aus PV-Anlagen ergab 2017 1.269 GWh. Etwa 0,57 TWh wurden über das Ökostromgesetz gefördert.²⁴ Insgesamt soll die Stromproduktion aus

Photovoltaik bis zum Jahr 2030 auf 15 TWh/a ausgebaut werden. Bei einer durchschnittlichen Erzeugung von 1.000 Vollbetriebsstunden pro Jahr entspricht das einer installierten Leistung von 15 GW.

Laut der Roadmap Photovoltaik²⁵ liegt das bis 2050 realisierbare Flächenpotential bei mindestens 230 km² (170 km² Dachfläche und 60 km² Fassaden). Nicht enthalten sind hier ökologisch geringwertige Flächen wie Mülldeponien bzw. Freiflächen, die zusätzlich zur bestehenden Nutzung mit Photovoltaik ausgestattet werden können. Zur Erreichung der Ausbauziele müssen vor allem auch großflächige PV-Anlagen, auch abseits von Gebäuden errichtet werden. Trotz hohem Dachpotenzial wird es nicht immer möglich sein, Dächer vollständig zu nutzen. Dank der mittlerweile

Jährliche Zubaurate [kWp] bis 2030 (Ziel: 15 GWp Gesamtleistung)



²⁴ Biermayr et. al (2018); Innovative Energietechnologien in Österreich; Bundesministerium für Verkehr, Infrastruktur und Technologie

²⁵ Fechner et. Al (2017); Technologie-Roadmap für Photovoltaik in Österreich; BMVIT

ausgeklügelten Nutzungskonzepte bringt der Einsatz von PV-Anlagen auf Freiflächen vielfältige positive Nebeneffekte. Die Betrachtung von qualifizierten Freiflächen muss wieder größere Bedeutung gewinnen und eine Fördermöglichkeit für diese Flächen muss geboten werden.

Die installierte Leistung muss sich also im Zeitraum 2018-2030 mehr als verzehnfachen. Zum Vergleich dazu wurden weltweit im Jahr 2017 rund 100.000 MW installiert, in Europa knapp 9.000 MW. Als größtes Land hat die Türkei 1.790 MW installiert.

Zubauraten

Aus dem definierten Ziel, 2030 eine PV-Leistung von 15 GW_{peak} bereitzustellen, lässt sich für den Zielkorridor ein jährlicher PV-Zubau ableiten. Eine stetig steigende Zubaurate ist notwendig. Der moderate Zubau in den Anfangsjahren erklärt sich dadurch, dass mit einer Lernphase und einem Aufbau der entsprechenden Errichtungskapazitäten zu rechnen ist. Ab 2023 sind hohe jährliche Zubauraten notwendig. Beginnend mit einem Zubau von 240 MW im Jahr 2019, steigt der jährliche Zubau auf 1.800 MW im Jahr 2030 an. Dabei ist der Anstieg in den Jahren ab 2020 ausgeprägter (+200 MW Mehrzubau im Vergleich zum Vorjahr), während der Zubau in den Jahren ab 2025 weniger stark ausfällt (+100 MW Mehrzubau als im Vorjahr). Einen Teilbereich des Ziels „100% sauberer

Jahr	jährliche Zubaurate [kWp]	Wachstum kumuliert [kWp]	Produzierte kWh
2017	175.000	1.261.179	1.198.120.050
2018	240.000	1.501.179	1.501.179.000
2019	240.000	1.741.179	1.741.179.000
2020	400.000	2.141.179	2.141.179.000
2021	600.000	2.741.179	2.741.179.000
2022	800.000	3.541.179	3.541.179.000
2023	1.000.000	4.541.179	4.541.179.000
2024	1.200.000	5.741.179	5.741.179.000
2025	1.300.000	7.041.179	7.041.179.000
2026	1.400.000	8.441.179	8.441.179.000
2027	1.500.000	9.941.179	9.941.179.000
2028	1.600.000	11.541.179	11.541.179.000
2029	1.700.000	13.241.179	13.241.179.000
2030	1.800.000	15.041.179	15.041.179.000

Strom“ stellt das 100.000 Dächer- und Speicherprogramm dar. Der Name des Programms ist dabei als Synonym für die PV- und Speicherentwicklung zu sehen, unabhängig von der Anbringungsart und der Stückzahl. Das Programm ist in der laufenden Regierungsperiode anzusetzen, mit einem Start 2019 und einer Laufzeit bis 2023. Damit wird eine Zubauleistung von ca. 3,04 GW_{peak} pro Jahr ermöglicht.

Ausgestaltung der Förderung für PV

Zukünftige Fördersysteme und Rahmenbedingungen müssen einfach administrierbar, für den Einreicher gut handhabbar sowie für das Gewerbe langfristig über mehrere Jahre planbar sein.

Die Förderung von PV-Anlagen ist, je nach Anwendungsart, differenziert auszugestalten. Anhand der Anwendungsmöglichkeiten der PV-Anlagen und der resultierenden Anlagengröße sind folgende Förderarten vorzusehen:

PV Anlagengröße	Förderung	Höhe
Bis 10 kWp	Investitionszuschuss	Investzuschuss von 275 EUR/kWp (max. 40% der Investkosten), jährlich Anpassung möglich
10,1 – 100 kWp	Investzuschuss & variable Marktprämie	Investzuschuss von 250 EUR/kWp + adm. Festgelegt var. Marktprämie
100,1 – 500 kWp	Investzuschuss & variable Marktprämie	Investzuschuss 200 EUR/kWp + adm. Festgelegte var. Marktprämie
500,1 – 5.000 kWp	Variable Marktprämie	Marktprämie mit Ausschreibung

Fördersystem Stromspeicher

Speicher stellen eine der Schlüsseltechnologien für das zukünftige Energiesystem dar. Durch den Einsatz von entsprechenden elektrochemischen Speichern kann eine Vergleichmäßigung der fluktuierenden Erzeugung von PV-Systemen erfolgen. Des Weiteren ergeben sich durch den Einsatz von Speichern mehrfache Synergieeffekte für die Allgemeinheit:

- Schaffung rechtlicher Rahmenbedingungen, um Speicher (durch Dritte) effizient nutzen zu können.
- Peak-Shaving für Gewerbebetriebe
- Netzstützung in Kombination mit e-mobility und smartgrid
- Bonus für Freigabe von Speicherkapazität zur Nutzung durch Dritte (Schwarm-Speicher)

Speichergröße	Fördersatz
1-2 kWh	400 EUR/kWh
3-5 kWh	300 EUR/kWh
6-10 kWh	250 EUR/kWh
10-30 kWh	200 EUR/kWh
30-100 kWh	150 EUR/kWh

Förderung für Energiemanagementsysteme

Voraussetzungen	Art der Förderung	Höhe der Förderung
Intelligente Steuerung, bidirektionale Messung der Energieflüsse aus dem und ins Versorgungsnetz am Zählpunkt des Objekts, aktive Steuerung des Stromverbrauchs (von Geräten)	Investzuschuss	500 EUR (max. 40% der Investkosten)

Kleinwasserkraft

2016 wurden 6,25 TWh Strom in über 3.600 Kleinwasserkraftwerken unter einer Engpassleistung von 10 MW erzeugt. 1,6 TWh wurden im Rahmen des ÖSG gefördert und bei der OeMAG eingespeist, die restlichen rund 4,65 TWh sind nicht Bestandteil des ÖSG und werden aktuell frei am Markt verkauft. Hier eingerechnet ist nicht der Eigenverbrauchsanteil von rund 10-20%. Das Ziel ist, bis 2030 insgesamt rund 9,4 TWh Strom pro Jahr aus Kleinwasserkraft zu erzeugen. Ein wesentliches Potential liegt im Bereich der Modernisierung und Erweiterung von bestehenden Anlagenstandorten. Diese Modernisierungen geschehen häufig Hand in Hand mit den aufgrund der EU Wasserrahmenrichtlinie geforderten ökologischen Verbesserungen und bringen in solchen Fällen teilweise den Vorteil mit sich, dass damit verbundene Verluste durch Modernisierungsmaßnahmen kompensiert werden können. Es wäre sowohl aus Sicht der Ziele zum Ausbau von Ökostrom als auch hinsichtlich ökologischer Zielvorgaben kontraproduktiv, die Schöpfung dieser Potentiale durch Ausschreibeverfahren zu blockieren. Im Sinne von effizienter Stromproduktion sollte vielmehr danach gestrebt werden, Revitalisierungspotentiale möglichst vollständig zu realisieren (es ist eine geringere Umsetzungsrate bei Ausschreibungen zu erwarten).

Ziel im Energiesgesetz

- Steigerung der Wasserkrafterzeugung in Kleinwasserkraftwerken unter 10 MW auf 9,4 TWh/a

Ausgestaltung der Förderung

- Gleitende (variable) Marktprämie für alle Anlagengrößen²⁶
- Garantierte, kostendeckende Einspeisetarife bis 500 kW EPL (optionaler Wechsel in Marktprämienmodell oder Investitionsförderung)
- Wahlweise Investitionsförderung i.H.v. 45%
- Über 500 kW EPL gleitende Marktprämie gestaffelt entsprechend bisherigem ÖSG-Tarifmodell
- Managementprämie zur Umstellung und als Anreizung aktiver Marktteilnehmer
- Referenzertragsmodell
- Förderlaufzeit entsprechend Abschreibungsdauer bzw. Förderleitlinien (30 Jahre)
- Aufhebung der Mengendeckelung
- Förderung für Revitalisierungen und für Neubau sowie Bestandskraftwerke am Stand der Technik (entsprechend EU-Beihilfeleitlinien)
 - Revitalisierungsförderung
 - für EPL oder RAV Steigerung ab 5%
 - ab 50% Steigerung Neuanlagenförderung
 - für ökologische Maßnahmen, die Wasserrechtsbescheid benötigen
- Förderung für den Umbau in Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke
- Anerkennung bzw. Abgeltung der vermiedenen Netzkosten
- Ausnahme von der Ökostrompauschale auch für Überschusseinspeiser bzw. Ökostrompauschale in Abhängigkeit von der Bezugsleistung bemessen (Ökostrompauschale für jene Netzebene, auf der der Zählpunkt entsprechend der Bezugsleistung liegen würde), um Härtefälle zu vermeiden

Gestaltung der Fördermechanismen für Kleinanlagen (Einspeisetarif)

Für Anlagen im kleinen Leistungsbereich sehen die EU-Förderleitlinien berechtigterweise Ausnahmen vor, da für diese in der Regel erschwerte Bedingungen hinsichtlich des Marktzuganges und der Marktintegration bestehen. In Österreich befindet sich ein sehr großer Teil der neuen oder revitalisierten Kleinwasserkraftanlagen in diesem Leistungsbereich. Die speziellen Marktbedingungen für diese Anlagen müssen in einem neuen Energiegesetz auch entsprechend berücksichtigt werden, indem von der Ausnahmemöglichkeit der Beihilfeleitlinien Gebrauch gemacht wird. Diese Anlagen müssen nach wie vor eine Tarifförderung (Feed in Tarif) in Anspruch nehmen können. Bei der Gestaltung der Tarifförderung sollte im Sinne der Fördereffizienz das in Österreich bereits bewährte Modell eines Staffeltarifes zur Anwendung kommen. Jedoch müsste die Tariflaufzeit an die durchschnittliche Abschreibungsdauer der Anlagen angepasst werden, was die Förderleitlinien ebenfalls ermöglichen. Die Tariffhöhe sollte sich an der aktuellen Tariffhöhe orientieren und wie bisher entsprechend angepasst und vorgegeben werden. Eine längere Laufzeit ermöglicht aber eine gewisse Reduktion der Tariffhöhe.

Bei einer Entscheidung für eine Tarifförderung ist eine Mindestbindung in der Tarifförderung von einem Jahr (eventuell auf 3 Jahre erweiterbar) denkbar, um „Rosinenpicken“ zu vermeiden. Erst danach sollte ein Wechsel in das Prämienmodell möglich sein. Um Anlagen unter 500 kW jedoch auch zusätzliche Anreize zur raschen Marktintegration zu geben, soll Antragsstellern offen gehalten werden, sich anstatt zur Tarifförderung für eine Förderung in Form einer gleitenden Marktprämie oder in Form einer Investitionszuschussförderung zu entscheiden.

Kontakt für Rückfragen:

Erneuerbare Energie Österreich
Florian Maringer

Tel.: +43 660 402 6001
Mail: florian.maringer@erneuerbare-energie.at

²⁶ Zur dt. EEG-Berechnung siehe:

<https://www.next-kraftwerke.de/wp-content/uploads/Anlage1-EEG-2014.pdf>

Prämie ist die Differenz zwischen dem „anzulegenden Wert“ AW (Förderbedarf) und Marktwert von Windstrom (Marktpreis). Festlegung des anzulegenden Wertes mittels Verordnung