

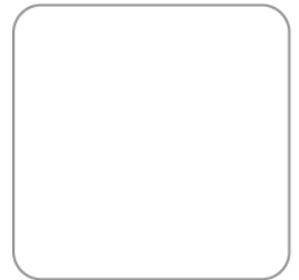


TECHNISCHE  
UNIVERSITÄT  
WIEN



Kurzstudie

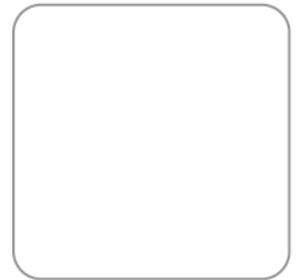
# Mögliche Entwicklungen des Unterstützungsvolumens für Windkraft bis 2021



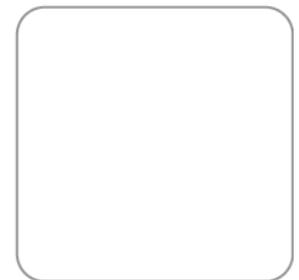
Autoren: DI André Ortner, Dr. Gustav Resch, TU Wien



Mai 2017



Kurzstudie in Auftrag von IG Windkraft





### **Kontakt**

DI André Ortner, Dr. Gustav Resch

[ortner@eeg.tuwien.ac.at](mailto:ortner@eeg.tuwien.ac.at)

Technische Universität Wien,  
Energy Economics Group (EEG)

Gusshausstraße 25-29 / 370-3,  
A-1040 Wien, Österreich

# Inhalt

1	HINTERGRUND	5
2	FRAGESTELLUNG	7
3	METHODIK UND ANNAHMEN	9
3.1	Berechnungsmethode	9
3.2	Annahmen über die zukünftig zur Verfügung stehenden Fördermittel für Windkraft	10
3.3	Entwicklung der sich in Förderung befindlichen Kapazitäten	11
3.4	Entwicklung der Einspeisetarife	14
3.5	Annahmen über die zukünftige Marktpreisentwicklung	14
3.6	Annahmen über die Entwicklung sonstiger Aufwendungen	15
3.7	Zusammenfassung der betrachteten Szenarien	17
4	ERGEBNISSE	19
4.1	Zukünftige Entwicklung des Unterstützungsvolumens ohne weiteren Zubau	19
4.2	Zukünftige Entwicklung des Unterstützungsvolumens mit jährlichen Zubau der Kontingente und Warteschlangenabbau	21
4.3	Wahrscheinlichste Entwicklung des Unterstützungsvolumens für verschiedene Sonderkontingente	24
5	SCHLUSSFOLGERUNGEN	27
6	REFERENZEN	29

# 1 Hintergrund

Durch eine Verbesserung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen durch das Ökostromgesetz 2012 (ÖSG 2012) kam es zwischen 2012 und 2014 zu einer Verdoppelung der Windkraftleistung in Österreich. In ÖSG 2012 ist festgelegt, dass die österreichische Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG) basierend auf verordneten Einspeisetarifen neue Projekte unter Vertrag nimmt, bis ein durch ein Gesetz bzw. durch eine Verordnung festgelegtes Förderkontingent erreicht ist.

Für die Windkraft ist ein jährliches Unterstützungsvolumen von 11,5 Mio. Euro verfügbar. Zusätzlich werden noch Fördermittel aus einem sogenannten „Resttopf“ zur Verfügung gestellt, die sich jedoch zum Teil auch auf Kleinwasserkraft und Photovoltaikanlagen aufteilen. Dieser Resttopf belief sich im Jahr 2012 auf 19 Mio. € und wurde bisher jedes Jahr um 1 Mio. € verringert.

In die jährliche Berechnung der zu vergebenden Verträge durch die OeMAG gehen unter anderem sowohl eine Abschätzung des Marktwertes der erzeugten Energie, als auch die voraussichtlichen Ausgleichsenergiekosten ein.

Aufgrund eines Preisverfalls am Großhandelsmarkt für Strom und dem gleichzeitig starken Anstieg der angefallenen Ausgleichsenergiekosten, konnten jedoch nur mehr ein Bruchteil der ursprünglich vorgesehenen Verträge für Windkraftförderung seitens der OeMAG vergeben werden. Bei der OeMAG sind alle aus diesem Grund nicht realisierbaren Anlagen in einer Warteschlange. Die in dieser Warteschlange befindlichen Anlagen sind bereits genehmigt und könnten bei Freigabe entsprechender Fördermittel unmittelbar realisiert werden. Derzeit befinden sich Windkraftanlagen mit einer Gesamtkapazität von 850 MW in der Warteschlange.

## 2 Fragestellung

Vor dem eben erwähnten Hintergrund befasst sich die vorliegende Kurzstudie mit der Fragestellung wieviel Unterstützungsvolumen zukünftig erforderlich sein könnte, um in Österreich bis zum Jahr 2021 einen ambitionierten Windkraftausbau umzusetzen.

Zu diesem Zweck solle eine Reihe von begründeten Annahmen getroffen werden, welche für eine Vorausberechnung der zukünftig notwendigen Unterstützungsvolumina notwendig sind. Des Weiteren soll die Berechnungsmethode die Unsicherheit relevanter Rahmenbedingungen durch eine Szenarioanalyse berücksichtigen.

Im Speziellen sollen folgende Teilfragen im Detail geklärt werden:

- Welche Einsparung an Fördermitteln ergibt sich zukünftig durch den Austritt von Windkraftanlagen aus dem Förderprogramm der OeMAG?
- Wieviel Kapazität kann aus der Warteschlange abgebaut werden, wenn ein Sonderkontingent von 57 bzw. 91 Mio. € zusätzlich zur Verfügung gestellt würde?
- Welches zusätzliche Unterstützungsvolumen ist voraussichtlich bis 2021 notwendig, um die komplette Warteliste unter Vertrag zu nehmen?
- Lässt sich Abbau der Warteschlange und der zusätzliche Windkraftausbau ohne Anstieg der derzeitigen, jährlichen Unterstützungsvolumina bewerkstelligen?

# 3 Methodik und Annahmen

Um die Fragestellung dieser Arbeit zu beantworten, wurde eine Datenbank mit historischen Zeitreihen aus öffentlich verfügbaren Quellen, sowie Daten und Annahmen von IG Windkraft zusammengestellt. Alle relevanten Datensätze und Annahmen, sowie die verwendete Berechnungsmethode werden im Folgenden kurz dargestellt.

## 3.1 Berechnungsmethode

Die historischen Werte des angefallenen Unterstützungsvolumens für Windkraft in Österreich werden seitens des österreichischen Regulators für Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control) in deren jährlichen Ökostromberichten ausgewiesen [1]. Die Methodik zur Berechnung des Unterstützungsvolumens in dieser Arbeit entspricht der offiziellen Berechnungsmethode die auch den Darstellungen im Ökostrombericht zugrunde liegt. Eine graphische Darstellung der relevanten Ertrags- und Kostenkomponenten ist in Abbildung 1 dargestellt.

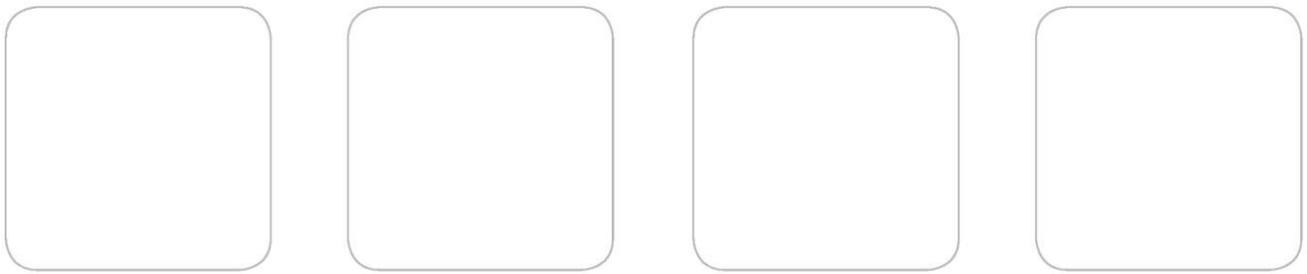


Abbildung 11  
Unterstützungsvolumen  
in Mio. €

Abbildung 1 Exemplarische Darstellung der offiziellen Berechnungsmethode zur Ableitung des Unterstützungsvolumens. Quelle: E-Control, Ökostrombericht 2016 [1].

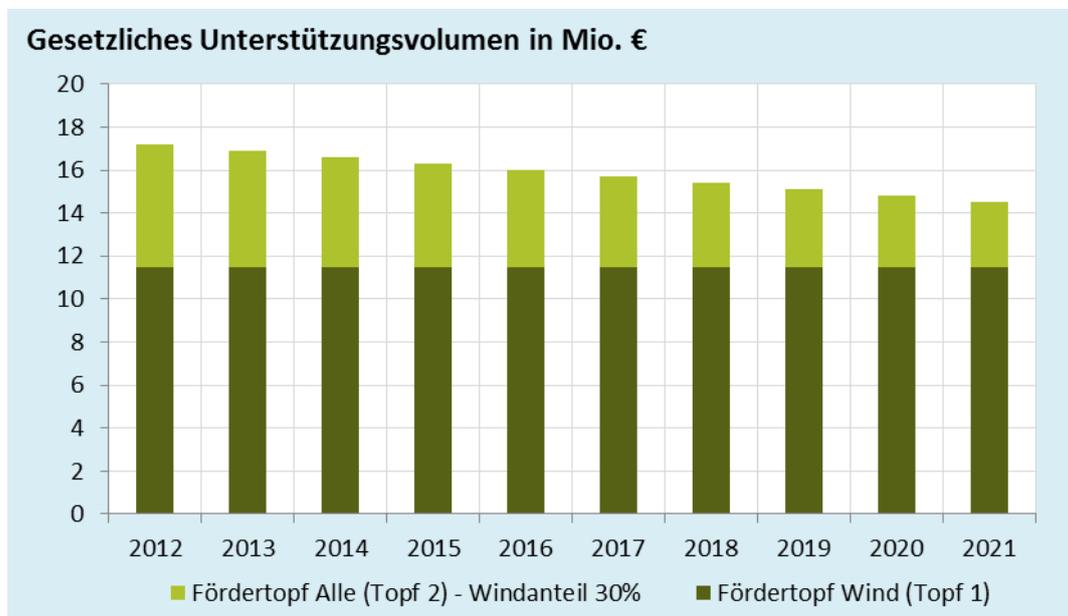
Es ist ersichtlich, dass sich das Unterstützungsvolumen aus einem Kostenblock und einem Erlösblock ableitet. Im Kostenblock befinden sich die Kosten der Vergütung über verordnete Einspeisetarife, Kosten für Administration, eine Technologieförderkomponente und die Kosten für den Bezug von Ausgleichsenergie. Dem gegenüber steht ein Marktwert der erzeugten Energie, welcher sich vom Wert des Windstroms an der europäischen Strombörse EPEX Spot ableiten. Aus der Differenz dieser beiden Größen leitet sich das notwendige Unterstützungsvolumen ab.

Die in der Abbildung dargestellten Geldvolumina leiten sich jeweils aus einem Preis bzw. Tarif und einer zugehörigen Energiemenge ab. Um die Übereinstimmung der in dieser Arbeit berechneten Unterstützungsvolumina mit den tatsächlichen Werten zu gewährleisten, wurde die Methode anhand historischer Zeitreihen verifiziert. Für die zukünftige Entwicklung der einzelnen Kenngrößen wurden Annahmen getroffen, die im Folgenden transparent dargestellt werden.



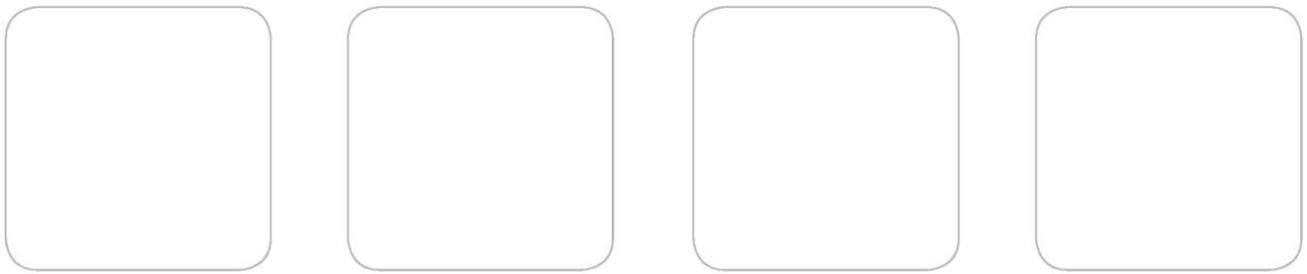
## 3.2 Annahmen über die zukünftig zur Verfügung stehenden Fördermittel für Windkraft

Die Ökostromabwicklungsstelle ist laut ÖSG 2012 dazu verpflichtet, je nach zur Verfügung stehenden Fördermitteln, den ihr angebotenen Ökostrom zu den durch eine Verordnung bestimmten Einspeisetarifen für eine Dauer von 13 Jahren zu kontrahieren. Das jährlich festgelegte Kontingent für neu zu kontrahierende Windkraftanlagen beträgt mindestens 11.5 Millionen Euro (vgl. ÖSG 2012 § 23 (3)). Zusätzlich steht allen Ökostromanlagen ein weiterer Fördertopf in der Höhe von 14 Mio. € im Jahr 2017 zur Verfügung, welcher sich jährlich um 1 Mio. € verringert. In dieser Arbeit wurde davon ausgegangen, dass für Windkraftanlagen 30% dieses allgemeinen Fördertopfes zur Verfügung gestellt werden kann (siehe Abbildung 2).



**Abbildung 2** Annahme über das für Windkraft jährlich zur Verfügung gestellte Unterstützungsvolumen

Zusätzlich zu den in Abbildung 2 dargestellten jährlichen Unterstützungsvolumen wird derzeit über ein Sonderkontingent zum Abbau der sich in der Warteschlange der OeMAG befindlichen Windkraftanlagen verhandelt. In dieser Arbeit wurde untersucht, wieviel Kapazitäten aus der Warteschlange durch ein sofortiges Sonderkontingent in der Höhe von 57, bzw. 91 Mio. € zusätzlich gefördert werden könnten, bzw. wieviel zusätzliches Unterstützungsvolumen für einen Komplettabbau der Warteschlange bis 2021 aufgebracht werden müsste.



### 3.3 Entwicklung der sich in Förderung befindlichen Kapazitäten

Die Grundlage für die Berechnung der benötigten Unterstützungsvolumina stellt die zu fördernde Energiemenge dar. Diese ergibt sich zunächst aus der in Förderung befindlichen Anlagenkapazitäten und deren Stromproduktion. Die Anlagenkapazitäten können in vier Kategorien eingeteilt werden:

- Installierte Kapazitäten die sich im Förderprogramm der OeMAG befinden (Bestand)
- Installierte Kapazitäten, die nach 13 Jahren aus dem Förderprogramm ausscheiden
- Kapazitäten, die mittels dem jährlichen Unterstützungsvolumen zugebaut werden (Jährliche Kontingente aufgrund von ÖSG 2012)
- Kapazitätszubau resultierend vom Warteschlangeabbau über einmalige Sonderkontingente

In Abbildung 3 sind die jährlichen von IG Windkraft angenommenen Kapazitätsaustritte aus dem Förderprogramm der Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG) dargestellt. Dabei handelt es sich um jene Anlagen, welche die maximal Förderdauer von 13 Jahren erreicht haben und in deren restlicher Lebensdauer keine Unterstützungszahlungen mehr seitens der OeMAG erhalten werden.

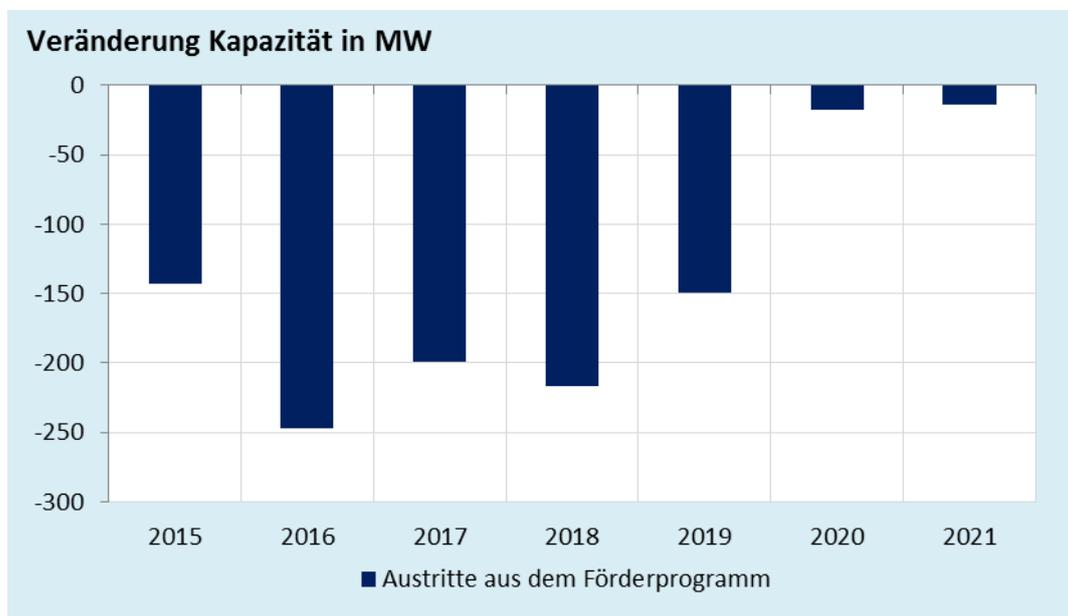
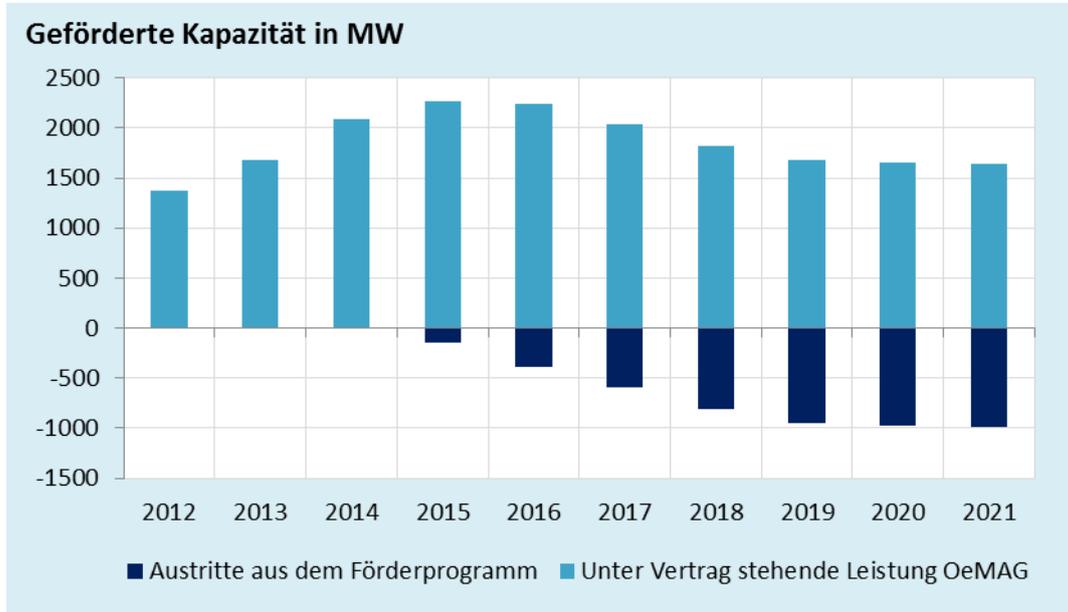
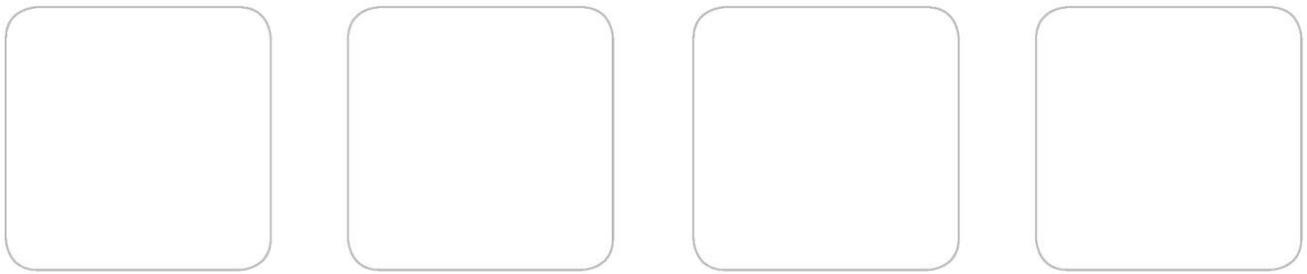


Abbildung 3 Annahme über Kapazitätsaustritte aus dem Förderprogramm der OeMAG

Mit dieser Annahme kann nun zusammen mit den derzeit mit der OeMAG unter Vertrag stehenden Anlagenkapazitäten auf den zukünftig zu erwartenden Bestandsrückgang geschlossen werden. In Abbildung 4 ist der resultierende zu erwartende Anlagenbestand in Förderung ohne zusätzliche Neueintritte dargestellt. Zur besseren Interpretation sind die akkumulierten Austritte nochmals gesondert dargestellt.



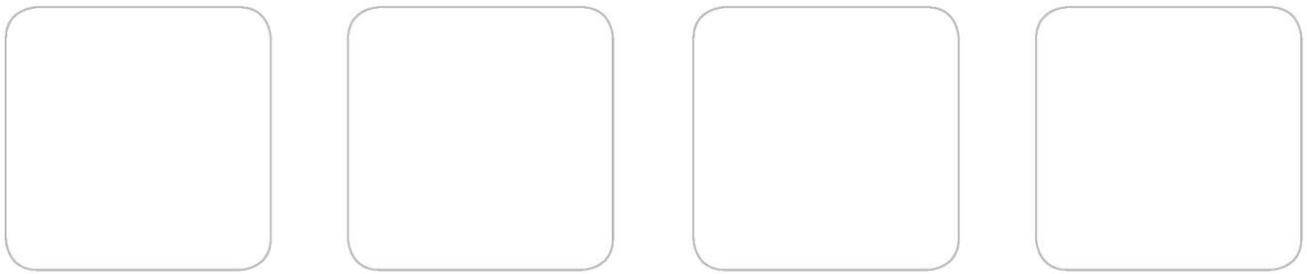
**Abbildung 4** Voraussichtliche Entwicklung des Anlagenbestands in Förderung ohne Neuzubauten

Basierend auf den zusätzlichen, jährlichen Unterstützungsvolumen nach ÖSG 2012 werden jedes Jahr neue Anlagen in die Förderung aufgenommen. Die resultierende Kapazität richtet sich nach den verfügbaren Fördermitteln, dem Marktpreis und den aliquoten Ausgleichsenergie-, Verwaltungs- und Technologieförderungsaufwendungen und errechnet sich konkret nach der in Absatz 3.1 beschriebenen Methode. Aufgrund der Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung des Marktpreises und der aliquoten Ausgleichsenergiekosten ist der Kapazitätswachstum durch die jährlichen Kontingente nach ÖSG 2012 daher Teil der Ergebnisse dieser Arbeit und keine exogene Annahme.

Die gleiche Berechnungsmethode wie für die jährlichen Kontingente nach ÖSG 2012 wird grundsätzlich auch für Sonderkontingente angewandt. Für das Jahr 2017 existiert jedoch schon ein entsprechendes Gutachten der E-Control über die aliquoten Ausgleichsenergie-, Verwaltungs- und Technologieförderungsaufwendungen für Windkraft (vgl. E-Control Gutachten lt ÖSG 2012 § 42 (4)). Zusammen mit dem aktuellen Marktpreis gemäß § 41 ÖSG ist es somit möglich, unter der Annahme eines einmaligen, zusätzlichen Unterstützungsvolumens, die förderbaren Anlagenkapazität aus der Warteschlange zu berechnen. Nachdem diese Kapazitäten nicht unmittelbar zugebaut werden können, wurde seitens der IG Windkraft die Annahme getroffen, dass sich der Zubau dieser Kapazitäten im Verhältnis (10%, 40%, 40%, 10%) über die Jahre 2018 bis 2021 aufteilen wird. Die Aufteilung der Kapazitäten im Falle eines Totalabbaus der Warteschlange wurden ebenfalls von IG Windkraft angenommen.

**Tabelle 1** Angenommener Warteschlangenabbau unter verschiedenen Sonderkontingenten

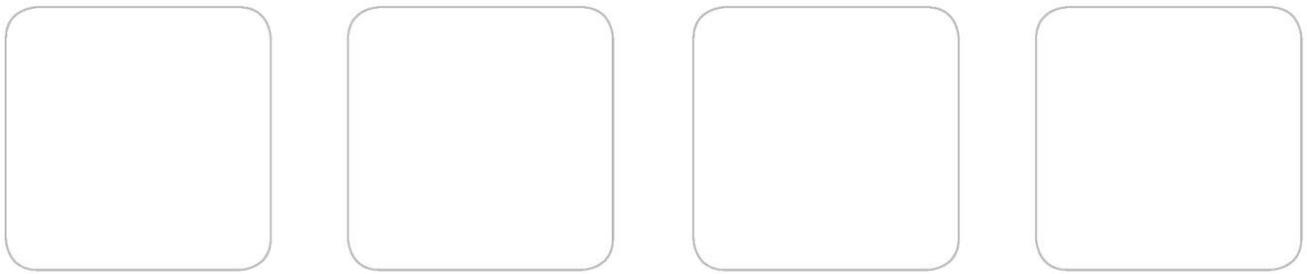
	2018	2019	2020	2021	Gesamt
850MW Totalabbau	270	230	190	160	850
57 Mio.€ Sonderkontingent	28	111	111	28	278
91Mio. € Sonderkontingent	63	253	253	63	633



Um von der Kraftwerksleistung auf die zusätzlich zu fördernde, bzw. aus der Förderung rausfallende Stromerzeugung zu schließen, wurde eine Annahme über die durchschnittliche Entwicklung der Volllaststunden getroffen. Abbildung 5 zeigt die Darstellung der Berechnung zur Anwendung kommenden Volllaststunden. Die historischen Werte basieren auf Angaben der E-Control [1]. Die zukünftigen Werte für Bestandsanlagen wurden gemäß ÖSG 2012 §23 (5) konstant mit 2150 h/a festgelegt.



**Abbildung 5** Annahme über durchschnittliche Volllaststunden der Bestandsanlagen und neu unter Vertrag genommene Anlagen



### 3.4 Entwicklung der Einspeisetarife

Die anwendbaren Einspeisetarife wurden aus den entsprechenden Ökostromverordnungen vom Jahr 2002 bis 2016 [2] und den Angaben der durchschnittlichen Einspeisevergütung im Ökostrombericht der E-Control [1] entnommen. Für aus dem Förderprogramm ausscheidende Anlagen wurde der anwendbare Einspeisetarif zum Zeitpunkt der Antragstellung herangezogen. Bei Anlagen die neu ins Förderprogramm eintreten, wird der, entsprechend der Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2016 und deren Anpassungen festgelegte, Einspeisetarif für neu zu errichtende Windkraftanlagen angewendet. Für die Jahre 2018 bis 2020 wurde eine Abnahme des Einspeisetarifs laut Verordnung mit 1% Abschlag zum Vorjahrestarif angenommen. Abbildung 6 zeigt eine grafische Darstellung der resultierenden Einspeisetarife.

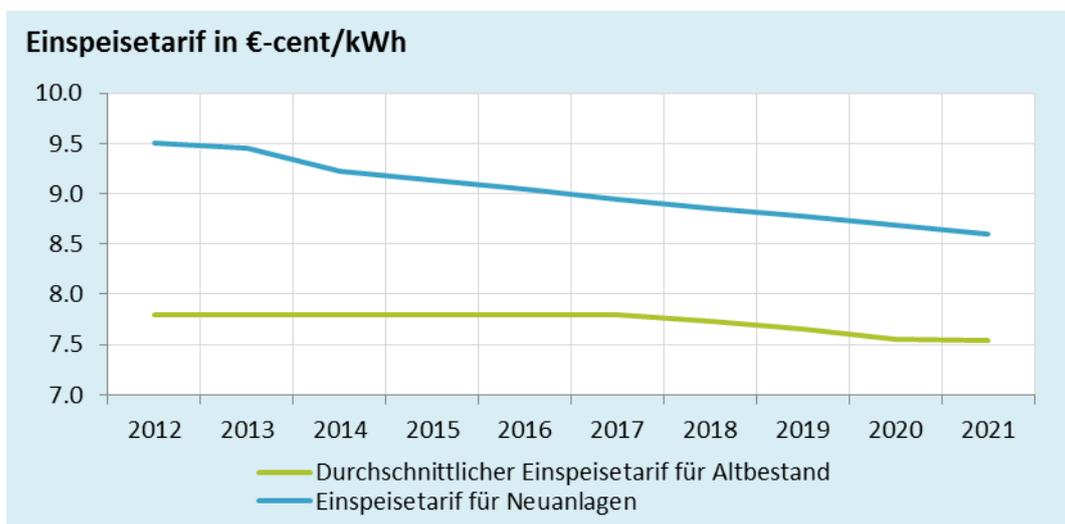
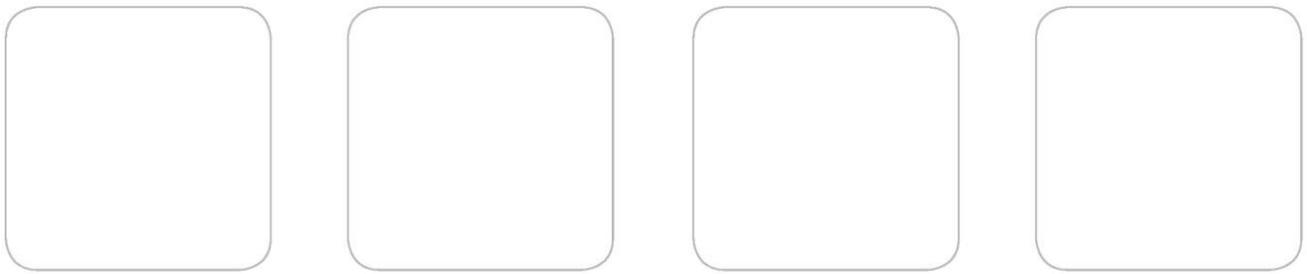


Abbildung 6 Historische und zukünftig anwendbare Einspeisetarife laut Ökostrom-Einspeisetarifverordnung und Ökostrombericht

### 3.5 Annahmen über die zukünftige Marktpreisentwicklung

Die Marktpreisentwicklung stellt eine kritische Größe bei der Bemessung des Unterstützungsvolumens dar. Gleichzeitig ist die zukünftige Entwicklung der Strompreise von großer Unsicherheit bestimmt. Um diese Unsicherheit gerecht zu werden und die Empfindlichkeit der Ergebnisse abhängig von der zukünftigen Marktpreisentwicklung abzubilden, wurden zwei extreme und ein mittlerer Entwicklungspfad in die Analyse einbezogen. In Abbildung 7 sind die Entwicklungspfade grafisch dargestellt. Die Preisentwicklung mit dem stärksten Anstieg basiert auf dem „Standard-Szenario“ der Studie „Stromzukunft Österreich 2030“ [3]. Bei der moderateren Preisentwicklung wurden die derzeitigen Börsenwerte der Strom-Futures die auf EPEX Spot als Grundlage herangezogen<sup>1</sup>. Die zukünftigen Preise wurden unter Berücksichtigung der historischen Inflationsrate auf nominelle Werte umgerechnet. Zusätzlich wurde ab 2018 die Auftrennung des deutsch-österreichischen Marktgebietes insofern berücksichtigt, als das ein Preisauf-

<sup>1</sup> Eine Berücksichtigung von zusätzlichen Einnahmen durch die Vermarktung von Windstrom seitens der APG am Intra-Day Markt der EPEX Spot wurde aus Mangel an öffentlich verfügbaren Informationen nicht vorgenommen. Aufgrund der großen Preisspanne in den Szenarien ist jedoch ohnehin eine sehr große Variation des Marktpreises berücksichtigt.



schlag von 3 €/MWh auf den derzeitigen Börsenpreis aufgeschlagen wurde. Beide Szenarien werden von den Autoren als Extremfälle angesehen und decken damit die Bandbreite möglicher Entwicklungen gut ab. Während das Szenario Resch.et.al. (2017) auf Annahmen, die auch den Szenarien der Europäischen Kommission entsprechen, basiert und von einem deutlichen Anstieg der Preise für fossile Primärenergieträger und dem Zertifikatspreis für Emissionsrechte ausgehen, bilden die derzeit gehandelten Börsen-Futures eine konservative Einschätzung der zukünftigen Marktpreisentwicklung ab und dienen den handelnden Unternehmen vorrangig für die Durchführung von Hedgegeschäften. Um eine ausgewogene Sichtweise zwischen diesen Extremfällen einzunehmen wurde in dieser Arbeit der Mittelwert dieser beiden Szenarien als wahrscheinlichstes Szenario festgelegt (strichlierte Kurve in Abbildung 7).

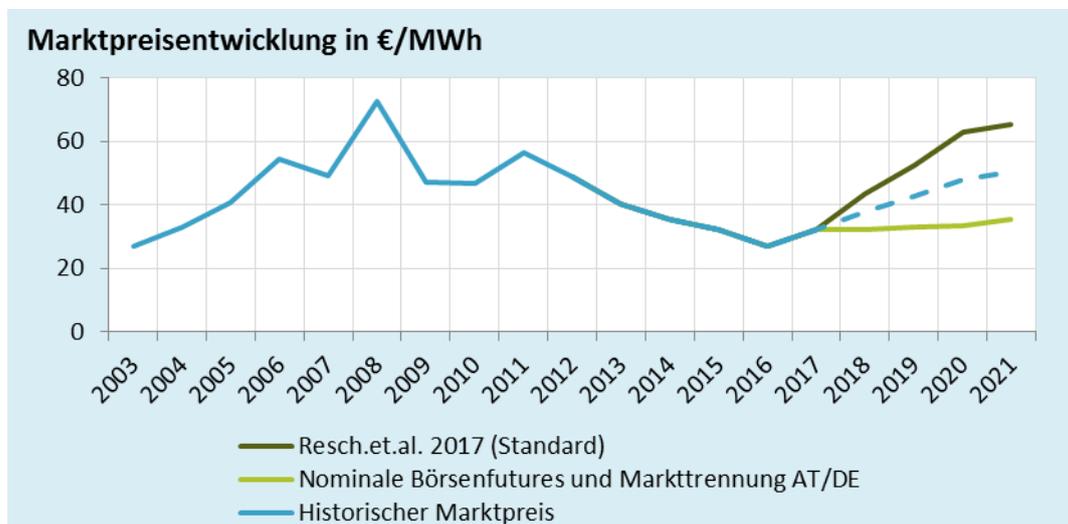
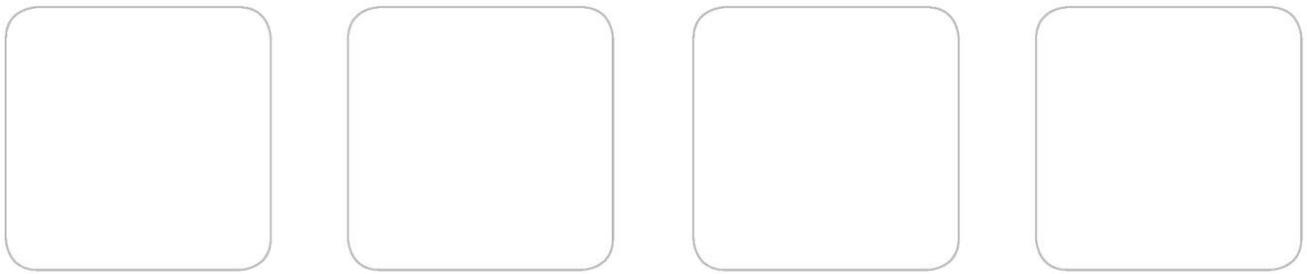


Abbildung 7 Annahmen über zwei mögliche Entwicklungen der Marktpreise

### 3.6 Annahmen über die Entwicklung sonstiger Aufwendungen

Die sich im Förderprogramm befindlichen Anlagenbetreiber haben drei verschiedene Kostenkomponenten zu tragen (vgl. Abbildung 1). Die zusätzlichen Kosten für administrative Aufwendungen und Technologieförderungen wurden mit 1 €/MWh konstant gehalten. Für die zukünftige Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise wurden verschiedene Entwicklungspfade in die Analyse miteinbezogen. Motiviert wurde dieses Vorgehen vor dem Hintergrund der historisch vergleichsweise sehr hohen Ausgleichsenergiekosten für Windkraftanlagen in Österreich, die unter anderem auf das Vorherrschen eines Oligopols am österreichischen Regelenergiemarkt zurückzuführen sind. Nachdem der österreichische Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid (APG) aktuell jedoch verschiedene Gegenmaßnahmen ergriffen hat, hat sich die Lage deutlich verbessert, die zukünftige Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise unterliegt jedoch weiterhin einer signifikanten Unsicherheit. Zunächst wurde der aliquote historische Ausgleichsenergiepreis für Windkraftanlagen in Bezug zum jeweiligen Marktpreis gesetzt, da die Regelenergiepreise und somit die Ausgleichsenergiepreise wesentlich vom Marktpreis abhängen. Eine Darstellung der historischen und zukünftigen Annahmen dieses Verhältnisses ist in Abbildung 8 dargestellt.



Im konservativen Entwicklungspfad wurde davon ausgegangen, dass das derzeitige Verhältnis von aliquoten Ausgleichsenergiekosten zu Marktpreis bis zum Jahr 2021 konstant bleibt. Beim optimistischen Entwicklungspfad wurde davon ausgegangen, dass durch die zunehmende Marktintegration des österreichischen mit dem deutschen Regelenergiemarkt das Verhältnis zu den historisch in Deutschland aufgetretenen Werten hinstrebt und die Preise sich somit zunehmend angleichen.

Unter Berücksichtigung der beiden Marktpreisentwicklungspfade ergeben sich somit vier mögliche Szenarien für die aliquoten Ausgleichsenergiepreise in Österreich. Diese sind in Abbildung 9 zusammengefasst.

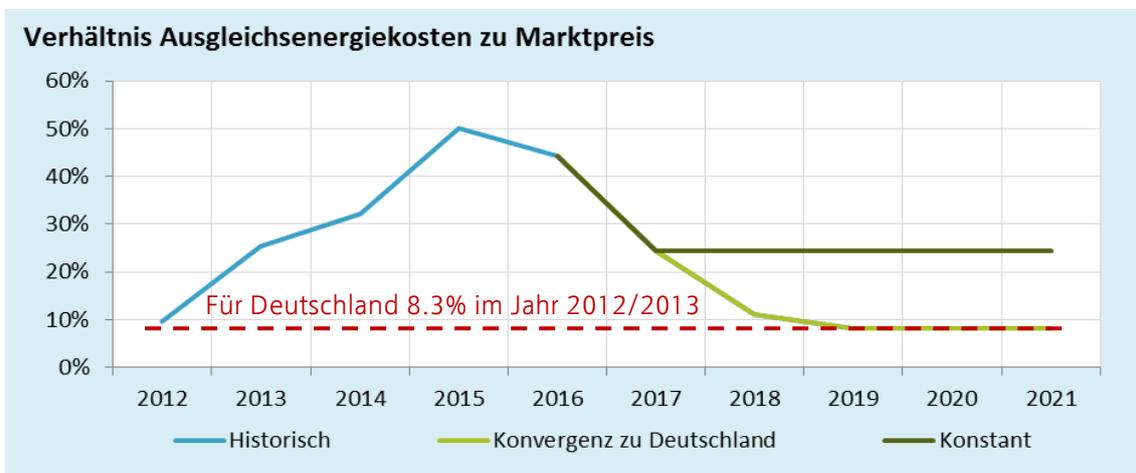


Abbildung 8 Annahmen über die zukünftige Entwicklung des Verhältnisses der Ausgleichsenergiekosten für Windkraftanlagen zum entsprechenden Marktpreis

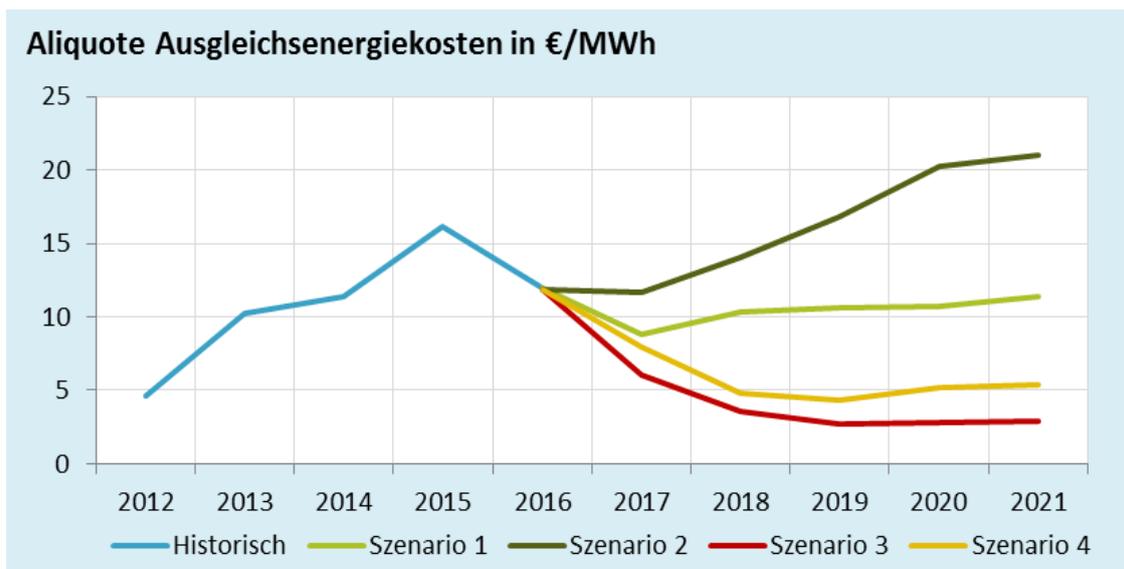
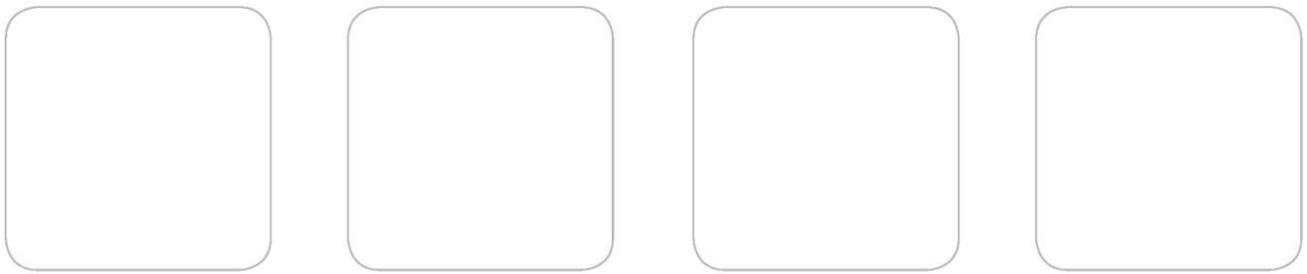


Abbildung 9 Abgeleitete Ausgleichsenergiekosten für Windkraftanlagen in Österreich



### 3.7 Zusammenfassung der betrachteten Szenarien

Die zukünftigen Marktpreise und entsprechende Ausgleichsenergiekosten sind ein wesentlicher Einflussfaktor auf die Höhe des zukünftigen Unterstützungsvolumens. Die oben vorgestellten möglichen Entwicklungspfade für Marktpreise und Ausgleichsenergiekosten werden daher in den Berechnungsergebnissen in Form von vier Szenarien berücksichtigt. Zur besseren Übersicht sind die jeweiligen Szenario-Annahmen nochmals in Abbildung 10 zusammengefasst. Die Annahmen über die Preisentwicklungen sind eine Kombination aus den vorgestellten Entwicklungspfaden in den Abschnitten 3.5 und 3.6.

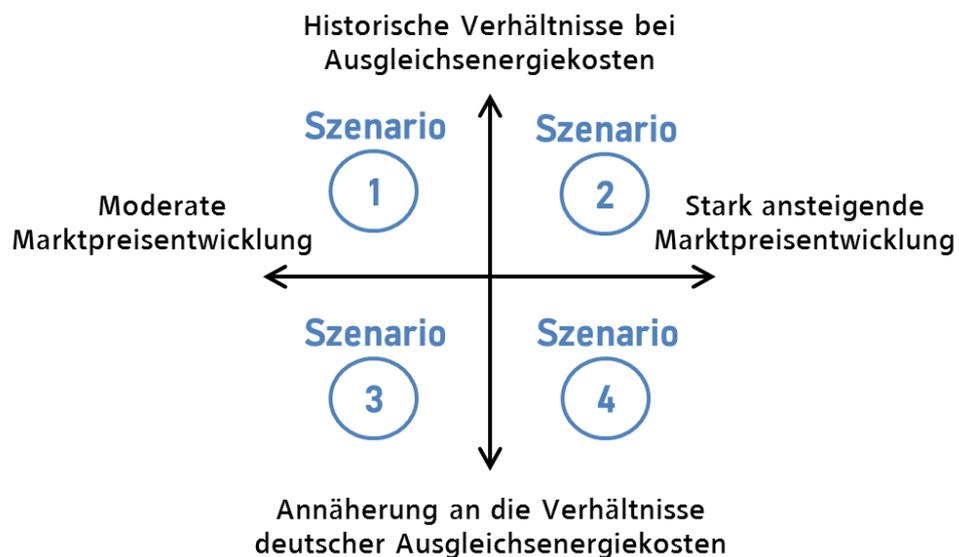


Abbildung 10 Betrachtete Szenarien bei der Berechnung des Unterstützungsvolumens

## 4 Ergebnisse

### 4.1 Zukünftige Entwicklung des Unterstützungsvolumens ohne weiteren Zubau

Als Ausgangspunkt wird die die zukünftige Entwicklung des Unterstützungsvolumens ohne zusätzlichen Windkraftausbau dargestellt. Insbesondere wird die Verringerung des notwendigen Unterstützungsvolumens durch aus dem Förderprogramm austretende Windkraftanlagen dargestellt.

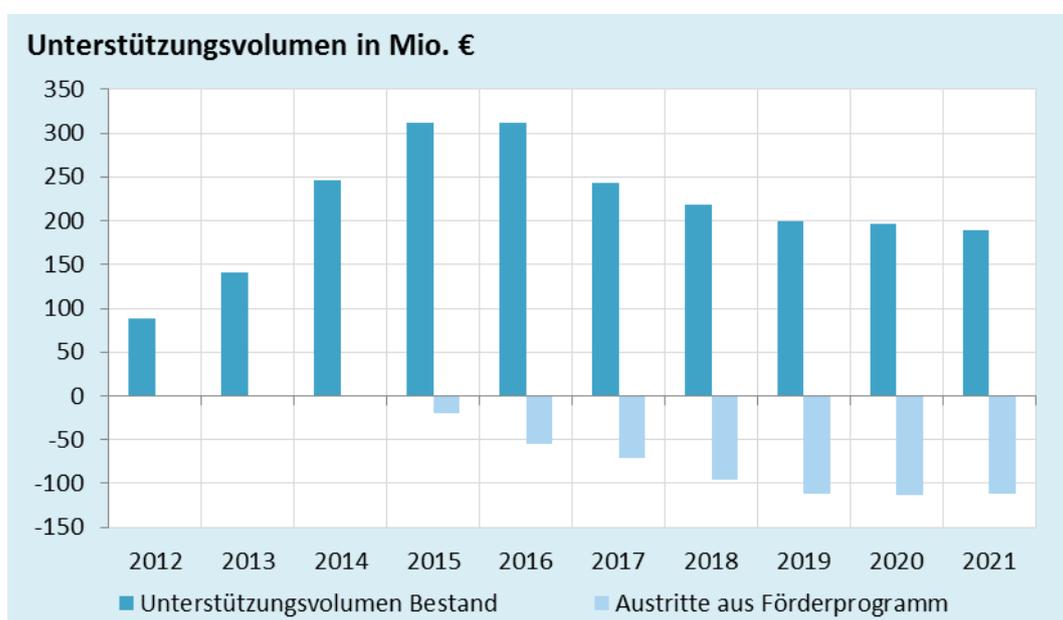


Abbildung 11 Entwicklung des Unterstützungsvolumens in Szenario 1

In Abbildung 11 bis Abbildung 14 sind die Ergebnisse für das vorausberechnete Unterstützungsvolumen der sich im Förderprogramm befindlichen Windkraftanlagen für die vier Szenarien dargestellt. Die Werte von 2012 bis 2016 entsprechen den historisch aufgetretenen Volumina und sind daher für alle Szenarien gleich. Sie dienen nur der besseren Orientierung hinsichtlich der Beurteilung zukünftiger Werte. Es ist ersichtlich, dass das notwendige Unterstützungsvolumen in allen Szenarien stark zurückgeht. Der Rückgang wird im Wesentlichen durch die aus dem Förderprogramm austretenden Anlagen und der Entwicklung des Markt- und Ausgleichsenergiepreises beeinflusst. Die über die Zeitperiode 2015 bis 2021 aggregierten Einsparungen durch Anlagenaustritte schwanken in den verschiedenen Szenarien zwischen 360 und 580 Mio. €. Im Endergebnis ergibt sich für die von 2017 bis 2021 aggregierten Unterstützungsvolumina für die verbleibenden in Förderung befindlichen Anlagen je nach Szenario ein Rückgang der notwendigen Fördermittel zwischen 510 und 890 Mio. €.

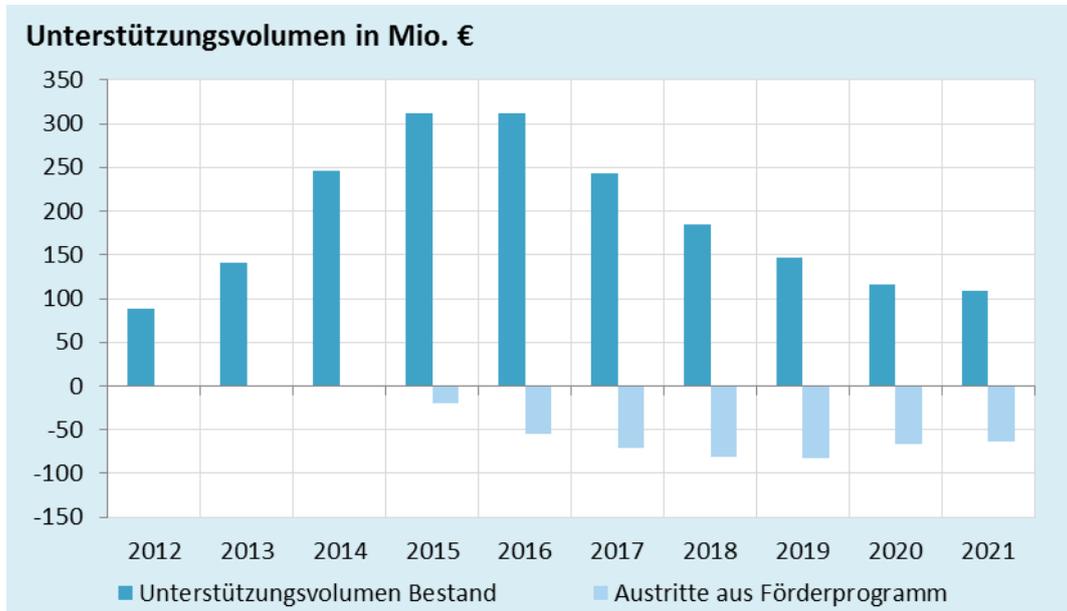
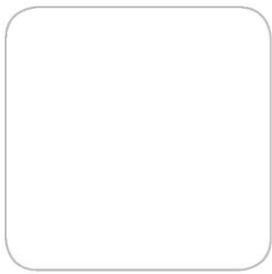


Abbildung 12 Entwicklung des Unterstützungsvolumens in Szenario 2

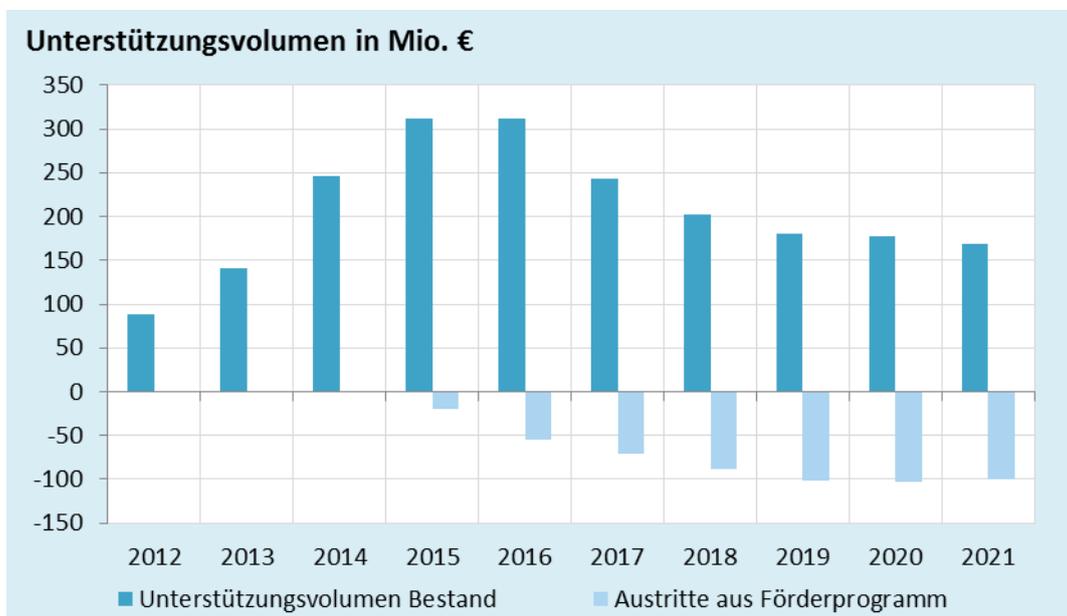


Abbildung 13 Entwicklung des Unterstützungsvolumens in Szenario 3

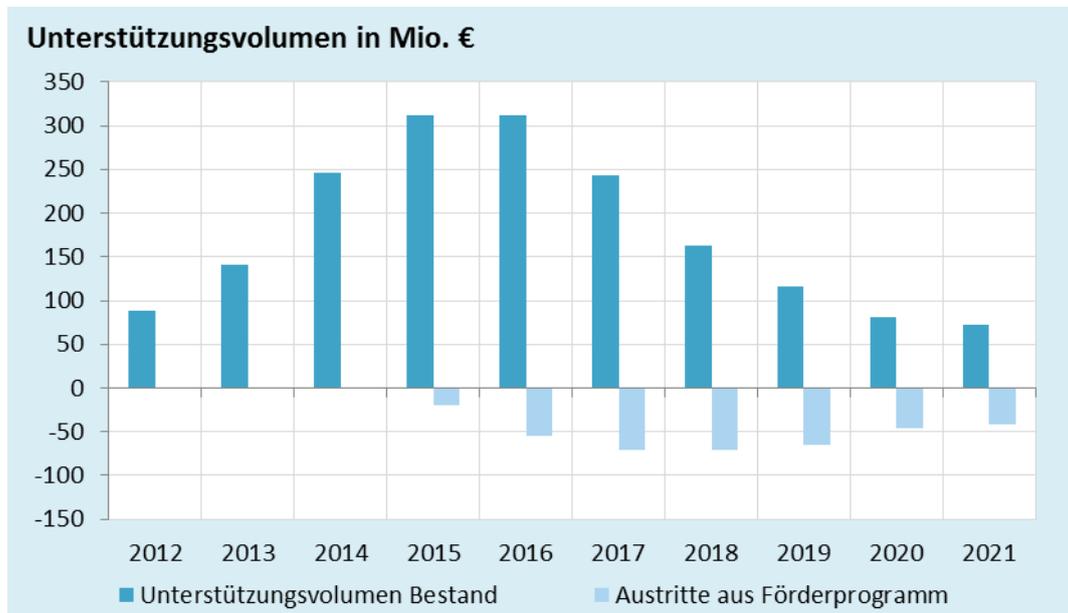
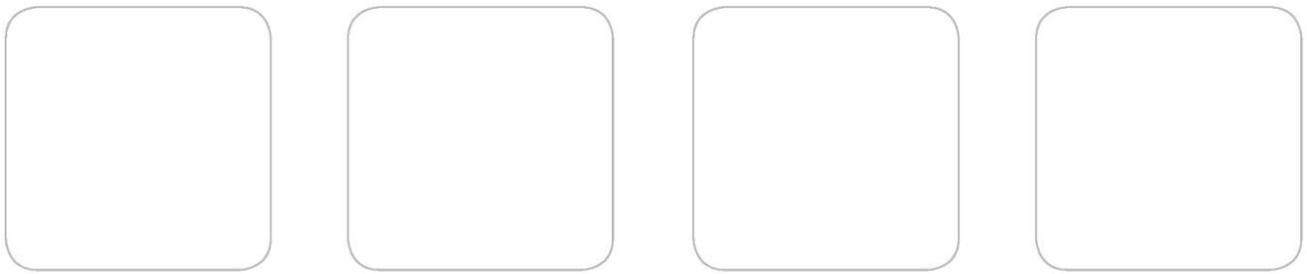
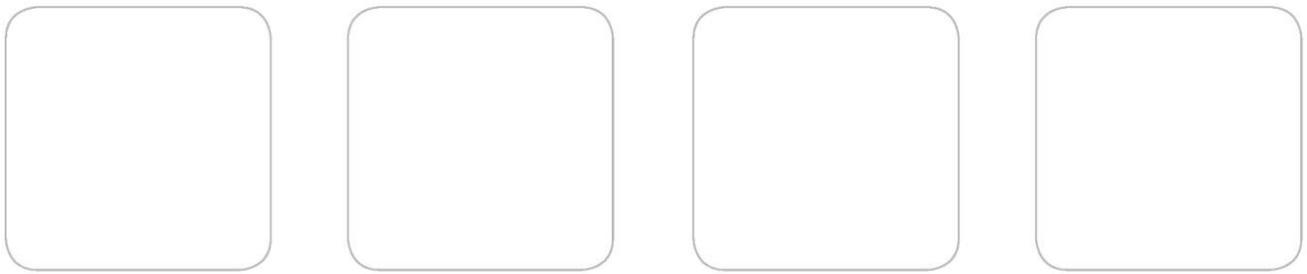


Abbildung 14 Entwicklung des Unterstützungsvolumens in Szenario 4

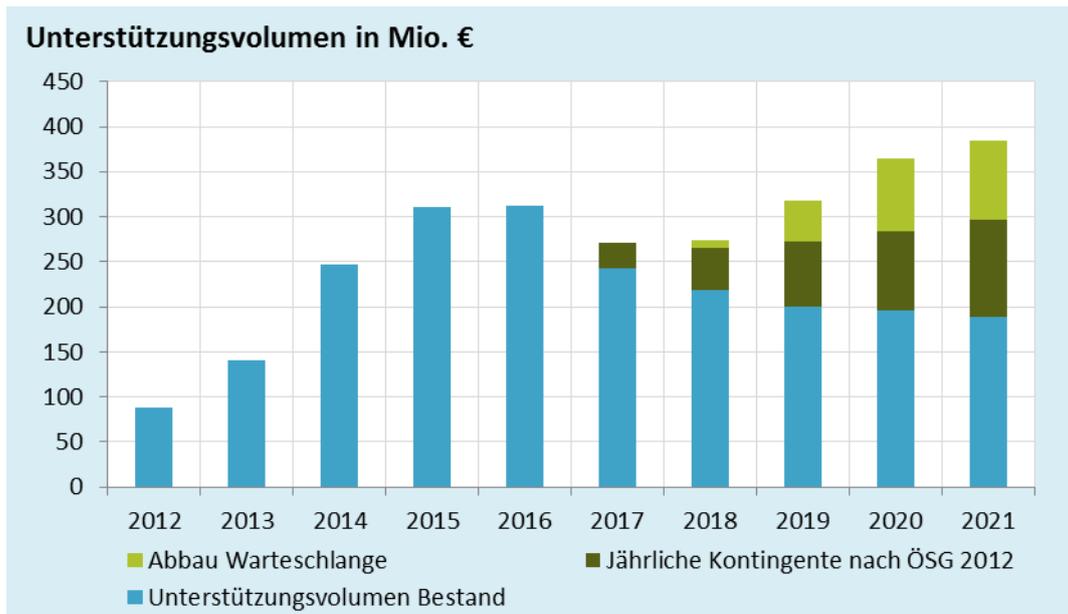
## 4.2 Zukünftige Entwicklung des Unterstützungsvolumens mit jährlichen Zubau der Kontingente und Warteschlangenabbau

Auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse über die mögliche Verringerung des notwendigen Unterstützungsvolumens ohne zukünftigen Ausbau soll nun dargestellt werden, wie sich der in den Annahmen dargestellte Zubau von neuen Windkraftkapazitäten auf das Unterstützungsvolumen auswirken könnte.

In Abbildung 15 bis Abbildung 18 sind die Ergebnisse der Berechnungen für die vier Szenarien dargestellt. Für den Abbau der Warteschlange wurde ein Sonderkontingent in der Höhe von 91 Mio. € angenommen. Es ist ersichtlich, dass das zusätzliche Unterstützungsvolumen wesentlich von den in den Szenarios betrachteten Einflussgrößen Marktpreis- und Ausgleichsenergiekostenentwicklung abhängt. Im konservativsten Fall von Szenario 1 wird unterstellt, dass sich der Marktpreis bis 2021 nur moderat nach oben bewegt und sich der Ausgleichsenergiepreis weiterhin an historischen Verhältnissen in Österreich bewegt. In diesem Fall können bei gegebenem Ausbau das Unterstützungsvolumen bis zu 355 Mio. € im Jahr 2021 ansteigen. Im Szenario 4 wird hingegen von einem stärkeren Marktpreisanstieg ausgegangen, welcher hauptsächlich auf der Annahme von zukünftig höheren Primärenergieträger- und CO<sub>2</sub>-Preisen beruht. Zusätzlich wurde angenommen, dass durch die zunehmende Marktintegration des österreichischen und deutschen Regelenergiemarktes eine Annäherung der Ausgleichsenergiekosten an deutsche Verhältnisse stattfinden wird. In diesem Szenario gehen die jährlich notwen-



digen Unterstützungsvolumina trotz der zusätzlich geförderten Kapazitäten zurück auf 163 Mio. € im Jahr 2021.



**Abbildung 15** Entwicklung des Unterstützungsvolumens in Szenario 1 bei einem Sonderkontingent von 91 Mio. € für den Warteschlangenabbau



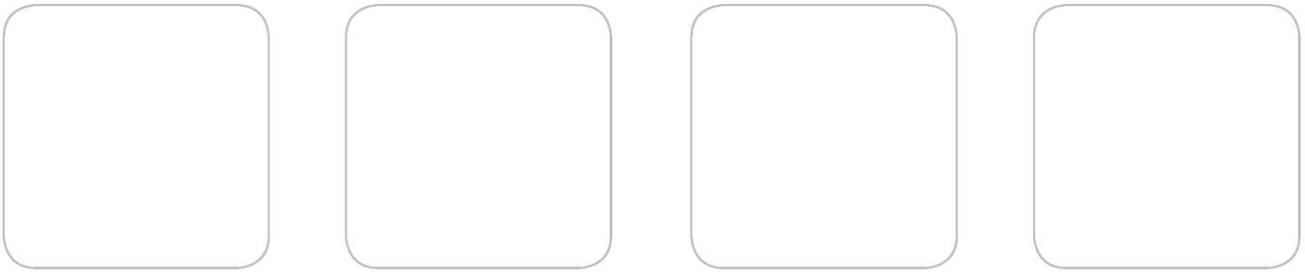
**Abbildung 16** Entwicklung des Unterstützungsvolumens in Szenario 2 bei einem Sonderkontingent von 91 Mio. € für den Warteschlangenabbau



Abbildung 17 Entwicklung des Unterstützungsvolumens in Szenario 3 bei einem Sonderkontingent von 91 Mio. € für den Warteschlangenabbau



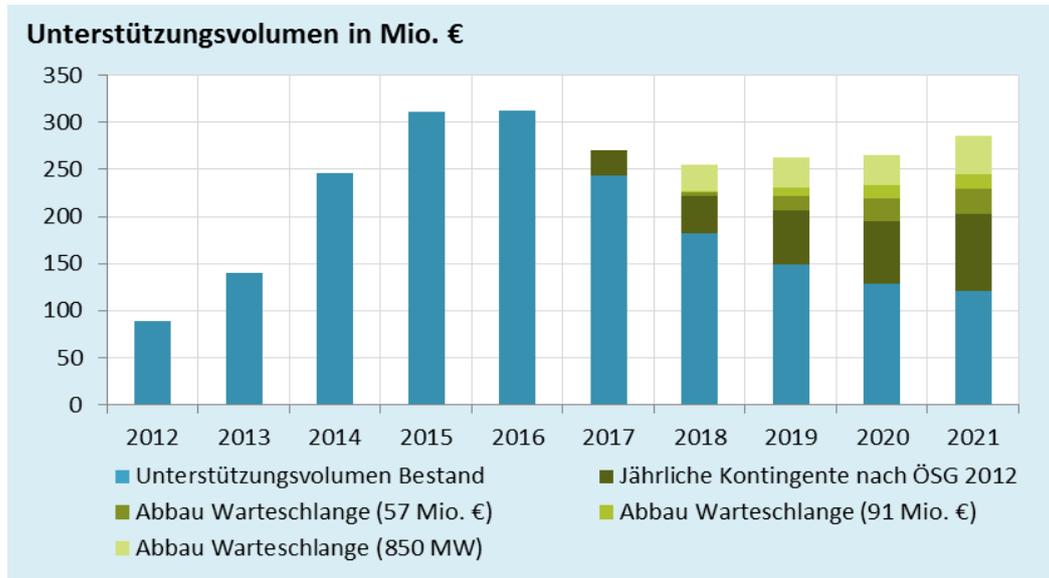
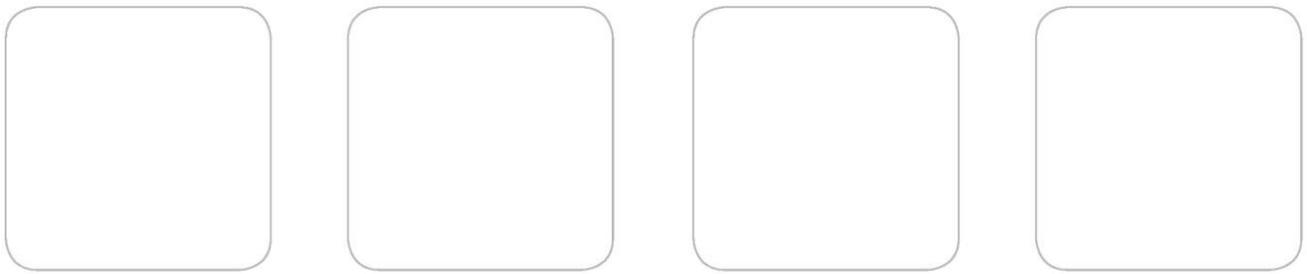
Abbildung 18 Entwicklung des Unterstützungsvolumens in Szenario 4 bei einem Sonderkontingent von 91 Mio. € für den Warteschlangenabbau



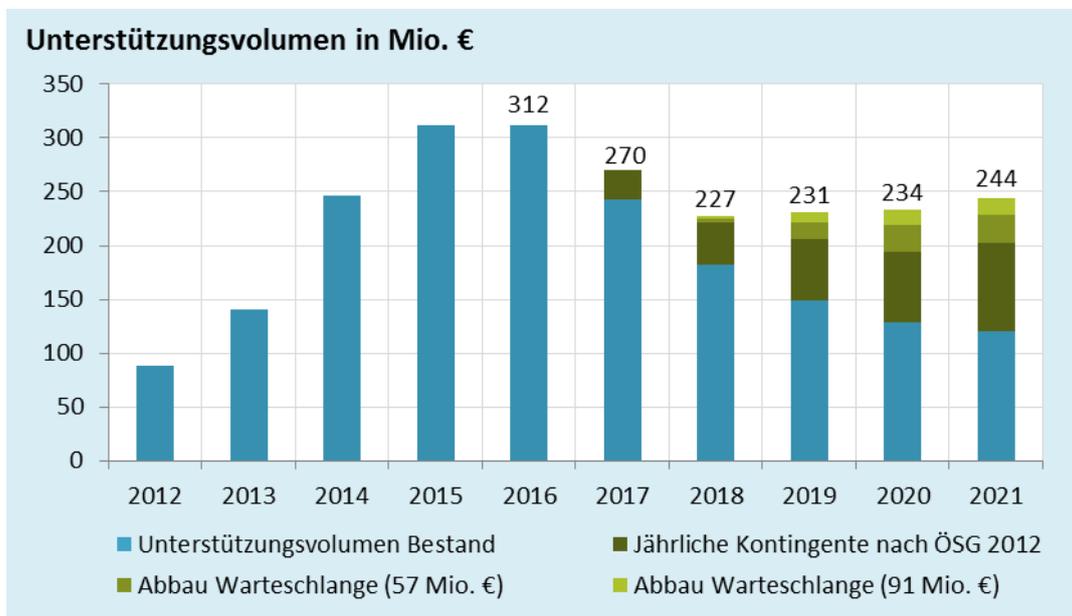
### 4.3 Wahrscheinlichste Entwicklung des Unterstützungsvolumens für verschiedene Sonderkontingente

Im vorherigen Abschnitt wurden Extremfälle einer möglichen Marktpreisentwicklung dargestellt. In diesem Abschnitt wird die aus Sicht der Autoren wahrscheinlichste zukünftige Entwicklung der unsicheren Parameter Marktpreis und Ausgleichsenergiepreis betrachtet. Wie schon zuvor erläutert liegt dem Szenario von Resch.et.al. (2017) [3] eine sehr optimistische Einschätzung eines zeitnahen Anstiegs der Preise für fossile Primärenergieträger Kohle, Gas und Öl, sowie der Preise für Emissionszertifikate zugrunde. Dieses Szenario wurde jedoch ausgewählt, da die darin vorkommenden Annahmen auch seitens der Europäischen Kommission in ihrem „Referenz Szenario 2050“ [4] getroffen wurden. Auf der anderen Seite stellen im anderen Szenario die derzeit auf der Börse gehandelten Futures-Produkte für die Jahre bis 2021 eine hauptsächlich durch Hedgegeschäfte motivierte, konservative Markteinschätzung dar. Als wahrscheinlichste Entwicklung der Marktpreise wurde daher in nachfolgenden Ergebnissen der Mittelwert dieser beiden Szenarien festgelegt. Bei der Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise wurde aufgrund der derzeit vom österreichischen Netzbetreiber APG intensiv angestrebten Marktintegration des österreichischen und deutschen Regelenergiemarkts eine Konvergenz hin zum deutschen Preisniveau als wahrscheinlichste Lösung angesehen.

Die Ergebnisse in Abbildung 19 zeigen die Veränderung des Unterstützungsvolumens bei verschiedenen Annahmen hinsichtlich der Höhe eines einmaligen Sonderkontingents in der Höhe von 57, bzw. 91 Mio. € und den Volumina die für einen Totalabbau der Warteschlange von 850 MW benötigt würden. Aus diesem Ergebnissen geht hervor, dass selbst bei einem Totalabbau der Warteschlange die benötigten Unterstützungsvolumina nur geringfügig von 270 Mio. € im Jahr 2017 auf 286 Mio. € im Jahr 2021 steigen würden. Bei Deckelung des Sonderkontingents auf 91 Mio.€ verringert sich dieser Wert auf 244 Mio. € im Jahr 2021 (siehe Abbildung 20).



**Abbildung 19** Wahrscheinlichste Entwicklung des Unterstützungsvolumens bei verschiedenen hoher Deckelung des Sonderkontingents zum Warteschlangenabbau



**Abbildung 20** Wahrscheinlichste Entwicklung des Unterstützungsvolumens bei Deckelung des Sonderkontingents zum Warteschlangenabbau zwischen 57 und 91 Mio.€

# 5 Schlussfolgerungen

Das Ziel dieser Kurzstudie war die Vorausberechnung der nötigen Unterstützungsvolumina verursacht durch einen vorgegebenen Ausbaupfad von Windkraftkapazität. Zu diesem Zweck wurde eine Reihe von begründeten Annahmen getroffen und unter Berücksichtigung der Unsicherheit relevanter Rahmenbedingungen eine Szenarioanalyse durchgeführt.

Die Ergebnisse der Studie zeigen, dass ohne weiteren Zubau bis 2021 mit einer deutlichen Verringerung des Unterstützungsvolumens für Windkraftanlagen zu rechnen ist. Diese Verringerung ist hauptsächlich durch steigende Marktpreise und den Austritt von Windkraftanlagen, welche die maximale Förderdauer von 13 Jahren erreicht haben, zurückzuführen.

Die Höhe des zusätzlichen Unterstützungsvolumens bei einem ambitionierten Ausbaupfad von Windkraft hängt in hohem Maße davon ab, wie sich die Marktpreise und Ausgleichsenergiekosten zukünftig entwickeln werden. Im Falle von moderaten Marktpreisanstiegen und einem Verharren der Ausgleichsenergiepreise auf dem hohen Niveau der Vergangenheit und einer Deckelung des Sonderkontingents zum Warteschlangenabbau mit 91 Mio.€ könnte das notwendige Unterstützungsvolumen im Jahr 2021 gegenüber historischen Werten noch steigen. Im Falle von stärker ansteigenden Marktpreisen (bzw. durch die konsequente Erschließung von zusätzlichen Markterlösen, z.B. Intra-Day Markt, Regelenergiemarkt) und der Verringerung der Ausgleichsenergiekosten durch niedrigere Ausgleichsenergiemengen (durch z.B. Intra-day Vermarktung bzw. bessere Prognosegütern) und geringeren Regelenergiekosten könnte entsprechend den Ergebnissen der angenommene Ausbau unter Einhaltung der derzeitigen Höhe der Unterstützungsvolumens stattfinden, bzw. sogar noch deutlich zurückgehen.

## 6 Referenzen

- [1] E-Control Austria, „*Jährliche Berichte über die Ökostromentwicklung*“, verfügbar unter <https://www.e-control.at/publikationen/oeko-energie-und-energie-effizienz/berichte/oekostrombericht>, zuletzt abgerufen am 21.04.2017.
- [2] Bundesgesetzblätter für die Republik Österreich, *Ökostrom-Einspeisetarifverordnungen und Ökostrom-Verordnungen*, 2002 bis 2016, verfügbar unter <https://www.ris.bka.gv.at/>.
- [3] Resch et.al. 2017, „*Stromzukunft Österreich 2030 - Analyse der Erfordernisse und Konsequenzen eines ambitionierten Ausbaus erneuerbarer Energien*“, Energy Economics Group, TU Wien, März 2017.
- [4] Europäische Kommission 2016, „EU Reference Scenario 2016. Energy, transport and GHG emissions - Trends to 2050“, [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ref2016\\_report\\_final-web.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ref2016_report_final-web.pdf), zuletzt abgerufen am 05.05.2017.