

**Per E-Mail**

IG Holzkraft  
Graben 19/5  
1010 Wien

Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus  
zH Herrn Dr. Benedikt Ennser  
Abteilung VI/2 – Energie-Rechtsangelegenheiten  
Stubenring 1  
1010 Wien

**GZ: BMNT-551.100/0009-VI/2/2019**

Wien, 21. März 2019

**Stellungnahme der IG Holzkraft zum Entwurf eines Grundsatzgesetzes über die Förderung zur Stromerzeugung aus Biomasse (Biomasseförderungs-Grundsatzgesetz)**

Sehr geehrter Herr Dr. Ennser!

Wir danken für die Übermittlung des Entwurfs eines Grundsatzgesetzes über die Förderung zur Stromerzeugung aus Biomasse (Biomasseförderungs-Grundsatzgesetz) vom 26.2.2019 sowie die dazugehörigen Erläuterungen.

Die IG Holzkraft begrüßt grundsätzlich das Vorhaben der Bundesministerin, Biomasseanlagen eine besondere Förderung zu ermöglichen. Dabei ist allerdings darauf zu achten, dass die konkreten Rahmenbedingungen so gefasst sind, dass zum einen die Anlagen tatsächlich im Betrieb gehalten werden können und zum anderen den unions- und nationalrechtlichen Vorgaben Rechnung getragen wird.

Wir dürfen daher zum Gesetzesvorhaben wie folgt Stellung nehmen:

## 1. Allgemeines

### 1.1. Rechtliche Anmerkungen

#### 1.1.1. Anwendungsbereich der Kompetenzdeckungsklausel in § 1 ÖSG 2012

Gemäß § 1 ÖSG 2012 ist die Erlassung, Aufhebung und Vollziehung von Vorschriften, wie sie im ÖSG 2012 enthalten sind, in den Belangen Bundessache, hinsichtlich derer das B-VG etwas anderes bestimmt. Diese Kompetenzdeckungsklausel steht – wie in Punkt 2 der Erläuterungen auch ausgeführt – im Rahmen ihres Anwendungsbereichs und im Umfang der darauf basierenden Regelungen einer bundesgrundsatzgesetzlichen bzw landesausführungsgesetzlichen Regelung desselben Themas entgegen (*Hauer in Korinek/Holoubek [Hrsg], B-VG-Kommentar [14.Lfg 2018], Art 12 Abs 1 Z 5 B-VG Rz 35*).

Ob das vorliegende Grundsatzgesetz mit diesen Anforderungen vereinbar ist, könnte zumindest fraglich sein, ist es doch eine Regelung desselben Themas wie das ÖSG 2012. Die Förderstruktur unterscheidet sich in substantieller Weise nicht von jener des ÖSG 2012: Nach ÖSG 2012 trifft die *Ökostromabwicklungsstelle („OeMAG“)* eine *Kontrahierungspflicht* zu *mit Verordnung* der Bundesministerin *festgesetzten Einspeisetarifen*. Die *Aufbringung der Fördermittel* erfolgt durch *von den Endverbrauchern* zu entrichtende *Ökostrompauschale* und *Ökostromförderbeitrag*, die von den Netzbetreibern erhoben und an die OeMAG weitergeleitet werden. Nach dem neuen Grundsatzgesetz trifft nunmehr die *Verteilernetzbetreiber* eine *Abnahmepflicht*, wobei die OeMAG als deren *„indirekte Stellvertreterin“* weiterhin gegenüber den Anlagenbetreibern *im eigenen Namen und auf eigene Rechnung* auftritt. Die Vergütung der Anlagenbetreiber erfolgt durch nunmehr von den Landesregierungen *per Verordnung festgelegten Tarifen*. Die *Aufbringung der Mittel* wird schließlich wieder an die *Endverbraucher* abgewälzt, indem das Netznutzungsentgelt durch einen Zuschlag proportional zum *Ökostromförderbeitrag* angehoben wird, der weiterhin von den Verteilernetzbetreibern erhoben und an die OeMAG weitergeleitet wird. Zusätzlich zu den bloß geringen begrifflichen Variationen stellt sich dabei auch die Frage, ob die Verschiebung der Kontrahierungs- (bzw „Abnahmepflicht“) auf die Verteilernetzbetreiber als eine lediglich kosmetische Änderung des Förderregimes, wie es das ÖSG 2012 normiert, zu qualifizieren ist.

Die den Erläuterungen zu entnehmende Annahme, das Grundsatzgesetz betreffe einen Regelungsbereich außerhalb der Kompetenzdeckungsklausel des § 1 ÖSG 2012, weil die geförderten Anlagen nicht (mehr) unter das Förderregime des ÖSG 2012 fielen, ist folglich zumindest bestreitbar. Die zahlreichen Verweise auf das ÖSG 2012 sind, wie in den Erläuterungen ausgeführt, wohl nicht für sich genommen ein Hindernis für die kompetenzrechtliche Zulässigkeit des Grundsatzgesetzes, doch manifestiert sich auch darin der Gleichlauf zwischen ÖSG 2012 und dem neuen Förderregime. Es könnte daher die Ansicht vertreten werden, dass das Grundsatzgesetz materiell eine bloße Novellierung des Förderregimes des ÖSG 2012 darstellt, sohin eine Regelung, wie sie im ÖSG 2012 vorgesehen ist.

#### 1.1.2. Sehr hoher Grad an Detailliertheit

Das gegenständliche Gesetzesvorhaben weist einen sehr hohen Grad an Detailliertheit auf, was in einem gewissen Spannungsverhältnis zu seiner Natur als Grundsatzgesetz iSd Art 12 B-VG steht. Ein Grundsatzgesetz muss sich auf die Aufstellung von Grundsätzen beschränken und darf nicht Einzelregelungen treffen (VfSlg 16.058/2000). Ob der vorliegende Gesetzentwurf einen ausreichenden Gestaltungsspielraum enthält, der einer Ausführungsgesetzgebung durch die

Landesgesetzgeber zugänglich wäre, ist zumindest fraglich. Die Bedenken gegen die Überbestimmtheit des Grundsatzgesetzes (vgl VfSlg 16.058/2000) werden im Übrigen auch durch dessen oben vorgebrachte Ähnlichkeit zum ÖSG 2012 unterstrichen. Zur Problematik der Verankerung einer an die Landesregierungen gerichteten Verordnungsermächtigung in einem Grundsatzgesetz siehe unten die Anmerkungen zu § 5 Abs 5.

### **1.1.3. Notifizierungspflicht nach EU-Beihilfenrecht**

Entgegen der sonst üblichen Praxis, in den Erläuterungen das Verhältnis zu Rechtsvorschriften der Europäischen Union darzustellen, enthält der vorliegende Entwurf dazu keine Ausführungen. Dies sollte deshalb nachgeholt werden, weil sich ganz zentral das Verhältnis zum EU-Beihilfenrecht stellt.

Den Verfassern der vorliegenden Stellungnahme ist zu Ohren gekommen, dass für das vorliegende Gesetz die bestehende Beihilfengenehmigung für das ÖSG 2012 nutzbar gemacht werden soll (SA.33384 – *Österreich, Ökostromgesetz 2012*). Dies hätte den Vorteil, dass das Inkrafttreten der Ausführungsgesetze und die darauf basierende Auszahlung der Förderungen nicht durch eine neue beihilfenaufsichtsrechtliche Genehmigung weiter verzögert werden. Für die Zulässigkeit dieses Konzepts lässt sich immerhin ins Treffen führen, dass der Begriff der – eine neuerliche Notifizierungspflicht auslösenden – Neubehilfe im Zusammenhang mit Änderungen einer bestehenden Beihilfe zum Teil restriktiv interpretiert wird (Nachweise bei *Bartosch, EU-Beihilfenrecht*<sup>2</sup> [2016] 589 f). Um für die Betreiber der vom Gesetz erfassten Biomasseanlagen Rechtssicherheit zu schaffen, wäre es allerdings begrüßenswert, wenn hier eine Abklärung mit der Europäischen Kommission erfolgt, deren Ergebnis sich dann in den ErläutRV wiederfindet.

## **1.2. Inhaltliche Anmerkungen**

### **1.2.1. Brennstoffnutzungsgrad von mindestens 60 %**

Aus den Verweisungen in § 3 Abs 2 Z 2 und 3 auf die §§ 12 Abs 2 und 17 Abs 2 ÖSG 2012 ergibt sich, dass der Anwendungsbereich auf Anlagen beschränkt ist, die einen Brennstoffnutzungsgrad von mindestens 60 % aufweisen. § 5 Abs 2 stellt zudem ausdrücklich klar, dass nur dann eine Vergütung zu gewähren ist, wenn dieser Effizienzgrad erreicht wird. Diese Fördervoraussetzung stellt für zumindest elf Anlagen mit einer elektrischen Gesamtleistung von 67 MW insb in Niederösterreich, aber auch in Kärnten und Burgenland, ein nicht zu überwindendes Hindernis für die Erlangung der für ihr Weiterbestehen erforderlichen Förderung dar. Bei den angesprochenen Anlagen ist ein Brennstoffnutzungsgrad von 60 % selbst bei maximaler Wärmeabnahme oft technisch nicht erreichbar. Der Brennstoffnutzungsgrad ist daher kein geeignetes Effizienzkriterium für diese Anlagen, weswegen ein alternatives Effizienzkriterium in Erwägung gezogen werden sollte (siehe dazu Beilagen ./1 und ./2). Vor diesem Hintergrund ist fraglich, ob die Wahl eines Effizienzkriteriums, das a priori elf Biomasseanlagen mit 39 % der gesamten verfügbaren elektrischen Leistung von der Förderung ausschließt, dem Ziel des Grundsatzgesetzes, das Weiterbestehen der betroffenen Anlagen über 2019 hinaus zu gewährleisten, dienlich ist.

Nur angemerkt sei an dieser Stelle, dass das 60%-Effizienzkriterium auch nach geltendem EU-Recht nicht geboten ist, erlauben doch die aktuellen Kommissionsleitlinien für Umwelt- und Energiebeihilfen 2014-2020 in ihren Rz 132 ff Beihilfen für bestehende Biomasseanlagen nach deren Abschreibung unabhängig von diesem Kriterium.

### **1.2.2. Verbot des Abnahmevertrags zum Marktpreis mit der OeMAG**

Darüber hinaus sind nach § 3 Abs 2 Z 1 auch Anlagen vom Anwendungsbereich des Gesetzes ausgeschlossen, die in einem aufrechten Vertragsverhältnis mit der OeMAG stehen. Gemäß den Erläuterungen zu § 3 gilt dies explizit auch für Anlagen, die mit der OeMAG einen Abnahmevertrag zum Marktpreis gemäß § 13 ÖSG 2012 haben. Während der Ausschluss jener Anlagen, die bereits einen Abnahmevertrag mit der OeMAG zu geförderten Einspeisetarifen haben, zur Vermeidung einer „Doppelförderung“ sachlich gerechtfertigt erscheint, ist nicht nachvollziehbar, warum jene Anlagen, die lediglich zum Marktpreis kontrahieren, keine Förderung erhalten sollen. Erlaubt doch die Inanspruchnahme einer derartigen Förderung bis zum Inkrafttreten des vorliegenden Gesetzes, dass die Anlagenbetreiber nach Auslaufen der erhöhten Einspeisetarife zumindest einen Teil ihrer variablen Kosten decken können. Auch darin dürfte ein Widerspruch zum Ziel des Gesetzes liegen, die drohende Stilllegung von Biomasseanlagen abzuwenden. § 3 Abs 2 Z 1 sollte daher so geändert werden, dass ein Wechsel von der Abnahmepflicht der OeMAG zum Marktpreis auf das neue Regime ermöglicht wird. Wir schlagen daher vor, dass die Ausnahme des § 3 Abs 2 Z 1 nur für Zeiträume gilt, in denen die Anlage in einem aufrechten Vertragsverhältnis mit der Ökostromabwicklungsstelle im Sinne des ÖSG 2012 steht.

## **2. Zu den Bestimmungen des Gesetzesentwurfs im Einzelnen**

### **Zu § 1 Abs 2**

Der Umsetzungshinweis auf die neue Erneuerbaren-RL 2018/2001 (EU) sollte gestrichen werden, da er unzutreffend erscheint: Abgesehen davon, dass diese Richtlinie ihrem Art 36 Abs 1 zufolge erst bis 30.6.2021 umzusetzen ist, sieht Art 4 Abs 3 direkte Preisstützungssystem nur in Form einer sog „Marktpremie“ vor; genau diesem Konzept entspricht der vorliegende Entwurf jedoch gerade nicht.

### **Zu § 3 Abs 1**

Die Formulierung in § 3 Abs 1, wonach das Gesetz für Anlagen gelten solle, deren Förderdauer gemäß den Bestimmungen des ÖSG 2012 zwischen 2017 und 2019 abläuft, ist insoweit unglücklich gewählt, als der Ablauf der Förderdauer sich nicht aus dem ÖSG 2012, sondern aus dem ÖSG 2002 ergibt. § 17 Abs 1 ÖSG 2012 verweist zwar auf das ÖSG 2002, eine deutlichere Formulierung wäre allerdings wünschenswert.

Auch wäre, durchaus im Sinne des Erreichens der Ziele der Klima- und Energiestrategie #mission2030, zielführend, statt auf das Jahr 2019 auf ein späteres Jahr abzustellen. Angesichts der jüngsten Erfahrungen im Zusammenhang mit dem Erfordernis, für eine Änderung des Ökostromregimes die an sich erforderliche Verfassungsmehrheit zu finden, könnte nämlich fraglich sein, ob das geplante Erneuerbaren-Ausbaugesetz tatsächlich so in Kraft tritt, dass ein nahtloser Übergang gewährleistet ist.

### **Zu § 3 Abs 2**

§ 3 Abs 2 verweist in Z 2 auf § 12 Abs 1 ÖSG 2012 und in Z 3 auf § 17 Abs 2 ÖSG 2012 und nimmt die in diesen Bestimmungen genannten Anlagen, die bereits nach ÖSG 2012 von der Kontrahierungspflicht ausgenommen sind, vom Anwendungsbereich des Grundsatzgesetzes aus. Der Verweis auf § 12 Abs 2 ÖSG 2012 erscheint aus formaler Sicht weder notwendig noch sinnvoll.

§ 12 Abs 2 nennt verschiedene Arten von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien, so zB auch Photovoltaikanlagen. Andere als auf Basis von fester Biomasse operierende Anlagen fallen nach § 1 Abs 1 des Grundsatzgesetzes aber ohnedies nicht in dessen Anwendungsbereich. Auch nennt § 12 Abs 2 im Vergleich zu § 17 Abs 2 ÖSG 2012 keine zusätzlichen auf Biomasseanlagen anwendbaren Kriterien, sodass § 3 Abs 2 Z 2, der auf § 12 Abs 2 ÖSG 2012 verweist, iSd Rechtssicherheit gänzlich entfallen sollte.

Gemäß § 3 Abs 2 Z 3 iVm § 17 Abs 2 Z 4 ÖSG 2012 bedürfen Anlagen für den Erhalt einer Förderung ein Konzept über die Rohstoffversorgung zumindest über die weiteren fünf Betriebsjahre. Es ist fraglich, ob dieses Erfordernis sachgerecht und zielführend ist, angesichts der gemäß § 5 Abs 3 des Entwurfs derzeit auf 36 Monate, dh drei Jahre, begrenzten Förderdauer.

Zu den inhaltlichen Bedenken eines Ausschlusses von Anlagen mit einem Brennstoffnutzungsgrad unter 60 % gemäß § 3 Abs 2 Z 3 iVm § 17 Abs 2 Z 3 ÖSG 2012 sowie dem Verbot eines Abnahmevertrags mit der OeMAG zu Marktpreisen gemäß § 3 Abs 2 Z 1 siehe bereits vorstehend Punkt 1.2.1 und 1.2.2.

#### **Zu § 4**

Die in § 4 Abs 1 vorgesehene Abnahmepflicht der Verteilernetzbetreiber steht in einem deutlichen Spannungsverhältnis zu den Unbundlingverpflichtungen nach § 42 EIWOG 2010 bzw den entsprechenden Bestimmungen in den Ausführungsgesetzen der Länder. Gemäß § 42 Abs 3 EIWOG 2010, der der Umsetzung von Art 29 der ElektrizitätsbinnenmarktRL 2009/72/EG dient, ist den Verteilernetzbetreibern die Wahrnehmung der Tätigkeit der Versorgung, dh des Kaufs und Weiterkaufs von Elektrizität an Kunden, untersagt. Genau aufgrund dieses Spannungsverhältnisses mit den Unbundlingbestimmungen wurde bereits mit der Novelle BGBl I 2006/105 zum ÖSG 2002 die Abnahmepflicht der Regelzonenführer, dh der Netzbetreiber, gemäß § 10 Abs 1 ÖSG 2002 aufgehoben und stattdessen der OeMAG übertragen (siehe ErläutRV 655 BlgNR 22. GP 1). Angesichts dessen erscheint auch die Bestimmung in § 4 Abs 2, der Ökostrom sei von den Verteilernetzbetreibern unter sinngemäßer Anwendung der AB-ÖKO zu vergüten, fragwürdig.

Nach § 4 Abs 3 sollen sich die Verteilernetzbetreiber zur Erfüllung ihrer Abnahmepflicht der OeMAG als „indirekte Stellvertreterin“ bedienen, die gegenüber den Anlagenbetreibern „im eigenen Namen und auf eigene Rechnung“ auftritt. Aus zivilrechtlicher Sicht ergibt dies keinen Sinn, da der indirekte Stellvertreter im eigenen Namen, aber auf fremde Rechnung auftritt. Vielmehr dürfte hier eine Art Treuhandverhältnis gemeint sein, wobei es sich hierbei nach dem derzeitigen Wortlaut um eine eigennützige Treuhand handeln würde. Eine zivilrechtlich korrekte Formulierung wäre iSd der Rechtssicherheit wünschenswert. § 4 Abs 3, wonach die OeMAG nicht einmal auf Rechnung der Verteilernetzbetreiber handeln soll, unterstreicht den bereits oben in Punkt 1.1.1 geäußerten Bedenken, dass es sich bei der Verschiebung der Abnahmepflicht von der OeMAG auf die Verteilernetzbetreiber um eine lediglich kosmetische Änderung handelt, die – wie vorstehend ausgeführt – zudem Unbundling-Probleme aufwirft.

#### **Zu § 5 Abs 3**

Um einen nahtlosen Übergang in das Regime des geplanten Erneuerbaren-Ausbaugesetzes zu ermöglichen, sollte die Begrenzung der Höchstdauer der Vergütung mit 36 Monaten aufgehoben werden.

**Zu § 5 Abs 4**

Voraussetzung für eine Vergütung als Tarif ist wohl, dass sich das vorliegende Gesetz auf die beihilfenaufsichtsrechtliche Genehmigung des ÖSG 2012 zu stützen vermag, was mit der Kommission abgeklärt werden sollte.

**Zu § 5 Abs 5**

Nach § 5 Abs 5 ist die Höhe des Tarifs von der Landesregierung mit Verordnung festzusetzen. Diese Bestimmung steht in einem gewissen Spannungsverhältnis zur Natur des Gesetzes als Grundsatzgesetz iSd Art 12 B-VG. Nach stRsp des VfGH hat das Grundsatzgesetz selbst an den Ausführungsgesetzgeber gerichtet zu sein, nicht aber an die Vollziehung, und erst die Ausführungsgesetze haben als Rechtsgrundlage für die Vollziehung zu dienen. Eine an die Landesregierung gerichtete Ermächtigung zum Erlass einer Verordnung müsste im Lichte der Judikatur des VfGH daher in den Ausführungsgesetzen verortet sein (vgl. *Mayer/Muzak*, B-VG<sup>5</sup> [2015] Art 12 B-VG Vorb, wonach Grundsatzgesetze von der Vollziehung nicht anwendbar sind, mit Verweis auf die Judikatur des VfGH). Das Grundsatzgesetz könnte lediglich die Landesgesetzgeber zur Verankerung einer solchen Verordnungsermächtigung in den Ausführungsgesetzen verpflichten.

Dabei sollte für die Gewährleistung eines nachhaltigen Betriebs der Anlagen ein Tarif von 10 Cent/kWh als Mindesttarif im Grundsatzgesetz verankert werden.

**Zu § 5 Abs 6**

§ 5 Abs 6 sieht eine Tarifiereduktion von 10 % für Energieträger mit SN 171 unabhängig von der letztlich festgelegten Tarifhöhe vor. Eine solche Tarifiereduktion sollte jedoch dann ausgeschlossen sein, wenn der Tarif lediglich 10 Cent/kWh oder geringfügig mehr beträgt, da die Energieträger mit SN 171 jene Brennstoffe sind, die in keiner Nutzungskonkurrenz stehen und sich daher besonders als Brennstoffe eignen.

Die Formulierung in § 5 Abs 6 ist zudem sprachlich unglücklich, wonach es heißt, dass bei der Einspeisung elektrischer Energie aus Ökostromanlagen, die unter Verwendung von Energieträgern mit SN 171 betrieben werden, die Tarife um 10 % reduziert werden. Sprachlich könnte dies so verstanden werden, dass diese Reduktion nicht nur für die konkreten Brennstoffe gilt, sondern für den gesamten aus den Anlagen eingespeisten Strom. Eine sprachliche Klarstellung ist wünschenswert.

**Zu § 6 Abs 1**

Gemäß § 49 ÖSG 2012 gilt hinsichtlich des Ökostromförderbeitrags eine Kostendeckelung für einkommensschwache Haushalte von 20 Euro. Gemäß § 6 Abs 1 sollen die Mittel für die Vergütung von den Endverbrauchern durch einen Zuschlag zum Netznutzungsentgelt proportional zum Ökostromförderbeitrag gemäß § 48 ÖSG 2012 erhoben werden. § 6 Abs 1 regelt nicht, ob die Kostendeckelung nach § 49 ÖSG 2012 auch in Bezug auf den zusätzlichen Zuschlag anwendbar bleiben soll. An dieser Stelle besteht Klarstellungsbedarf, wobei inhaltlich das Bestehenbleiben der Kostendeckelung iHv 20 Euro anzustreben wäre.

Abschließend danken wir für die Möglichkeit zur Stellungnahme und ersuchen um deren Berücksichtigung. Für allfällige Rückfragen stehen wir gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen



Ing. Mag. Hans-Christian Kirchmeier, MTD, MBA  
Vorsitzender des Vorstands

Beilagen: IG Holzkraft, Biomasseförderungs-Grundsatzgesetz – Anmerkungen zum Effizienzkriterium  
Technische Universität Wien, Stellungnahme Biomasse-KWK-Anlagen



# BIOMASSEFÖRDERUNGS-GRUNDSATZGESETZ

## ANMERKUNGEN ZUM EFFIZIENZKRITERIUM

### BRENNSTOFFNUTZUNGSGRAD DER BETROFFENEN ANLAGEN

- 2017 Diplomarbeit an der Technischen Universität Wien, Institut für Energietechnik und Thermodynamik, Betreuung Prof. Andreas Werner
  - **Titel:** Eine Bewertung von Biomasse KWK-Anlagen als Basis für zukunftsfähige Einsatzmöglichkeiten (<https://repositum.tuwien.ac.at/obvutwhs/content/titleinfo/2711091>)
  - **Ziel:** Erhebung des Bestandes an Holzkraftwerken in Österreich und ihres Brennstoffnutzungsgrades
  - **Methode:** Umfrage via Fragebogen und persönliche Gespräche (Anlagenbesuche, Telefonate)

Tabelle 1: Ergebnisse der Erhebung für die Anlagen mit Tarifende 2017 bis 2019

Tarifende 2017 - 2019			
	Anlagenleistung [MW]	Anteil Gesamtleistung	an Anzahl der Anlagen
<b>Gesamtkapazität</b>	174	100%	47
<b>BNG ja</b>	83	48%	23
<b>BNG nein</b>	67	39%	11
<b>BNG kA</b>	24	14%	13

Tabelle 2: Ergebnisse der Erhebung für die Anlagen mit Tarifende 2017 bis 2020

Tarifende 2017 - 2020			
	Anlagenleistung [MW]	Anteil Gesamtleistung	an Anzahl der Anlagen
<b>Gesamtkapazität</b>	222	100%	64
<b>BNG ja</b>	99	45%	29
<b>BNG nein</b>	92	41%	19
<b>BNG kA</b>	31	14%	16

- Betroffen sind hauptsächlich Holzkraftwerke mit Entnahme-Kondensationsturbinen,
  - Verbreitet errichtet im Zeitraum 2003 – 2007
  - Optimierung auf Stromproduktion und kurze Lieferwege für Brennstoff
  - Brennstoffnutzungsgrad von 60% auch bei maximaler Wärmeabnahme oft technisch nicht erreichbar





## ÖKOSTROM AUS FESTER BIOMASSE

- Brennstoffnutzungsgrad ist bei diesen Anlagen keine geeignete Messgröße für die Energieeffizienz.
  - Brennstoffnutzungsgrad berücksichtigt den höheren energetischen Wert von elektrischer Energie („Exergie“) nicht.
  - Nach der Turbine anfallende Abwärme (Kondensationswärme) kann als Niedertemperaturwärme (rd. 40° C) kaum mehr sinnvoll genutzt werden.
  - Teilweise abgearbeiteter Dampf kann in begrenztem Ausmaß auf einem für die Lieferung von Fernwärme oder Prozesswärme gut geeigneten Temperaturniveau (> 100 °C) aus der Turbine ausgekoppelt werden.

### EFFIZIENZZIELE FÜR BESTANDSANLAGEN

- Erstellung eines alternativen Effizienzziels anhand der Ergebnisse der Diplomarbeit
  - Kooperation mit Fachexperten der Technischen Universität Wien und externen Experten
- Ziel: Erhöhung der Effizienz bei allen betroffenen Anlagen
  - Bestmögliche Wärmenutzung bei hocheffizienter Stromproduktion

#### Vorschlag für ein Effizienzziel

- Anlagen mit Gegendruckturbine, Holzgasanlagen, ORC-Anlagen:  $\geq 60\%$  Brennstoffnutzungsgrad
- Anlagen mit Entnahmekondensationsturbine:  $\geq 60\%$  der produzierten Strommenge müssen als Wärme ausgekoppelt werden, die Stromproduktion muss effizient erfolgen
  - Effiziente Stromproduktion  $\rightarrow$  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
- Steigerung der Effizienz nach einem Meilensteinsystem
  - Innerhalb der ersten drei Jahre muss sichergestellt sein, dass mindestens 60% der erzeugten Menge an elektrischer Energie als Wärme ausgekoppelt und genutzt werden.
  - Zur Sicherstellung einer effizienten Stromerzeugung muss nachgewiesen sein, dass die Kondensation des Turbinendampfs bei niedriger Temperatur im Vakuum erfolgt (Abdampfdruck  $< 0,2$  bar abs.).
    - Die Erfüllung dieses zusätzlichen Kriteriums ist durch einen Wirtschaftsprüfer zu bestätigen.
  - Durchrechnungszeitraum: 3 Jahre um jährliches Schwanken der Wärmeabnahme ausgleichen zu können.



Technische Universität Wien  
Institut für Energietechnik und  
Thermodynamik  
Getreidemarkt 9 / E302  
1060 Wien  
Österreich

Ao. Prof. Dr. techn.  
Andreas WERNER  
Forschungsbereich Thermodynamik  
und Wärmetechnik

T +43 1 58801 302314  
M +43 664 46 75 691  
F +43 1 58801 302399

andreas.werner@tuwien.ac.at  
<http://www.iet.tuwien.ac.at/>

Ihr Zeichen:

Unser Zeichen:  
IET

Sachbearbeitung:  
Dr. Andreas WERNER

Wien, 15.03.19

## Betreffzeile: Stellungnahme Biomasse-KWK-Anlagen

Sehr geehrte Damen und Herren!

Das Institut für Energietechnik und Thermodynamik (IET) an der Technischen Universität Wien wurde von der IG-Holzskraft - Ökostrom aus fester Biomasse, Wien, im Zusammenhang mit der aktuellen Diskussion über Ökostrom-Nachfolgerstarife für feste Biomasse um Stellungnahme zu folgenden Fragen ersucht:

- 1) Welche technischen Konzepte gibt es zur Erzeugung von elektrischer Energie aus fester Biomasse? Welche Brennstoffnutzungsgrade können damit erreicht werden?
  - ➔ *Sieht man von nicht am Markt verfügbaren „Zukunftstechniken“ und Kleinstanlagen ab, wird in Österreich in Ökostromanlagen für feste Biomasse v.a. der Dampfkraftprozess, in kleineren Anlagen auch die ORC-Technik, eingesetzt. Eine weitere Technik ist die Stromerzeugung mittels Gasmotor aus Brenngasen, die in einem vorgelagerten Schritt aus der Biomasse gewonnen werden. Der elektrische Wirkungsgrad dieser Techniken ist unterschiedlich und von der Anlagengröße abhängig. Der Brennstoffnutzungsgrad ist hingegen praktisch ausschließlich dadurch bestimmt, ob eine Anlage strom- oder wärmegeführt betrieben wird. Bei wärmegeführtem Anlagenbetrieb kann unter optimalen Rahmenbedingungen ein Brennstoffnutzungsgrad bis etwa 85 % erreicht werden, allerdings sinkt der Anteil an elektrischer Energie in Abhängigkeit von der abgenommenen Wärmemenge. Bei stromgeführten Anlagen ist die Stromproduktion nicht von der Nutzwärmeerzeugung abhängig, der erreichbare Brennstoffnutzungsgrad ist wesentlich*

*geringer und erreicht bei Dampfkraftanlagen nach dem Kondensationsprinzip auch unter optimalen Rahmenbedingungen bei Groß-Anlagen maximal ca. 45 %.*

2) Wie ist die Struktur der österreichischen Ökostromanlagen für feste Biomasse?

→ *Nach einer im Jahr 2018 am Institut für Energietechnik und Thermodynamik der Technischen Universität Wien im Rahmen einer Diplomarbeit durchgeführten Erhebung basieren etwa drei Viertel der österreichischen Ökostromanlagen für feste Biomasse auf dem Dampfkraftprozess. Etwas weniger als die Hälfte aller erhobenen Anlagen basiert auf dem Konzept der Entnahme-Kondensationsturbine. Die betreffenden Anlagen stellen mehr als 60 % der elektrischen Leistung bereit.*

3) Durch welche Maßnahmen kann der Brennstoffnutzungsgrad bei bestehenden Ökostromanlagen erhöht werden? Gibt es dabei technische Grenzen?

→ *Eine Erhöhung des Brennstoffnutzungsgrades kann nur dadurch erreicht werden, dass das Verhältnis der Strom- und Wärmeproduktion zu Gunsten der Wärmeerzeugung verschoben wird. Dies würde entweder den Anschluss neuer Wärmeabnehmer oder die Reduktion der Stromerzeugung im Verhältnis zur Nutzwärmeerzeugung bedingen. Bei vielen der bestehenden Entnahme-Kondensationsanlagen kann aber unter den herrschenden Umständen aufgrund der vorliegenden Turbinenauslegung (maximaler prozentueller Anteil an Entnahmedampf) durch keine der beiden Maßnahmen ein Brennstoffnutzungsgrad von 60 % erreicht werden.*

4) Welche Konsequenzen hätte die Anforderung eines Brennstoffnutzungsgrads von mindestens 60 %?

→ *Die im Entnahme-Kondensationsbetrieb gefahrenen Biomassekraftwerke erreichen im Jahresdurchschnitt einen Brennstoffnutzungsgrad von 60 % nicht. Die Anforderung eines solchen Brennstoffnutzungsgrads würde bedeuten, dass bis Ende 2020 rund 1/3 der Ökostromerzeugung aus fester Biomasse wegfallen würde.*

## Erläuterungen

Zu 1): Die Erzeugung von elektrischer Energie aus fester Biomasse erfolgt thermisch:

- entweder durch Verbrennung. Mit der im Verbrennungsabgas enthaltenen Energie wird ein Arbeitsmedium (Wasser oder beim ORC-Verfahren organische Flüssigkeiten) verdampft und der Dampf in einer Turbine abgearbeitet. Die mechanische Leistung der Turbine wird mittels Generator in elektrische Energie umgewandelt.
- oder alternativ zuerst in einem Vergasungsprozess, bei dem ein Brenngas (Produktgas) entsteht, das anschließend in einem Gasmotor verbrannt wird. Die mechanische Leistung des Gasmotors wird mittels Generator in elektrische Energie umgewandelt. Der Vorteil von Vergasungsverfahren liegt in einem erreichbaren hohen elektrischen Wirkungsgrad bei kleinen Kapazitäten. Der Nachteil liegt in der v. a. wegen der erforderlichen Produktgasaufbereitung viel komplexeren Anlagentechnik. Eine Reihe größerer Vergasungsanlagen (Güssing (2016), Oberwart, Villach) wurden in den letzten Jahren in Österreich stillgelegt.

Der erreichbare Wirkungsgrad der Stromerzeugung ist stark von der Anlagengröße abhängig. Außerdem können nicht in jedem Leistungsbereich alle verfügbaren Stromerzeugungstechniken auch tatsächlich wirtschaftlich eingesetzt werden (siehe nachstehende Abbildung). Im kleineren Leistungsbereich bis ca. 1 MW elektrischer Leistung steht der ORC-Prozess mit einem elektrischen Wirkungsgrad von ca. 12 – 16 % zur Verfügung, bei Vergasungsverfahren mit Einsatz eines Gasmotors sind ca. 30 % Wirkungsgrad erreichbar. Bei einer Anlagengröße von 5 MW elektrischer Leistung kann mit Dampfturbinen ein elektrischer Wirkungsgrad von ca. 22 – 25 % erreicht werden. Die genannten Werte beziehen sich auf die folgende Abbildung aus [1].

Mit keinem technischen Konzept der Verstromung von fester Biomasse kann damit bei ausschließlicher Stromproduktion ein Brennstoffnutzungsgrad von 60 % auch nur annähernd erreicht werden.

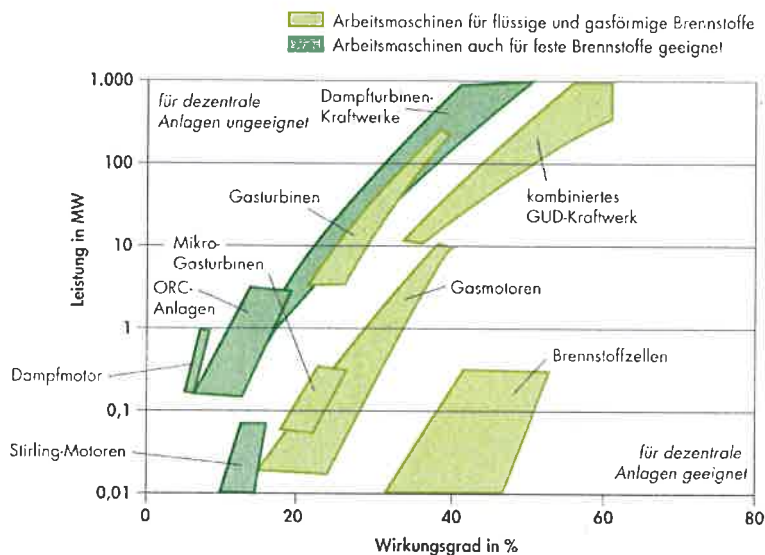


Abb. 1: Wirkungsgrade verschiedener Kraftwerksprozesse; © BINE Informationsdienst, vgl. [1]

Da der Brennstoffnutzungsgrad als Verhältnis von erzeugter Strom- und Nutzwärmemenge zu der mit dem Brennstoff zugeführten Energie definiert ist, erfordert jeder über den elektrischen Wirkungsgrad hinausgehende Brennstoffnutzungsgrad die Produktion (und Abnahme!) von Nutzwärme.

Bei Vergasungsanlagen steht dafür das Abgas und ggf. die Abwärme aus dem Kühlwasserkreislauf der Gasmotoren zur Verfügung, aus dem über Wärmeaustauscher z. B. Heißwasser zur Versorgung eines Fernwärmenetzes produziert werden kann.

Bei ORC- und Dampfturbinen ist die Situation komplizierter: Bei vollem Kondensationsbetrieb wird in diesen Anlagen das Arbeitsmedium bis auf ein Temperaturniveau (dieses ist von den Umgebungsbedingungen abhängig) von ca. 40 – 50 °C abgearbeitet, die anfallende Kondensationswärme ist wegen der niedrigen Temperatur dieses Abdampfes unter den derzeit herrschenden Bedingungen kaum als Nutzwärme z. B. in einem Fernwärmenetz oder als Prozesswärme brauchbar.

Möchte man aus ORC- oder Dampfturbinen Nutzwärme auskoppeln, muss der Prozess so gestaltet werden, dass die Kondensation des Arbeitsmediums beim geforderten Temperaturniveau (heute normalerweise über 100 °C) stattfindet. Dafür gibt es zwei Möglichkeiten:

- Die Kondensation der gesamten Dampfmenge erfolgt bei einer für die Erzeugung von Nutzwärme geeigneten Temperatur (Konzept der Gegendruckturbine).
- Aus der Turbine wird auf geeignetem Temperaturniveau ein Teilstrom des Dampfes entnommen und für die Nutzwärmeerzeugung verwendet (Konzept der Entnahme-Kondensations-Turbine).

Mit dem Konzept der Gegendruckturbine kann ein Brennstoffnutzungsgrad bis in den Bereich des Wirkungsgrads des Wärmeerzeugers (Feuerung + Dampferzeuger) der Biomassefeuerung selbst (als Richtwert ca. 85 %) erreicht werden. Die erzeugte Menge an elektrischer Energie ist allerdings direkt von der abgenommenen Nutzwärmemenge abhängig (wärmegeführter Anlagenbetrieb). Ein Wegfallen des Wärmebedarfs bedeutet das Abstellen der Anlage.

Beim Entnahme-Kondensationskonzept können Stromproduktion und Wärmeabnahme in von der Auslegung abhängigen Grenzen variiert werden. Die meisten in der Praxis bei Biomasse eingesetzten Entnahme-Kondensationsturbinen im Leistungsbereich > 2 MW elektrischer Leistung erlauben eine Dampfentnahme aus der Turbine in der Größenordnung der elektrischen Leistung. Anzumerken ist, dass das Verhältnis von Strom- zu Wärmeproduktion bei der Beschaffung der Turbine festgelegt wird und im Betrieb in gewisser –ebenfalls bei der Beschaffung festzulegender Grenzen variiert werden kann. Eine wichtige Randbedingung bei Entnahme-Kondensations-Dampfturbinen ist, dass der Niederdruckteil (dessen zugehörige Kondensationswärme nicht genutzt werden kann) immer Dampfdurchströmt sein muss. Dieser Kühltampf von ca. 10-20% des Nominalmassenstroms senkt den maximal möglichen Brennstoffausnutzungsgrad so einer Anlage im Vergleich zu Gegendruck-Dampfturbinen.

Zu 2)

Nach ÖMAG waren Ende 2017 in Österreich 134 Ökostromanlagen für feste Biomasse mit einer elektrischen Engpassleistung von 311,5 MW in Betrieb. Etwa 20 % der Ökostromproduktion und ein

Drittel der erneuerbaren Fernwärme stammen aus im Ökostromgesetz geförderten Ökostromanlagen für feste Biomasse.

Im Jahr 2018 wurde am Institut für Energietechnik und Thermodynamik der Technischen Universität Wien im Rahmen einer Diplomarbeit

(<https://repositum.tuwien.ac.at/obvutwhs/content/titleinfo/2711091>) der Bestand an Ökostromanlagen für feste Biomasse, die Erzeugungstechnologien und die Brennstoffnutzungsgrade erhoben. Die Leistung der erhobenen Anlagen beträgt rund 200 MW<sub>el</sub> (dies entspricht etwa 2/3 der gesamten in Österreich installierten Leistung).

## Anteile der versch. Anlagenkonzepte der Biomasse KWK-Anlagen

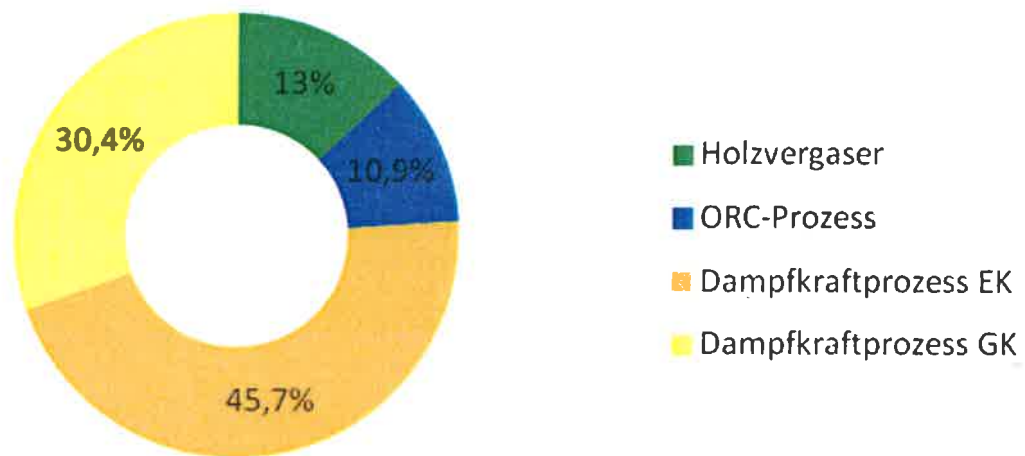


Abb. 2: Anteile der Anlagenkonzepte bei den erhobenen Holzkraftwerken, Stand 2018, Quelle: Diplomarbeit Matthias Kowatsch)

76 % der bei der Erhebung erfassten Anlagen basieren auf dem Dampfkraftprozess und stellen 97,4 % der Leistung bereit. Etwas weniger als die Hälfte aller erhobenen Anlagen (45,7 %) basiert auf dem Konzept der Entnahme-Kondensationsturbine, stellt aber wesentlich mehr als die Hälfte der elektrischen Leistung (63,2 %) bereit. Das Konzept der Gegendruckturbine ist in etwa einem Drittel der Anlagen (30,4 %) realisiert, deren Anteil an der installierten Leistung liegt bei 34,2 %.

Zu 3)

48 % der in der Erhebung 2018 erfassten Anlagen – darunter alle im Entnahme-Kondensationsbetrieb gefahrenen Biomassekraftwerke - erreichen den für die Gewährung eines Ökostrom-Nachfolgerarfs nach derzeitiger Regelung nötigen Brennstoffnutzungsgrad von 60 % nicht. Die betroffenen Anlagen produzieren derzeit etwa 61 % des elektrischen Stromes aus fester Biomasse.

Die Erzeugung von elektrischer Energie aus fester Biomasse kann ohne Förderung am Markt nicht bestehen. Die Festlegung eines Mindest-Brennstoffnutzungsgrads von 60 % bedeutet, dass bis Ende 2020 fast 1/3 der Ökostromerzeugung aus fester Biomasse wegfallen.

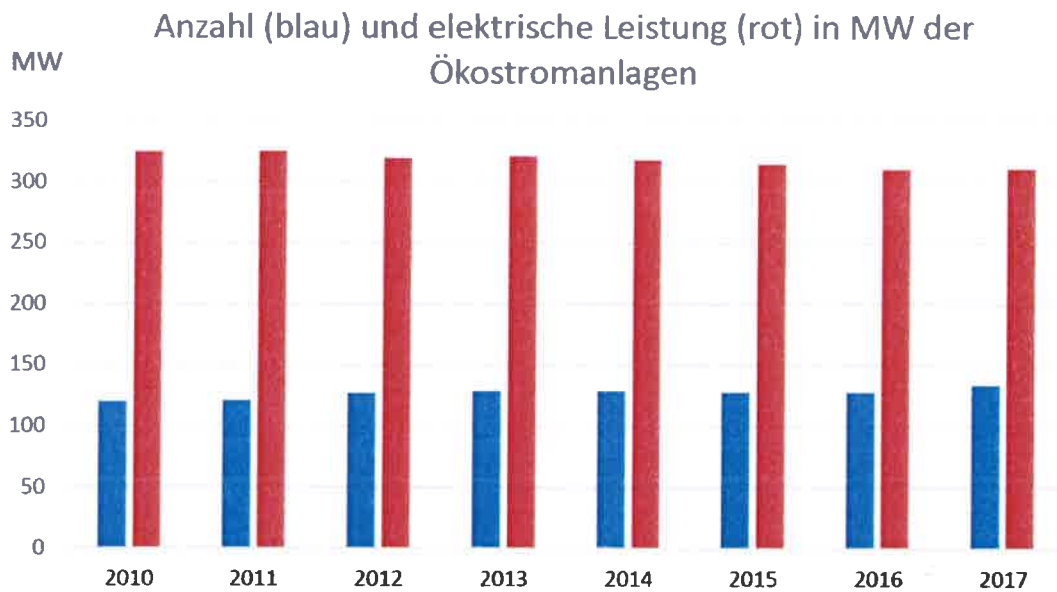


Abb. 3: Engpassleistung in MW und Anzahl der Ökostromanlagen mit Vertragsverhältnis mit OeMAG im Zeitraum von 2010-2017, Daten aus [2].

Zu 4)

Durch die alleinige Berücksichtigung des Brennstoffnutzungsgrades als Beurteilungskriterium für KWK-Anlagen würde die elektrische Produktion aus diesen um etwa 1/3 reduziert. In der Klima- und Energiestrategie der Österreichischen Bundesregierung „#mission2030“, vgl. [3], wird auf S. 19, Kap. 4, sowie S. 24, Kap. 5, auf den Beitrag der Biomasse als natürlichen Energiespeicher hingewiesen, um die Schwankungen der variablen erneuerbaren Energien wie Wind- und Solarenergie auszugleichen. Die Möglichkeit mit dem regenerativen Energieträger Biomasse zu diesem Ausgleich beizutragen wird im Falle des Abschaltens der betroffenen Anlagen erheblich reduziert.

Bei Anlagen mit derzeit niedrigem Brennstoffnutzungsgrad kann eine Erhöhung nur dadurch erreicht werden, dass das Verhältnis der Strom- und Wärmeproduktion zu Gunsten der Wärmeerzeugung verschoben wird. Dies ist auf 2 Wegen möglich:

- Die Wärmeabnahme wird durch neue Verbraucher (etwa den Ausbau von Fernwärmenetzen oder die Ansiedlung von Betrieben mit Prozesswärmebedarf) erhöht. Ein Brennstoffnutzungsgrad von 60 % kann damit bei der Mehrzahl der bestehenden Entnahme-Kondensationsanlagen aber aufgrund der limitierten Auskopplungsmöglichkeit (welche bei der Beschaffung festgelegt wird) von Heißdampf aus der Turbine, nicht erreicht werden.
- Die Stromerzeugung wird im Verhältnis zur Nutzwärmeerzeugung reduziert. Dies ist bei Entnahme-Kondensationsanlagen innerhalb bestimmter Grenzen technisch möglich. In den meisten Bestandsanlagen in Österreich könnte aber ein Brennstoffnutzungsgrad von 60 % realistisch nur bei Ersatz einer vorhandenen Entnahme-Kondensationsturbine durch eine Gegendruckturbine erreicht werden. Als Konsequenz wäre die bestehende Kesselnennleistung bei konstanter Wärme-Abnahme für einen derart reduzierten Anlagenbetrieb zu hoch. Es ist schwer vorstellbar, dass eine Summe so hoher Ersatzinvestitionen und Modifikationen (bei Turbine und Kessel) wirtschaftlich darstellbar ist.

Literatur:

[1] <https://kraftwerkforschung.info/quickinfo/grundbegriffe/kraftwerkstypen-bestimmen-wirkungsgrade/>. Gelesen am 06.03.19.

[2] <https://www.e-control.at/statistik/oeko-energie/anlagenstatistik/engpassleistung-und-vertragsverhaeltnisse>. Gelesen am 06.03.19.

[3] #mission2030 Die Klima- und Energiestrategie der Österreichischen Bundesregierung. BUNDESMINISTERIUM FÜR NACHHALTIGKEIT UND TOURISMUS Stubenring 1, 1010 Wien – [www.bmnt.gv.at](http://www.bmnt.gv.at) BUNDESMINISTERIUM FÜR VERKEHR, INNOVATION UND TECHNOLOGIE Radetzkystraße 2, 1030 Wien – [www.bmvit.gv.at](http://www.bmvit.gv.at), April 2018.

Mit freundlichen Grüßen!

  
Technische Universität Wien  
Inst. für Energietechnik u. Thermodynamik  
Getreidemarkt 9  
1060 Wien

Ao. Prof. Dr. A. WERNER