

# **Gutachten**

**Im Auftrag des Bundesministers für Wissenschaft, Forschung und  
Wirtschaft**

## **Einspeisetarife Ökostrom – Neufestsetzung für alle Bereiche für die Jahre 2016 und 2017**

**erstellt von  
Dr. Harald Proidl  
DI Michael Sorger  
Energie-Control Austria**

**Wien, 14. September 2015**

## Auftrag

Der Bundesminister für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft hat mit Schreiben vom 3. Juni 2015 die Energie-Control Austria mit der Erstellung von Befund und Gutachten über die Neufestsetzung der Einspeisetarife für 2016/2017 beauftragt.

*„Die gegenwärtige Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012 (ÖSET-VO 2012, BGBl. II Nr. 307/2012, geändert mit BGBl. II Nr. 503/2013 sowie BGBl. II Nr. 285/2014) gilt bis Ende 2015. Somit wäre, obwohl im Falle einer Nichterlassung die vorher geltenden Tarife weiterhin gemäß § 19 Abs. 2 Ökostromgesetz maßgeblich sind, für Vertragsabschlüsse nach dem 31.12.2015 eine neue Verordnung zu erlassen, da sich doch einige Änderungen (so. z.B. bei PV) ergeben haben könnten.*

*Es ergeht daher die Einladung für die Erstellung eines in sich geschlossenen Vorschlags für Einspeisetarife gemäß Ökostromgesetz 2012, BGBl. I Nr. 75/2011 in der Fassung der Kundmachung BGBl. I Nr. 11/2012, nach Möglichkeit und Prognostizierbarkeit für den Zeitraum bis Ende 2017. Dabei wäre auch die Fragestellung zu behandeln, ob sich die nunmehr errechneten Tarife in der Bandbreite der geltenden Tarife und der im Gesetz festgelegten 8% bzw. 1% Abschläge bewegen. Es ist vorerst nicht beabsichtigt, die in der geltenden Einspeisetarifverordnung angeführten Mengen- und Leistungsschwellen abzuändern, so nicht maßgebliche Gründe für eine Änderung, die im Gutachten darzustellen wären, eine solche Abänderung zweckmäßig bzw. notwendig erscheinen ließen.*

*Zu den Einspeisetarifen im Bereich Photovoltaik wären mehrere Varianten darzustellen, insbesondere bezüglich der Möglichkeiten, das Hauptaugenmerk in Richtung Investitionszuschüsse zu legen (wobei auch auf die Auswirkungen hinsichtlich der Finanzierung Rücksicht zu nehmen wäre).*

*Es wird um umfänglichere und detailliertere Darstellung der Grundlagen und Berechnungsmethoden als in den Vorjahren ersucht, da die Datengrundlagen in den seinerzeitigen Verhandlungen/Diskussionen mit den betroffenen Kreisen und im Energiebeirat mehrfach angezweifelt und kritisiert wurden.“*

Wien, am 14. September 2015



Dr. Harald Proidl  
Energie-Control Austria  
Leiter Ökoenergie und Energieeffizienz  
Vereidigter Sachverständiger des Wirtschaftsministeriums

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Quellen</b> .....	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Gesetzliche Grundlagen für die Festlegung von Einspeisetarifen</b> .....	<b>9</b>
<b>3</b>	<b>Methodik und Vorbemerkungen</b> .....	<b>13</b>
3.1	Details zur Berechnungsmethode .....	14
3.2	Details zum Ausbau und zum zusätzlichen Unterstützungsvolumen .....	16
<b>4</b>	<b>Photovoltaik</b> .....	<b>18</b>
4.1	Photovoltaik Ausführungen aus vorangegangenen Gutachten .....	18
4.2	Grundlagen der Kostenstruktur von Photovoltaikanlagen 2015 .....	21
4.3	Berechnete Photovoltaiktarife für 2016 und Abschläge für 2017 .....	23
<b>5</b>	<b>Windkraft</b> .....	<b>26</b>
5.1	Entwicklung der Einspeisetarife für Windkraft .....	26
5.2	Berechnete Windtarife und Ausführungen für 2014 .....	27
5.3	Berechnete Windtarife für 2016 und Abschläge für 2017 .....	28
<b>6</b>	<b>Feste Biomasse</b> .....	<b>30</b>
6.1	Berechnete Tarife für feste Biomasse 2016 und Abschläge für 2017 .....	31
6.2	Tarife für feste Biomasse 2016 und Abschläge für 2017 - § 20 Abs. 4 Z 4 .....	34
<b>7</b>	<b>Biogas</b> .....	<b>35</b>
7.1	Berechnete Biogastarife für 2016 und Abschläge für 2017.....	36
<b>8</b>	<b>Kleinwasserkraft</b> .....	<b>38</b>
8.1	Grundlagen der Kostenstruktur von Kleinwasserkraftanlagen 2015 .....	38
8.2	Berechnete KWKW Tarife für 2016 und Abschläge für 2017 .....	40
<b>9</b>	<b>Anderer Ökostrom (Biomasse flüssig, Geothermie, Deponie- und Klärgas)</b> .....	<b>44</b>
<b>10</b>	<b>Zusammenfassung der Empfehlungen</b> .....	<b>45</b>

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Fiktive Anlage - Variation der Inputparameter .....	16
Tabelle 2: Zubau OeMAG zwischen 2012 und 2014.....	16
Tabelle 3: Variation der Investitionskosten und des Investitionszuschusses.....	18
Tabelle 4: Auswertung der OeMAG Anträge 2013 - 2015.....	22
Tabelle 5: Berechnete Tarife 2016 – Varianten Investitionszuschuss .....	24
Tabelle 6: Fördermengen in Abhängigkeit von Tarif und Investitionsförderung .....	25
Tabelle 7: Gültiger Tarif 2015, Vorschläge 2016 und 2017 und Tarife mit gesetzlichen Abschlägen.....	29
Tabelle 8: Berechnungsparameter feste Biomasse .....	32
Tabelle 9: Berechnungsparameter Biogas.....	37
Tabelle 10: Entwicklung der Tarife für KWKW .....	43
Tabelle 11: Entwicklung der Einspeisetarife und Zusammenfassung der Berechnungen.....	45
Tabelle 12: Tarifempfehlungen für 2016 und 2017 .....	48

# 1 Quellen

Folgende Grundlagen wurden für die Erstellung des Gutachtens herangezogen:

- BGBl I Nr. 149/2002: Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-Kopplung erlassen werden (Ökostromgesetz). Ausgegeben am 23.08.2002.
- BGBl I Nr. 105/2006: Bundesgesetz, mit dem das Ökostromgesetz, das Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz und das Energie-Regulierungsbehördengesetz geändert werden (Ökostromgesetz-Novelle 2006). Ausgegeben am 27.06.2006.
- BGBl I Nr. 10/2007: Bundesgesetz, mit dem das Ökostromgesetz geändert wird (Ökostromgesetz-Novelle 2006). Ausgegeben am 02.04.2007.
- BGBl I Nr. 44/2008: Bundesgesetz, mit dem das Ökostromgesetz geändert wird (erste Ökostromgesetz-Novelle 2008). Ausgegeben am 26.02.2008.
- BGBl I Nr. 114/2008: Bundesgesetz, mit dem das Ökostromgesetz geändert wird (zweite Ökostromgesetz-Novelle 2008). Ausgegeben am 08.08.2008.
- BGBl I Nr. 104/2009: Bundesgesetz, mit dem das Ökostromgesetz geändert wird (Ökostromgesetz-Novelle 2009). Ausgegeben am 19.10.2009.
- BGBl I Nr. 75/2011: Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (Ökostromgesetz 2012 – ÖSG 2012). Ausgegeben am 29.07.2011.
- BGBl II Nr. 508/2002 idF BGBl II Nr. 254/2005: Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit, mit der Preise für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen für bis Ende 2004 genehmigte (Kleinwasserkraft bis Ende 2007 errichtete) Anlagen festgesetzt werden (Ökostromverordnung 2002) Ausgegeben am 20.12.2002.
- BGBl II Nr. 401/2006: Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit, mit der Preise für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen für

Vertragsabschlüsse in den Jahren 2006 und 2007 festgesetzt werden (Ökostromverordnung 2006) Ausgegeben am 24.10.2006.

- BGBl II Nr. 59/2008: Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit, mit der Preise für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen für Vertragsabschlüsse im Jahr 2008 festgesetzt werden (Ökostromverordnung 2008) Ausgegeben am 14.02.2008.
- BGBl II Nr. 53/2009: Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der Preise für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen für Vertragsabschlüsse im Jahr 2009 festgesetzt werden (Ökostromverordnung 2009) Ausgegeben am 23.02.2009.
- BGBl II Nr. 42/2010: Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der Preise für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen für Vertragsabschlüsse im Jahr 2010 festgesetzt werden (Ökostromverordnung 2010). Ausgegeben am 02.02.2010.
- BGBl II Nr. 25/2011: Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der Preise für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen für Vertragsabschlüsse im Jahr 2011 festgesetzt werden (Ökostromverordnung 2011). Ausgegeben am 28.01.2011.
- BGBl II Nr. 307/2012: Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der die Einspeisetarife für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen auf Grund von Verträgen festgesetzt werden, zu deren Abschluss die Ökostromabwicklungsstelle ab 1. Juli 2012 bis Ende des Jahres 2013 verpflichtet ist (Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012 – ÖSET-VO 2012) Ausgegeben am 18.10.2012.
- BGBl II Nr. 503/2013 Verordnung, mit der die Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der die Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012 (ÖSET-VO 2012) geändert wird (Änderung der Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012 ÖSET-VO 2012) Ausgegeben am 23.12.2013.
- BGBl II Nr. 285/2014 Verordnung des Bundesministers für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft mit der die Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012 (ÖSET-VO 2012) geändert wird (Änderung der Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012 ÖSET-VO 2012) Ausgegeben am 11.11.2014.

- ECOFYS, 2. Jänner 2011 : Financing Renewable Energy in the European Energy Market
- E-Control Austria, Mai 2012: Zu Kostenstrukturänderungen von Ökostromtechnologien (Vorbereitung der Einspeisetarife 2. HJ 2012 und 2013)
- E-Control Austria, Juni 2012: Ergänzung zum Gutachten - Zu Kostenstrukturänderungen von Ökostromtechnologien (Vorbereitung der Einspeisetarife 2. HJ 2012 und 2013)
- E-Control Austria, November 2011: Zu Kostenstrukturänderungen von Ökostromtechnologien (Vorbereitung der Einspeisetarife 2012)
- E-Control Austria, September 2009: Expertise zur Neubestimmung der Preise (Einspeisetarife) gemäß zweiter Ökostromgesetz-Novelle 2008.
- E-Control Austria, 02.12.2009: Ergänzung betreffend Biogas- (und Biomasse) Kleinanlagen zur Expertise zur Neubestimmung der Preise (Einspeisetarife) gemäß zweiter Ökostromgesetz-Novelle 2008.
- E-Control Austria, 6.10.2008: Gutachten zur Neubestimmung der „Preise“ (Einspeisetarife) für 2009 im Auftrag des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit
- E-Control Austria, 9.11.2007: Gutachten zur Neubestimmung der „Preise“ (Einspeisetarife) für 2008 (optional bis 2010) im Auftrag des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit
- E-Control Austria und Energieagentur, 31.07.2006: Expertise mit Grundlagen und Empfehlungen zur Neubestimmung der „Preise“(Einspeisetarife) für Ökostromanlagen
- E-Control Austria, November 2002: „Preise“ (Einspeisetarife) für Kleinwasserkraft und sonstige Ökoanlagen
- E-Control Austria, September 2010: Ökostrombericht 2010 und Folgeberechnungen
- E-Control Austria, August 2015: Ökostrombericht 2014
- E-Control Austria, August 2015: Veröffentlichung der Marktpreise gemäß § 41 Abs. 1 Ökostromgesetz
- Energieagentur, 03.12.2009: Tarifempfehlungen für eine neue Ökostromverordnung auf Basis der 2. Ökostromgesetz-Novelle 2008, 3. aktualisierte Auflage.

- IG-Windkraft, April 2012: Expertise der IG-Windkraft zur Ermittlung der Gestehungskosten für kosteneffiziente Windenergieanlagen.
- Kaltschmitt, Martin; Streicher, Wolfgang; 2009: Regenerative Energien in Österreich
- Kleinwasserkraft Österreich, Mai 2012: Expertise von Kleinwasserkraft Österreich zur Kostenstruktur bei Kleinwasserkraftanlagen.
- Landwirtschaftskammer Österreich, August 2015: Energieholzindex.
- Österreichs Energie, April 2012: Anlage Daten von Feststoff-Biomasse-KWK.
- Photovoltaik-Anbieter, Juli 2014: Angebote für Photovoltaikanlagen von verschiedenen Anbietern.
- Photovoltaik-Anbieter, Juli 2015: Angebote für Photovoltaikanlagen von verschiedenen Anbietern.
- Statistik Austria: [www.statistik.at](http://www.statistik.at)

Sofern nichts anderes angegeben ist, beziehen sich die zitierten Gesetzesregelungen auf das Ökostromgesetz idF BGBl I Nr. 75/2011 (ÖSG – 2012).

## 2 Gesetzliche Grundlagen für die Festlegung von Einspeisetarifen

Das Ökostromgesetz 2012 (BGBl I Nr 75/2011) beinhaltet folgende Zielsetzungen und Inhalte, die für die Bestimmung der „Preise“ (Einspeisetarife) für Kleinwasserkraft und für sonstigen unterstützten Ökostrom relevant sind.

*„§ 4. (1) Im Interesse des Klima- und Umweltschutzes sowie der Versorgungssicherheit ist es das Ziel dieses Bundesgesetzes,*

- 1. die Erzeugung von Ökostrom durch Anlagen in Österreich gemäß den Grundsätzen des europäischen Unionsrechts zu fördern;*
- 2. den Anteil der Erzeugung von Ökostrom zumindest bis zu den in Abs. 2 bis Abs. 4 angegebenen Zielwerten zu erhöhen;*
- 3. die energieeffiziente Erzeugung von Ökostrom sicherzustellen;*
- 4. die Mittel zur Förderung von erneuerbaren Energieträgern effizient einzusetzen;*
- 5. eine technologiepolitische Schwerpunktsetzung im Hinblick auf die Erreichung der Marktreife der Technologien zur Erzeugung von Ökostrom vorzunehmen, wobei auf die europäischen Schwerpunktsetzungen hinsichtlich neuer erneuerbarer Technologien, insbesondere im Rahmen des Strategieplans für Energietechnologien - SET-Plan, Bedacht genommen wird;*
- 6. die Investitionssicherheit für bestehende und zukünftige Anlagen zu gewährleisten;*
- 7. die Abhängigkeit von Atomstromimporten bis 2015 bilanziell zu beseitigen.*

*(2) Bis zum Jahr 2015 ist die Neuerrichtung und Erweiterung von Anlagen in einem solchen Ausmaß zu unterstützen, dass durch Anlagen mit Kontrahierungspflicht durch die Ökostromabwicklungsstelle und durch Anlagen mit Anspruch auf Investitionszuschuss ein Gesamtstromanteil von 15%, gemessen an der Abgabemenge an Endverbraucher aus öffentlichen Netzen, erzeugt wird. In diesem Zielwert ist die Stromerzeugung aus neu errichteten Kleinwasserkraftanlagen sowie mittleren Wasserkraftanlagen sowie die durch Optimierung und Erweiterung von bestehenden Kleinwasserkraftanlagen erzielte zusätzliche Stromerzeugung seit Inkrafttreten des Ökostromgesetzes, BGBl. I Nr. 149/2002, enthalten, nicht jedoch die Neuerrichtung und Erweiterung von Wasserkraftanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 20 MW.*

*(3) Zur Anhebung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern ist von 2010 bis 2015 die mengenmäßig wirksame Errichtung von zusätzlich 700 MW Wasserkraft (mit einer auf das Regeljahr bezogenen zusätzlichen Ökostromerzeugung in Höhe von insgesamt 3 500 GWh, inklusive den Effekten von Revitalisierungsmaßnahmen und Erweiterungen bestehender Anlagen), davon 350 MW Klein- und mittlere Wasserkraft (mit einer auf das Regeljahr bezogenen zusätzlichen Ökostromerzeugung in Höhe von 1 750 GWh), die Errichtung von 700 MW Windkraft (mit einer auf ein Durchschnittsjahr bezogenen zusätzlichen Ökostromerzeugung von 1 500 GWh), 500 MW Photovoltaik (mit einer auf das Durchschnittsjahr bezogenen zusätzlichen Ökostromerzeugung von ca. 500 GWh) sowie, bei nachweislicher Rohstoffverfügbarkeit, die Errichtung von 100 MW Biomasse und Biogas (mit einer auf ein Durchschnittsjahr bezogenen zusätzlichen Ökostromerzeugung von 600 GWh) anzustreben.*

*(4) Für die einzelnen Ökostromtechnologien werden für den Zeitraum 2010 bis 2020 folgende mengenmäßigen Ausbauziele festgelegt:*

- 1. Wasserkraft: 1 000 MW (entspricht einer auf ein Durchschnittsjahr bezogenen zusätzlichen Ökostromerzeugung von ca. 4 TWh), soweit eine Verfügbarkeit der Standorte gegeben ist;*
- 2. Windkraft: 2 000 MW (entspricht einer auf ein Durchschnittsjahr bezogenen zusätzlichen Ökostromerzeugung von ca. 4 TWh), soweit eine Verfügbarkeit der Standorte gegeben ist;*
- 3. Biomasse und Biogas: 200 MW (entspricht einer auf ein Durchschnittsjahr bezogenen zusätzlichen Ökostromerzeugung von ca. 1,3 TWh), soweit eine nachweisliche Verfügbarkeit der eingesetzten Rohstoffe gegeben ist;*

4. Photovoltaik: 1 200 MW (entspricht einer auf ein Durchschnittsjahr bezogenen zusätzlichen Ökostromerzeugung von ca. 1,2 TWh).

(5) Die Erreichung der Ziele gemäß Abs. 1 bis 4 ist durch die E-Control gemäß § 51 Abs. 1 alle zwei Jahre zu überwachen. Der Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend hat für den Fall, dass die Ziele bereits erreicht wurden, deren Anhebung im Wege einer Regierungsvorlage zu initiieren.“

§ 20 Ökostromgesetz bestimmt zur Festlegung der Einspeisetarife zur Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen Folgendes:

„(1) Die Einspeisetarife sind entsprechend den Zielen dieses Bundesgesetzes, insbesondere in Bezug auf den effizienten Mitteleinsatz, so zu gestalten, dass kontinuierlich eine Steigerung der Produktion von Ökostrom erfolgt, wobei eine Steigerung der Produktion von Ökostrom aus rohstoffabhängigen Ökostromanlagen nur bei nachweislich gesicherter Rohstoffversorgung anzustreben ist.

(2) Nach Maßgabe des Abs. 1 sind die Einspeisetarife auf Basis folgender Kriterien festzulegen:

1. die Tarife sind unter Beachtung der unionsrechtlichen Vorgaben festzulegen;
2. die Tarife haben sich an den durchschnittlichen Produktionskosten von kosteneffizienten Anlagen, die dem Stand der Technik entsprechen, zu orientieren;
3. zwischen Anlagen ist dann zu unterscheiden, wenn unterschiedliche Kosten vorliegen oder öffentliche Förderungen gewährt wurden;
4. die Tarife sind in Abhängigkeit von den verschiedenen Primärenergieträgern festzulegen, wobei die technische und wirtschaftliche Effizienz zu berücksichtigen ist;
5. durch die Preisbestimmung ist sicherzustellen, dass sich die Förderungen an den effizientesten Standorten zu orientieren haben und die Möglichkeit einer Maximierung der Tariffhöhe durch eine Aufteilung in mehrere Anlagen ausgeschlossen ist;
6. die Tarife können weitere Differenzierungen, etwa nach der Engpassleistung, der Jahresstromproduktion (Zonentarifmodell) oder nach anderen besonderen technischen Spezifikationen, enthalten. Eine zeitliche Unterscheidung nach Tag/Nacht und Sommer/Winter im Sinne des § 25 EIWOG ist zulässig;
7. in der Verordnung können auch Mindestanforderungen hinsichtlich der zum Einsatz gelangenden Technologien vorgesehen werden, wobei die Mindestanforderungen dem Stand der Technik zu entsprechen haben;
8. in der Verordnung kann die Erreichung eines höheren Brennstoffnutzungsgrades als in § 12 Abs. 2 Z 4 zur Voraussetzung für die Gewährung von Einspeisetarifen gemacht werden, wenn dies auf Grund der Beschaffenheit des jeweiligen Anlagentyps unter Bedachtnahme auf den Stand der Technik und die optimale Nutzung der eingesetzten Primärenergie (energetischer Nutzungsgrad) wirtschaftlich zumutbar ist.

(3) Für Photovoltaikanlagen gilt ergänzend zu Abs. 2 Folgendes:

1. bei der Festlegung der Tarife für Photovoltaik ist eine Differenzierung zwischen Anlagen auf Freiflächen und Gebäuden zulässig, wobei die Gewährung einer Förderung auf gebäudeintegrierte Photovoltaikanlagen beschränkt werden kann;
2. für Photovoltaik mit einer Engpassleistung bis 20 kW<sub>peak</sub> können die Tarife gemäß Abs. 1 auch lediglich einen Teil der durchschnittlichen Produktionskosten von kosteneffizienten Anlagen, die dem Stand der Technik entsprechen, abdecken;
3. in der Verordnung ist ein einheitlicher Tarif für alle Größenklassen von Photovoltaikanlagen vorzusehen, wobei eine kombinierte Förderung mittels Investitionszuschüssen und Einspeisetarifen vorgesehen werden kann und jedenfalls dem Umstand Rechnung zu tragen ist, ob das zusätzliche jährliche Unterstützungsvolumen des vorangegangenen Jahres ausgeschöpft wurde;
4. die Gewährung einer Förderung kann an eine bestimmte Höchstgröße der Anlage geknüpft werden, wobei eine Förderung einer Photovoltaikanlage von über 500 kW<sub>peak</sub> jedenfalls ausgeschlossen ist.

(4) Für rohstoffabhängige Anlagen gilt ergänzend zu Abs. 2 Folgendes:

1. die Preisfestlegung darf nicht in einer solchen Form erfolgen, dass Biomasse ihrer stofflichen Nutzung entzogen wird bzw. Nahrungs- und Futtermittel ihrem ursprünglichen Verwendungszweck entzogen werden;
2. zwischen Abfall mit hohem biogenen Anteil und sonstiger fester Biomasse ist zu unterscheiden;
3. eine Differenzierung innerhalb der Anlagenkategorien auf Basis von Biogas nach Energieträgern und Substraten, innerhalb der Anlagenkategorien auf Basis von Biomasse nach Energieträgern, sowie nach anderen besonderen technischen Spezifikationen ist zulässig;
4. bei der Festlegung der Preise für Anlagen auf Basis von Biogas oder flüssiger Biomasse dürfen Rohstoffpreise (Kosten für die Energieträger) höchstens in einem solchen Ausmaß berücksichtigt werden, dass diese Kosten die Strommarkterlöse, gemessen an den gemäß § 41 Abs. 1 zuletzt veröffentlichten Marktpreisen, nicht übersteigen; für Anlagen auf Basis von fester Biomasse gilt dies dann, wenn die Leistung, über die ein Vertragsabschluss gemäß § 15 in Verbindung mit § 12 oder gemäß dem Ökostromgesetz, BGBl. I Nr. 149/2002, in der Fassung der ÖSG-Novelle 2009, BGBl. I Nr. 104/2009, erfolgt ist, 100 MW erreicht oder überschreitet;
5. zur Sicherstellung, dass Nahrungs- und Futtermittel ihrem ursprünglichen Verwendungszweck nicht entzogen werden, kann in der Verordnung vorgesehen werden, dass bei bestimmten Biogasanlagengruppen nur dann eine Kontrahierungspflicht der Ökostromabwicklungsstelle zu den festgelegten Einspeisetarifen besteht, wenn ein bestimmter Anteil an Wirtschaftsdünger tierischer Herkunft für die Erzeugung von Ökostrom eingesetzt wird.

(5) Bei der Ermittlung der durchschnittlichen Produktionskosten ist auf ein rationell geführtes Unternehmen abzustellen, welches die Anlage zu Finanzmarktbedingungen sowie unter Berücksichtigung anderer Finanzierungsoptionen finanziert. Zu berücksichtigen sind die Lebensdauer, die Investitionskosten, die Betriebskosten, die angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals und die jährlich erzeugten Mengen an elektrischer Energie. Bei der Erhebung dieser Kosten sind nationale sowie internationale Erfahrungen zu berücksichtigen.“

§ 17 Ökostromgesetz beinhaltet für rohstoffabhängige Ökostromanlagen nach Ablauf der Kontrahierungspflicht die Möglichkeit der Festlegung von „Preisen“ (Einspeisetarifen), die sich an den laufenden Kosten orientieren:

„§ 17. (1) Abweichend von § 13 besteht für Ökostromanlagen auf Basis fester und flüssiger Biomasse oder Biogas, die in das öffentliche Netz einspeisen, nach Ablauf der Kontrahierungspflicht der Ökostromabwicklungsstelle gemäß § 12 oder nach Ablauf der Förderdauer gemäß den Bestimmungen des Ökostromgesetzes, BGBl. I Nr. 149/2002, in der Fassung BGBl. I Nr. 104/2009, eine besondere Kontrahierungspflicht der Ökostromabwicklungsstelle. Die Ökostromabwicklungsstelle hat Verträge über die weitere Abnahme von Ökostrom nur unter Anrechnung auf das zur Verfügung stehende zusätzliche jährliches Unterstützungsvolumen abzuschließen.

(2) Keine Kontrahierungspflicht gemäß Abs. 1 besteht für rohstoffabhängige Ökostromanlagen, die

1. nicht über einen Anerkennungsbescheid gemäß § 7 verfügen;
2. auf Basis von Tiermehl, Ablauge oder Klärschlamm betrieben werden;
3. keinen Brennstoffnutzungsgrad von mindestens 60 vH erreichen;
4. über kein Konzept über die Rohstoffversorgung zumindest über die weiteren fünf Betriebsjahre verfügen;
5. auf Basis von fester Biomasse betrieben werden und keine dem Stand der Technik entsprechenden Maßnahmen zur Vermeidung von Feinstaub aufweisen;
6. auf Basis von flüssiger Biomasse betrieben werden und den Nachhaltigkeitsanforderungen für flüssige Biokraftstoffe gemäß der Verordnung BGBl. II Nr. 250/2010 nicht entsprechen.

(3) Der Abschluss von Verträgen gemäß Abs. 1 darf pro Anlage nur einmal erfolgen. § 14 und § 15 finden auf diese Verträge sinngemäß Anwendung. Die Kontrahierungspflicht der Ökostromabwicklungsstelle endet mit Ablauf von 20 Jahren ab der Inbetriebnahme der Anlage.

(4) Der Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend kann für diese Ökostromanlagen durch Verordnung Nachfolgetarife bestimmen, die sich an den laufenden Kosten orientieren, die für

*den Betrieb dieser Anlagen erforderlich sind, wobei Abschreibungen und Verzinsungen für die Investition nicht zu berücksichtigen sind. Im Übrigen hat der Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend bei der Bestimmung der Preise die in § 19 und § 20 angeführten Kriterien sinngemäß anzuwenden.“*

### 3 Methodik und Vorbemerkungen

Wie bereits bei den formalen Darstellungen zuvor wird an dieser Stelle noch einmal darauf hingewiesen, dass die Einspeisetarife für die Ökostrom-Technologien einigen Grundsätzen entsprechen sollen. Diese leiten sich aus § 4 ÖSG 2012 ab:

- Förderung von effizienten Technologien,
- effizienter Einsatz der Fördermittel,
- Erreichung der Marktreife der Technologien.

Die Entwicklungen der einzelnen Technologien im Sinne von Förderbedarf, Ausbauniveau, Marktfähigkeit etc. war in der Vergangenheit unterschiedlich. Beim den rohstoffunabhängigen Technologien war seit der Einführung des ÖSG 2012 ein starker Ausbuanstieg zu erkennen. Rohstoffabhängige Technologien stagnieren jedoch aufgrund der Entwicklung der Rohstoffpreise und des starren Fördersystems. Wird als Marktreife die Deckung aller Kosten ausschließlich durch den Strommarktpreis angesehen, so ist diese, nicht nur aufgrund des gesunkenen Strommarktpreises, für den Großteil der Technologien und Anlagen nicht zutreffend.

Gemäß Gutachtensauftrag soll ein geschlossener Vorschlag über Einspeisetarife für die Jahre 2016 und nach Möglichkeit für 2017 vorgelegt werden. Dabei sollen die berechneten Tarife jenen, die sich aufgrund der Reduktion laut § 19 Abs. 2 Ökostromgesetz ergeben würden, gegenübergestellt werden. Bei der Festlegung von Tarifen für zwei Kalenderjahre ist jedenfalls für das Jahr 2017 eine Reduktion vorzusehen.

Das vorliegende Gutachten stützt sich auf die Berechnungen der zurückliegenden Expertisen der Energie-Control Austria (E-Control), wobei entsprechend des Auftrages die bestehenden Basisdaten (soweit verfügbar und plausibel nachvollziehbar) aktualisiert wurden.

Wie in den vorhergehenden Gutachten wurden die Berechnungen der Erzeugungskosten für die einzelnen Ökostromtechnologien mit einer Investitionsrechnung unter der Anwendung der Annuitätenmethode durchgeführt. Bei diesem dynamischen Verfahren werden einmalige sowie periodische Zahlungen in durchschnittliche jährliche Zahlungen umgerechnet und so die Kosten pro erzeugte Energieeinheit bestimmt.

Das ÖSG 2012 sieht für rohstoffabhängige Technologien einen Vergütungszeitraum von 15 Jahren und für rohstoffunabhängige Technologien einen Zeitraum von 13 Jahren vor. Dementsprechend werden die Tariflaufzeiten für die Anlagenbeispiele angesetzt, und die Investitionskosten werden über diesen Zeitraum abgeschrieben.

Bei Biomasse fest und Biogasanlagen wird davon ausgegangen, dass die anfallende Wärme als Koppelprodukt verkauft wird. Die daraus resultierenden Erlöse werden aliquot zu den Gesamterlösen aus Strom und Wärme von den einzelnen Kosten abgezogen.

Der kalkulatorische Zinssatz für die Berechnungen, der die Gewinnerwartung des Investors bezogen auf das Eigenkapital und eine Risikoprämie beinhaltet, beträgt inklusive einer Inflationsannahme von 2% den Prozentsatz von 6%. Alle laufenden Kosten werden jährlich um 2% dynamisiert.

Die Kalkulation erfolgt mit Netto-Preisen, da von einer unternehmerischen Tätigkeit ausgegangen wird.

Die Grundlagen sind im Wesentlichen dem Quellenverzeichnis zu entnehmen und wurden (soweit wie möglich) gegenüber den letzten Gutachten aktualisiert. Diese Grundlagen beinhalten Kostenbewertungen bis zum jeweils aktuellen Stand. Die tatsächliche Höhe der Einspeisetarife wurde (und wird) nach der vom Ökostromgesetz vorgegebenen Herstellung des Einvernehmens mit den gesetzlich festgelegten Einvernehmensressorts bestimmt und verordnet.

### **3.1 Details zur Berechnungsmethode**

Die Methodik als solche wurde bereits in Abschnitt 3 kurz beschrieben. Im Zuge der Genehmigung des ÖSG 2012 durch die EU-Kommission wurde die Annuitätenmethode als Berechnungsmethode für die Tarifhöhe vom BMWFW gegenüber dieser angeführt. Dazu wurden auch entsprechende Beispielrechnungen, wie in diesem Abschnitt dargestellt, weitergeleitet.

Zum besseren Verständnis wurden in Tabelle 1 Berechnungen für eine fiktive Anlage mit folgenden Ausgangswerten vorgenommen:

- Installierte Leistung 100 kW

- Spezifische Investitionskosten 5.000 EUR/kW
- Betriebskosten 300 EUR/a
- Wartung 1% der ursprünglichen Investitionskosten p.a.
- Volllaststunden 3.000
- Laufzeit 13 Jahre
- Verzinsung 6%

Mit diesen Parametern würde sich, wie in Spalte A zu sehen ist, ein Tarif von 20,59 Cent/kWh ergeben. Aus der einmaligen Investition und den wiederkehrenden Betriebskosten wird der Kapitalwert berechnet. Aus dem Kapitalwert wiederum wird die Annuität berechnet. Dieser Wert muss jährlich mittels des vergüteten Stroms eingenommen werden, um eine Verzinsung von 6% zu bewerkstelligen. Die Annuität wird durch den erzeugten Strom dividiert, wodurch sich in Beispiel A eben der Tarif von 20,59 Cent/kWh ergeben würde. In den weiteren Beispielen wurden einzelne Parameter variiert.

In Beispiel B wurde ein Investitionszuschuss von 50.000 EUR angenommen, wodurch der notwendige Tarif auf 18,71 Cent/kWh sinken würde.

In Beispiel C wurden die Wartungskosten auf 5% der Investitionskosten erhöht, wodurch der notwendige Tarif auf 27,76 Cent/kWh steigen würde.

In Beispiel D wurde die Laufzeit auf 15 Jahre erhöht, wodurch der notwendige Tarif auf 18,93 Cent/kWh sinken würde.

**Tabelle 1: Fiktive Anlage - Variation der Inputparameter**

		<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>D</b>
		Investitionszuschuss		Betriebskosten	Laufzeit
Engpassleistung	kW	100	100	100	100
Investitionszuschuss	€	0,00	<b>50.000,00</b>	0,00	0,00
spezifische Investitionskosten	€/kW	5.000,00	5.000,00	5.000,00	5.000,00
Gesamtinvestitionskosten	€	500.000,00	500.000,00	500.000,00	500.000,00
Betriebskosten	€/a	300,00	300,00	300,00	300,00
Wartung		1,00%	1,00%	<b>5,00%</b>	1,00%
Volllaststunden	h/a	3.000,00	3.000,00	3.000,00	3.000,00
Laufzeit	a	13	13	13	<b>15</b>
Zinsen gesamt	% p.a.	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%
Faktor (1+i)^n		2,13293	2,13293	2,13293	2,39656
Jahresproduktion	kWh/a	300.000,00	300.000,00	300.000,00	300.000,00
<b>Erzeugungskosten</b>					
<b>Absolutwerte (€)</b>					
<b>Investitionskosten</b>	<b>€</b>	<b>500.000</b>	<b>450.000</b>	<b>500.000</b>	<b>500.000</b>
<b>Betriebskosten</b>	<b>€/a</b>	<b>5.300</b>	<b>5.300</b>	<b>25.300</b>	<b>5.300</b>
Kapitalwert	€	-546.919,22	-496.919,22	-723.972,88	-551.474,92
Annuität	€/a	-61.780,05	-56.132,05	-81.780,05	-56.781,38
<b>Kosten/kWh</b>	<b>C/kWh</b>	<b>20,59</b>	<b>18,71</b>	<b>27,26</b>	<b>18,93</b>

[Quelle: Darstellung E-Control]

Für unterschiedliche Technologien fallen unterschiedliche Kosten sowie auch Einnahmen an. Bei den rohstoffabhängigen Kosten sind dies z.B. die Brennstoffkosten sowie Einnahmen aus dem Wärmeverkauf. Bei den einzelnen Berechnungskapiteln werden diese jedoch nochmals separat angeführt.

### 3.2 Details zum Ausbau und zum zusätzlichen Unterstützungsvolumen

In Tabelle 2 ist der Zubau der Jahre 2012 bis 2014 aufgelistet. Den deutlichsten Anstieg gab es dabei im Bereich der Windkraft (beinahe 1 GW) gefolgt von der Photovoltaik mit 332 MW.

**Tabelle 2: Zubau OeMAG zwischen 2012 und 2014**

in kW	2012	2013	2014	Summe
Biogas	2.021	861	592	3.474
Biomasse fest	103	531	278	911
Deponiegas und Klärgas	80	603	45	728
Kleinwasserkraft	10.004	18.963	31.048	60.015
Photovoltaik	112.467	142.050	77.519	332.037
Windkraft	263.565	301.289	431.960	996.813
<b>Summe</b>	<b>388.240</b>	<b>464.297</b>	<b>541.442</b>	

[Quelle: OeMAG, E-Control]

In Abbildung 1 ist der Ausschöpfungsgrad des zusätzlichen Unterstützungsvolumens dargestellt. Im Bereich der Photovoltaik gibt es keine Warteliste, weswegen das zusätzliche Unterstützungsvolumen für 2016 auch noch nicht ausgeschöpft werden kann.

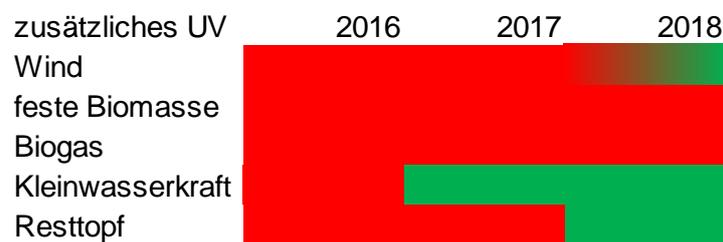
Für die Windkraft sind die Mittel 2016 und 2017 bereits zur Gänze vergeben, 2018 ist ebenfalls bereits teilweise ausgeschöpft.

Die Mittel für feste Biomasse und Biogas sind laut Stand April 2015 bis 2018 ausgeschöpft, ausgenommen für feste Biomasse Anlagen < 500 kW.

Im Bereich der Kleinwasserkraft sind die Mittel für das Jahr 2016 bereits zur Gänze ausgeschöpft.

Die Mittel des Resttopfs sind ebenfalls für 2016 und 2017 bereits ausgeschöpft, wobei der Großteil der Mittel (>98%) der Windkraft zuzuordnen ist.

Abbildung 1: Stand zusätzliche Unterstützungsvolumen 2016 - 2018



[Quelle: OeMAG, E-Control]

Deutlich zu erkennen ist, dass das System erneut in Gefahr läuft, eine Warteliste aufzubauen, welche sich teils über drei Jahre hinaus erstreckt. Nach dieser Zeit läuft die Gültigkeit des ursprünglichen Antrags der Anlagen aus. Mit dem ÖSG 2012 wurden gesondert Mittel für den Abbau der damaligen Warteliste zur Verfügung gestellt. Im Bereich der Windkraft war dabei für Anlagen, welche erst für eine Kontrahierung im Kalenderjahr 2014 oder danach gereiht gewesen wären, ein Abschlag von 9,7 Cent/kWh auf 9,5 Cent/kWh vorgesehen.

Im Bereich der Photovoltaik betrug der Abschlag je nach Tariffhöhe und Kontrahierungsjahr laut Warteliste zwischen 2,5 bis 22,5%.

Einziger Steuerungsmechanismus für die Ausbaugeschwindigkeit bzw. die Ausschöpfung der Kontingente im ÖSG 2012 ist die Tariffhöhe.

## 4 Photovoltaik

Das Budget der Photovoltaik war in den letzten Jahren stets ausgeschöpft. So wurden auch aufgrund des Wartelistenabbaus im Jahr 2012 112 MW, 2013 142 MW und 2014 78 MW an Neuanlagen von der OeMAG kontrahiert. 2015 ist in Summe mit 93 MW zu rechnen. Für die Folgejahre wird ein weiterer Ausbau im Umfang der Fördermittel erwartet, wobei diese Förderschiene aufgrund der Möglichkeit des Eigenverbrauchs trotz sinkender Tarife deutlich an Attraktivität gewonnen hat.

### 4.1 Photovoltaik Ausführungen aus vorangegangenen Gutachten

Im Gegensatz zu den übrigen Technologien wurden die Gutachter im Bereich der Photovoltaik im Mai 2014 damit beauftragt, etwaige Änderungen in der Kostenstruktur zu überprüfen und bei Bedarf neue Tarife vorzuschlagen.

In Tabelle 3 ist eine Zusammenfassung der damaligen Annahmen und Berechnungen zu sehen.

Tabelle 3: Variation der Investitionskosten und des Investitionszuschusses

Investitionszuschuss	Tarif	Investitionskosten	Eigenverbrauch	Abschlag	Anmerkung zur Berechnung	Maximaler Ausbaumwert in MW unter der Annahme: Kontingent wird zu 100% ausgeschöpft
200	9,65 - 13,3	800 - 1.100	0%			
200	12,50	1.040	0%			80
200	12,02	1.000	0%	-3,84%	Zielfunktion: Investitionshöhe	81
200	11,43	950	0%	-8,56%	Zielfunktion: Investitionshöhe	86
200	10,84	900	0%	-13,28%	Zielfunktion: Investitionshöhe	91
184	11,50	940	0%	-8,00%	Zielfunktion: Reduktion um 8% gegenüber verordneten Tarifen Vorjahr	86
200	11,37	1.000	30%	-9,04%	Zielfunktion: Investitionshöhe	119
200	10,54	950	30%	-15,68%	Zielfunktion: Investitionshöhe	130
<b>200</b>	<b>9,71</b>	<b>900</b>	<b>30%</b>	<b>-22,32%</b>	<b>Zielfunktion: Investitionshöhe</b>	<b>143</b>
184	10,63	992	30%	-8,00%	Zielfunktion: Reduktion um 8% gegenüber verordneten Tarifen Vorjahr	131

[Quelle: E-Control]

Die Gutachter sind nach Rücksprache mit dem BMFWF davon ausgegangen, dass bei Nichterlassen einer neuen Verordnung der gesetzliche Abschlag von 8% sowohl auf den Einspeisetarif als solchen, als auch auf die Investitionsförderung anzuwenden gewesen

wäre. Daraus hätte sich ein Tarif von 11,5 Cent/kWh kombiniert mit einem Investitionszuschuss von 183 EUR/kWp ergeben. Dies hätte spezifischen Investitionskosten von 940 EUR/kWp entsprochen, wobei dabei positive Effekte des Eigenverbrauchs nicht berücksichtigt wären.

Verordnet wurde ein Tarif von 11,5 Cent/kWh kombiniert mit einem Investitionszuschuss von 200 EUR/kWp.

In Abbildung 2 und Abbildung 3 ist eine Auswertung zu den abgerechneten Investitionszuschüssen der PV-Anlagen für 2013 und 2014 zu finden.

Die Datenbasis für 2013 bilden 462 Anlagen mit durchschnittlichen spezifischen Investitionskosten von 1.609 EUR/kWp. Vier Prozent dieser Anlagen hatten spezifische Investitionskosten unter 1.000 EUR/kWp.

Für 2014 sind es 854 Anlagen mit durchschnittlichen spezifischen Investitionskosten von 1.497 EUR/kWp (-7% verglichen mit 2013), wobei 7% der Anlagen Investitionskosten kleiner 1.000 EUR/kWp hatten.

Abbildung 2: Auswertung OeMAG Anträge 2013

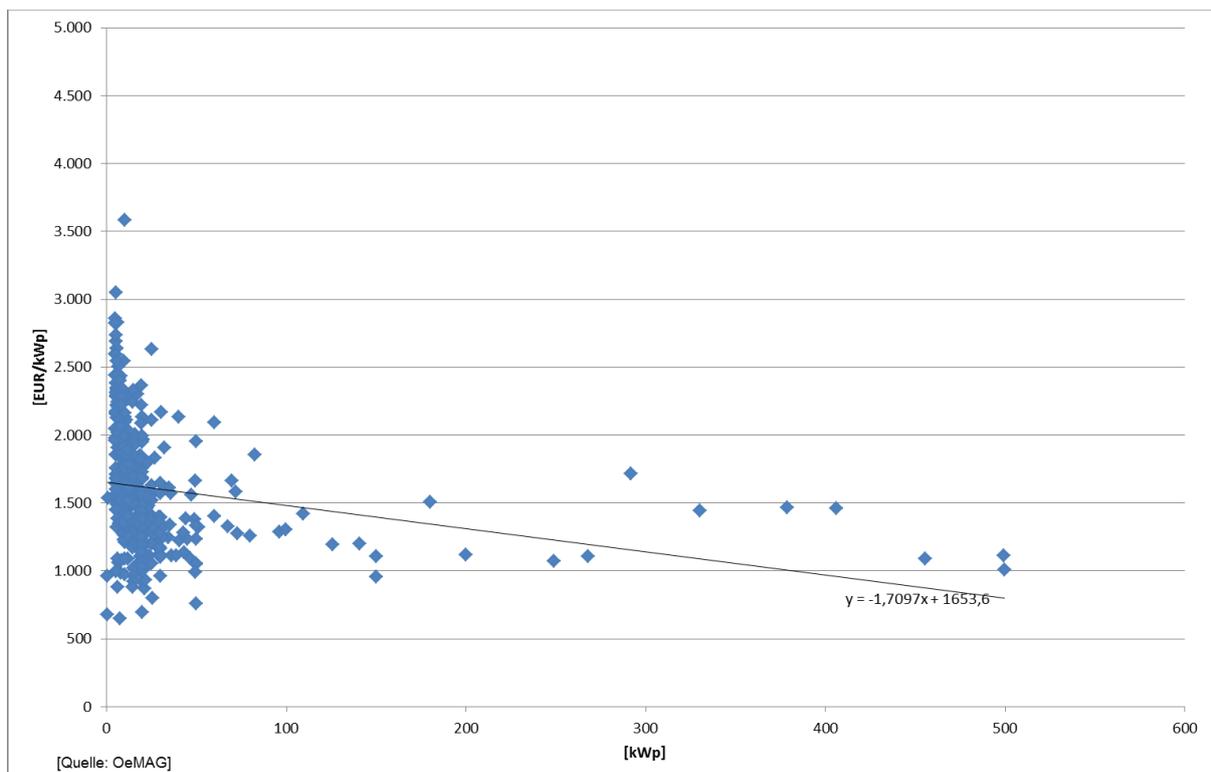
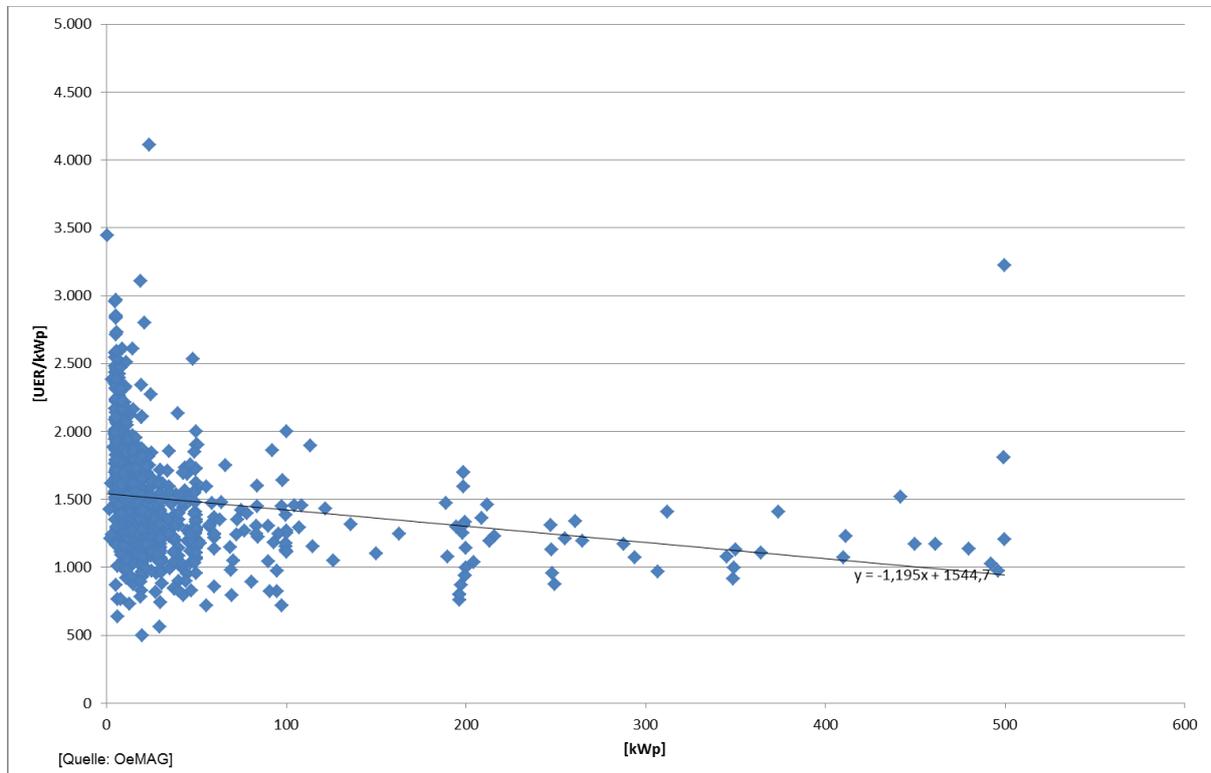


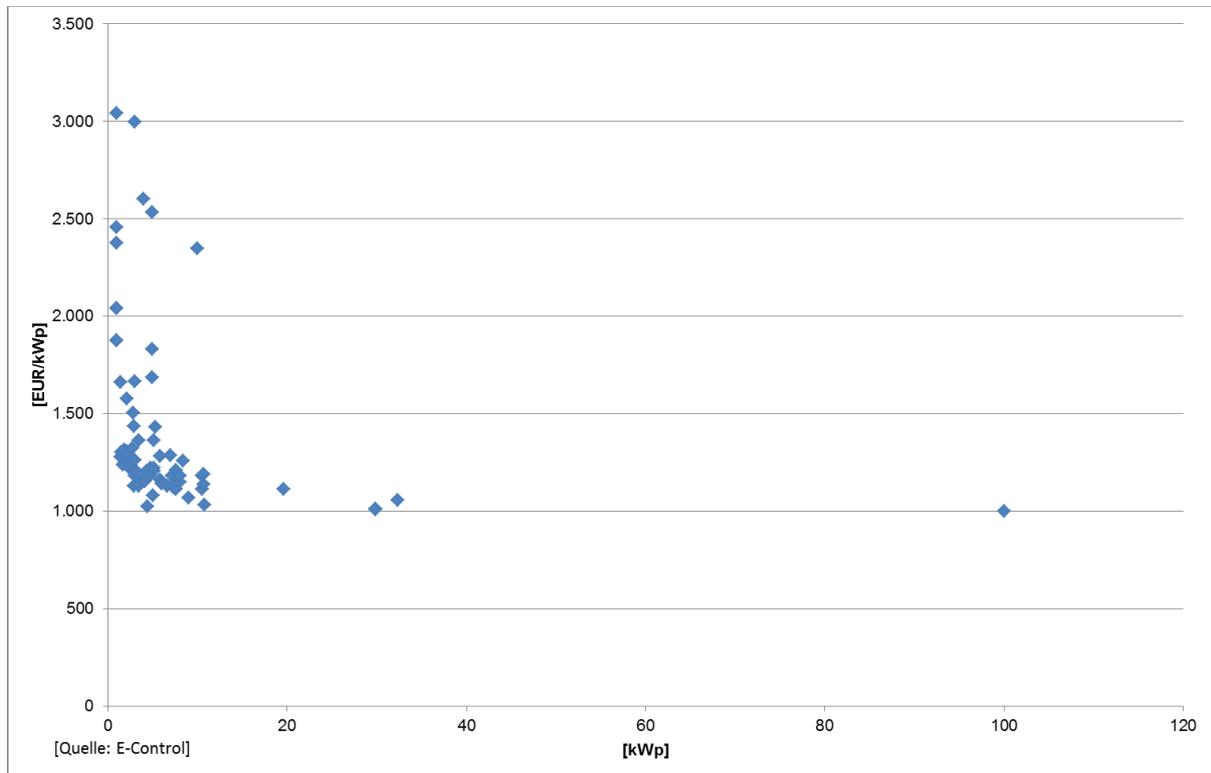
Abbildung 3: Auswertung OeMAG Anträge 2014



Neben den OeMAG Daten wurden auch Angebote zu PV-Anlagen abgefragt und angeführt. Die Auswertung dazu ist in Abbildung 4 zu finden. Es sind allgemeine Investitionskosten<sup>1</sup> für Photovoltaikanlagen mit Stand Juli 2014 dargestellt. Die Investitionskosten belaufen sich für diese Anlagen auf 931 bis 3.741 EUR/kWp, wobei der Mittelwert bei 1.481 EUR/kWp liegt.

<sup>1</sup> Wie in den vergangenen Jahren wurden grundsätzlich Angebote für Komplettanlagen inkl. Montage berücksichtigt. Hinsichtlich bestimmter Hersteller, der Funktionalität oder zusätzlicher Dienstleistungen wurde nicht differenziert.

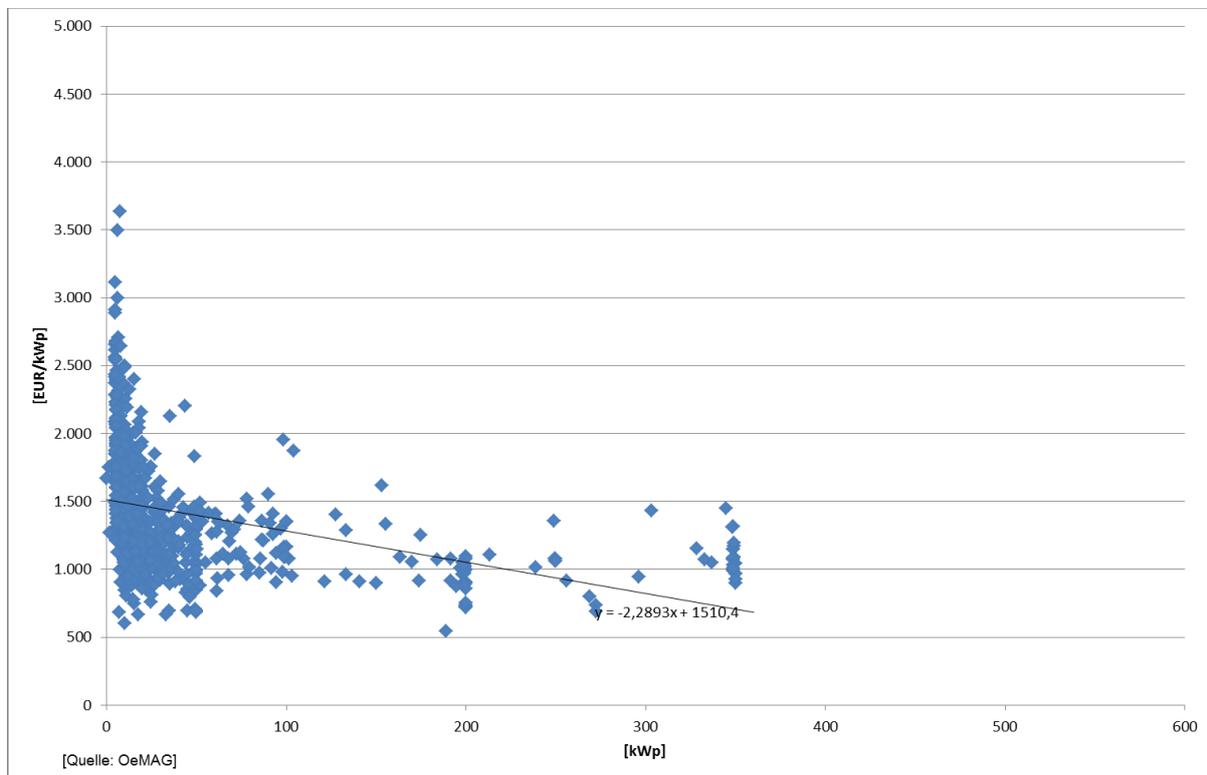
Abbildung 4: Investitionskosten in EUR/kWp - Stand Juli 2014



## 4.2 Grundlagen der Kostenstruktur von Photovoltaikanlagen 2015

In Abbildung 5 sind Auswertungen zu den Anträgen für 2015 zu finden. Die durchschnittlichen spezifischen Investitionskosten der 779 Anlagen belaufen sich dabei auf 1.394 EUR/kWp (-7% verglichen mit 2014), wobei bereits 1/5 der Anlagen unter spezifischen Investitionskosten von 1.000 EUR/kWp liegen.

Abbildung 5: Auswertung Anträge OeMAG 2015



In Tabelle 4 ist eine Zusammenfassung der Daten der OeMAG Anträge zu finden.

Tabelle 4: Auswertung der OeMAG Anträge 2013 - 2015

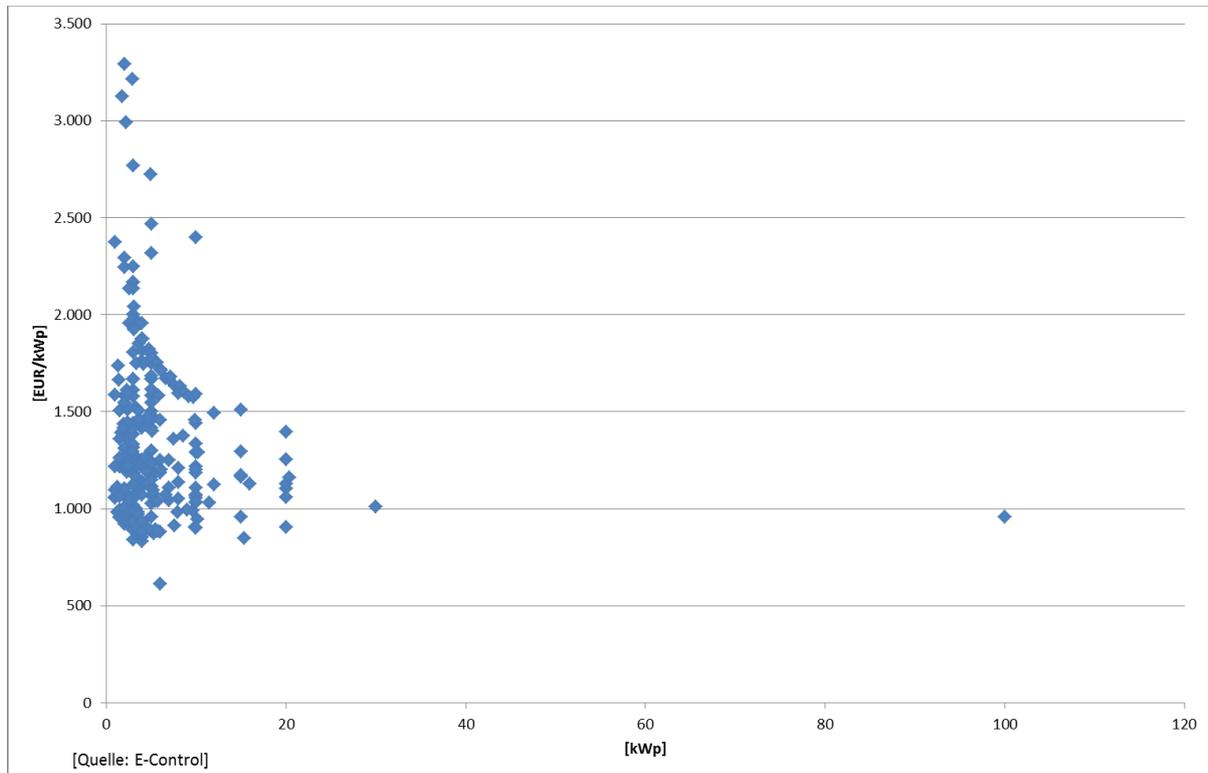
	Anzahl der Anlagen	Anzahl Anlagen < 1.000 EUR/kWp Spez. Investitionskosten %	Durchschnittliche spez. Investitionskosten EUR/kWp
2013	462	4 %	1.609
2014	854	7 %	1.497
2015	779	19 %	1.394

[Quelle: E-Control]

Wie in den vergangenen Jahren wurden auch für dieses Gutachten Angebote am Markt beobachtet. In Abbildung 6 sind die Ergebnisse dieser Erhebung zu finden. Dabei wurden 262 Angebote berücksichtigt. Die Investitionskosten dieser Anlagen variieren zwischen 612

und 3.291 EUR/kWp. Der erfasste Mittelwert liegt bei 1.352 EUR/kWp und somit um 9 % unter dem Mittelwert der letzten Erhebung.

Abbildung 6: Investitionskosten in EUR/kWp - Stand Juli 2015



### 4.3 Berechnete Photovoltaiktarife für 2016 und Abschläge für 2017

Wie bereits im letzten Gutachten vermerkt; gehen die Gutachter von deutlich geringeren spezifischen Investitionskosten, verglichen mit jenen, die sich in den verordneten Tarifen widerspiegeln, aus. Diese Annahme wird auch durch die starke Nachfrage nach Fördermitteln in diesem Bereich bestätigt.

Der Auftrag beinhaltet eine Variation des Investitionszuschusses, wobei in Absprache mit dem BMWFW aufgrund von förderrechtlichen Beschränkungen von einem maximalen Anteil der Investitionsförderung von 40% ausgegangen wird.

Bei einem Investitionszuschuss von 200 EUR/kWp und einem Tarif von 11,50 Cent/kWh (zu diesen Konditionen wurde das Budget zur Gänze ausgeschöpft) ergeben sich unter Berücksichtigung von:

- einem Netzbereitstellungsentgelt von 145 EUR/kWp,
- Betriebskosten von 60 EUR p/a,
- jährlichen Wartungskosten pro Jahr von 0,5% der Anfangsinvestition und
- 1.000 Volllaststunden

spezifische Investitionskosten von 1.023 EUR/kWp.

Aufgrund der zuvor angeführten Datenbasis gehen die Gutachter von spezifischen Investitionskosten, unter welchen das gesamte zusätzliche Unterstützungsvolumen ausgeschöpft werden wird, von 900 EUR/kWp für das Jahr 2016 aus. Dies entspricht, verglichen mit jenen Investitionskosten, die dem Tarif für das Jahr 2015 entsprechen (1.023 EUR/kWp) einer Reduktion der spezifischen Investitionskosten um 12%. Diese 12% setzen sich aus zwei Faktoren zusammen. Zum einen gehen die Gutachter aufgrund des Andrangs auf die Fördermittel davon aus, dass der ursprüngliche verordnete Tarif zu hoch war. Zum anderen ergab die Erhebung eine Reduktion der durchschnittlichen spezifischen Investitionskosten um 9% (siehe Abschnitt 4.2). Die übrigen Kostenfaktoren wurden wie oben angeführt beibehalten.

Die Ergebnisse der Berechnungen unter diesen Annahmen sind in Tabelle 5 zu finden. Diese stellen gleichzeitig die Empfehlungen in Abhängigkeit des gewählten Investitionszuschusses für 2016 dar.

Tabelle 5: Berechnete Tarife 2016 – Varianten Investitionszuschuss

Spezifische Investitionskosten 900 EUR/kWp		
Investitionszuschuss	200 EUR/kWp max. 30%	10,05 Cent/kWh
	300 EUR/kWp max. 30%	8,92 Cent/kWh
	400 EUR/kWp max. 40%	8,24 Cent/kWh

[Quelle: E-Control]

Aus Sicht der Gutachter ergeben sich keine negativen Auswirkungen auf die Finanzierung als solche. In Tabelle 6 ist eine entsprechende Aufschlüsselung dargestellt. Theoretisch wird die Investitionsförderung über die Laufzeit des Tarifs gestreckt. Daraus ergibt sich im Fall von 400 EUR/kWp ein Investitionsförderungsbedarf von 3,2 Mio. EUR pro Jahr. Bei einer

Auszahlung zu Beginn der Förderung der Anlage würden sich daraus für die Neuanlagen 41,3 Mio. EUR ergeben (32,5 Mio EUR bei 300 EUR/kWp und 20,2 Mio. EUR bei 200 EUR/kWp). Dies würde also einer Verdoppelung der aktuellen Rate entsprechen, wobei sich die Ausgaben für die Tarifförderung entsprechend über die Laufzeit reduzieren. Betrachtet man das Gesamtfördersystem, für das mehr als 1 Mrd. EUR aufzubringen sein wird, so ist davon auszugehen, dass eine Änderung der Investitionsförderung keine direkten Auswirkungen auf den Aufbringungsmechanismus haben wird.

Tabelle 6: Fördermengen in Abhängigkeit von Tarif und Investitionsförderung

Unterstützungsvolumen		8	
[Mio. EUR]			
Tarif [Cent/kWh]	10,05	8,92	8,24
Investitionsf. [EUR/kWp]	200	300	400
Marktpreis [Cent/kWh]		3,32	
GWh	95,8	99,6	98,1
MWp	100,9	104,9	103,2
Vergütung [Mio. EUR]	9,6	8,9	8,1
Investitionsf. [Mio. EUR]	1,6	2,4	3,2
Summe [Mio. EUR]	11	11	11

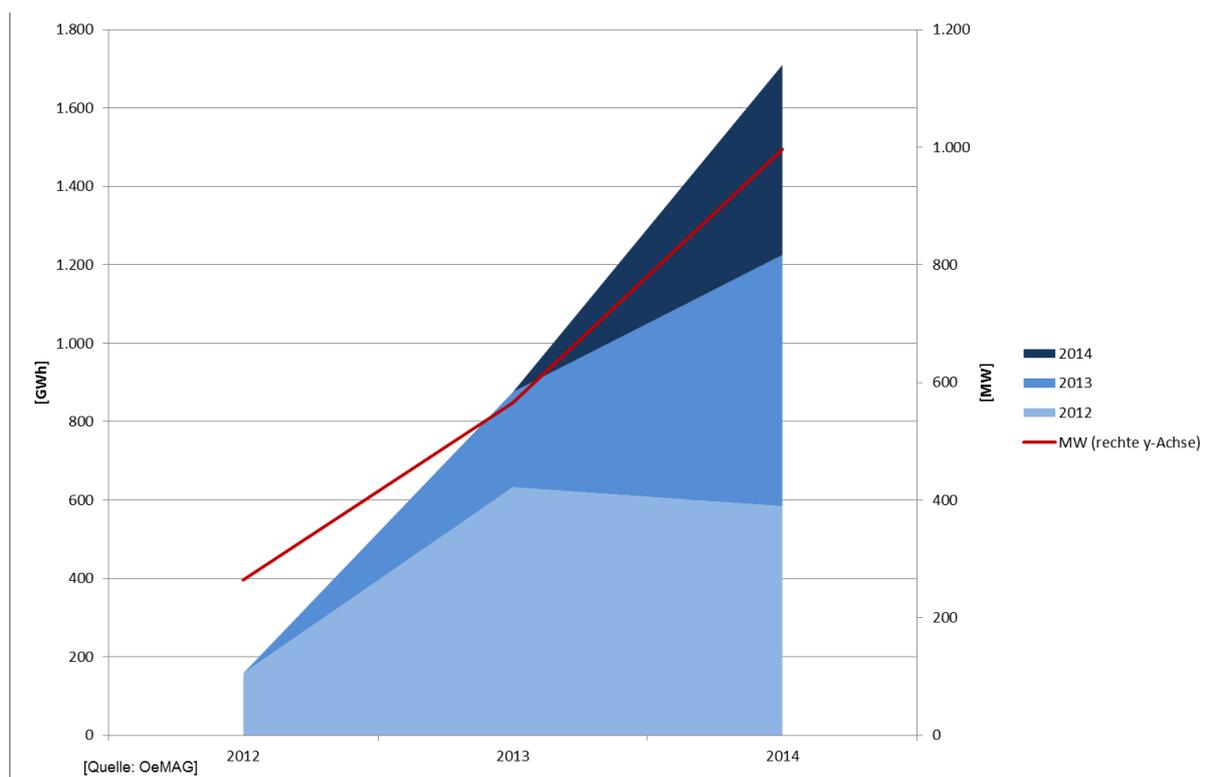
[Quelle: E-Control]

Im Bereich der Photovoltaik wird empfohlen, Mitte 2016 die Entwicklung der Kostenstruktur nochmals zu überprüfen. Von Seiten der Gutachter kann zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht abgeschätzt werden, ob es erneut zu einer entsprechenden Kostendegression kommen wird.

## 5 Windkraft

Im Bereich der Windkraft kam es seit dem in Kraft treten des ÖSG 2012 zu einem beachtlichen Ausbau. Seit 2012 bis Ende 2014 wurden beinahe 1.000 MW Wind kontrahiert, welche im Jahr 2014 in Summe 1.710 GWh Strom an die OeMAG verkauft haben (siehe Abbildung 7). Betrachtet man das zur Verfügung stehende Kontingent der kommenden Jahre, so ist es im Bereich der Windkraft für 2016 und 2017 bereits zur Gänze ausgeschöpft und 2018 bereits zu mehr als einem Viertel. Gleichzeitig werden neue Windkraftanlagen 2016 99% und 2017 98% der Mittel aus dem Resttopf in Anspruch nehmen.

Abbildung 7: Zusätzliche kontrahierte Windkraft 2012 bis 2014

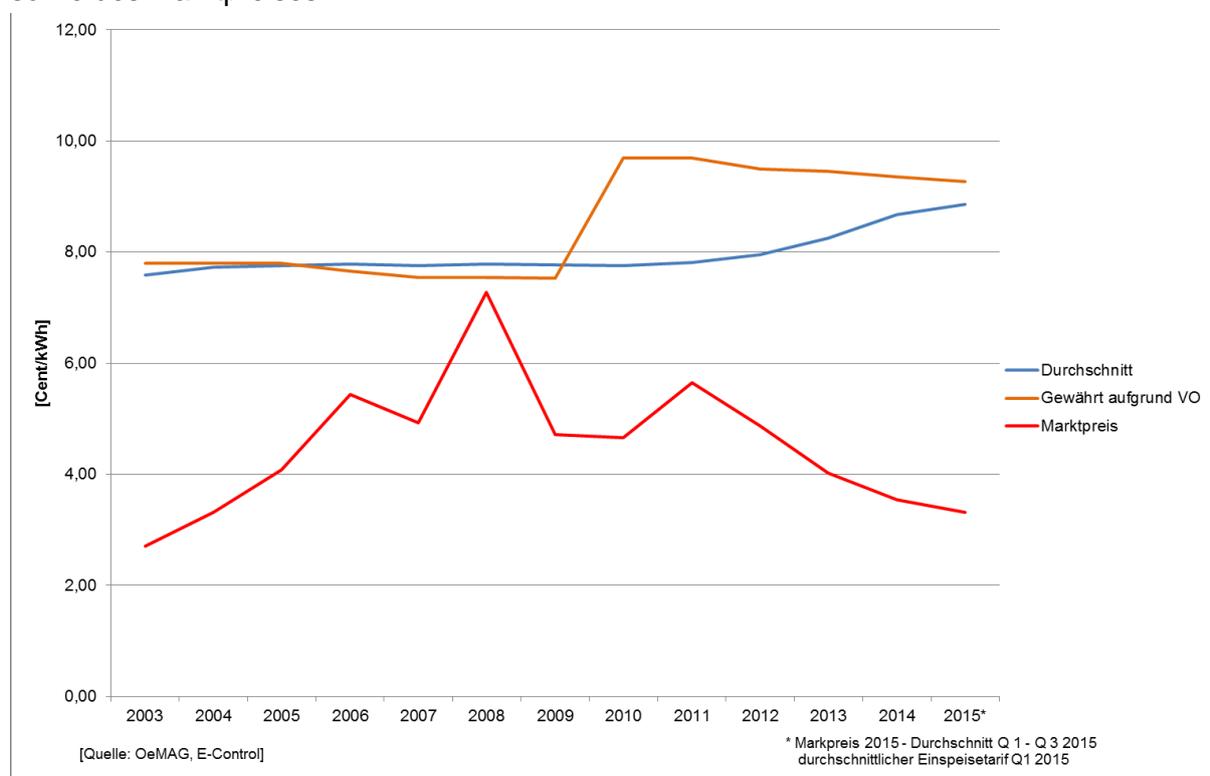


### 5.1 Entwicklung der Einspeisetarife für Windkraft

Wie Eingangs bereits erwähnt, hat sich die Windkraft in den letzten Jahren als boomende Technologie im Bereich des Ökostroms entwickelt. Ausschlaggebend dafür war nicht zuletzt der ökonomische Anreiz mittels Einspeisetarifen, die zu einem massiven Ausbau geführt

haben. In Abbildung 8 ist die Entwicklung des durchschnittlich ausbezahlten Einspeisetarifs, des jeweils laut Verordnung gültigen Einspeisetarifs und jene des Strommarktpreises dargestellt. Für das Jahr 2015 wurde der durchschnittliche Einspeisetarif des 1. Quartals herangezogen. Es ist damit zu rechnen, dass dieser bis zum Ende des Jahres noch weiter ansteigen wird. Im 1. Quartal 2014 lag der durchschnittliche Einspeisetarif z.B. bei 8,16 Cent/kWh, für das gesamte Jahr 2014 belief er sich dann auf 8,67 Cent/kWh. Die Mengeneffekte des starken Ausbaus seit 2012 übersteigen dabei die niedrigeren Tarife von zuvor.

Abbildung 8: Entwicklung des durchschnittlich ausbezahlten und des gültigen Einspeisetarifs sowie des Marktpreises



## 5.2 Berechnete Windtarife und Ausführungen für 2014

Für das Jahr 2014 wurden bei der Windkraft von folgenden Parametern ausgegangen:

- spezifische Gesamtinvestitionskosten (Netzanschlusskosten inkludiert) von 1.535 Euro/kW
- Betriebskosten von 2,1 Cent/kWh und
- 2.300 bis 2.500 Volllaststunden.

Daraus ergaben sich, abhängig von den Volllaststunden, Tarife in einer Bandbreite von 9,04 bis 9,64 Cent/kWh. In dem damaligen Gutachten wurde angeführt, dass von einem Tarif in der Höhe von 9,34 Cent/kWh für das Jahr 2014 ausgegangen werden kann. Für das Jahr 2015 wurde wiederum ein Tarif von 9,25 Cent/kWh berechnet.

### 5.3 Berechnete Windtarife für 2016 und Abschläge für 2017

Das aktuelle Gutachten der E-Control basiert auf einem Update der Inputparameter aus der Expertise zu den Einspeisetarifen 2014. Für die Auswahl der Parameter war die Situation der Warteliste mitentscheidend. Wie in Abschnitt 5 vermerkt, sind das zusätzliche Unterstützungsvolumen und der Resttopf in den kommenden Jahren bereits ausgeschöpft. Bei der Berechnung des Tarifs für das Jahr 2016 gehen die Gutachter davon aus, dass das noch verfügbare restliche Unterstützungsvolumen für das Jahr 2018<sup>2</sup> unter den folgenden Annahmen ausgeschöpft werden wird:

- Spezifische Investitionskosten (Kosten für den Netzanschluss inkludiert) von 1.484 EUR/kW
- Betriebskosten von 2,05 Cent/kWh und
- 2.400 Volllaststunden.

Die Volllaststunden stützen sich dabei auf Auswertungen der von der OeMAG neu kontrahierten Anlagen der Jahre 2012 bis 2014. Dabei ist zu sehen, dass jene Anlagen, die im Jahr 2012 errichtet wurden, im Jahr 2013 durchschnittliche Volllaststunden von 2.401 hatten. 2014 fiel dieser Wert auf 2.217 Volllaststunden zurück. Dies ist allerdings unter dem Gesichtspunkt zu sehen, dass dies der Durchschnitt aller neu gebauten Anlagen ist und somit zu erwarten ist, dass effiziente Anlagen einen Wert von 2.400 Volllaststunden durchaus erfüllen können.

Basierend auf diesen Annahmen ergibt sich für das Jahr 2016 ein Tarif von 9,04 Cent/kWh. Für das Jahr 2017 wird der gesetzliche Abschlag von 1% vorgeschlagen, wodurch sich ein Tarif von 8,95 Cent/kWh ergeben würde. Tabelle 7 stellt eine Übersicht über den aktuell gültigen Tarif 2015, einen Vergleich mit den vorgeschlagenen Tarifen, sowie jenen Werten,

---

<sup>2</sup> Anmerkung: Das zusätzliche Unterstützungsvolumen für die Jahre 2016 und 2017 sowie die Mittel des Resttopfs sind bereits ausgeschöpft.

die sich bei keinem Neuerlass der Verordnung (gesetzlicher Abschlag von 1%) ergeben würden, dar.

Tabelle 7: Gültiger Tarif 2015, Vorschläge 2016 und 2017 und Tarife mit gesetzlichen Abschlägen

2015		2016	2017
9,26 Cent/kWh	Vorschlag	9,04 Cent/kWh	8,95 Cent/kWh
	1% Abschlag	9,17 Cent/kWh	9,08 Cent/kWh

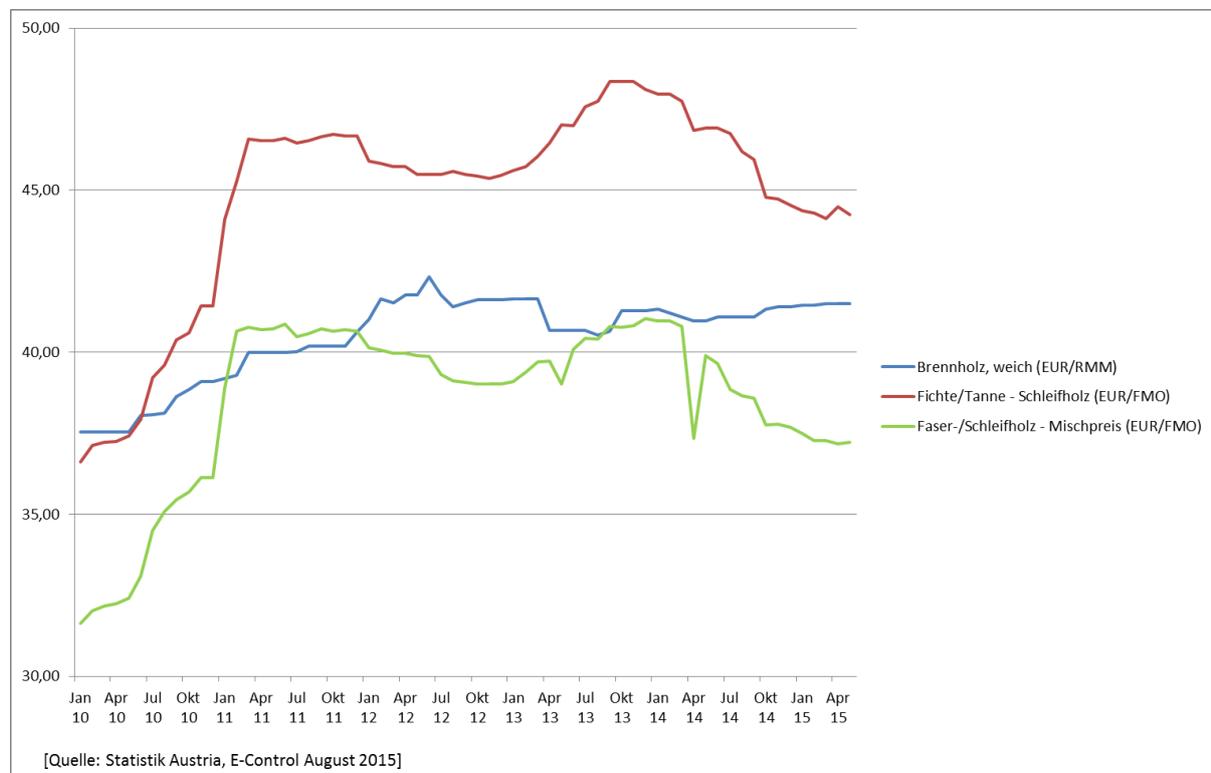
[Quelle: E-Control]

## 6 Feste Biomasse

Das Budget im Bereich der rohstoffabhängigen Technologien (feste Biomasse und Biogas) war in den letzten Jahren auch aufgrund eines größeren Projekts ausgeschöpft. Abgesehen davon besteht ein eigener Topf für feste Biomasse kleiner 500 kW. In diesem Bereich ist zur Ausschöpfung der zur Verfügung stehenden Mittel wohl eine Erhöhung der Einspeisetarife notwendig. Betrachtet man den Zubau der letzten Jahre, so wurden 2012 103 kW, 2013 531 kW und 2014 278 kW an Neuanlagen von der OeMAG kontrahiert.

Um die Entwicklung der Rohstoffpreise für Biomasse-Anlagen abbilden zu können, wurden Daten der Statistik Austria herangezogen. Im Speziellen handelt es sich dabei um Brennholz (weich), Fichte/Tanne (Scheitholz) und Faser-Schleifholz (Mischpreis). In Abbildung 9 ist deren Verlauf über die letzten Jahre dargestellt.

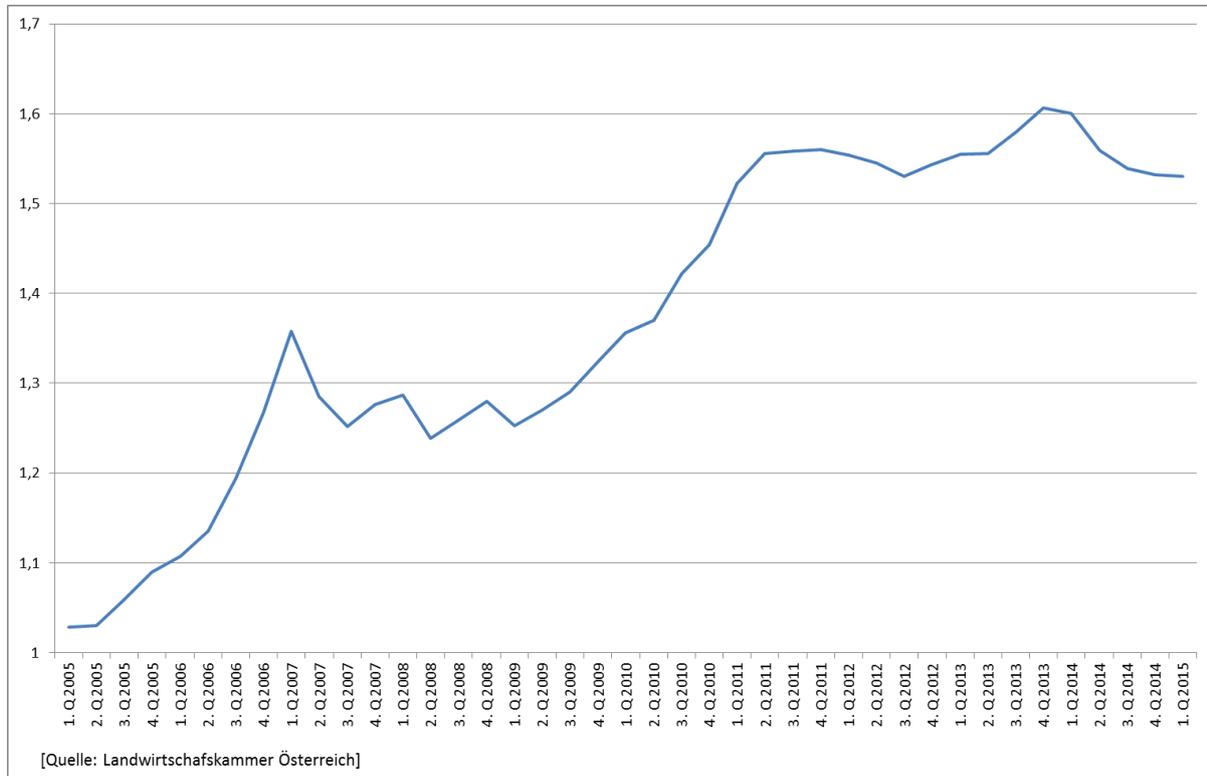
Abbildung 9: Preisentwicklung von Brennholz (weich), Fichte/Tanne (Scheitholz) und Faser-Scheitholz (Mischpreis)



Seit Anfang 2011 waren diese Preise auf einem relativ stabilen Niveau, wobei es Anfang 2014 kurzzeitig zu einem leichten Anstieg, gefolgt von einem Rückgang gegen Ende des

Jahres kam. Diese Entwicklung ist auch in Abbildung 10 beim generellen Energieholzindex ersichtlich.

Abbildung 10: Energieholzindex (Bezugsjahr 1979)



## 6.1 Berechnete Tarife für feste Biomasse 2016 und Abschläge für 2017

Für die Berechnung der Tarife wurden die Daten aus dem letzten Gutachten herangezogen und entsprechend der Inflation angepasst. Aus Sicht der Gutachter ergibt sich generell kein ersichtlicher Grund für eine massive Kostenänderung bei größeren Anlagen im Vergleich zu den letzten Gutachten. Grundsätzlich wurde die vorhandene Datenbasis entsprechend der Inflation angepasst. In Tabelle 8 sind die in den Berechnungen angesetzten Parameter dargestellt.

Tabelle 8: Berechnungsparameter feste Biomasse

		hocheffizient bis 500 kW	bis 500 kW	500 kW bis 1 MW	1 MW bis 1,5 MW	1,5 MW bis 2 MW	2 MW bis 5 MW	5 MW bis 10 MW	über 10 MW
spezifische Investitionskosten	EUR/kW	5.500	5.500	4.706	4.462	4.218	3.974	3.431	3.044
Betriebskosten	Cent/kWh	7,32	4,29	3,26	3,03	2,90	2,61	2,21	1,93
Brennstoffkosten	EUR/MW h	23,00	23,00	23,00	23,00	23,00	23,00	23,00	23,00
Wärmeerlöse	EUR/MW h	25,00	25,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00
Brennstoffnutzungs- grad	%	75%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%
el. Wirkungsgrad	%	28,1%	22,0%	22,0%	22,1%	22,2%	22,8%	23,9%	26,0%
Vollaststunden	h	6.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000
Tarif	Cent/kWh	22,22	18,80	16,32	15,72	15,20	14,66	13,32	12,25

[Quelle: E-Control]

Für Biomasse fest wurden so die folgenden Tarife für das Jahr 2016 berechnet:

- Hocheffizient bis 500 kW      22,22 Cent/kWh
- Bis 500 kW                      18,80 Cent/kWh
- 500 kW bis 1 MW              16,32 Cent/kWh
- 1 bis 1,5 MW                    15,72 Cent/kWh
- 1,5 bis 2 MW                    15,20 Cent/kWh
- 2 bis 5 MW                      14,66 Cent/kWh
- 5 bis 10 MW                    13,32 Cent/kWh
- Über 10 MW                    12,25 Cent/kWh

Entsprechend ergeben sich folgende Nachfolgetarife:

- Bis 2 MW                      12,11 Cent/kWh
- 2 bis 10 MW                  11,13 Cent/kWh
- Über 10 MW                  10,46 Cent/kWh

Bezüglich der Abschläge für Abfälle mit hohem biogenem Anteil wurde davon ausgegangen, dass sich diese ähnlich den Kosten in Abbildung 9 entwickelt haben. Ein Abschlag von 25% auf Abfall mit hohem biogenem Anteil aus Tabelle 2 scheint weiterhin gerechtfertigt zu sein.

Es wird davon ausgegangen, dass sich die Kosten für die Rohstoffe aus Tabelle 1 in einem ähnlichen Ausmaß entwickelt haben, wie jene aus Tabelle 2 bzw. die in den Einspeisetarifberechnungen angesetzt. Es ist zu erwarten, dass auch hier ein Abschlag von 40% auf die vorgeschlagenen Tarife weiterhin gerechtfertigt ist.

Wie eingangs erwähnt, ist es aus Sicht der Gutachter im Bereich der größeren Anlagen aufgrund des Ausschöpfungsgrads des Unterstützungsvolumens nicht notwendig, Anpassungen vorzunehmen. Im Segment < 500 kW scheint eine Anhebung der Tarife jedoch notwendig zu sein, um zu gewährleisten, dass zukünftig die Mittel auch aus diesem Topf ausgeschöpft werden. Die Gutachter empfehlen daher, für die beiden Klassen < 500 kW die in diesem Gutachten berechneten Tarife zu beschließen und auf die übrigen Klassen den gesetzlichen Abschlag von 1% anzuwenden.

Daraus würden sich für das Jahr 2016 folgende Tarife ergeben:

- Hocheffizient bis 500 kW 22,22 Cent/kWh
- Bis 500 kW 18,80 Cent/kWh
- 500 kW bis 1 MW 15,25 Cent/kWh
- 1 bis 1,5 MW 14,97 Cent/kWh
- 1,5 bis 2 MW 14,47 Cent/kWh
- 2 bis 5 MW 13,88 Cent/kWh
- 5 bis 10 MW 13,39 Cent/kWh
- Über 10 MW 10,61 Cent/kWh

Entsprechend ergeben sich folgende Nachfolgetarife:

- Bis 2 MW 11,67 Cent/kWh
- 2 bis 10 MW 10,05 Cent/kWh
- Über 10 MW 9,65 Cent/kWh

Für das Jahr 2017 wird der gesetzliche Abschlag von 1% vorgeschlagen, wodurch sich folgende Tarife ergeben würden:

- Hocheffizient bis 500 kW 22,00 Cent/kWh
- Bis 500 kW 18,61 Cent/kWh
- 500 kW bis 1 MW 15,10 Cent/kWh
- 1 bis 1,5 MW 14,82 Cent/kWh
- 1,5 bis 2 MW 14,33 Cent/kWh
- 2 bis 5 MW 13,74 Cent/kWh
- 5 bis 10 MW 13,26 Cent/kWh
- Über 10 MW 10,50 Cent/kWh

Mit folgenden Nachfolgetarifen:

- Bis 2 MW 11,55 Cent/kWh
- 2 bis 10 MW 9,95 Cent/kWh
- Über 10 MW 9,55 Cent/kWh

## **6.2 Tarife für feste Biomasse 2016 und Abschläge für 2017 - § 20 Abs. 4 Z 4**

Betrachtet man die Entwicklungen im Bereich der festen Biomasse so ist davon auszugehen, dass § 20 Abs. 4 Z 4 bis 2017 nicht wirksam wird, es also zu keinem Zubau von mehr als 100 MW kommen wird. Um zu verdeutlichen, welche Auswirkungen das Überschreiten der 100 MW Grenze hätte, wurden für 2016 dennoch Tarife berechnet.

- Hocheffizient bis 500 kW 18,09 Cent/kWh
- Bis 500 kW 12,88 Cent/kWh
- 500 kW bis 1 MW 10,61 Cent/kWh
- 1 bis 1,5 MW 10,14 Cent/kWh
- 1,5 bis 2 MW 9,74 Cent/kWh
- 2 bis 5 MW 9,46 Cent/kWh
- 5 bis 10 MW 8,62 Cent/kWh
- Über 10 MW 8,22 Cent/kWh

Entsprechend ergeben sich folgende Nachfolgetarife:

- Bis 2 MW 5,47 Cent/kWh
- 2 bis 10 MW 5,23 Cent/kWh
- Über 10 MW 5,18 Cent/kWh

## 7 Biogas

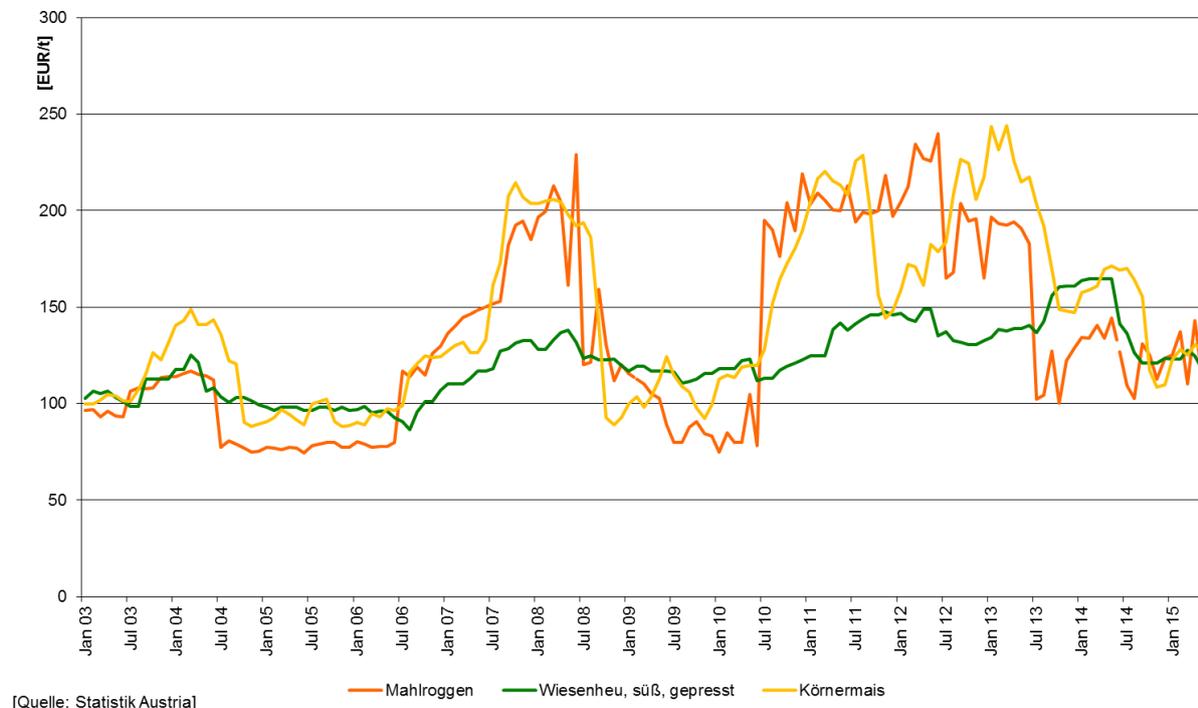
Biogas und feste Biomasse haben einen gemeinsamen Fördertopf mit 10 Mio. EUR, wobei 3 Mio. EUR davon für feste Biomasse kleiner 500 kW vorgesehen sind. Abgesehen von den speziell zugeordneten 3 Mio. EUR war dieser Topf in den letzten Jahren stets ausgeschöpft. Im Jahr 2014 nahm die OeMAG 3 Biogasanlagen mit in Summe 592 kW Leistung unter Vertrag. Im Jahr davor waren es 6 Anlagen mit 861 kW Leistung gewesen. Aufgrund des gemeinsamen Topfes mit der festen Biomasse fehlt der Grad der Ausschöpfung als Indikator für die Wirksamkeit bzw. Berechtigung der Höhe der aktuellen Tarife.

Entscheidend für die Festlegung von Einspeisetarifen im Bereich Biogas ist die Begrenzung durch den Marktpreis. Dabei sieht § 20 Abs. 4 Z 4 Folgendes vor:

*„4. bei der Festlegung der Preise für Anlagen auf Basis von Biogas oder flüssiger Biomasse dürfen Rohstoffpreise (Kosten für die Energieträger) höchstens in einem solchen Ausmaß berücksichtigt werden, dass diese Kosten die Strommarkterlöse, gemessen an den gemäß § 41 Abs. 1 zuletzt veröffentlichten Marktpreisen, nicht übersteigen;“*

In Abbildung 11 ist die Entwicklung der Leitsubstrate dargestellt. Die Entwicklung der Kosten von Mahlroggen, Wiesenheu (süß, gepresst) und Körnermais lässt darauf schließen, dass die Rohstoffkosten für Anlagenbetreiber in letzter Zeit gesunken sind. Nachdem aber bereits in den vorigen Gutachten aufgrund der Beschränkung laut § 41 Abs. 1 die anzusetzenden Rohstoffkosten gekürzt werden mussten, ist dies auch dieses Mal der Fall.

Abbildung 11: Entwicklung der Rohstoffkosten Mahleroggen, Heu, Körnermais



Die Datenbasis aus dem letzten Gutachten wurde insofern geändert, als dass Investitions- und Betriebskosten inflatorisch angepasst wurden. Gleichzeitig wurde auch der gesunkene Marktpreis entsprechend berücksichtigt.

## 7.1 Berechnete Biogastarife für 2016 und Abschläge für 2017

Als Basis wurden die Erfahrungswerte der vergangenen Gutachten herangezogen und die spezifischen Investitionskosten bzw. Betriebskosten entsprechend geändert. Grundsätzlich wurde hierbei von einer inflatorischen Anpassung ausgegangen und keiner Annäherung der Technologie an den Markt. Es gibt keinerlei Datengrundlage, die in der kurzfristigen Betrachtung einen anderen Rückschluss zulässt.

In Tabelle 9 sind die Berechnungsparameter für die Tarife 2016 dargestellt. Es wird nochmals darauf verwiesen, dass diese Berechnungen unter Berücksichtigung von § 20 Abs. 4 Z 4 durchgeführt wurden, weswegen auch entsprechend „gekürzte Brennstoffkosten“ angeführt sind. Diese wurden pro Kategorie so gekürzt, dass sich unter Berücksichtigung eines Anteils

der Brennstoffkosten, welche durch die Wärmenutzung gedeckt sind, ein Marktpreis von 33 EUR/MWh ergibt.

Tabelle 9: Berechnungsparameter Biogas

		bis 250 kW	über 250 kW bis 500 kW	über 500 kW bis 750 kW	über 750 kW
spezifische Investitionskosten	EUR/kW	7.808	6.520	5.051	4.979
Betriebskosten	Cent/kWh	6,41	5,45	4,04	3,57
gekürzte Brennstoffkosten	EUR/MWh	13,58	14,10	14,54	14,90
Wärmeerlöse	EUR/MWh	24,00	24,00	24,00	24,00
Brennstoffnutzungsgrad	%	67%	67%	67%	67%
el. Wirkungsgrad	%	37%	38%	39%	40%
Volllaststunden	h	8.000	8.000	8.000	8.000
Tarif	Cent/kWh	18,67	16,15	12,97	12,51

[Quelle: E-Control]

Nochmals explizit angeführt ergeben sich daraus folgende Tarife:

- bis 250 kW<sub>el</sub> 18,67 Cent/kWh
- 250 bis 500 kW<sub>el</sub> 16,15 Cent/kWh
- 500 bis 750 kW<sub>el</sub> 12,97 Cent/kWh
- über 750 kW<sub>el</sub> 12,51 Cent/kWh

Aus Sicht der Gutachter sind keine gravierenden Veränderungen der zugrundeliegenden Berechnungsparameter für das Jahr 2017 zu erwarten. Eine Entwicklung der Rohstoffe kann insofern nicht berücksichtigt werden, da diese ohnehin durch § 20 Abs. 4 Z 4 begrenzt sind. Dahingehend empfehlen die Gutachter, für das Jahr 2017 den gesetzlichen Abschlag von 1% anzuwenden. Daraus ergeben sich folgende Tarifhöhen:

- bis 250 kW<sub>el</sub> 18,48 Cent/kWh
- 250 bis 500 kW<sub>el</sub> 15,99 Cent/kWh
- 500 bis 750 kW<sub>el</sub> 12,84 Cent/kWh
- über 750 kW<sub>el</sub> 12,38 Cent/kWh

## 8 Kleinwasserkraft

Kleinwasserkraftanlagen sind laut Ökostromgesetz als Anlagen mit einer Engpassleistung von einschließlich 10 MW definiert. Diese wurden in den Jahren vor dem ÖSG 2012 mittels Investitionszuschüssen gefördert. Das ÖSG 2012 sieht neben der Möglichkeit von Investitionszuschüssen bis zu einer Engpassleistung von 2 MW auch Einspeisetarife vor.

Die Höhe der Investitionszuschüsse sieht weiterhin wie folgt aus:

- Engpassleistung von 500 kW 30% des Investitionsvolumens - max. 1.500 EUR/kW
- Engpassleistung von 2 MW 20% des Investitionsvolumens - max. 1.000 EUR/kW
- Engpassleistung von 10 MW 10% des Investitionsvolumens - max. 400 EUR/kW

Ende 2011 hatte die OeMAG 242 MW Kleinwasserkraft unter Vertrag. In den Folgejahren kamen 60 MW hinzu, wobei sich diese wie folgt verteilt haben:

- 2012 waren es 10 MW
- 2013 waren es 19 MW
- 2014 waren es 31 MW

Das zusätzliche Unterstützungsvolumen war in den vergangenen Jahren stets ausgeschöpft, so auch für das Jahr 2015, wobei das Kontingent für 2016 ebenfalls bereits ausgeschöpft ist.

### 8.1 Grundlagen der Kostenstruktur von Kleinwasserkraftanlagen 2015

In Abbildung 13 sind die spezifischen Investitionskosten jener Kleinwasserkraftanlagen (KWKW) bis 2 MW dargestellt, die bei der OeMAG bis zum aktuellen Stand einen Antrag auf Investitionsförderung gestellt haben. In Abbildung 12 sind ausschließlich die spezifischen Kosten von abgerechneten Anlagen dargestellt.

Abbildung 13: Spezifische Investitionskosten auf Basis eingereicherter Unterlagen

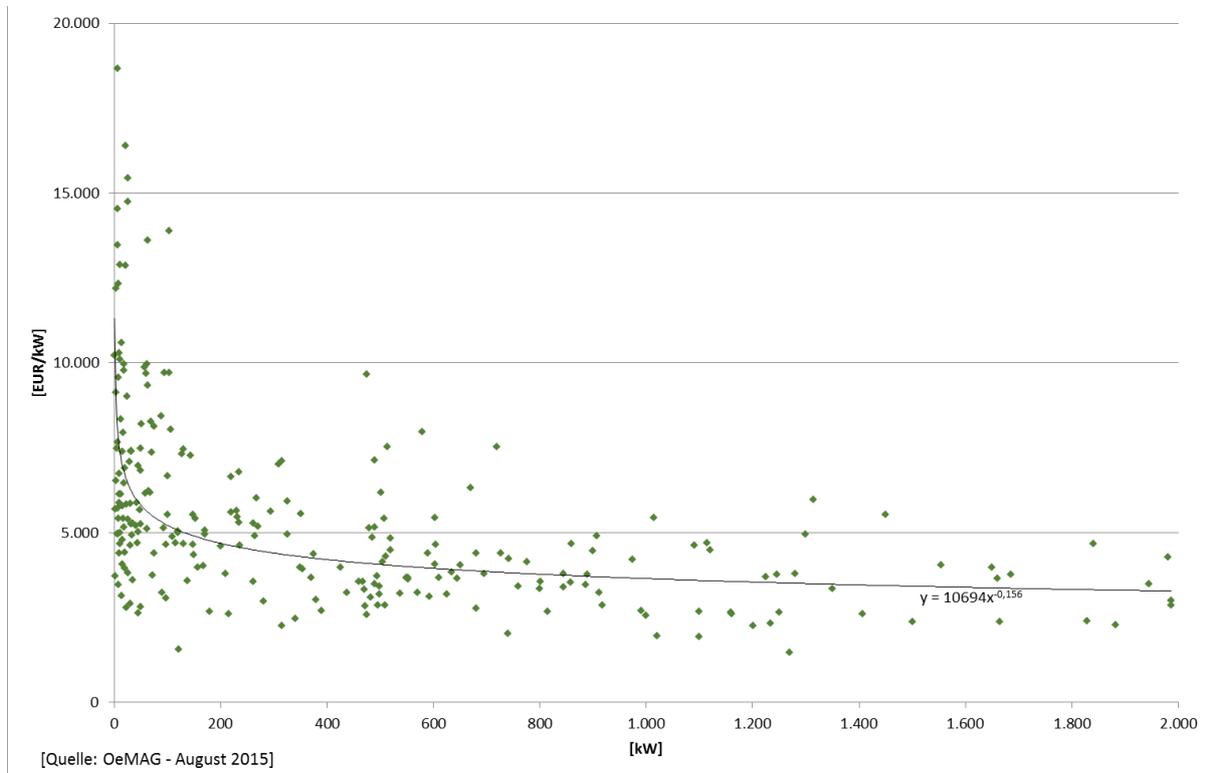
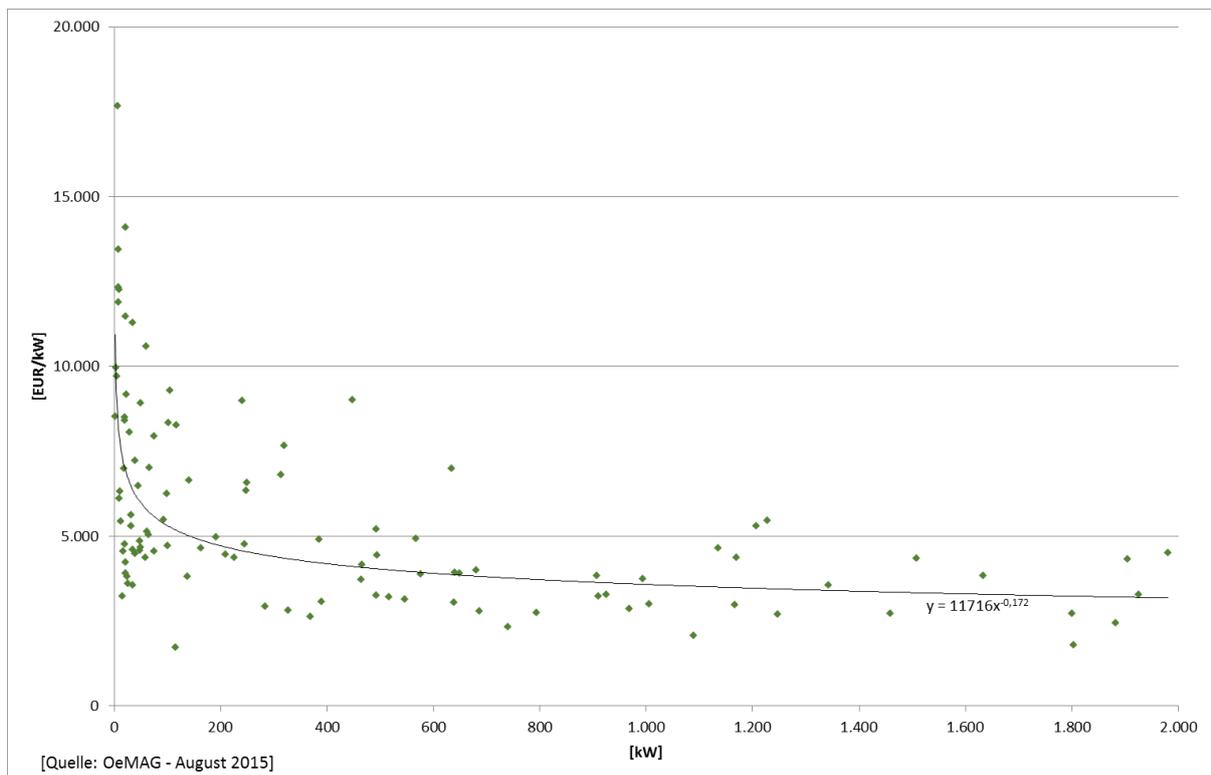


Abbildung 12: Spezifische Investitionskosten auf Basis abgerechneter Projekte



Als gesetzliche Laufzeit für den Einspeisetarif von Kleinwasserkraftanlagen wird von 13 Jahre ausgegangen. In den Berechnungen an sich wurden jedoch 20 Jahre angesetzt. Wasserkraftanlagen haben, verglichen mit den anderen Technologien, eine extrem hohe Lebensdauer<sup>3</sup> und sehr geringe Stromgestehungskosten. In der Literatur<sup>4</sup> werden bezüglich der Lebensdauer für bauliche Komponenten 70 Jahre und für elektrische Anlagen und Maschinen 40 Jahre angegeben. Bereits in vorhergehenden Gutachten wurde diese Systematik bei Kleinwasserkraftanlagen angewandt. An dieser Stelle soll auch nochmals darauf hingewiesen werden, dass das zusätzliche Unterstützungsvolumen stets ausgeschöpft war und im Augenblick sogar jenes für das Jahr 2016 bereits zur Gänze ausgeschöpft ist.

## 8.2 Berechnete KWKW Tarife für 2016 und Abschläge für 2017

Wie bei den letzten Gutachten wurde erneut mit 4.500 Volllaststunden gerechnet. Die Betriebskosten, welche auch auf Informationen von Kleinwasserkraft Österreich basieren, wurden inflatorisch angepasst.

Auch für dieses Gutachten wurden von der OeMAG Daten hinsichtlich der spezifischen Investitionskosten bei Neubau (siehe Abbildung 13 und Abbildung 12) und Revitalisierung zur Verfügung gestellt. Bei der Auswertung der OeMAG Daten wurde erneut berücksichtigt, dass bei der Festlegung der Einspeisetarife die Förderung an den effizientesten Standorten Vorrang hat. Die Daten dieser Anlagen werden als maßgeblich herangezogen.

Aus Sicht der Gutachter sind keine grundlegenden Änderungen im Bereich der Kleinwasserkraft für die Jahre 2016 und 2017 zu erwarten. Neben der Anpassung für die Inflation wurden auch die Kosten, die für die Berechnung benutzt wurden, für die Größenklassen > 556 kW basierend auf den OeMAG-Daten angehoben. Die beschlossenen Tarife in diesem Bereich lagen jedoch bereits ohnehin über den vorgeschlagenen des ursprünglichen Gutachtens. Wie eingangs erwähnt wurde wiederum mit 4.500 Volllaststunden gerechnet. Für die entsprechenden Zonen ergeben sich für dieses Gutachten die folgenden spezifischen Investitionskosten bei Neubau:

---

<sup>3</sup>Anmerkung: Im Gutachten 2002 wurde eine durchschnittliche Lebensdauer von 50,03 Jahren errechnet.

<sup>4</sup>Siehe dazu: Kaltschmitt, Streicher: Regenerative Energien in Österreich, S. 88

Für 111 kW	4.942 EUR/kW
Für 222 kW	4.162 EUR/kW
Für 556 kW	3.538 EUR/kW
Für 1.111 kW	3.107 EUR/kW
Für 1.666 kW	2.871 EUR/kW
Für 2.222 kW	2.683 EUR/kW

Die Betriebskosten wurden wie folgt angenommen:

Für 111 kW	7.283 EUR p.a.
Für 222 kW	14.212 EUR p.a.
Für 556 kW	30.563 EUR p.a.
Für 1.111 kW	53.060 EUR p.a.
Für 1.666 kW	68.979 EUR p.a.
Für 2.222 kW	94.448 EUR p.a.

Für die Berechnung der Tarife des Zonenmodells wurde dieselbe Vorgangsweise wie im ursprünglichen Gutachten angewandt. Dabei wurden z.B. die Einnahmen der ersten 500.000 kWh in den höheren Klassen berücksichtigt und dementsprechend der Tarif für diese Klasse berechnet.

Für eine 111 kW Anlage, welche rund 500.000 kWh erzeugt, würde sich ein Tarif von 11,03 Cent/kWh ergeben. Für eine 222 kW Anlage würde sich grundsätzlich ein Tarif von 9,49 Cent/kWh ergeben. Nachdem diese Anlage im Zonenmodell aber für die ersten 500.000 kWh einen Tarif von eben diesen 11,03 Cent/kWh bekommt, reduziert sich der Tarif für die restlichen 500.000 kWh auf 7,94 Cent/kWh.

Die sich daraus ergebenden Tarife für Neubauten lauten wie folgt:

- 0 bis 500.000 kWh 11,02 Cent/kWh
- 500.000 bis 1.000.000 kWh 7,94 Cent/kWh
- 1.000.000 bis 2.500.000 kWh 7,14 Cent/kWh
- 2.500.000 bis 5.000.000 kWh 6,08 Cent/kWh
- 5.000.000 bis 7.500.000 kWh 5,28 Cent/kWh
- Über 7.500.000 kWh 5,12 Cent/kWh

Bezüglich Revitalisierung wurde erneut ein Abschlag von 25% für die spezifischen Investitionskosten angesetzt. Die entsprechenden Tarife sind wie folgt:

- 0 bis 500.000 kWh 8,63 Cent/kWh
- 500.000 bis 1.000.000 kWh 6,30 Cent/kWh
- 1.000.000 bis 2.500.000 kWh 5,63 Cent/kWh
- 2.500.000 bis 5.000.000 kWh 4,79 Cent/kWh
- 5.000.000 bis 7.500.000 kWh 4,12 Cent/kWh
- Über 7.500.000 kWh 4,10 Cent/kWh

Laut § 19 Abs. 2 ÖSG ist bei einer mehrjährigen Festlegung von Tarifen ein Abschlag für die Kosten vorzusehen. Für 2017 würden sich auf dieser Basis die folgenden Tarife ergeben.

Für Neubauten:

- 0 bis 500.000 kWh 10,91 Cent/kWh
- 500.000 bis 1.000.000 kWh 7,86 Cent/kWh
- 1.000.000 bis 2.500.000 kWh 7,07 Cent/kWh
- 2.500.000 bis 5.000.000 kWh 6,02 Cent/kWh
- 5.000.000 bis 7.500.000 kWh 5,23 Cent/kWh
- Über 7.500.000 kWh 5,07 Cent/kWh

Für revitalisierte Anlagen:

- 0 bis 500.000 kWh 8,54 Cent/kWh
- 500.000 bis 1.000.000 kWh 6,24 Cent/kWh
- 1.000.000 bis 2.500.000 kWh 5,57 Cent/kWh
- 2.500.000 bis 5.000.000 kWh 4,74 Cent/kWh
- 5.000.000 bis 7.500.000 kWh 4,08 Cent/kWh
- Über 7.500.000 kWh 4,06 Cent/kWh

In Tabelle 10 ist die Entwicklung der KWKW-Tarife bzw. sind die Tarife, welche sich aufgrund des gesetzlichen 1% Abschlages 2016 und 2017 ergeben würden, sowie die aufgrund der Anpassungen berechneten Tarife dargestellt.

Aufgrund der Anpassung der spezifischen Investitions- und Betriebskosten ergeben sich bei den berechneten Tarifen Steigerungen. Aus Sicht der Gutachter ist es jedoch aus folgenden Gründen zulässig, gerade im Bereich der KWKW keine neuen Tarife zu erlassen und den gesetzlichen Abschlag von 1% anzuwenden:

- Die Mittel sind mit 1,5 Mio. EUR begrenzt und z.B. für 2016 bereits zur Gänze ausgeschöpft.
- Es ist zu erwarten, dass das zusätzliche Unterstützungsvolumen 2017 auch bei sinkenden Tarifen ausgeschöpft werden wird.
- Durch die geringeren Tarife kann sichergestellt werden, dass zuerst die effizientesten Standorte eine entsprechende Förderung bekommen.

Tabelle 10: Entwicklung der Tarife für KWKW

Tarife in Cent/kWh	kWh	2012	2013	1% Abschlag				errechnete Tarife		
				2014	2015	2016	2017	2016	2017	
Kleinwasserkraftanlagen	neu	500000	10,6	10,55	10,45	10,35	10,25	10,15	11,02	10,91
		500000	7,63	7,59	7,51	7,43	7,36	7,29	7,94	7,86
		1500000	6,66	6,63	6,56	6,49	6,43	6,37	7,14	7,07
		2500000	5,56	5,53	5,47	5,42	5,37	5,32	6,08	6,02
		2500000	5,25	5,22	5,17	5,12	5,07	5,02	5,28	5,23
		7500000	5	4,97	4,92	4,87	4,82	4,77	5,12	5,07
	revital.	500000	8,3	8,26	8,18	8,10	8,02	7,94	8,63	8,54
		500000	6,06	6,03	5,97	5,91	5,85	5,79	6,30	6,24
		1500000	5,25	5,22	5,17	5,12	5,07	5,02	5,63	5,57
		2500000	3,83	3,81	3,77	3,73	3,69	3,65	4,79	4,74
		2500000	3,54	3,52	3,48	3,45	3,42	3,39	4,12	4,08
		2500000	3,54	3,52	3,48	3,45	3,42	3,39	4,12	4,08
		7500000	3,25	3,23	3,20	3,17	3,14	3,11	4,10	4,06
		7500000	3,25	3,23	3,20	3,17	3,14	3,11	4,10	4,06

Die Gutachter empfehlen, für das Jahr 2016 den gesetzlichen Abschlag von 1% anzuwenden.

Sollte das Budget für das Jahr 2017 im Jahr 2016 aufgrund der Warteliste (jenes des Jahres 2016 ist ja bekanntlich bereits kontrahiert) nicht ausgeschöpft werden, so empfehlen die Gutachter, die berechneten Tarife für das Jahr 2017 anzuwenden. Sollte das Budget jedoch wie erwartet ausgeschöpft werden, so sollte für das Jahr 2017 ebenfalls der gesetzliche Abschlag von 1% angewendet werden.

## **9 Anderer Ökostrom (Biomasse flüssig, Geothermie, Deponie- und Klärgas)**

Seit dem in Kraft treten der Änderungen der Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012 (Jahrgang 2014) sind keine Kostenangebote / neue Kostenstrukturen für Ökostromerzeugungsanlagen auf Basis von flüssiger Biomasse, Geothermie oder Deponie- und Klärgas bekannt.

Den Gutachtern sind somit keine Änderungen der Kostenstruktur für die Ökostromtechnologien bekannt. Es wird vorgeschlagen, die momentan gültigen Tarife entsprechend den Vorgaben aus dem ÖSG 2012 fortzuschreiben.

## 10 Zusammenfassung der Empfehlungen

Es wurde ein Gutachten beauftragt, in dem für das Jahr 2016 sowie, nach Möglichkeit der Prognostizierbarkeit, für das Jahr 2017 zu bestimmende Einspeisetarife für Ökostromanlagen angeführt werden sollen.

In Tabelle 11 ist eine detaillierte Ausführung zur Entwicklung der Einspeisetarife und den aktuellen Berechnungen zu finden. In der Spalte „1% 2016“ sind jene Werte zu finden, welche anzuwenden sind, wenn keine neue Verordnung erlassen wird. Bei der Photovoltaik wäre der Investitionszuschuss noch entsprechend zu kürzen. Rechts davon sind jene Tarife, die sich aufgrund der Berechnungen in diesem Gutachten ergeben. In Bezug auf die Photovoltaik wurde für das Jahr 2016 nur der Tarif bei einem Investitionszuschuss von 400 EUR/kWp angeführt (weitere Varianten sind in Abschnitt 4.3 zu finden).

Tabelle 11: Entwicklung der Einspeisetarife und Zusammenfassung der Berechnungen

			2012	2013	2014	2015	1% (PV 8%) 2016	berechnet 2016	2017	BK		
										2016	2017	
PV	gebäudeintegriert	5-500 +200 EUR/kW	19,7	18,12								
		5-350 +200 EUR/kW			12,5							
		5-200 +200 EUR/kW				11,5		10,58				
		5-200 +400 EUR/kW							8,24			
	freifl.	5-500	18,43	16,59								
		5-350			10							
Wind		9,5	9,45	9,36	9,27	9,17	9,04	8,95				
feste Biomasse	hocheffizient bis 500 kW	20,00	19,90	19,70	19,50	19,31	22,22	22,00		18,09	17,91	
		bis 500 kW	18,00	17,91	17,73	17,55	17,37	18,80	18,61	12,88	12,75	
	500 kW bis 1 MW	15,80	15,72	15,56	15,40	15,25	16,32	16,15	10,61	10,51		
	1 MW bis 1,5 MW	15,50	15,42	15,27	15,12	14,97	15,72	15,56	10,14	10,04		
	1,5 MW bis 2 MW	15,00	14,92	14,77	14,62	14,47	15,20	15,05	9,74	9,64		
	2 MW bis 5 MW	14,37	14,30	14,16	14,02	13,88	14,66	14,51	9,46	9,37		
	5 MW bis 10 MW	13,88	13,81	13,67	13,53	13,39	13,32	13,19	8,62	8,54		
	über 10 MW	11,00	10,94	10,83	10,72	10,61	12,25	12,13	8,22	8,14		
	bis 2 MW	12,09	12,03	11,91	11,79	11,67	12,11	11,99	5,47	5,42		
	NFT	2 MW bis 10 MW	10,40	10,35	10,25	10,15	10,05	11,13	11,02	5,23	5,18	
	über 10 MW	10,00	9,95	9,85	9,75	9,65	10,46	10,36	5,18	5,13		
Biogas	bis 250 kW	19,6	19,5	19,31	19,12	18,93	18,67	18,48				
	über 250 kW bis 500 kW	17,02	16,93	16,76	16,59	16,42	16,15	15,99				
	über 500 kW bis 750 kW	13,41	13,34	13,21	13,08	12,95	12,97	12,84				
	über 750 kW	13	12,93	12,80	12,67	12,54	12,51	12,38				
Kleinwasserkraftanlagen	neu	500.000	10,6	10,55	10,45	10,35	10,25	11,02	10,91			
		500.000	7,63	7,59	7,51	7,43	7,36	7,94	7,86			
		1.500.000	6,66	6,63	6,56	6,49	6,43	7,14	7,07			
		2.500.000	5,56	5,53	5,47	5,42	5,37	6,08	6,02			
		2.500.000	5,25	5,22	5,17	5,12	5,07	5,28	5,23			
	7.500.000	5	4,97	4,92	4,87	4,82	5,12	5,07				
	revital.	500.000	8,3	8,26	8,18	8,10	8,02	8,63	8,54			
		500.000	6,06	6,03	5,97	5,91	5,85	6,30	6,24			
		1.500.000	5,25	5,22	5,17	5,12	5,07	5,63	5,57			
		2.500.000	3,83	3,81	3,77	3,73	3,69	4,79	4,74			
2.500.000		3,54	3,52	3,48	3,45	3,42	4,12	4,08				
7.500.000	3,25	3,23	3,20	3,17	3,14	4,10	4,06					

Wie schon in der Tabelle zuvor zu sehen war, gliedern sich die Empfehlungen in zwei Teile:

1. Technologien und Klassen, in denen die Tarife unter Berücksichtigung des gesetzlichen Abschlags fortgeschrieben werden sollen,
2. Technologien und Klassen, für die die berechneten Tarife verordnet werden sollen.

Ein bedeutender Indikator für die Auswahl der vorgeschlagenen Tarifstruktur war der Ausschöpfungsgrad des Kontingents der einzelnen Technologieklassen. Dabei wurde bei der Beurteilung grundsätzlich wie folgt vorgegangen:

- Liegen die im Gutachten berechneten Tarife über jenen, die sich aufgrund des gesetzlichen Abschlags ergeben und ist das zukünftige Kontingent dieser Technologie bereits ausgeschöpft, so werden die gesetzlichen Abschläge empfohlen.
- Liegen die im Gutachten berechneten Tarife unter jenen, die sich aufgrund des gesetzlichen Abschlags ergeben würden, dann werden die berechneten empfohlen.
- Liegen die berechneten Tarife über jenen, die sich aufgrund des gesetzlichen Abschlags ergeben und ist das zukünftige Kontingent dieser Technologie nicht ausgeschöpft, so werden die berechneten Tarife empfohlen.

Abgesehen von der Photovoltaik gehen die Gutachter von keinen größeren Änderungen in der Kostenstruktur der einzelnen Technologien aus. Grundsätzlich ergibt sich für die Tarife eine historisch gewachsene Diskrepanz zwischen vormals vorgeschlagenen und verordneten. Dabei ist festzuhalten, dass

- Methodik, Datenerhebung und Grundlagen im Gutachten konsistent gehalten wurden, damit die Vergleichbarkeit mit früheren Berechnungen bestehen bleibt;
- noch immer Großteils asymmetrische Information besteht – vor allem bei den Biomassetechnologien bestehen hier durchaus weiterhin Diskrepanzen. Diese betreffen vor allem Investitionskosten aber teils auch Betriebskosten;
- bei Wind und vor allem bei der Photovoltaik eine transparente und nachvollziehbare Datenlage vorhanden ist und die Entwicklung der Berechnung der Tarife sich entsprechend konstant entwickelt;

- bei der Kleinwasserkraft die Datenlage aufgrund der Informationen der OeMAG zu den Investitionsgeförderten Anlagen gut ist. Von Seiten der Gutachter wird aber angenommen, dass es sich dabei nicht ausschließlich um die effizientesten Anlagen handelt. Abweichend von der Anpassung für die Inflation hätten hier auch geringere Investitionskosten angesetzt werden können;
- die angesetzte Verzinsung in der Höhe von 6% auf jeden Fall viel Spielraum zulässt. Basierend auf § 24 Abs.4<sup>5</sup> wurde hier jedoch die Verzinsung der vorangegangenen Gutachten beibehalten. Vor allem auch aufgrund dieses Parameters empfehlen die Gutachter, wie in den vergangenen Gutachten, davon abzusehen, höhere Tarife als die vorgeschlagenen zu verordnen.

In Tabelle 12 ist eine Zusammenfassung der Tarifempfehlungen unter den oben angeführten Annahmen dargestellt.

Für die Photovoltaik wurde nur die Kombination aus Investitionsförderung von 400 EUR/kWp und Tarif angeführt. Weitere Kombinationen sind in Abschnitt 4.3 zu finden. Für das Jahr 2017 wird empfohlen, Ende 2016 die Entwicklung der Kosten nochmals zu überprüfen.

Im Bereich der festen Biomasse wird, wie in Abschnitt 6.1 angeführt, empfohlen, die Tarife für die Klasse < 500 kW anzupassen und für die übrigen Klassen den gesetzlichen Abschlag von 1% anzuwenden.

Für Biogas werden die berechneten Tarife vorgeschlagen.

Im Bereich der Kleinwasserkraft wird vorgeschlagen, für die Jahre 2016 und 2017 den gesetzlichen Abschlag von 1% anzuwenden. Sollte im Jahr 2016 das zusätzliche Unterstützungsvolumen für das Jahr 2017 unter diesen Bedingungen nicht ausgeschöpft werden (die Mittel für 2016 sind bereits ausgeschöpft), so wird empfohlen, 2017 die in Abschnitt 8.2 berechneten Tarife zu verordnen.

Es wird weiters empfohlen, etwaige Abschläge bei rohstoffabhängigen Technologien in selber Höhe beizubehalten.

---

<sup>5</sup> „Bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung ist von einer Verzinsung des eingesetzten Kapitals in Höhe von sechs Prozent auszugehen...“

Für in Tabelle 12 nicht angeführte Technologien wird empfohlen, die gesetzlichen Abschläge laut § 19 Abs. 2 anzuwenden.

Tabelle 12: Tarifempfehlungen für 2016 und 2017

			2015	2016	2017
PV	gebäudeinte- griert	5-200 +200 EUR/kW	11,50		
		5-200 +400 EUR/kW		8,24	
Wind			9,27	9,04	8,95
feste Biomasse		hocheffizient bis 500 kW	19,5	22,22	22,00
		bis 500 kW	17,55	18,80	18,61
		500 kW bis 1 MW	15,4	15,25	15,10
		1 MW bis 1,5 MW	15,12	14,97	14,82
		1,5 MW bis 2 MW	14,62	14,47	14,33
		2 MW bis 5 MW	14,02	13,88	13,74
		5 MW bis 10 MW	13,53	13,39	13,26
		über 10 MW	10,72	10,61	10,50
		<i>bis 2 MW</i>	11,79	11,67	11,55
		<i>NFT</i>	<i>2 MW bis 10 MW</i>	10,15	10,05
	<i>über 10 MW</i>	9,75	9,65	9,55	
Biogas		bis 250 kW	19,12	18,67	18,48
		über 250 kW bis 500 kW	16,59	16,15	15,99
		über 500 kW bis 750 kW	13,08	12,97	12,84
		über 750 kW	12,67	12,51	12,38
Kleinwasserkraft anlagen	neu	500.000	10,35	10,25	10,15
		500.000	7,43	7,36	7,29
		1.500.000	6,49	6,43	6,37
		2.500.000	5,42	5,37	5,32
		2.500.000	5,12	5,07	5,02
	revital.	7.500.000	4,87	4,82	4,77
		500.000	8,10	8,02	7,94
		500.000	5,91	5,85	5,79
		1.500.000	5,12	5,07	5,02
		2.500.000	3,73	3,69	3,65
	2.500.000	3,45	3,42	3,39	
	7.500.000	3,17	3,14	3,11	