

# **Bericht zur Einführung von intelligenten Messgeräten in Österreich**

der Energie-Control Austria

gemäß

§ 2 Abs 3 Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO)



**E-CONTROL**

Energie-Control Austria

Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien

[www.e-control.at](http://www.e-control.at)

## Impressum

Eigentümer, Herausgeber und Verleger:

Energie-Control Austria

Rudolfsplatz 13a, A-1010 Wien

Tel.: +43 1 24 7 24-0

Fax: +43 1 24 7 24-900

E-Mail: [office@e-control.at](mailto:office@e-control.at)

[www.e-control.at](http://www.e-control.at)

Twitter: [www.twitter.com/energiecontrol](http://www.twitter.com/energiecontrol)

Facebook: [www.facebook.com/energie.control](http://www.facebook.com/energie.control)

Für den Inhalt verantwortlich:

DI Andreas Eigenbauer und

Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M (Brügge)

Vorstand Energie-Control Austria

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Vortrags, der Entnahme von Abbildungen und Tabellen, der Funksendung, der Mikroverfilmung oder der Vervielfältigung auf anderen Wegen und der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen, bleiben, auch bei nur auszugsweiser Verwertung, vorbehalten.

Hinweis im Sinne des Gleichbehandlungsgesetzes:

Im Sinne der leichteren Lesbarkeit wurde bei Begriffen, Bezeichnungen und Funktionen die kürzere männliche Form verwendet. Selbstverständlich richtet sich die Publikation an beide Geschlechter.

Vorbehaltlich Satzfehler und Irrtümer.

## Vorwort

Der Bericht zur Einführung intelligenter Messgeräte in Österreich wurde, wie bereits in den Vorjahren, gemäß den Vorgaben der Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung<sup>1</sup> des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend (nunmehr: Bundesminister für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft - BMWFV) – (IME-VO) erstellt.

§ 2 Abs 1 IME-VO bestimmt diesbezüglich Folgendes:

*„Die Netzbetreiber haben dem Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend sowie der E-Control die aktuellen Projektpläne über die Einführung von intelligenten Messgeräten sowie jeweils zum 31. März eines Kalenderjahres einen Bericht insbesondere über den Fortschritt der Installation von intelligenten Messgeräten, zu den angefallenen Kosten, zu den bei der Installation gemachten Erfahrungen, zum Datenschutz, zur Verbrauchsentwicklung bei den Endverbrauchern und zur Netzsituation in einer von der E-Control vorzugebenden Form zu übermitteln.“*

Der vorliegende Fortschrittsbericht über die Einführung von intelligenten Messgeräten in Österreich wurde auf Basis der erhobenen Daten des Berichtsjahres 2016 erstellt. Maßgeblich hierfür war die Rechtslage in diesem Zeitraum.

Für die gute Unterstützung und Zusammenarbeit im Zuge der Erstellung dieses Berichtes möchten wir uns bei allen Beteiligten herzlich bedanken.



DI Andreas Eigenbauer  
Vorstand Energie-Control Austria



Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M.  
Vorstand Energie-Control Austria

---

<sup>1</sup> § 2 Abs 1 und 3 IME-VO

## Inhaltsverzeichnis

<b>VORWORT</b> .....	<b>3</b>
<b>1 ZUSAMMENFASSUNG</b> .....	<b>6</b>
<b>2 RAHMENBEDINGUNGEN</b> .....	<b>9</b>
2.1    EUROPÄISCHE RICHTLINIEN .....	9
2.1.1    Elektrizitätsbinnenmarkt-RL .....	9
2.1.2    Energieeffizienz-RL .....	9
2.2    EUROPÄISCHE STANDARDISIERUNGSINITIATIVE .....	10
2.3    NATIONALE GESETZESGRUNDLAGEN .....	12
2.3.1    Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 .....	12
2.3.2    Bundes-Energieeffizienzgesetz .....	14
2.3.3    Verordnungen .....	15
2.3.3.1    Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO) .....	15
2.3.3.2    Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011 (IMA-VO 2011) .....	16
2.3.3.3    Datenformat- und VerbrauchsinformationsdarstellungsVO 2012 (DAVID-VO 2012) und ihre Novelle 2013 .....	17
2.4    SONSTIGE MARKTREGELN .....	18
2.4.1    Kapitel 1 - Begriffsbestimmungen .....	18
2.4.2    Kapitel 10 "Informationsübermittlung von Netzbetreibern und anderen Marktteilnehmern; Grundsätze des 1. und 2. Clearings" Version 3.0 .....	19
2.4.3    Kapitel 11 - Datenformat zur Übermittlung von Verbrauchsdaten .....	20
<b>3 ERHEBUNG DER DATEN BEI DEN NETZBETREIBERN</b> .....	<b>21</b>
<b>4 FORTSCHRITT DER INSTALLATION VON INTELLIGENTEN MESSGERÄTEN</b> .....	<b>22</b>
4.1    PROJEKTPLÄNE UND EINFÜHRUNGSSZENARIOEN .....	22
4.2    ANZAHL DER UMZUSTELLENDEN ZÄHLPUNKTE .....	29
4.3    ANZAHL DER BEREITS INSTALLIERTEN INTELLIGENTEN MESSGERÄTE .....	30
<b>5 KOSTENENTWICKLUNG</b> .....	<b>32</b>
<b>6 ERFAHRUNGEN</b> .....	<b>33</b>
6.1    ERFÜLLUNG DER ANFORDERUNGEN GEMÄß IMA-VO 2011 .....	33
6.2    BUNDESAMT FÜR EICH- UND VERMESSUNGSWESEN (BEV) .....	33
6.3    AUFBAU DES SMART METER-SYSTEMS, DER DATENÜBERTRAGUNG UND DER IT-SYSTEME .....	34
6.3.1    Aufbau der Datenübertragung und Kommunikationstechnologien .....	36
6.3.2    Anpassungen der IT-Systeme .....	39
6.4    GEMEINSAME NUTZUNG DER INFRASTRUKTUR MIT ANDEREN BEREICHEN UND UNTERNEHMEN .....	40
6.5    ANKÜNDIGUNGSSCHREIBEN ÜBER DEN SMART METER EINBAU .....	41

6.6	ANALYSE DER SMART METER WEBAUFTRITTE AUSGEWÄHLTER ÖSTERREICHISCHER STROMNETZBETREIBER.....	41
<b>7</b>	<b>DATENSCHUTZ.....</b>	<b>46</b>
7.1	RECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN .....	46
7.2	BISHERIGE ERFAHRUNGEN.....	47
<b>8</b>	<b>PREIS- UND VERBRAUCHSENTWICKLUNG BEI DEN ENDVERBRAUCHERN .....</b>	<b>48</b>
8.1	KUNDENINFORMATION UND ENERGIEEFFIZIENZ.....	48
8.2	INFORMATIONSGEHALT UND VERFÜGBARKEIT DER DATEN GEMÄß DAVID-VO 2012.....	49
8.3	PREISENTWICKLUNG BEI HAUSHALTSKUNDEN.....	50
<b>9</b>	<b>NETZSITUATION .....</b>	<b>52</b>
<b>10</b>	<b>WEITERE VORGEHENSWEISE IM ZUSAMMENHANG MIT DEM SMART METER ROLL- OUT, AUSBLICK .....</b>	<b>53</b>
<b>11</b>	<b>ABBILDUNGSVERZEICHNIS .....</b>	<b>54</b>

# 1 Zusammenfassung

## Gesetzliche Grundlagen

Im Jahr 2012 wurde in Österreich mit Erlassung der auf § 83 Abs 1 EIWOG 2010 basierenden Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO) durch den Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend (BMWFJ; nunmehr: Bundesminister für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft - BMWFW) der Startschuss für die Einführung von intelligenten Messgeräten in Österreich gegeben. Die Verordnung wurde Ende 2014 novelliert. Die Verordnung sieht vor, dass bis Ende 2019 mindestens 95 % aller österreichischen Stromkunden mit einem intelligenten Messgerät auszustatten sind. Der festgeschriebene Einführungsplan sieht zudem eine stufenweise Umsetzung vor: Bis Ende 2015 war nunmehr seit der Novelle 2014 ein Projektplan über die stufenweise Einführung von intelligenten Messgeräten samt Angabe eines Zielerreichungspfades vorzulegen und bis Ende 2017 sind, wie ursprünglich in der IME-VO vorgesehen, 70 % aller Kunden mit einem intelligenten Messgerät auszustatten. Die gesamte Einführung wird auf Grundlage der Verpflichtungen aus der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL (RL 2009/72/EG)<sup>2</sup>, die nach Durchführung einer Kosten-Nutzen-Analyse eine Einführung von intelligenten Messgeräten für mindestens 80 % aller Stromkunden bis Ende 2020 vorsieht, durchgeführt.

Die Netzbetreiber sind somit angehalten, ein leistungsfähiges Smart Metering Gesamtsystem zeitgerecht, wirtschaftlich und nachhaltig für die Kunden einzuführen. Um diesen Vorgang zu überwachen, hat der Gesetzgeber den Netzbetreibern umfangreiche Berichtspflichten gegenüber dem BMWFW und der Regulierungsbehörde auferlegt. Die Energie-Control Austria (E-Control) ist zur Erstellung eines Fortschrittsberichts verpflichtet.

## Ergebnisse der Datenerhebungen

Die Ergebnisse der im Frühjahr 2017 bei den Netzbetreibern durchgeführten Abfrage liegen nun in diesem Bericht aufbereitet vor. Dabei wurden die Daten wie im Vorjahr über ein webbasiertes Tool abgefragt. Damit wurde der Verwaltungsaufwand sowohl bei den meldepflichtigen Unternehmen als auch bei der Behörde erheblich reduziert

Von den österreichweit von der Einführungsverpflichtung betroffenen Netzbetreibern haben einige kleinere Netzbetreiber trotz entsprechenden Mahnungen bis zum Berichterstellungszeitpunkt keine Meldung für das Berichtsjahr 2016 abgegeben.

---

<sup>2</sup> RL 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates v 13.7.2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der RL 2003/54/EG, ABI L 2009/211, 55.

Die im Jahr 2016 größten in Österreich in Ausführung befindlichen Roll-Outs sind in Oberösterreich bei der Netz Oberösterreich GmbH sowie bei der LINZ STROM Netz GmbH, sowie in Vorarlberg bei den Stadtwerken Feldkirch zu finden, wobei auch die Netz Burgenland GmbH im Jahr 2016 aktiv war und bereits rund 12.500 Zähler eingebaut und weitere rund 188.000 Zähler bestellt hat.

Von den insgesamt rund 6.099.000 (Stand 2015: 6.159.000) potentiell durch die IME-VO betroffenen Zählpunkten sind mittlerweile mit Stand Dezember 2016 **519.000** (Stand 2015: 456.000) mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet. Dies entspricht einem österreichweiten **Abdeckungsgrad von rund 8,5%** (Stand 2015: 7,4%).

Detaillierte Informationen zu den anderen Themen der Abfrage insbesondere zur Erfüllung der Anforderungen aus den entsprechenden weiteren Verordnungen (IMA-VO 2011, DAVID-VO 2012), den Aufbau der aktuell bestehenden Smart Meter Projekte, den Projektplänen, Datenschutz, etc finden sich in den jeweiligen Kapiteln dieses Berichts.

#### Ausblick

Auch im Jahr 2016 hat die überwiegende Anzahl der betroffenen Netzbetreiber noch keinen größeren, flächendeckenden Einbau von Smart Metern gestartet. Größere Roll-Outs waren vor allem bei jenen Netzbetreibern zu finden, bei denen bereits seit einigen Jahren verstärkt Aktivitäten rund um intelligente Messgeräte stattfinden. An dieser Situation hat sich im Wesentlichen auch im Jahr 2016 wenig geändert. Viele der Netzbetreiber befinden sich derzeit aber in der Vergabephase bzw. haben die Vergabe bereits abgeschlossen, was als klares Bekenntnis für die Umsetzung eines nachhaltigen Systems gewertet werden kann. Bei jenen Projekten, bei denen die Vergabephase bereits abgeschlossen ist, spiegelt sich durch den zuerst notwendigen Aufbau der Vorsysteme der Gesamt-Projektfortschritt aber nicht entsprechend in der Roll-Out Quote wider, da der Zählereinbau zumeist erst dann erfolgt, wenn die Implementierung dieser Vorsysteme abgeschlossen ist.

Von den Netzbetreibern sind bereits im Jahr 2015 auch weitere, größere Projekte vorgestellt worden, die im Jahr 2016 bzw Anfang 2017 umgesetzt werden sollten. Diese Projekte wurden jedoch einerseits durch technische Probleme bei den Pilotprojekten, andererseits durch Lieferengpässe bei den Zählerherstellern verzögert. Damit kommen auf die meisten Netzbetreiber in den kommenden Jahren aufgrund des vorgegebenen Zeitplans durchaus noch große Anstrengungen zu, um die geforderte Einführung von intelligenten Messgeräten zeitgerecht und für alle Kunden zufriedenstellend abwickeln zu können.

Die E-Control geht weiterhin davon aus, dass die noch nicht begonnenen Projekte alsbald gestartet werden. Ein Großteil der gemeldeten und ausgewerteten Projektpläne zeigt allerdings bereits jetzt,

dass der in der **IME-VO vorgegebene Zeitplan** von einigen **Netzbetreibern aus heutiger Sicht nicht eingehalten werden kann:**

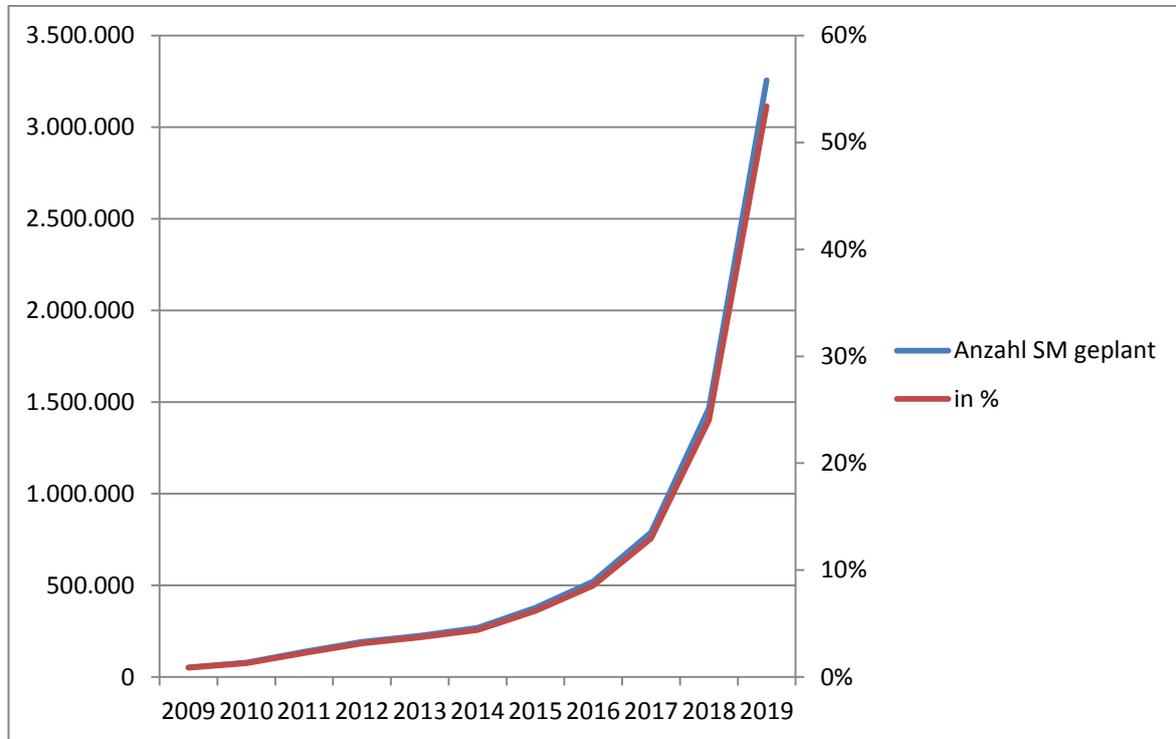


Abbildung 1: Übersicht der Zählpunkte aller Roll-Out-Pläne der gemeldeten Projekte in Österreich, Stand Dezember 2016

Die Veränderung der diesjährigen Prognosen der geplanten Roll-Out Zahlen nach unten und die laufenden Verzögerungen lassen zudem darauf schließen, dass aus heutiger Sicht selbst die Erreichung der Roll-Out Quote **aus der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL (RL 2009/72/EG) von 80% bis 2020 für manche Netzbetreiber ein sehr ambitioniertes Ziel ist.**

## 2 Rahmenbedingungen

Dieses Kapitel gibt einen Überblick über die vielfältigen Rahmenbedingungen, die die Einführung von intelligenten Messgeräten in Österreich bestimmen.

### 2.1 Europäische Richtlinien

Die Einführung von intelligenten Messgeräten wird europaweit in erster Linie durch die europäische Gesetzgebung bestimmt und gefördert. Mehrere Richtlinienpakete haben in den letzten Jahren die Mitgliedstaaten der EU dazu verpflichtet, eine Einführung von intelligenten Messgeräten (Smart Meter) jedenfalls zu evaluieren und schlussendlich auch zu entscheiden.

#### 2.1.1 Elektrizitätsbinnenmarkt-RL

Gemäß der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL (RL 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.7.2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der RL 2003/54/EG, ABI L 2009/211, 55) haben die Mitgliedstaaten zu gewährleisten, dass intelligente Messsysteme eingeführt werden, durch welche die aktive Beteiligung der Verbraucher am Stromversorgungsmarkt unterstützt wird.

Die Einführung kann dabei einer wirtschaftlichen Bewertung unterliegen, bei der alle langfristigen Kosten und Vorteile für den Markt und die einzelnen Verbraucher geprüft werden sowie untersucht wird, welche Art des intelligenten Messens wirtschaftlich vertretbar und kostengünstig und in welchem zeitlichen Rahmen die Einführung praktisch möglich ist. Aufgrund dieser Bewertung ist ein Zeitplan mit einem Planungsziel von zehn Jahren für die Einführung der intelligenten Messsysteme zu erstellen. Bei positiver Bewertung der Einführung von intelligenten Messgeräten sind mindestens 80 % der Verbraucher bis 2020 mit intelligenten Messsystemen auszustatten.

#### 2.1.2 Energieeffizienz-RL

Die Energieeffizienz-RL (RL 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25.10.2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der RL 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der RL 2004/8/EG und 2006/32/EG, ABI L 2012/315, 1) bestätigt ebenfalls die in der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL (RL 2009/72/EG) dargelegte Einführung und betont an mehreren Stellen die Notwendigkeit, dem Endkunden individuelle Zähler mit der Möglichkeit, den tatsächlichen Energieverbrauch des Endkunden und die tatsächliche Nutzungszeit widerzuspiegeln, zur Verfügung zu stellen.

Hervorgehoben wird von der RL die Relevanz, dass die Verbrauchserfassungssysteme dem Endkunden Informationen über seine tatsächlichen Nutzungszeiten vermitteln. Außerdem ist zu gewährleisten, dass, falls die Endkunden dies wünschen, ihnen oder einem im Auftrag des Endkunden handelnden Dritten Messdaten in einem leicht verständlichen Format zur Verfügung gestellt werden. Zu beachten ist laut RL weiters, dass die Kunden über intelligente Zähler angemessen beraten und informiert werden.

Sämtliche Zielsetzungen dieser RL in diesem Zusammenhang wurden bereits in Österreich im Rahmen des Einführungsprozesses von intelligenten Messgeräten in sämtlichen rechtlichen Vorgaben berücksichtigt.

Die Europäische Kommission hat im Rahmen des Pakets „Clean Energy For All Europeans“ (sog Winterpaket) den Entwurf einer neuen ElektrizitätsbinnenmarktRL (COM[2016] 864 final, „ElektrizitätsbinnenmarktRL-Neufassung“) vorgelegt. Darin werden nun die Vorgaben für intelligente Verbrauchsmesssysteme zusammengefasst und ergänzt. Demnach hat jeder Endkunde grundsätzlich den Anspruch auf die Installation eines intelligenten Zählers.

## 2.2 Europäische Standardisierungsinitiative

Die Europäische Kommission hat im Jahr 2009 vor dem Hintergrund der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL (2009/72/EG) einen Normungsauftrag, das Mandat M/441 für Smart Meter, an die europäischen Standardisierungsorganisationen CEN, CENELEC und ETSI erteilt.

Die europäischen Standardisierungsorganisationen haben sich aufgrund des Normungsauftrages dazu entschieden, die Smart Meters Co-ordination Group (SM-CG) zu gründen, um ihr Wissen innerhalb dieser Gruppe zu bündeln.

In der **ersten Phase** des Mandates sollte ein gemeinsamer Kommunikationsstandard definiert werden. In diesem Zusammenhang hat die SM-CG einen Technischen Bericht (Funktionale Referenzarchitektur für die Kommunikation in intelligenten Messsystemen<sup>3</sup>) erstellt, welcher die funktionalen Einheiten und Schnittstellen spezifiziert, für welche die Kommunikationsstandards dann Anwendung finden können. Es soll damit die Entwicklung von Soft- und Hardwarearchitekturen sowie die Entwicklung der zugehörigen Standards unterstützt werden.

Die **zweite Phase** des Mandates M/441 konzentrierte sich auf die Entwicklung eines Europäischen Standards, der die Interoperabilität von Smart Meter für Strom, Gas, Wärme und Wasser in einer offenen Architektur gewährleisten können soll. Die zweite Phase wurde mit dem

---

<sup>3</sup><ftp://ftp.cenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartMeters/CEN-CLC-ETSI-TR50572%7B2011%7De.pdf>

Zusammenfassungsbericht (Introduction and Guide to the work undertaken under the M/441 mandate<sup>4</sup>) abgeschlossen.

In den Jahren 2013 und 2014 wurden folgende Berichte seitens der SM-CG erstellt:

- Privacy and Security approach – part I<sup>5</sup>
- Privacy and Security approach – part II<sup>6</sup>
- Privacy and Security approach – part III<sup>7</sup>

Der Normungsauftrag im Zusammenhang mit Mandat 441 ist somit seitens der SM-CG abgeschlossen, die SM-CG ist aber weiterhin bei der Entwicklung neuer und der Adaptierung bestehender Standards aktiv. So wurde beispielsweise das Dokument „Minimum Security Requirements for smart metering“<sup>8</sup> herausgegeben und im Jahr 2015 zusätzlich ein Repository, welches die Mindestanforderungen an die Sicherheit der Smart Meter Systeme definiert, veröffentlicht<sup>9</sup>. Weitere Aktivitäten der SM-CG sind dem „Work Programme 2017“<sup>10</sup> zu entnehmen.

---

<sup>4</sup>[ftp://ftp.cenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartMeters/CENCLCETSI\\_SMCG\\_end2012.pdf](ftp://ftp.cenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartMeters/CENCLCETSI_SMCG_end2012.pdf)

<sup>5</sup>[ftp://ftp.cenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/Fields/EnergySustainability/Management/SmartMeters/SMCG\\_Security\\_and\\_Privacy\\_Report\\_PartI.pdf](ftp://ftp.cenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/Fields/EnergySustainability/Management/SmartMeters/SMCG_Security_and_Privacy_Report_PartI.pdf)

<sup>6</sup>[ftp://ftp.cenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/Fields/EnergySustainability/Management/SmartMeters/SMCG\\_Security\\_and\\_Privacy\\_Report\\_PartII.pdf](ftp://ftp.cenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/Fields/EnergySustainability/Management/SmartMeters/SMCG_Security_and_Privacy_Report_PartII.pdf)

<sup>7</sup>[ftp://ftp.cenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/Fields/EnergySustainability/Management/SmartMeters/SMCG\\_Security\\_and\\_Privacy\\_Report\\_PartIII.pdf](ftp://ftp.cenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/Fields/EnergySustainability/Management/SmartMeters/SMCG_Security_and_Privacy_Report_PartIII.pdf)

<sup>8</sup>[ftp://ftp.cenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/Fields/EnergySustainability/Management/SmartMeters/SMCG\\_Sec0109.pdf](ftp://ftp.cenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/Fields/EnergySustainability/Management/SmartMeters/SMCG_Sec0109.pdf)

<sup>9</sup>[ftp://ftp.cenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/Fields/EnergySustainability/Management/SmartMeters/SMCG\\_Sec0093\\_DC\\_PartIVAnnex.xlsx](ftp://ftp.cenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/Fields/EnergySustainability/Management/SmartMeters/SMCG_Sec0093_DC_PartIVAnnex.xlsx)

<sup>10</sup><ftp://ftp.cenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartMeters/Workprogramme2017.pdf>

## 2.3 Nationale Gesetzesgrundlagen

Die in den Rechtsakten der EU verankerten Grundlagen zur Einführung von intelligenten Messgeräten wurden in Österreich durch das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010), BGBl I 110/2010, in nationales Recht umgesetzt und im Jahr 2013 durch eine Novelle des EIWOG 2010, BGBl I 174/2013, angepasst.

### 2.3.1 Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010

Neben den Verordnungsermächtigungen in §§ 83 und 84 Abs 4 EIWOG 2010 (vgl hierzu 2.3.2 Verordnungen) werden ua die (Informations-)Verpflichtungen von Netzbetreibern und Lieferanten für jene Endverbraucher geregelt, die mit einem intelligenten Messgerät gemäß § 83 Abs 1 EIWOG 2010 auszustatten sind.

Netzbetreiber sind verpflichtet, beim jeweiligen Endverbraucher täglich dessen verbrauchsspezifische Zählerstände zu erfassen und insb für Zwecke der Verrechnung, Kundeninformation und Energieeffizienz zu speichern. Zusätzlich haben sie sämtliche Verbrauchsdaten spätestens zwölf Stunden nach deren Auslesung aus dem Messgerät dem Endverbraucher im Internet kostenlos zur Verfügung zu stellen (vgl hierzu auch Kapitel 2.3.3.3).

In einem weiteren Schritt haben die Netzbetreiber monatlich die entsprechenden Messwerte an die jeweiligen Lieferanten zu übermitteln. Die Lieferanten sind in weiterer Folge dazu verpflichtet, innerhalb von zwei Wochen auf Basis dieser vom Netzbetreiber übermittelten Messwerte dem Endverbraucher eine Verbrauchs- und Stromkosteninformation auf elektronischem Wege kostenlos zu senden. Auf Wunsch kann der Endverbraucher diese Verbrauchsinformation auch kostenlos in Papierform erhalten.

Jene Regelungen, die intelligente Messgeräte betreffen, sind auf fünf verschiedene Regelungen wie folgt aufgeteilt:

- § 81a – Verbrauchs- und Stromkosteninformation bei Messung durch intelligente Messgeräte

Diese Regelung entspricht inhaltlich der ursprünglichen Regelung in § 84 Abs 2 EIWOG 2010. In Abs 2 besteht eine zusätzliche Regelung, wonach bei gesonderter Rechnungslegung auch Netzbetreiber eine Stromkosteninformation über ihre Kosten zu übermitteln haben.

Zusätzlich besteht die Möglichkeit für den Endverbraucher, die Informationen auch ablehnen zu können. Dies war in der ursprünglichen Regelung noch nicht enthalten.

- § 81b – Verbrauchs- und Stromkosteninformation ohne Messung durch intelligente Messgeräte

Mit dieser Regelung werden die Informationsverpflichtungen für Kunden ohne intelligente Messgeräte jenen mit intelligenten Messgeräten stark angenähert, womit im Unterschied zur früheren Regelung auch der Lieferant als Informationsverpflichteter einbezogen wurde.

- § 83 – Intelligente Messgeräte

Zusätzlich zur IME-VO wurde im Vergleich zum ursprünglichen Gesetzestext auch die Verpflichtung der Netzbetreiber aufgenommen, über die Einführung von intelligenten Messgeräten und die damit verbundenen Rahmenbedingungen Bericht zu erstatten und die Endverbraucher zeitnah über den Einbau zu informieren. Zudem ist die Regelung ergänzt, dass Netzbetreiber im Rahmen der durch die IME-VO bestimmten Vorgaben für die Installation intelligenter Messgeräte den Wunsch eines Endverbrauchers, kein intelligentes Messgerät zu erhalten, zu berücksichtigen haben. Dies ist jedoch nicht als ein bedingungsloser Opt Out-Wunsch zu verstehen, sondern der Netzbetreiber hat im Rahmen der rechtlichen Vorgaben des Roll-Outs und im Rahmen der technischen Machbarkeit über die technische und wirtschaftliche Möglichkeit hierüber zu entscheiden.

Weiters besteht eine gesetzliche Regelung, wie die Sichtanzeige am intelligenten Messgerät zu konfigurieren und gegebenenfalls freizuschalten ist, um die datenschutz- und eichrechtlichen Rahmenbedingungen erfüllen zu können.

- § 84 – Messdaten von intelligenten Messgeräten

Durch § 84 EIWOG 2010 gibt es sehr detaillierte, umfassende Regelungen, unter welchen (datenschutzrechtlichen) Voraussetzungen welche Werte (Tageswert, Viertelstundenwerte) ausgelesen werden dürfen. Jedenfalls ausgelesen und via Web-Portal dem Endverbraucher zur Verfügung gestellt werden muss ein täglicher Verbrauchswert; detaillierte Viertelstundenwerte sind abhängig von vertraglicher Vereinbarung bzw Zustimmung.

Die Bereitstellung im Web-Portal ist gesetzlich mit 36 Monaten begrenzt. Zudem ist klargestellt, dass die Bereitstellung der Verbrauchswerte im Falle der Auflösung des Vertragsverhältnisses mit dem Netzbetreiber endet. Der Endverbraucher hat zudem die Möglichkeit, das Nutzerkonto im Web-Portal zu löschen bzw löschen zu lassen.

Die Möglichkeit, mittels einer unidirektionalen Kommunikationsschnittstelle die im Gerät erfassten Messdaten auszulesen, ist auch gesetzlich verankert.

- § 84a – Messdaten von intelligenten Messgeräten

In Bezug auf die Weiterleitung der Daten vom Netzbetreiber an den Lieferanten bestehen gesetzlich detaillierte Vorgaben, insbesondere was die Verwendung von Viertelstundenwerten betrifft. Zudem sind die Zwecke für die Verwendung dieser Daten taxativ in § 84a Abs 1 EIWOG 2010 festgelegt.

- § 16a - Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen (Novelle des EIWOG im Rahmen der „kleinen Ökostromnovelle“)

Durch die EIWOG-Novelle wird die Nutzung von Photovoltaikanlagen auf Mehrfamilienhäusern vereinfacht. Die Zuordnung des produzierten Stroms erfolgt durch den Netzbetreiber pro Viertelstunde und ist durch den Energieverbrauch (ebenfalls auf Viertelstundenbasis) des teilnehmenden Berechtigten begrenzt. Basierend auf der Zuordnung werden die gemessenen Viertelstundenwerte am Zählpunkt der Anlage des teilnehmenden Berechtigten um diesen Strom reduziert. Sollte nach Aufteilung des erzeugten Stroms eine Restmenge übrigbleiben so gilt diese als in das öffentliche Netz eingespeist und wird der Bilanzgruppe des Stromhändlers, mit dem der Abnahmevertrag abgeschlossen wurde, zugeordnet. Die Smart Meter mit den gemessenen Viertelstundenwerten sind somit die Basis für die längerfristige Umsetzung.

### 2.3.2 Bundes-Energieeffizienzgesetz

Im Juni 2014 wurde das Bundes-Energieeffizienzgesetz (EEffG), BGBl I 72/2014, beschlossen, mit dem die Energieeffizienz-RL (RL 2012/27/EU) umgesetzt wird. Gemäß § 10 EEffG sind Energielieferanten verpflichtet, Energieeffizienzmaßnahmen zu setzen, die zu einer Einsparung von 0,6 % ihrer jährlichen Abgabemenge führen. Sollte dieses Einsparziel nicht erreicht werden, müssen Ausgleichszahlungen von 20 Cent/kWh geleistet werden.

Im Jahr 2015 hat die Österreichische Energieagentur vom BMWFV den Zuschlag für den Aufbau und Betrieb der nationalen Energieeffizienz - Monitoringstelle erhalten. Diese ist Anlauf- und Informationsstelle für die nach EEffG verpflichteten Unternehmen, öffentlichen Stellen und Energiedienstleister.<sup>11</sup>

Die E-Control hat gem § 21 Abs 2 EEffG die Aufgabe, die korrekte Höhe des Ausgleichsbetrags zu evaluieren. Der Ausgleichsbetrag soll sich an den durchschnittlichen Grenzkosten der erforderlichen

---

<sup>11</sup> [www.monitoringstelle.at](http://www.monitoringstelle.at)

Anreize, die zur Setzung von Energieeffizienzmaßnahmen nötig sind, orientieren.<sup>12</sup> Werden weniger als zwei Drittel der Maßnahmen direkt gesetzt, muss der Betrag erhöht werden.<sup>13</sup> Das Gesetz sieht auch die Möglichkeit vor, mit Energieeffizienzmaßnahmen zu handeln. Dafür stehen verschiedene Handelsplattformen zur Verfügung.

### 2.3.3 Verordnungen

In den §§ 83 ff EIWOG 2010 sind die Rahmenbedingungen für die Einführung von intelligenten Messgeräten verankert.

Hervorzuheben sind hierbei drei Verordnungsermächtigungen des BMWFJ (nunmehr: BMWFW) und der E-Control, mit welchen zum einen nach Durchführung einer Kosten/Nutzenanalyse die Einführung von intelligenten Messgeräten näher geregelt werden soll (vgl IME-VO des BMWFJ, BGBl II 138/2012 idF BGBl II 323/2014) und zum anderen jene Anforderungen näher zu bestimmen sind, denen diese intelligenten Messgeräte zu entsprechen haben und die gemäß § 59 EIWOG 2010 bei der Ermittlung der Kostenbasis für die Entgeltbestimmungen in Ansatz zu bringen sind (vgl IMA-VO 2011 der E-Control, BGBl II 339/2011).

Eine dritte Verordnungsermächtigung hat insbesondere den Detaillierungsgrad sowie die Form der Bereitstellung der Verbrauchsinformation sowie das Datenformat zur Datenübermittlung zwischen Netzbetreiber und Lieferanten näher zu regeln (vgl DAVID-VO 2012 der E-Control, BGBl II 313/2012 idF BGBl II 468/2013).

#### 2.3.3.1 Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO)

Im Rahmen der Verordnungsermächtigung zur Festlegung der Bedingungen für die Einführung von intelligenten Messgeräten wurde vom BMWFJ (nunmehr: BMWFW) im April 2012 die Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO) kundgemacht. Diese sieht vor, dass bis Ende 2019 mindestens 95 % aller österreichischen Stromkunden mit einem intelligenten Messgerät auszustatten sind. Der Einführungsplan sah **ursprünglich** eine stufenweise Umsetzung vor: Bis Ende 2015 waren 10 % und bis Ende 2017 70 % aller Kunden mit einem intelligenten Messgerät auszustatten (vgl § 1 Abs 1 IME-VO idF BGBl II 138/2012). Ende **2014 wurde die erste Stufe** insoweit **geändert**, als nunmehr **keine Prozentquote** zu erreichen ist, sondern bis Ende 2015 ein **Projektplan über die stufenweise Einführung** von intelligenten Messgeräten samt Angabe eines Zielerreichungspfades vorzulegen war (§ 1 Abs 1 Z 1 IME-VO idF BGBl II 323/2014).

Zusätzlich zu den genannten Rahmenbedingungen sind in dieser Verordnung auch umfangreiche Berichts- und Monitoringpflichten für die Netzbetreiber bzw die Regulierungsbehörde sowie eine

---

<sup>12</sup> § 21 Abs 2 EEffG.

<sup>13</sup> § 21 Abs 2 EEffG.

notwendige Übergangsregelung für bereits im Einsatz befindliche intelligente Messgeräte enthalten. Diese ermöglicht es den betroffenen Netzbetreibern, bereits installierte oder bis zum Zeitpunkt der Erlassung der Verordnung geordnete Geräte weiterhin einzusetzen und in den prozentualen Zielvorgaben der IME-VO mitzuberechnen.

Im Rahmen der Berichtspflichten (§ 2 Abs 1 IME-VO) ist vorgegeben, dass die Netzbetreiber aktuelle Projektpläne sowie bis zum 31. März jedes Kalenderjahres einen Bericht über den Fortschritt der Installation, zu den angefallenen Kosten, zu den bei der Installation gemachten Erfahrungen, zum Datenschutz, zur Verbrauchsentwicklung und Netzsituation an das BMWFJ (nunmehr: BMWFW) sowie die Regulierungsbehörde zu übermitteln haben.

Die Form dieser Berichtspflichten wird von der Regulierungsbehörde vorgegeben (§ 2 Abs 1 IME-VO). Die von den Netzbetreibern übermittelten Unterlagen sind dann die Grundlage für das von der Regulierungsbehörde zu erstellende jährliche Monitoring über den Fortschritt der Einführung (§ 2 Abs 3 IME-VO).

### **2.3.3.2 Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011 (IMA-VO 2011)**

Gemäß § 83 Abs 2 EIWOG 2010 ist die E-Control ermächtigt, Anforderungen an die intelligenten Messgeräte mit Verordnung festzulegen. Die Funktionsanforderungen sind in § 3 Z 1 bis 12 IMA-VO 2011 festgelegt.

Bei diesen Funktionsanforderungen handelt es sich jedoch nicht um technische Spezifikationen im klassischen Sinne, wie sie etwa für ein Lastenheft Verwendung finden, sondern um Funktionen, die allen österreichischen Stromkunden im Sinne des Marktmodells jedenfalls zur Verfügung stehen müssen.

Diese Anforderungen entsprechen im Übrigen auch genau jenen Anforderungen, welche die EU in ihrer Empfehlung (Empfehlung der Kommission zu Vorbereitungen für die Einführung intelligenter Messsysteme vom 9.3.2012)<sup>14</sup> im Zusammenhang mit dem Roll-Out von intelligenten Messgeräten vorgegeben hat

---

<sup>14</sup> 2012/148/EU: Commission Recommendation of 9 March 2012 on preparations for the roll-out of smart metering systems, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX%3A32012H0148>

### **2.3.3.3 Datenformat- und VerbrauchsinformationsdarstellungsVO 2012 (DAVID-VO 2012) und ihre Novelle 2013**

Mit der zweiten Verordnungsermächtigung der E-Control gemäß § 81a Abs 4 EIWOG 2010 wird zum einen die Darstellung der Stromkosten- und Verbrauchsinformation sowie gem § 84 Abs 7 EIWOG 2010 die Darstellung der Verbrauchsdaten durch den Netzbetreiber im Web-Portal (Detaillierungsgrad und Form) festgelegt und zum anderen gemäß § 84 Abs 2 EIWOG 2010 jenes Datenformat bestimmt, mit dem die Daten vom Netzbetreiber an den Lieferanten übermittelt werden.

Das Datenformat, das der Einheitlichkeit der Form der Datenübermittlung zwischen Netzbetreiber und Lieferant dienen soll, wurde im Marktregelprozess gemeinsam mit den Marktteilnehmern erarbeitet und steht auf der Website der E-Control zum Download<sup>15</sup> zur Verfügung.

Was die Darstellung der Verbrauchsinformation betrifft, so wurde versucht, im Rahmen der Vorgaben in der Verordnung dem Netzbetreiber und dem Lieferanten noch einen gewissen gestalterischen Spielraum zu belassen, um eine möglichst umfassende Information der Endverbraucher mit allen technischen Möglichkeiten (Website, Apps etc) zu gewährleisten.

Die täglich gemessenen Verbrauchswerte jener Endkunden, deren Verbrauch mit einem Smart Meter gemessen wird, sind monatlich vom Netzbetreiber an den Lieferanten in festgelegter Form zu übermitteln. Der Lieferant muss dabei dem Endverbraucher eine monatliche Verbrauchs- und Stromkosteninformation in elektronischer Form zur Verfügung stellen. Auf Wunsch kann die Information auch per Post übermittelt werden. Diese Verbrauchs- und Stromkosteninformation muss gem § 6 DAVID-VO 2012 folgende Informationen enthalten:

- Eine einfache und klare Darstellung des Verbrauches (in kWh) ist in Zahlenwerten sowie graphisch aufzubereiten.
- Die Informationen haben Vergleichswerte über definierte und vergleichbare Zeiträume (Wochen und/oder Monat und Jahr) zu beinhalten.
- Nach Möglichkeit sind Kennzahlen und repräsentative Vergleichswerte in die Informationen zu integrieren.
- Die schriftliche Verbrauchsinformation hat Hinweise zu beinhalten, wie der Endverbraucher seinen Stromverbrauch reduzieren kann. Weiters hat die Verbrauchsinformation einen Hinweis zu enthalten, an welche Energieberatungsstellen sich der Endverbraucher bei Fragen zu seinem Stromverbrauch und Einsparmöglichkeiten wenden kann. Es sind mindestens zwei Energieberatungsstellen diskriminierungsfrei anzuführen.

---

<sup>15</sup> <https://www.e-control.at/documents/20903/388512/Sonstige-Marktregeln-Kapitel-11-.zip/6b625463-7c06-40a4-b841-02eba6481d0e>

- Außerdem hat sie eine einfache und klare Information über die Stromkosten inkl Steuern und Abgaben zu enthalten.

Neben dem Lieferanten hat auch der Netzbetreiber die Verbrauchsdaten im Internet mittels einer Website darzustellen. Die Daten- und Information sind für den Endverbraucher bzw die Übermittlung an einen vom Endverbraucher bevollmächtigten Dritten in speicher- und druckbarer Form zur Weiterverarbeitung bereitzustellen. Die folgenden Mindestanforderungen sind ua in § 3 DAVID-VO 2012 für die Website festgelegt:

- Die Website hat jedem einzelnen Endverbraucher von elektrischer Energie zur Verfügung zu stehen.
- Die Website ist neutral zu gestalten. Es darf keinen wie auch immer gearteten Zusammenhang mit dem Lieferanten des Endverbrauchers geben.
- Die Zugriffsrechte müssen den datenschutzrechtlichen Bestimmungen entsprechen.

Die Website hat zudem Hinweise zu beinhalten, wie der Endverbraucher seinen Stromverbrauch reduzieren kann. Weiters hat die Website Hinweise hinsichtlich Energieberatungsmöglichkeiten zu enthalten, wohin sich der Verbraucher bei Fragen zu seinem Stromverbrauch und Einsparmöglichkeiten wenden kann. Es sind mindestens zwei Energieberatungsstellen diskriminierungsfrei anzuführen bzw ist auf die entsprechende Seite der E-Control zu verweisen.

Zusätzlich zu den für die Einführung von intelligenten Messgeräten genannten drei Verordnungsermächtigungen sei an dieser Stelle auch die mögliche Ausweitung der Systemnutzungsentgelte um ein Netznutzungsentgelt für Regelreserve auf Netzebene 7 genannt, deren Verrechnung nur auf Basis von gemessenen Viertelstundenwerten möglich sein wird.

## **2.4 Sonstige Marktregeln**

### **2.4.1 Kapitel 1 - Begriffsbestimmungen**

Die unterschiedlichen Zählerkonfigurationen gemäß der Definition in § 7 Abs 1 Z 31 iVm § 83 Abs 2 EIWOG 2010 wurden in den Sonstigen Marktregeln Strom, Kapitel 1, Begriffsbestimmungen klargestellt. Dabei sind drei verschiedene Zählerkonfigurationen vorgesehen:

### **1) Intelligentes Messgerät in der Standardkonfiguration (IMS)**

Ein intelligentes Messgerät, bei dem täglich ein Zählerstand übertragen wird, da der Kunde keine Zustimmung zur Übertragung von Viertelstundenwerten erteilt hat; in dieser Konfiguration wird lediglich einmal täglich ein Zählerstand übertragen. Die Viertelstundenwerte werden zwar im Gerät selbst gespeichert, werden aber grundsätzlich nicht übertragen. Dies hat den Grund, dass diese Werte zB auch über die Kundenschnittstelle direkt an den Kunden ausgegeben werden können.

### **2) Intelligentes Messgerät in der erweiterten Konfiguration (IME, „Opt-in“)**

Ein intelligentes Messgerät, bei dem Viertelstundenwerte übertragen werden, da der Kunde seine ausdrückliche Zustimmung zur Übertragung dieser Werte erteilt hat oder dies zur Erfüllung von Pflichten aus einem vom Kunden gewählten, auf Viertelstundenwerten basierenden Liefervertrag erforderlich ist; wenn der Kunde zB bereits zeitabhängige Tarife mit seinem Lieferanten vereinbart hat, wird diese Zählerkonfiguration notwendig sein, bzw wenn der Kunde sein genaues Lastprofil beispielsweise im Web-Portal beobachten möchte, um sein Verbrauchsverhalten zu ändern.

### **3) Digitaler Standardzähler (DSZ, „Opt-out“)**

Ein elektronisches Messgerät, das keine Viertelstundenwerte speichert und über keine Abschaltfunktion bzw Leistungsbegrenzungsfunktion verfügt und daher kein intelligentes Messgerät ist. Eine regelmäßige Auslesung und Übertragung des monatlichen Zählerstandes ist möglich. Darüber hinaus ist für Verbrauchsabgrenzungen eine Übermittlung des Zählerstandes vorzusehen, wobei der Netzbetreiber rechtzeitig davon in Kenntnis zu setzen ist; es wird bei dieser Zählerkonfiguration lediglich bei verrechnungsrelevanten Ereignissen ausgelesen (zB Rechnungslegung, Tarifänderung Lieferant/Netzbetreiber, Lieferantenwechsel, Einzug/Auszug etc).

Die Begriffsbestimmungen wurden zur Klarstellung eingeführt, damit für die jeweiligen Marktteilnehmer aber auch im Besonderen für die Kunden transparent dargelegt ist, welche Arten von Messgeräten mit welchen Funktionen für den Tausch der konventionellen Zähler in Frage kommen.

## **2.4.2 Kapitel 10 "Informationsübermittlung von Netzbetreibern und anderen Marktteilnehmern; Grundsätze des 1. und 2. Clearings" Version 3.0**

Änderungen in Kapitel 10 der sonstigen Marktregeln ermöglichen bei Vorhandensein intelligenter Messgeräte ab 1.2.2018 das Clearing auf Basis von Viertelstundenwerten und ab 1.2.2019 das Clearing auf Basis von Tageswerten. Von den Netzbetreibern werden laufend immer mehr intelligente Messgeräte installiert. Lieferanten soll daher die Möglichkeit eröffnet werden, je nach installiertem Zählertyp auf Basis von zB Viertelstunden-, Tages- oder Monatsmesswerten gecleart zu werden. Diese Änderung ermöglicht den Lieferanten neue und innovative Produkte anzubieten, angepasst an das individuelle Verbraucherverhalten und die jeweilige Preissituation am Großhandelsmarkt. Durch diese Maßnahme wird aufgrund der wesentlichen Ausweitung der Möglichkeiten der Endkunden ein

Anreiz zur Verwendung intelligenter Messgeräte gesetzt und die Weiterentwicklung des Bilanzgruppensystems ermöglicht. Damit werden die von der EU<sup>16</sup> gesetzten Ziele einer Ausrollung von Smart Metern, einer vollen Beteiligung der Endverbraucher am Strommarkt und eines Anreizes für Verbrauchssteuerung erfüllt.

### **2.4.3 Kapitel 11 - Datenformat zur Übermittlung von Verbrauchsdaten**

Die täglich erhobenen Verbrauchsdaten jener Endverbraucher, deren Verbrauch mithilfe eines intelligenten Messgerätes gemessen wird, sind gemäß EIWOG 2010 bzw DAVID-VO 2012 monatlich vom Netzbetreiber an den Lieferanten zu übermitteln. Die Daten sind dabei in einem einheitlichen, standardisierten Format zu schicken.

Um schneller und flexibler auf möglicherweise notwendige Anpassungen des in Kapitel 2.3.3.3 oben erwähnten standardisierten Datenformats reagieren zu können, hat sich die E-Control dazu entschlossen, dieses Datenformat im Rahmen des seit etlichen Jahren gut etablierten Marktregelprozesses zu diskutieren.

Das Datenformat zur Übermittlung von Verbrauchsdaten intelligenter Messgeräte vom Netzbetreiber an den Lieferanten gemäß § 2 DAVID-VO 2012 sowie die Rahmenbedingungen zur Übertragung zwischen den Marktteilnehmern sind im Zuge der Festlegung der Sonstigen Marktregeln zu bestimmen. Das Kapitel 11 der Sonstigen Marktregeln Strom beschreibt das zur Anwendung kommende standardisierte Datenformat sowie die grundsätzlichen Regeln zur Übertragung dieser Daten zwischen Netzbetreiber und Lieferant. Dabei ist auch die Technische Dokumentation zu den Sonstigen Marktregeln zu beachten, die auch Details zur Umsetzung der sogenannten „customer processes“ enthält. Alle Informationen dazu können auf der Webseite der E-Control bzw. [www.eutilities.at](http://www.eutilities.at) abgerufen werden.<sup>17</sup> Zudem ist nunmehr seit 1.1.2017 das Kapitel 5 „Rahmenbedingungen für die Erarbeitung Technischer Dokumentationen von Geschäftsprozessen, Datenformaten und der Datenübertragung auf [www.eutilities.at](http://www.eutilities.at)“ als sogenannte „Governance“ in Kraft. In weiterer Folge soll das Kapitel 11 der Sonstigen Marktregeln eingezogen werden.

---

<sup>16</sup> COM (2015) 80 siehe auch unter:

<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2015%3A80%3AFIN>

<sup>17</sup> [www.e-control.at/recht/marktregeln/sonstige-marktregeln-strom](http://www.e-control.at/recht/marktregeln/sonstige-marktregeln-strom)

### 3 Erhebung der Daten bei den Netzbetreibern

Gemäß § 2 Abs 1 IME-VO gibt die Regulierungsbehörde die Form des Berichts, welcher von den Netzbetreibern bis zum 31. März jedes Kalenderjahres an das BMWFV sowie die Regulierungsbehörde übermittelt werden muss, vor.

Die Abfrage der Daten bei den Netzbetreibern wurde von der E-Control entsprechend der IME-VO durchgeführt.

Folgende Informationen wurden gemäß § 2 Abs 1 IME-VO erhoben:

- Anzahl der installierten intelligenten Messgeräte
- Projektpläne und Einführungsszenarien
- Erfüllung der Anforderungen gemäß IMA-VO 2011
- Aufbau des Smart Meter Systems, der Datenübertragung und der IT-Systeme
- Kosten (ausschließlich bezogen auf intelligente Messgeräte)
- Datenschutz
- Netzsituation, Energieeffizienz und Verbrauchsentwicklung
- Kundeninformation gemäß DAVID-VO 2012

Anfang des Jahres 2017 wurde die Online-Erhebung bei allen österreichischen Netzbetreibern durchgeführt, diese war bis 31.3.2017 abzuschließen. Im Zuge des Erhebungsprozesses ist es teilweise zu mehrmaligen Mahnungen und Nachforderung von Detaildaten gekommen, wobei die Unternehmen mit Bescheid aufgefordert wurden, die Daten zu liefern. Dies hat maßgeblich zur Verzögerung der Veröffentlichung des gegenständlichen Berichts beigetragen.

Die Ergebnisse der Erhebung werden in den nachfolgenden Kapiteln im Detail dargestellt.

## 4 Fortschritt der Installation von intelligenten Messgeräten

### 4.1 Projektpläne und Einführungsszenarien

Die konkreten Projektpläne und Einführungsszenarien wurden wie bereits in den Vorjahren bei den einzelnen Netzbetreibern abgefragt und für eine österreichweite Einführung ausgewertet. Zu erwähnen sind in diesem Zusammenhang die ohnehin rechtlich durch die IME-VO vorgegeben Eckpunkte (siehe Kapitel 2.3.3.1 oben). Der in dieser Verordnung vorgegebene Stufenplan bis 2019 bildet dabei den Rahmen, in dem die einzelnen Netzbetreiber ihre konkreten Projekte umzusetzen haben.

Die österreichweite Aggregation der einzelnen prognostizierten Einführungspläne zeigt allerdings ein von den **Vorgaben der IME-VO abweichendes Bild**. In den diesjährig gemeldeten Daten ist eine wesentliche Veränderung der Prognosen der geplanten Roll-Out Zahlen nach unten hin festzustellen. Während in den Vorjahres-Prognosen für Ende 2019 noch rund 4,2 Mio Smart Meter gemeldet wurden, sind in den 2016 gemeldeten Daten für Ende 2019 nur mehr rund 3,3 Mio Smart Meter prognostiziert. Zur besseren Übersicht wurden die beiden Kurven in der nachfolgenden Grafik gegenübergestellt:

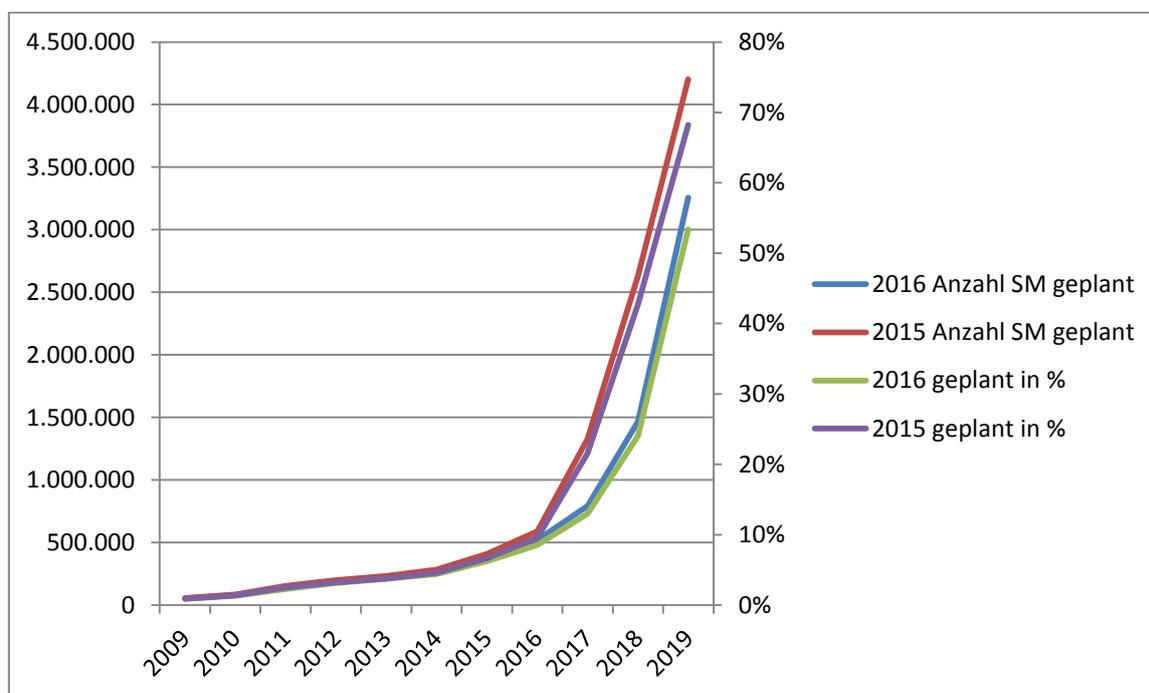


Abbildung 2: Gegenüberstellung Ausrollung kumuliert, Meldung 2015 im Vergleich zur Meldung 2016

Trotz den von den Netzbetreibern nach unten revidierten Erwartungen hinsichtlich des Ausrollungsgrades der Smart Meter bleibt abzuwarten, ob die Netzbetreiber in der Lage sein werden, die verringerte Prognose für Ende 2017 (von 1,3 Mio auf 0,8 Mio gesenkt) und Ende 2018 (von 2,6 Mio auf 1,5 Mio gesenkt) in den Jahren **2019 und 2020 auszugleichen**, um einen Ausrollungsgrad von **zumindest 80% mit Ende 2020** erreichen zu können. Ausgehend von Anfang 2018 (0,8 Mio Smart Meter) müssten bis Ende 2020 (80% würden rund 4,9 Mio Smart Metern entsprechen) **4,1 Mio Smart Meter** (4,9 Mio minus 0,8 Mio) ausgerollt werden. Das wiederum entspräche einer jährlichen Ausrollungsrate von rund 1,36 Mio Smart Metern. Nachdem aber die Prognosen der Netzbetreiber für das Jahr 2018 0,7 Mio auszurollende Smart Meter vorsehen, wäre zudem die Differenz zu den rund 1,36 Mio Smart Metern (diese Differenz würde also  $1,36 \text{ Mio} - 0,7 \text{ Mio} = 0,66 \text{ Mio}$  entsprechen) in den Jahren 2019 und 2020 hinzuzurechnen. Dies wiederum ergäbe für die Jahre 2019 und 2020 jeweils 1,7 Mio auszurollende Smart Meter. Gemäß den Projektplänen der Netzbetreiber wurde für das Jahr 2019 ein ähnlich hoher Wert angegeben, siehe die nachfolgende Grafik:

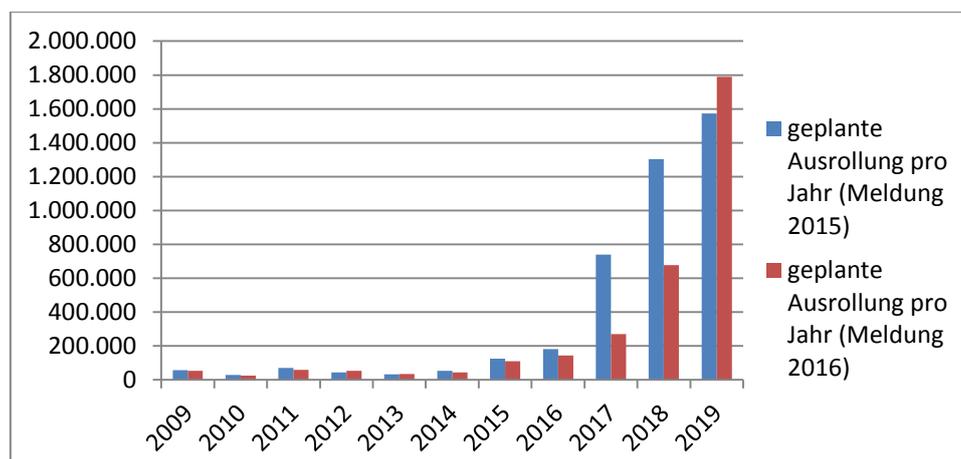


Abbildung 3: Gegenüberstellung Ausrollungsrate pro Jahr Meldung 2015 im Vergleich zur Meldung 2016

In obiger Grafik repräsentieren die blauen Balken die geplante Ausrollung pro Jahr gemäß der Datenmeldung aus dem Jahr 2015, die roten Balken stellen hingegen die geplante Ausrollung pro Jahr gemäß der Datenmeldung für 2016 dar. Vergleicht man die beiden Kurven ist zusammenfassend festzustellen: Die Ausrollungsgrade in den Prognosen wurden einerseits in spätere Jahre verschoben als auch in ihrer Höhe nach oben hin angepasst. Angesichts der Tatsache, dass in den Projektplänen im Jahr 2019 die höchste Ausrollungsrate mit rund 1,7 Mio Smart Metern festzustellen ist, würde das für einen Ausrollungsgrad in Höhe von **80% mit Ende 2020 bedeuten**, dass auch im **Jahr 2020** nochmals rund **1,7 Mio Zähler ausgerollt** werden müssten.

**Aus heutiger Sicht und den bisher gemachten Erfahrungen im Zusammenhang mit Verzögerungen bei den betreffenden Umstellungsprojekten scheint die Umsetzung dieses Szenarios ein sehr ambitioniertes Ziel zu sein.**

Die österreichweite Ausrollung bleibt daher, wie in den Vorjahren bereits aufgezeigt, weit hinter den Vorgaben der IME-VO zurück. Da in den bisherigen Auswertungen lediglich Bezug auf den österreichweiten Umsetzungsstand bezüglich der Smart Meter Einführung eingegangen wurde, werden an dieser Stelle die unterschiedlichen Roll-Out Grade in den einzelnen Netzbereichen dargestellt. **Hinzuweisen ist in diesem Zusammenhang, dass die Ausrollungsquoten in der IME-VO je Netzbetreiber gelten.** Während in einzelnen Netzbereichen das Projekt der Smart Meter Einführung schon sehr weit fortgeschritten ist, haben andere Netzbereiche noch erheblichen Aufholbedarf. Die Projektpläne, bezogen auf die einzelnen Netzbereiche, stellen sich wie folgt dar:

Netzbereich	Plan 2009	Plan 2010	Plan 2011	Plan 2012	Plan 2013	Plan 2014	Plan 2015	Plan 2016	Plan 2017	Plan 2018	Plan 2019	Gesamtanzahl
<b>Gesamt</b>	<b>1%</b>	<b>1%</b>	<b>2%</b>	<b>3%</b>	<b>4%</b>	<b>4%</b>	<b>6%</b>	<b>9%</b>	<b>13%</b>	<b>24%</b>	<b>53%</b>	<b>6.099.258</b>
Burgenland	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	5%	24%	52%	94%	210.640
Graz	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	44%	187.214
Innsbruck	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	5%	41%	128.803
Kärnten	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	13%	37%	61%	302.641
Klagenfurt	0%	0%	0%	0%	2%	3%	6%	14%	28%	45%	61%	84.761
Kleinwalsertal	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	39%	93%	93%	3.858
Linz	12%	18%	24%	29%	33%	40%	46%	51%	57%	65%	75%	300.206
Niederösterreich	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	28%	54%	846.382
Oberösterreich	2%	2%	8%	13%	15%	17%	29%	42%	60%	80%	100%	728.652
Salzburg	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	5%	46%	434.344
Steiermark	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	6%	34%	750.084
Tirol	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	5%	16%	54%	349.089
Vorarlberg	3%	4%	4%	5%	6%	7%	7%	8%	9%	14%	49%	226.404
Wien	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	34%	1.546.180

Abbildung 4: Netzbereiche, Anzahl Smart Meter, Planwerte Ausrollungsgrade, Stand Dezember 2016

Im Zuge des angestellten Bundesländervergleichs werden interessante Netzbetreiber wie folgt dargestellt:

- Netz Oberösterreich GmbH
- LINZ STROM Netz GmbH
- Netz Burgenland GmbH
- Stadtwerke Feldkirch

Die Netz Oberösterreich GmbH hat dabei österreichweit mit Ende 2016 rund 305.000 (2015: 280.000) installierten Zählern eindeutig das derzeit größte Projekt. In diesem Netzgebiet werden voraussichtlich mit Ende 2017 bereits über 65 % aller Kunden mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet sein. Die restlichen Stufen des rechtlich verbindlichen Stufenplans bis 2019 werden von der Netz Oberösterreich GmbH voraussichtlich auch in diesem Zeitrahmen umgesetzt werden, wobei die mengenmäßig größte Umstellung mit rund 117.000 Zählern nun im Jahr 2017 erfolgen soll (2016: 97.000 Zähler).

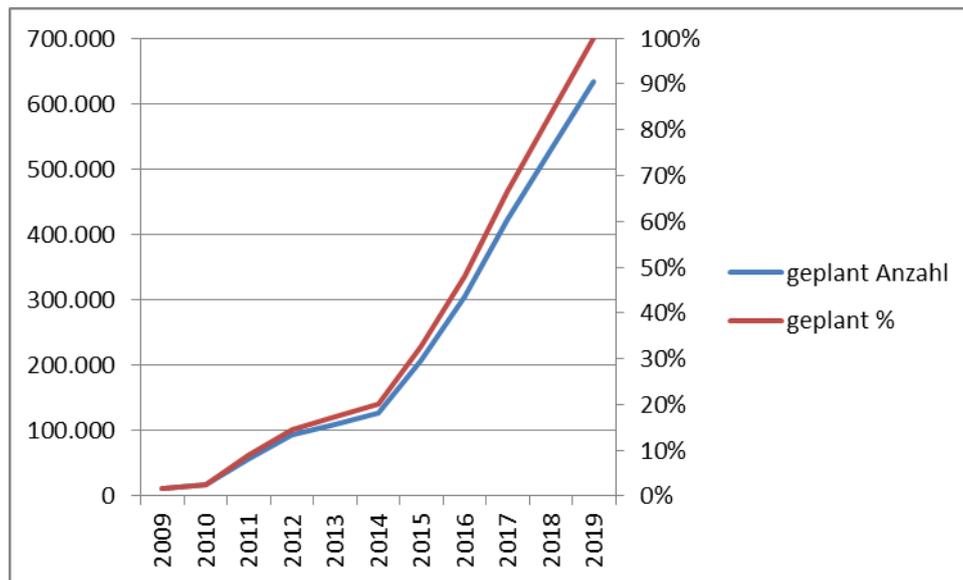


Abbildung 5: Netz Oberösterreich GmbH, Anzahl Smart Meter, Planwerte, Stand Dezember 2016

Bei der LINZ STROM Netz GmbH zeigt der Einführungsplan ein ähnliches Szenario. Demnach sollen in diesem Netzgebiet bereits 2017 rund 70 % aller Kunden mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet sein, das würde rund 170.000 Zählern entsprechen. 2018 und 2019 sollen dann noch zusätzliche Tranchen mit jeweils 25.000 Zählern folgen, um dann die Endausbaustufe mit rund 220.000 Zählern zu erreichen.

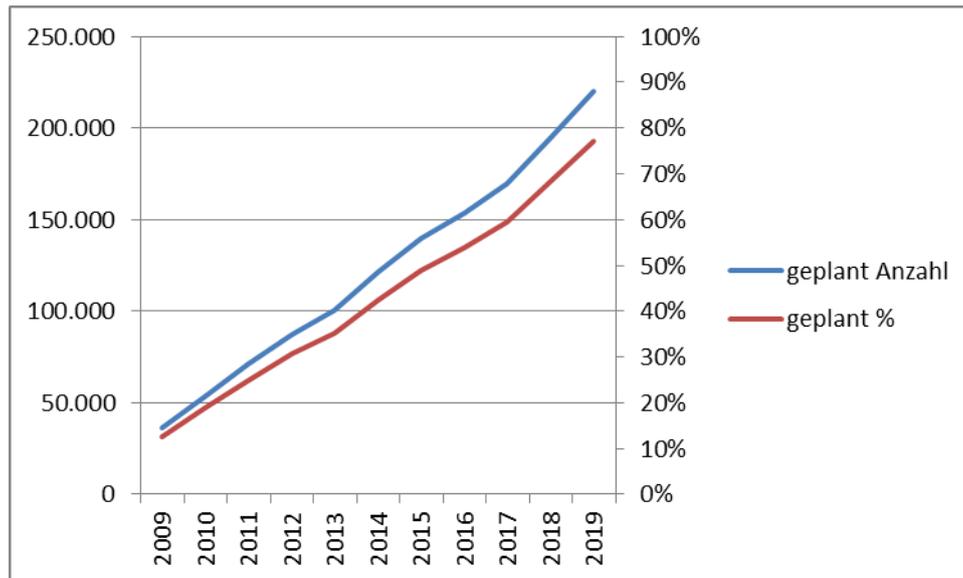


Abbildung 6: LINZ STROM Netz GmbH, Anzahl Smart Meter, Planwerte, Stand Dezember 2016

Die Stadtwerke Feldkirch planen schon seit Inkrafttreten der IME-VO eine rasche Ausstattung all ihrer Kunden mit Smart Metern. Die Stadtwerke Feldkirch dürften der erste Netzbetreiber in dieser Größe österreichweit sein, der dieses Ziel bereits deutlich vor Ende 2019 erreichen könnte. Da bis Ende 2016 bereits rund 92% (2015: 77%) der Zähler umgestellt wurden, ist die Erreichung der Vorgaben der IME-VO realistisch (95% Ende 2017).

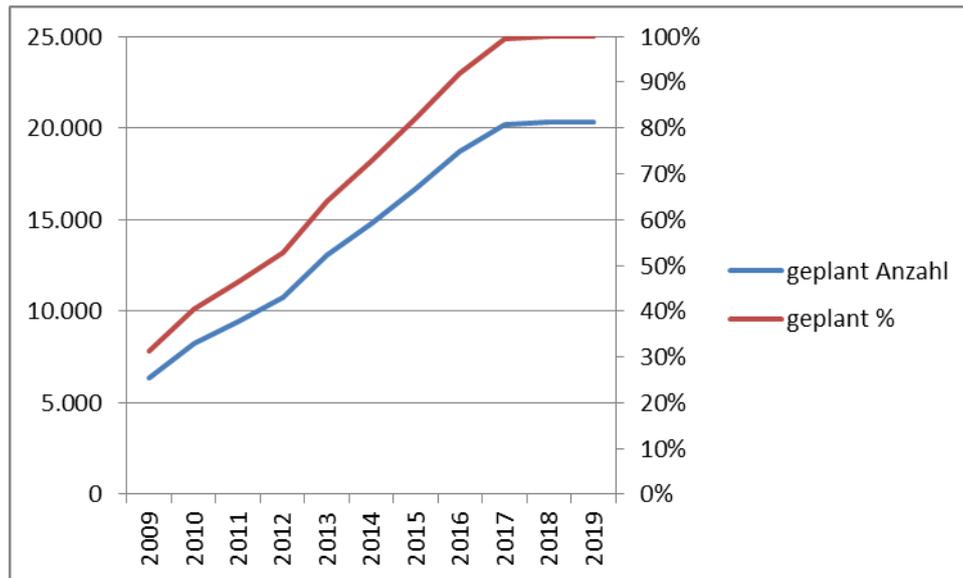


Abbildung 7: Stadtwerke Feldkirch, Anzahl Smart Meter, Planwerte,  
Stand Dezember 2016

Bei der Netz Burgenland GmbH handelt es sich um einen „Neueinstieg“ in dieser Übersicht. Der Einführungsplan zeigt ein Szenario, welches auf eine sehr rasche Einführungsphase schließen lässt. Demnach sollen in diesem Netzgebiet von den insgesamt rund 207.000 umzustellenden Zählpunkten bereits 2017 rund 24% aller Kunden mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet sein, das würde rund 49.800 Zählern entsprechen. 2018 und 2019 sollen dann noch zusätzliche Tranchen mit jeweils 59.600 und 87.360 Zählern folgen. Mit Ende 2019 wären dann 196.760 Smart Meter installiert, womit rund 95% Roll-Out Quote erreicht wären. Damit würde auch dieser Vorgabe der IME-VO entsprochen werden.

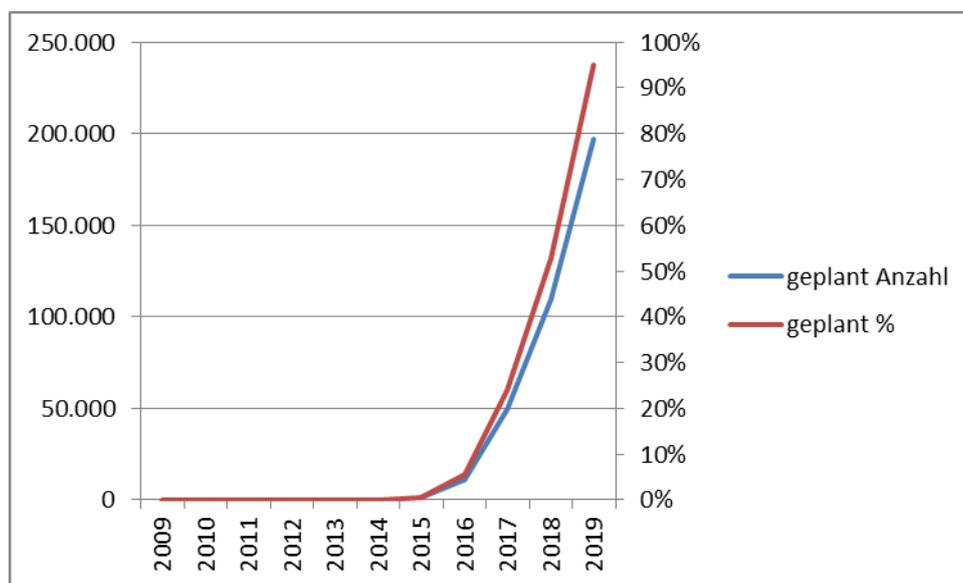


Abbildung 8: Netz Burgenland GmbH, geplante Entwicklung Anzahl Smart Meter, Stand Dezember 2016

Nach weiterer Evaluierung der Projektpläne wurde festgestellt, dass insbesondere folgende Unternehmen voraussichtlich die Roll-Out Vorgabe mit Ende 2017 gemäß IME-VO erreichen können:

	Netzbetreiber	Umzustellende Zählpunkte	Status	Roll-Out Grad bis Ende 2017
1	Ludwig Polsterer Vereinigte Walzmühlen Ges.m.b.H. - Industriemühle	698,00	ROLL_OUT_COMPLETE	100%
2	E-Werk Wüster KG	3.606,00	ROLL_OUT_COMPLETE	100%
3	Heinrich Polsterer GmbH u. CoKG	70,00	TENDER_COMPLETE	100%
4	Elektrizitätsgenossenschaft Laintal registrierte Genossenschaft mit beschränkter Haftung	342,00	ROLL_OUT_COMPLETE	100%
5	Kneidinger1880 GmbH	139,00	ROLL_OUT_COMPLETE	100%
6	Gemeinde Opponitz	419,00	ROLL_OUT_IN_PROGRESS	100%
7	Energieversorgungs GmbH	180,00	TENDER_COMPLETE	100%
8	Stadtwerke Feldkirch	20.348,00	ROLL_OUT_IN_PROGRESS	99%
9	Stadtgemeinde Amstetten	10.998,00	ROLL_OUT_IN_PROGRESS	73%
10	Netz Oberösterreich GmbH	634.700,00	ROLL_OUT_IN_PROGRESS	67%
11	LINZ STROM NETZ GmbH	284.925,00	ROLL_OUT_IN_PROGRESS	60%
12	Feistritzthaler Elektrizitätswerk eGen	1.647,00	TENDER_COMPLETE	56%
13	EWA Energie- und Wirtschaftsbetriebe der Gemeinde St. Anton GmbH	2.262,00	ROLL_OUT_IN_PROGRESS	51%
14	Elektrizitätswerke Bad Radkersburg GmbH	2.347,00	TENDER_COMPLETE	43%

Abbildung 9: Zielerreichung IME-VO der Netzbetreiber, Planung bis Ende 2017, Stand Dezember 2016

Damit wird deutlich, dass laut derzeitiger Planung lediglich **9 Netzbetreiber** (2015: 11 Netzbetreiber) die **Vorgabe der IME-VO** für das Jahr 2017 **einhalten** werden (§ 1 Abs 1 Z 2 IME-VO). Die Anzahl hat sich daher gegenüber der Vorjahresmeldung um 2 Netzbetreiber reduziert. Die Unternehmen meldeten jedoch teilweise zurück, dass zumindest 80% bis 2020, wie es in der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL (RL 2009/72/EG) vorgesehen ist, realistisch umsetzbar wären. Gemäß den Angaben der Netzbetreiber wird am Ziel, im Zuge des Smart Meter Roll-Outs sämtliche Zählpunkte umzustellen, um doppelt zu wartende Infrastrukturen zu vermeiden, allerdings weiterhin festgehalten, wiewohl schon eingangs dieses Berichtes erwähnt wurde, dass auch **dieses Ziel ein ambitioniertes ist**.

## 4.2 Anzahl der umzustellenden Zählpunkte

Mit dem Erhebungsbogen wurden die insgesamt umzustellenden Zählpunkte auf Netzebene 6 und 7 abgefragt:

	Netzebene 6	Netzebene 7	Gesamt
<b>Anzahl umzustellender Zählpunkte</b>	<b>24.177</b>	<b>6.075.081</b>	<b>6.099.258</b>

Abbildung 10: Übersicht Zählpunkte Netzebene 6 und 7, Stand Dezember 2016

Die nachfolgende Tabelle zeigt zudem, wie viele Smart Meter bereits eingebaut sind und wie viele Smart Meter sich bereits per Ende 2016 auf Lager befinden bzw. bestellt wurden:

	2016	2015
Gesamtzahl Zähler Österreich (Haushalt, KMU, Landwirtschaft)	6.099.258	6.159.000
Anzahl Smart Meter installiert <b>8,5%</b> (2015: 7,4 %)	519.299	456.184
bereits auf Lager befindliche bzw. bestellte Smart Meter	610.844	285.864
<b>Gesamtzahl Smart Meter installiert + geordert <b>18,5%</b></b> (2015: 12,1%)	<b>1.130.143</b>	<b>742.048</b>

Abbildung 11: Übersicht installierte Zähler und auf Lager befindliche Zähler, Stand Dezember 2016

### 4.3 Anzahl der bereits installierten intelligenten Messgeräte

Eine der Hauptfragen innerhalb des Erhebungsbogens war die Anzahl der bereits bei den einzelnen Netzbetreibern installierten intelligenten Messgeräte.

Von den insgesamt rund 6.099.258 (2015: 6.159.000) potentiell durch die IME-VO betroffenen Zählpunkten sind mittlerweile mit Stand Dezember 2016 rund 519.299 (2015: 456.180) mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet. Dies entspricht einem österreichweiten **Abdeckungsgrad von rund 8,5%** (2015: 7,4 %).

Zusätzlich wurde von den Netzbetreibern gemeldet, dass bereits rund 610.844 (2015: 285.860) intelligente Messgeräte auf Lager gehalten bzw. schon bestellt wurden. Damit ergibt sich eine Gesamtzahl von installierten, auf Lager gehaltenen und geordneten intelligenten Messgeräten von rund 1.130.143 (2015: 742.040). Dies entspräche damit einem österreichweiten Abdeckungsgrad von rund 18,5% (2015: 12,1%).

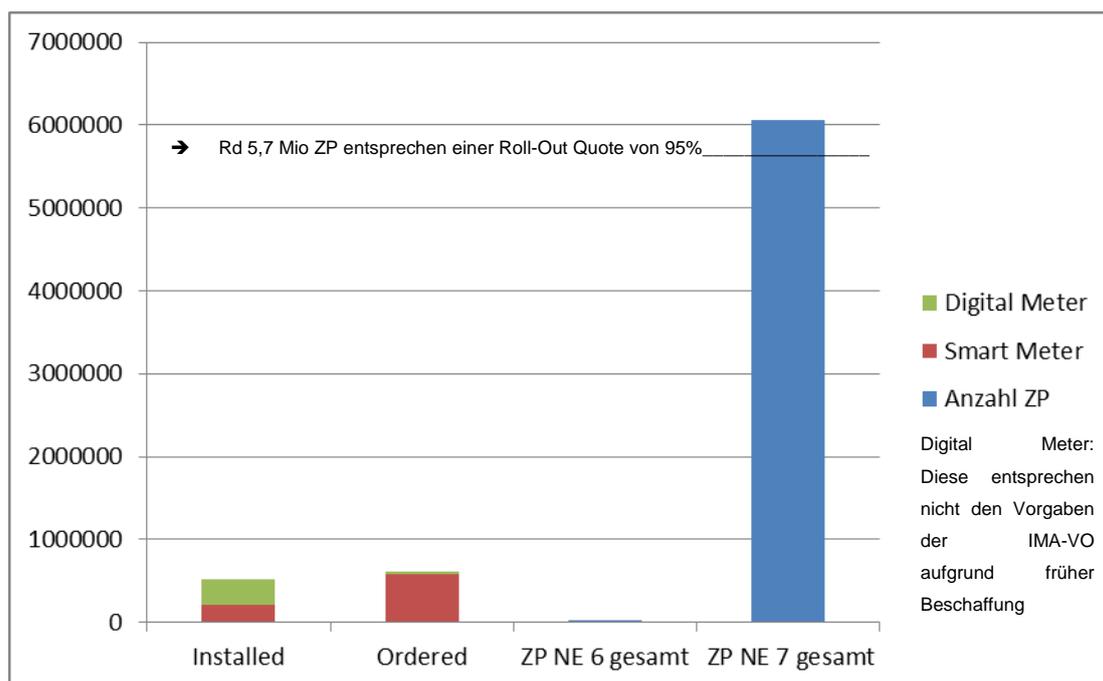


Abbildung 12: Übersicht Gesamtzahl installierter und georderter intelligenter Messgeräte in Österreich, Stand Dezember 2016

Die Bandbreite reicht dabei von sehr kleinen Pilotprojekten mit 25-100 installierten Geräten bis hin zu großen Roll-Outs mit bis zu 100.000 bereits installierten intelligenten Messgeräten. Auf die Frage, wie die Netzbetreiber den Status ihres Smart Meter Roll-Outs bewerten würden, antworteten die Netzbetreiber wie folgt:

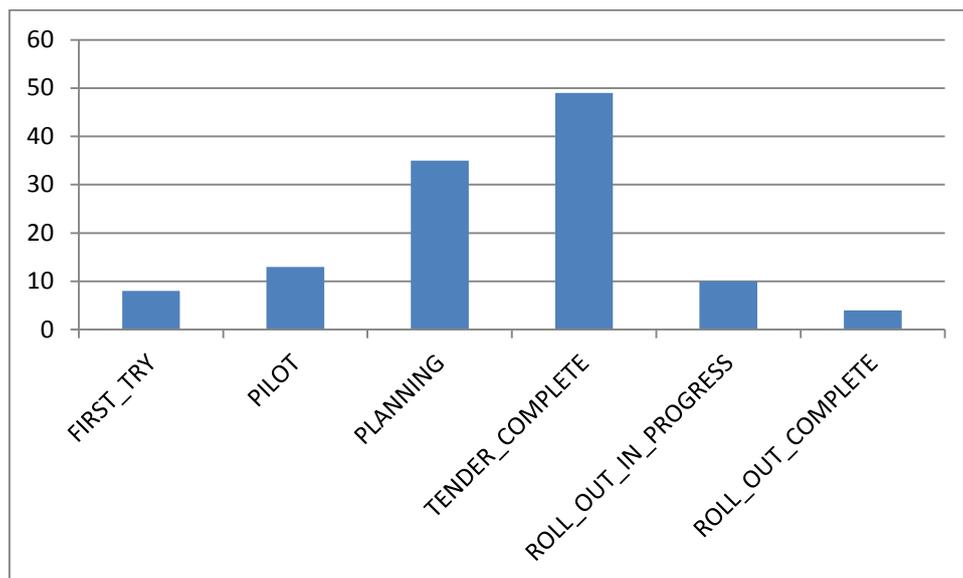


Abbildung 13: Status Smart Meter Roll-Out, Stand Dezember 2016

Aus obiger Grafik ist ersichtlich, dass 4 Netzbetreiber den Roll Out bereits abgeschlossen haben, 10 Netzbetreiber sich gerade in der Roll-Out Phase befinden und immerhin 49 Netzbetreiber das Vergabeverfahren bereits abgeschlossen haben. Die restlichen 56 Netzbetreiber befinden sich erst in sehr frühen Phasen der Smart Meter Einführung.

Allerdings können auch kleinere Netzbetreiber die Vorgaben der IME-VO umsetzen, wie in Abbildung 9: Zielerreichung IME-VO der Netzbetreiber, Planung bis Ende 2017, Stand Dezember 2016 ersichtlich. So wurden beispielsweise im Netz Kneidinger 1880 GmbH im Jahr 2016 bereits 100 % der Zähler erfolgreich ausgerollt. Im Netzbereich der Ludwig Polsterer Vereinigte Walzmühlen Ges.m.b.H. – Industriemühle betrug der Roll-Out Grad per Ende 2016 bereits rund 99%. Positiv zu erwähnen sind hier auch noch die E-Werk Wüster KG mit 100%, Heinrich Polsterer GmbH u. Co KG sowie die Elektrizitätsgenossenschaft Laintal registrierte Genossenschaft mit beschränkter Haftung, welche den Roll-Out bereits fast abgeschlossen haben.

## 5 Kostenentwicklung

Wie aus diesem Bericht hervorgeht, gibt es zum Berichtsjahr 2016 nur eine begrenzte Anzahl von Unternehmen mit substanziellen, größeren Umsetzungsprojekten. Bei den meisten Netzbetreibern ist allerdings schon klar, welche Ausrollungsvariante gewählt wird und wie die Ausrollung in den kommenden Jahren ablaufen wird. Derzeit sind in den Kosten der Netzbetreiber allerdings großteils Pilot- bzw. „Musterprojekte“ umgesetzt und erste Vorarbeiten wurden durchgeführt. Dahingehend wurden im Zuge der Kostenermittlungsverfahren von einigen Netzbetreibern Kosten in Zusammenhang mit dem Smart Meter Roll-Out als zusätzliche Kosten angegeben. Diese haben noch keinen wesentlichen Einfluss auf die Netzkosten der Netzbetreiber.

In diesem Zusammenhang ist insbesondere das Dokument: „Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber“, Seite 99 ff relevant<sup>18</sup>: Die E-Control unterstreicht diesbezüglich nochmals die **Technologieneutralität** innerhalb des Regulierungsrahmens in Zusammenhang mit Smart Metering, da die Entscheidung für eine technische Umsetzungsvariante (CAPEX vs. OPEX) innerhalb der rechtlichen, wirtschaftlichen und technischen Rahmenbedingungen (gesetzliche Vorgaben, Verordnungen, Standards und Normen) dem jeweiligen Unternehmen obliegt. Die Unternehmen können grundsätzlich frei entscheiden, wie sie ihren Roll-Out gestalten. Auf Basis des Grundsatzes der Technologieneutralität, der Nicht-Diskriminierung sowie der gesetzlichen Grundlage des § 59 Abs 1 EIWOG 2010, wonach die Behörde eine effiziente Implementierung neuer Technologien auf Basis angemessener Kosten sicherzustellen hat, ist aus Sicht der E-Control für die durch den Smart Meter Roll-Out entstehenden betriebskostenseitigen Mehrkosten (OPEX) jedenfalls bis zur Finalisierung des Roll-Outs Ende 2019 die Anwendung eines Kosten-Plus Systems am besten geeignet. Dies bedeutet, dass die entstehenden Kosten laufend (mitunter bei Bedarf jährlich) detailliert geprüft und auf Basis ihrer Angemessenheit im Rahmen der Entgelte berücksichtigt werden.

Mit 1.1.2019 wird auch eine neue Regulierungsperiode für die Stromnetzbetreiber implementiert. Hierbei wird das Thema „Kosten für Smart Metering“ sicherlich eine größere Rolle spielen. Die Rahmenbedingungen hierfür werden im Laufe des kommenden Jahres festzulegen sein.

---

<sup>18</sup> <https://www.e-control.at/documents/20903/-/-/225b49e0-6534-40e4-afa1-97d83f8edbde>

## 6 Erfahrungen

### 6.1 Erfüllung der Anforderungen gemäß IMA-VO 2011

Hier wurde bei den Netzbetreibern abgefragt, inwieweit die bei ihnen bereits frühzeitig vorhandenen intelligenten Messgeräte bereits die Ende 2011 von der E-Control erlassenen Mindestanforderungen gemäß IMA-VO 2011 erfüllen können.

Von jenen Netzbetreibern, die konkrete Projekte gemeldet haben, gaben einige an, dass sie intelligente Messgeräte im Einsatz haben, welche nicht alle Anforderungen der IMA-VO 2011 erfüllen können. Dies sei teilweise einerseits auf Bestellchargen vor Einführung der IMA-VO 2011, andererseits auf maß- und eichrechtliche Gründe zurückzuführen.

### 6.2 Bundesamt für Eich- und Vermessungswesen (BEV)

Das Bundesamt für Eich- und Vermessungswesen (BEV) hat der E-Control im Zuge der Erstellung des Monitoringberichts für das Jahr 2016 folgendes mitgeteilt:

„Mit BGBl. I Nr. 72/2017 wurde das Maß- und Eichgesetz (MEG) novelliert. Neben der Streichung der Eichpflicht für zahlreiche Messgerätearten beinhaltet die Novelle auch die Verlängerung von Nacheichfristen für einige Messgerätearten; so wurden die Nacheichfristen für elektronische Elektrizitätszähler und Tarifgeräte von 8 auf 10 Jahre und jene für Induktionselektrizitätszähler von 16 auf 20 Jahre angehoben. Im Jahr 2016 wurden 28 Zulassungsverfahren für neue Zählermodelle abgeschlossen, wobei es keine Beschwerden gegen die Zulassungsbescheide oder Änderungen von Amts wegen gab. Informationen über deren Ausführungsformen und Hersteller werden im „Amtsblatt für das Eichwesen“ auf der Homepage des BEV unter [http://www.metrologie.at/index.html/homepage%20mess-eichwesen\\_056.htm](http://www.metrologie.at/index.html/homepage%20mess-eichwesen_056.htm) veröffentlicht.

Auch 2017 gibt es wieder etliche laufende Zulassungsverfahren von verschiedenen Herstellern, die sich in einem unterschiedlichen Bearbeitungsstatus befinden. Wenn bei der Durchführung der Zulassungsverfahren alle erforderlichen Unterlagen, Prüfzeugnisse und Bauartmuster vorliegen, können die Verfahren zügig durchgeführt werden. Wenn Unterlagen fehlen oder wenn Bauartmuster vorgelegt werden, die nicht den Anforderungen entsprechen, kommt es zu Verzögerungen, die auch nachfolgende Verfahren beeinflussen. Es wird daher allen Herstellern empfohlen, dem Zulassungsantrag alle gemäß § 4 der Eich-Zulassungsverordnung erforderlichen Unterlagen vollständig beizulegen und zeitgleich entsprechende Mustergeräte vorzulegen, um die Verfahrensdauer gering zu halten und weiteren Verzögerungen innerhalb des Zulassungsprozesses vorzubeugen.

In der Änderung des Maß- und Eichgesetzes BGBl. I Nr. 10/2015 wurde die Aktualisierung der für die Messung relevanten Software, die gegen Veränderung gesichert wurde, ohne Ausbau für

Elektrizitätszähler und Gaszähler, Messgeräte für thermische Energie und Wasserzähler zur Behebung von Fehlern, die zu unrichtigen Messergebnissen führen können, ermöglicht. Auf Basis dieser gesetzlichen Möglichkeit wurde seither bereits ein Verfahren zur Behebung von Fehlern in der Software, die zu fehlerhaften Messungen führen können, abgeschlossen und ein weiteres ist derzeit in Bearbeitung. In der Studie der Universität Twente wurde das Verhalten von Smart Metern unter sehr speziellen, nicht dem Normalbetrieb entsprechenden Betriebsbedingungen untersucht. Dabei zeigten sich ungewöhnlich große Zählerfehler. Bei Untersuchungen des BEV in Kooperation mit Netzbetreibern konnten unter ähnlichen Betriebsbedingungen (8 elektronische Haushaltszähler unterschiedlicher Bauart von verschiedenen Herstellern, 39 dimmbare LED-Lampen) keine unzulässig großen Zählerfehler bei Smart Metern festgestellt werden.“

### **6.3 Aufbau des Smart Meter-Systems, der Datenübertragung und der IT-Systeme**

In diesem Punkt wurde abgefragt, wie der technologische Aufbau der einzelnen Systeme bei den Netzbetreibern aufgesetzt wurde.

Abgefragt wurde dabei etwa, ob die Datenübertragung indirekt über einen sogenannten Datenkonzentrator oder direkt vom Zähler in das IT-System aufgebaut wurde.

Zusätzlich wurde erhoben, welche Kommunikationstechnologie eingesetzt wird, und zwar jeweils – falls vorhanden – vom Zähler in der Anlage des Kunden zum Datenkonzentrator sowie vom Datenkonzentrator zum IT-System des Netzbetreibers. Auch bei einer direkten Übertragung der Daten vom Zähler zum IT-System des Netzbetreibers wurde nach der dafür eingesetzten Kommunikationstechnologie gefragt (zB GPRS).

Auf Basis des technischen Berichtes der SM-CG (Funktionale Referenzarchitektur für die Kommunikation in intelligenten Messsystemen<sup>19</sup>, siehe auch Kapitel 2.2 oben) stellt sich die Kommunikationsinfrastruktur wie folgt dar:

---

<sup>19</sup><ftp://ftp.cencenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartMeters/CEN-CLC-ETSI-TR50572%7B2011%7De.pdf>

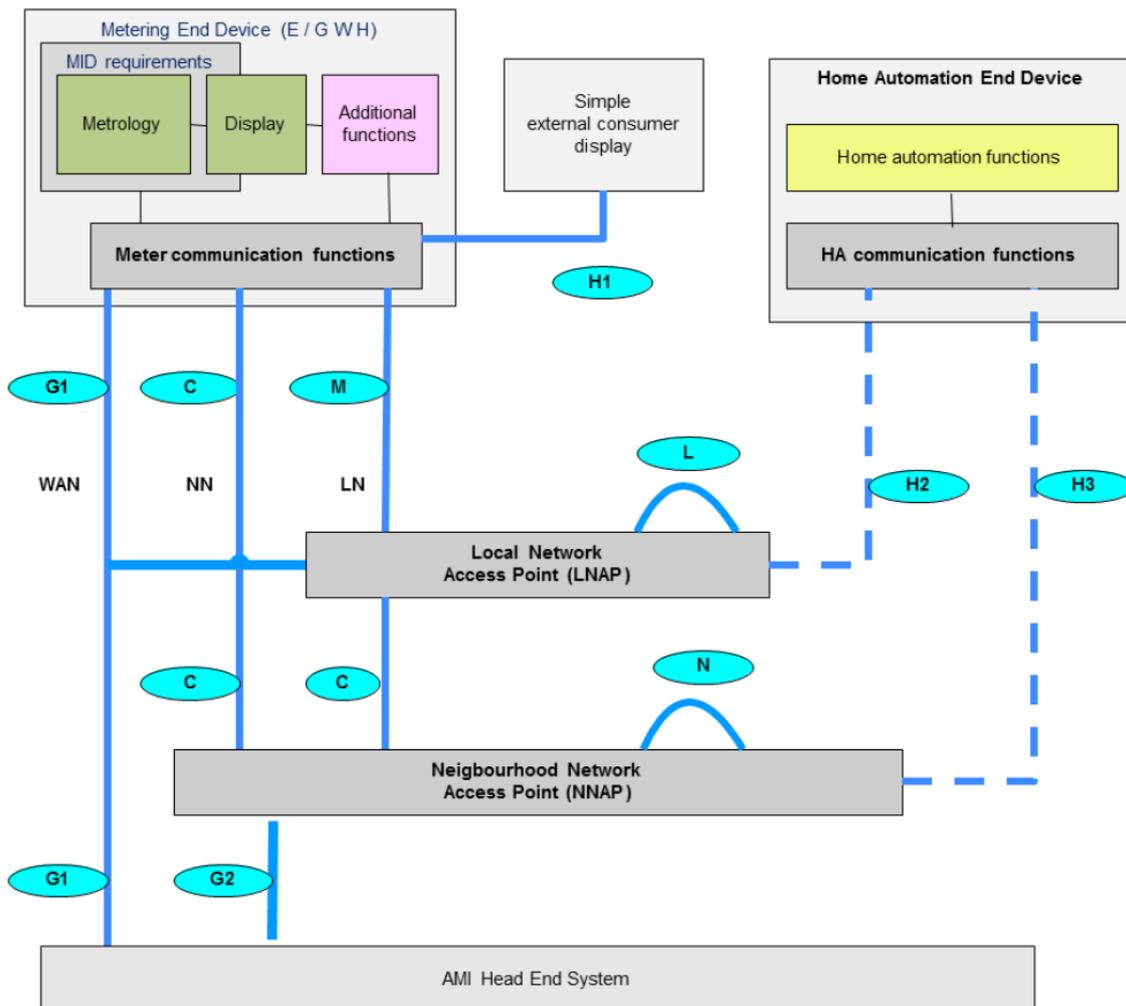


Abbildung 14: Funktionale Referenzarchitektur für die Kommunikation in intelligenten Messsystemen (Quelle: SM-CG)

Im aktuellen Monitoring wurde im Zuge der Datenabfrage auch auf dieses Referenzmodell Bezug genommen. Zur Erläuterung der in obiger Grafik verwendeten Abkürzungen wird auf das Ursprungsdokument<sup>20</sup> verwiesen. Die Schnittstelle H1 repräsentiert somit in der österreichischen Variante die Kundenschnittstelle, die in Österreich geforderte Multi-Utility Schnittstelle spiegelt sich in obiger Grafik allerdings nicht explizit wider, da diese innerhalb des Kastens oben links (Metering End Device) die Kommunikation zB zwischen Gas-, Wasser- Heizungs- und Elektrizitätszähler repräsentieren würde. Der Elektrizitätszähler würde somit als führendes System mit den „meter communication functions“ ausgestattet sein, die anderen Spartenzähler würden über die Multi-Utility Schnittstelle kommunizieren.

<sup>20</sup> <ftp://ftp.cenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartMeters/CEN-CLC-ETSI-TR50572%7B2011%7De.pdf>

### 6.3.1 Aufbau der Datenübertragung und Kommunikationstechnologien

Bei der Betrachtung des verwendeten Datenübertragungsweges sind prinzipiell folgende Systeme zu unterscheiden:

- a) Indirekte Datenübertragung von Zählgerät zum Netzbetreiber über einen Datenkonzentrator<sup>21</sup>
- b) Direkte Datenübertragung vom Zählgerät zum Netzbetreiber (zB über öffentliche Mobilfunknetze)
- c) Datenübertragung von Zähler zu Zähler

Bei der indirekten Datenübertragung übernimmt ein sogenannter Datenkonzentrator die Sammlung, Bündelung und Weitergabe der gemessenen Werte einer gewissen Anzahl von an ihn angeschlossenen Zählgeräte an das zentrale IT-System des Netzbetreibers. Der Datenkonzentrator steht üblicherweise in der örtlichen Trafostation und kann die Daten von bis zu 300 Zählern an den Netzbetreiber weitergeben. Die Anzahl der angeschlossenen Zähler ist sehr stark abhängig von den örtlichen Gegebenheiten.

Als verwendete Kommunikationstechnologie kommt bei diesem Systemaufbau zumeist eine sogenannte Powerline-Kommunikation (PLC) für die Auslesung der Daten vom Zähler zum Datenkonzentrator zum Einsatz. Diese Technologie ermöglicht es, die bereits vorhandenen Stromleitungen in der Anlage zur Weiterleitung der vom Zähler erfassten Daten zu verwenden und erspart daher den Aufbau einer separaten Kommunikationsinfrastruktur in der betroffenen Kundenanlage bis hin zum Datenkonzentrator (in der Regel die nächstliegende Trafostation).

Vom Datenkonzentrator weg und hin zum IT-System des Netzbetreibers bestehen wiederum mehrere Möglichkeiten zur Weitergabe der Daten. In vielen Fällen verwenden die Netzbetreiber hierzu öffentliche Kommunikationsnetze (zB Mobilfunk) oder eigene Infrastrukturen (zB Glasfaser, Funklösungen, etc).

Die Form der direkten Datenübertragung wird oftmals in Gebieten, in denen aufgrund von technischen Limitierungen (Entfernung zur nächsten Trafostation, wenige Wohnanlagen in einem weitläufigen Gebiet) eine PLC-Übertragung nicht wirtschaftlich machbar ist oder noch keine gut ausgebaute Kommunikationsinfrastruktur beim Netzbetreiber besteht, verwendet. Bei der direkten Datenübertragung vom Zähler in das IT-System des Netzbetreibers besitzt der Zähler selbst ein integriertes Modul zur Kommunikation mit einer (zumeist öffentlichen) Kommunikationsinfrastruktur. Dieses Modul kann sich dabei sowohl im Zähler selbst als auch außerhalb des Zählers (zB über einen Gateway) befinden. Der Zähler gibt in der Folge alle gemessenen Werte direkt an die

---

<sup>21</sup> Ein Datenkonzentrator überwacht alle an ihn angeschlossenen Zählgeräte und kommuniziert mit dem IT-System des Betreibers. Der Datenkonzentrator bündelt die Daten der angeschlossenen Zähler und gibt sie gebündelt weiter. Dadurch lässt sich in gewissen Fällen eine Reduktion bzw Vereinfachung des Datentransfers erreichen.

Kommunikationsinfrastruktur des IT-Systems weiter. In aller Regel basieren solche Systeme auf der Verwendung einer bereits bestehenden Mobilfunkinfrastruktur (zB GPRS, RF Meshed [450Mhz] Technologie, etc). Dadurch ist die Verwendung eines Datenkonzentrators nicht mehr zwingend notwendig.

In § 1 Abs 1 IME-VO findet sich zudem eine Formulierung, dass eine leitungsgebundene Übertragung beim Roll-Out in Betracht zu ziehen ist. Diese allgemeine Formulierung lässt jedoch noch keine rechtsverbindliche Aussage über die Art der Übertragung zu, wohl aber eine Präferenz des Verordnungsgebers, wobei somit wohl dem Netzbetreiber im Rahmen der wirtschaftlichen und technischen Gegebenheiten und Möglichkeiten die Wahl der geeigneten Übertragung weitgehend selbst obliegt.

Bei der weiteren Übertragung der Daten vom Konzentrador zum IT-System des Netzbetreibers kommt etwa bei der LINZ STROM Netz GmbH GPRS und als Transportprotokoll zB auch TCP/IP-Übertragung zum Einsatz, während die Netz Oberösterreich GmbH zum größten Teil auf das firmeninterne Kommunikationsnetzwerk zurückgreift und nur in wenigen Ausnahmefällen auf eine Übertragung via GPRS vom Datenkonzentrador zu ihrem IT-System setzt.

Die Stadtwerke Feldkirch hingegen setzen bei der Übertragung vom Datenkonzentrador zum IT-System zum größten Teil auf öffentliche GPRS-Netze und nur zu einem kleinen Teil auf das firmeninterne Kommunikationsnetz. Die Stadtwerke Feldkirch haben sich deshalb für das öffentliche GPRS-Netz entschieden, weil bereits zu Beginn alle Trafostationen mit Datenkonzentratoren ausgerüstet wurden, um alle installierten Messgeräte auslesen zu können. Nun werden die Trafostationen schrittweise an das firmeninterne Kommunikationsnetz angebunden. Die Verwendung des firmeninternen Kommunikationsnetzes (Lichtwellenleiter) ist ein strategisches Ziel der Stadtwerke Feldkirch. Eine GPRS-Anbindung wird langfristig nur bei Trafostationen mit zu hohen Festnetz-Erschließungskosten eingesetzt werden.

Zusätzlich würden innerhalb des 450 MHz CDMA Bandes auch Frequenzen zur Anbindung der Zähler zur Verfügung stehen. CDMA ist ein Mobilfunkstandard der dritten Generation (3G), der ua im Bereich 450 MHz eingesetzt wird. Da diese Frequenzen grundsätzlich für eine Nutzung im Zusammenhang mit Smart Metering geeignet sind, wäre seitens der Netzbetreiber zu evaluieren, inwieweit sich diese Technologie für den jeweiligen spezifischen Anwendungsfall eignet.

Die Meshed Radio Technologie wiederum hätte dabei den Vorteil, keine bzw nur geringe zusätzliche Infrastruktur zum Netzaufbau zu benötigen, da die Zähler selbst das Netzwerk aufbauen, eine sehr gute Netzabdeckung erreicht werden kann, sowie eine hohe Redundanz zu erzielen ist. Vermaschte Netze, welche auf der Meshed Radio Technologie basieren, sind selbstheilend und dadurch sehr zuverlässig. Wenn ein Knoten oder eine Verbindung blockiert ist oder ausfällt, kann sich das Netz

darum herum neu aufbauen. Die Daten werden umgeleitet und das Netzwerk ist nach wie vor voll betriebsfähig.

Man kann also erkennen, dass bei der Übertragung der Daten von den Unternehmen sehr unterschiedliche Ansatzpunkte, abhängig von technischen und wirtschaftlichen Gegebenheiten, gewählt werden können, wie auch folgende Tabelle zeigt:

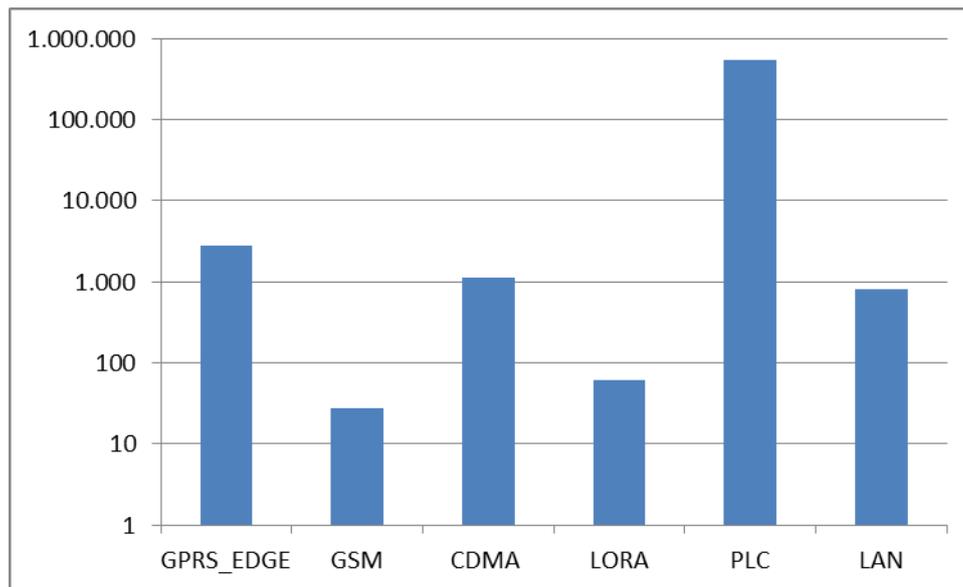


Abbildung 15: Eingesetzte Übertragungstechnologien zur kommunikativen Anbindung von Smart Metern

Die obige Grafik zeigt, dass die PLC (Power line communication) – Technologie derzeit am Häufigsten zur Anbindung von Smart Metern zum Einsatz kommt. Weitere Technologien sind zwar schon in Verwendung, allerdings nicht großflächig verbreitet. Die weitere Anwendung wird auch von der weiteren Entwicklung der Technologien und den dafür aufzuwendenden Kosten abhängen.

In diesem Zusammenhang wird auf das Gemeinschaftspapier der E-Control und der Rundfunk und Telekom Regulierungs-GmbH: „Ausgewählte Aspekte des Einsatzes von Telekommunikation im Elektrizitätssektor, Betrachtung von spezifischen Anwendungsfeldern mit Fokus auf Smart Meter und Smart Grids unter Berücksichtigung des regulatorischen Rahmens“<sup>22</sup> verwiesen, in welchem beispielhaft einzelne Übertragungstechnologien und vor allem die jeweiligen möglichen Kriterien zur Auswahl einer bestimmten Technologie dargestellt werden.

<sup>22</sup> [http://www.e-control.at/documents/20903/388512/20150520\\_TK\\_im\\_Elektrizitaetssektor.pdf/252949e2-2bb1-4e02-b75b-5eda0915f0b7](http://www.e-control.at/documents/20903/388512/20150520_TK_im_Elektrizitaetssektor.pdf/252949e2-2bb1-4e02-b75b-5eda0915f0b7)

### 6.3.2 Anpassungen der IT-Systeme

Eine wichtige Fragestellung war auch, inwieweit eine Anpassung der bereits bestehenden IT-Systemkomponenten im Netzbereich geplant ist bzw bereits vorgenommen wurde. Folgende Systemkomponenten wurden dabei abgefragt:

- a. Meter Data Management Systeme<sup>23</sup>
- b. CRM-Systeme/Kundendatenmanagement<sup>24</sup>
- c. Verrechnungssysteme/Rechnungslegung
- d. Prognosesoftware (Einkauf, Energiemengen)
- e. Netzleitsysteme<sup>25</sup>

Durchgehend ist beobachtbar, dass Anpassungen in fast allen angeführten Komponenten geplant bzw durchgeführt worden sind, bis auf die Netzleitsysteme, zu denen in der Abfrage keine Angaben gemacht wurden. Zusätzlich wurden weitere Anpassungen in den Bereichen Zählerkommunikationssysteme („Head End Systeme“), Mobility-Managementsysteme, Meter Data Management Systeme, CRM-Systeme sowie der Verrechnungssysteme, Workforce Management Systeme, PKI-Systeme, Monitoring-Systeme, GIS, Weboberfläche für Verbrauchsdateninformation, Netzplanungssysteme, Anschlussbeurteilung im Netz sowie der Beurteilung von Spannungsbeschwerden angeführt. An dieser Stelle sei noch einmal auf das Kapitel 5 oben verwiesen<sup>26</sup>, wo betont wird, dass eine **scharfe Abgrenzung** der Smart Meter-Leistungsbereiche (insbesondere im IT- und Telekommunikationsbereich) und den damit verbundenen Kosten von der restlichen Kostenbasis im OPEX Bereich Voraussetzung ist, um **Kostenverschiebungen zwischen den Sparten einerseits, und Kosten, die im zentralen System des Netzbetreibers anfallen und nicht durch das Messentgelt abgegolten werden, zu verhindern**. Dabei ist insbesondere auf die gesamten Messkosten Bedacht zu nehmen und der Zusammenhang mit den beiden Erweiterungsfaktoren (insbesondere die abgegoltenen Kosten der indirekten Leistungsbereiche durch den Betriebskostenfaktor) zu berücksichtigen. Auch bei anderen, kleineren Pilotprojekten wurde bereits ein Anpassungsbedarf an sämtlichen oben angeführten Netzkomponenten angemeldet, auch wenn teilweise erst eine geringe Anzahl an entsprechenden intelligenten Messgeräten eingebaut war. Dies lässt durchaus den Schluss zu, dass auch bereits bei kleineren bis mittleren Pilotversuchen ebenso wie bei größeren Roll-Outs durchaus zahlreiche Anpassungen und Verbesserungen in den einzelnen IT-Systemkomponenten notwendig sind, um eine reibungslose Einführung von intelligenten Messgeräten gewährleisten zu können.

---

<sup>23</sup> Zentrales System zur Verwaltung von Messdaten, in erster Linie für intelligente Messgeräte. Es stellt ein Bindeglied zwischen der Prozessverarbeitung der Messdaten und dem allgemeinen IT-System des Netzbetreibers dar.

<sup>24</sup> CRM-Systeme dienen zur Verwaltung der Kundenstammdaten eines Unternehmens.

<sup>25</sup> Prozessleitsystem zur Steuerung und Überwachung des Stromnetzes.

<sup>26</sup> Siehe Dokument: „Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber“

## 6.4 Gemeinsame Nutzung der Infrastruktur mit anderen Bereichen und Unternehmen

Die Frage, ob die gemeinsame Nutzung verschiedener IT-Komponenten (MDM etc) mit anderen Netzbetreibern bzw Unternehmen geplant ist, wurde von den Unternehmen dahingehend beantwortet, dass eine gemeinsame Nutzung der jeweiligen vorhandenen IT- und Kommunikationsinfrastrukturen durchaus möglich und angedacht sei. Kleineren Netzbetreibern wird der Betrieb eines Smart Metering Systems auch durchaus von den größeren Unternehmen angeboten, bzw werden diese Aufgaben von den Service-Unternehmen, die auch bisher schon kleinere Unternehmen im Bereich Rechnungslegung, Zählerablesung, Rechenzentrumsdienste etc unterstützt haben, angeboten. Hervorzuheben sind auch Multi-Utility-Ansätze (zB Wiener Netze GmbH, Salzburg Netz GmbH) mancher Unternehmen, die bei den Kundenanlagen sowohl zB Gas-, Wärme- als auch Wasserzähler entsprechend dem europäischen Standard aus Mandat 441 über eine M-Bus-Schnittstelle mitintegrieren (bzw konzeptionell mitberücksichtigen) und daher Synergieeffekte nachhaltig in einem Gesamtsystem ausnutzen wollen. Dies erfordert allerdings eine weitsichtige Herangehensweise und Miteinbeziehung dieser Anforderungen in der Planung, Beschaffung und dem Aufbau des Gesamtsystems.

Im Beschaffungsbereich wurden Gemeinschaften gebildet, wie die Initiativen im Süden Österreichs, bestehend aus der Energienetze Steiermark GmbH, der Feistritzwerke Steweag GmbH, der Energy Services Handels- und Dienstleistungs- GmbH sowie der Stromnetz Graz GmbH & Co KG entstanden. Eine gemeinsame Beschaffung der Zählerinfrastruktur, der Montagedienstleistungen sowie eines Meter-Data-Management-Systems (MDMS) soll hier Synergien heben.

Im Westen Österreichs erfolgte ebenfalls eine Kooperationsinitiative bestehend aus Salzburg Netz GmbH, Innsbrucker Kommunalbetriebe Aktiengesellschaft, TINETZ-Stromnetz Tirol AG und der Vorarlberger Energienetze GmbH. Auch die Mitgliedsunternehmen<sup>27</sup> der Energie West GmbH können an dieser Kooperation teilnehmen.

Zahlreiche kleinere Netzbetreiber haben zudem gemeldet, dass sie sich dem Roll-Out des jeweiligen überlagerten Netzbetreibers anschließen werden.

---

<sup>27</sup> <http://www.energiwest.at/mitglieder.php>

## 6.5 Ankündigungsschreiben über den Smart Meter Einbau

Gemäß § 1 Abs 4 IME-VO haben die Netzbetreiber die Endverbraucher zeitnah über den Einbau eines intelligenten Messgerätes sowie die damit verbundenen Rahmenbedingungen zu informieren. Die Regulierungsbehörde regt in Bezug auf die jeweiligen Ankündigungsschreiben an, besonderes Augenmerk auf folgende Punkte zu legen:

- Generell: Überzeugungsarbeit und Kundenmarketing
- Generell: Bereitstellung von Informationen, Handlungsoptionen und Konsequenzen
- Darlegung der Vorteile von intelligenten Messgeräten
- Erläuterung von Begriffen wie zB "Energieeffizienz", "Web Portal" etc
- Eingehen auf das Thema Datensicherheit
- Erläuterung für Doppeltarifkunden<sup>28</sup>, dies wäre zudem eine Chance zur Argumentation und Darlegung der Vorteile von zeitabhängigen Tarifen
- Aufklärung über Rechte, wie zB über die Opt-out Möglichkeit

Zusätzlich besteht die Möglichkeit, im Zuge der Aussendung der Ankündigungsschreiben auch die entsprechenden Informations-Flyer<sup>29</sup> der E-Control betreffend Smart Meter beizulegen. Falls diesbezüglich Interesse seitens der Netzbetreiber besteht, ist lediglich mit der Presseabteilung der E-Control Kontakt aufzunehmen und der Druck direkt durch den Netzbetreiber zu beauftragen.

## 6.6 Analyse der Smart Meter Webauftritte ausgewählter österreichischer Stromnetzbetreiber

Seitens der E-Control wurden bereits in den Vorjahren Analysen zu den Webauftritten der österreichischen Stromnetzbetreiber durchgeführt. In den Jahren 2015 und 2016 wurde dabei der Schwerpunkt auf das Thema Smart Meter gelegt. Während der übrige Monitoring-Bericht auf der Datenbereitstellung durch die Netzbetreiber gemäß IME-VO beruht, wird in dieser Analyse der Schwerpunkt darauf gelegt, ob und wie Informationen für Konsumenten und Konsumentinnen über das Internet aufbereitet werden. Die Analyse ist somit das Ergebnis E-Control eigener Recherchen. Aus diesem Grund und weil das Internet ein schnelllebiges Medium darstellt, wurden somit auch aktuelle Daten (mit Stand August 2017) mit berücksichtigt.

---

<sup>28</sup> Vgl dazu §84a Abs 4 EIWOG

<sup>29</sup> Siehe <https://www.e-control.at/documents/20903/388512/e-control-smartmeter-infolyer.pdf/5283fb7d-031e-4156-a908-b4c8a94ef5ca>

Im Zuge der Analyse wurden sieben Kernfragen ausgewählt, die anhand der Inhalte auf den jeweiligen Webseiten beantwortet werden sollten. Der unten dargestellte Fragenkatalog basiert dabei auf den am häufigsten gestellten Fragen an der Energie-Hotline der E-Control:

- Was ist ein Smart Meter?
- Was sind die Vorteile des Smart Meter für den Kunden? Welchen Nutzen zieht der Netzbetreiber aus den Geräten und den gewonnenen Daten?
- Wann werden die Geräte ausgerollt?
- Entstehen durch den Tausch Kosten für die Kunden?
- Wo, wie und vor allem wem stehen die Daten zur Verfügung (Web-Portal)?
- Sind die Smart Meter sicher?
- Kann ich den Smart Meter ablehnen?

Alle untersuchten Unternehmen präsentieren Informationen über Smart Meter auf ihren Websites. Umfang und Ausführlichkeit schwanken jedoch erheblich. Einige Unternehmen nutzen das Internet als Werkzeug um Kunden und Kundinnen auf das bevorstehende Roll-out vorzubereiten und um etwaig vorhandene Vorurteile gegenüber den neuen Messgeräten abzubauen. Andere stellen nur ein Minimum an Informationen bereit. Die grundsätzliche Beschreibung der Smart Meter, sowie deren Funktionen und Vorteile für die Kundinnen und Kunden wird von allen Netzbetreibern abgedeckt. Welchen Nutzen die Netzbetreiber selbst aus der Umstellung der Zähler ziehen, wird hingegen nur bei wenigen Unternehmen aufgegriffen.

### **Ausrollungsankündigung**

Das 95 %-Ziel bis Ende 2019 scheint von manchen Unternehmen im Zuge des jeweiligen Webauftritts als loser Richtwert interpretiert zu werden. So kündigen einige Unternehmen eine Zielsetzung bis zum Jahr 2020 (oder gar 2024) auf ihren Websites an. Neun der 14 untersuchten Unternehmen geben online Einblicke in den Zeitplan der Ausrollung in ihrem Netzgebiet. Dabei bleiben die Auskünfte in einigen Fällen aber sehr vorsichtig, so sei im Fall der Wiener Netze eine Umstellung ab 2018 zu erwarten, laut TINETZ-Stromnetz Tirol AG beginne der Austausch voraussichtlich 2018. Downloadbare Roll-out Pläne stellen die Netz Oberösterreich GmbH und die Netz Burgenland GmbH zur Verfügung. Die LINZ STROM Netz GmbH zitieren die Ausrollungsvorgaben nach der IME-VO und ergänzen, dass einige der bereits ausgetauschten Zähler in ihrem Netzgebiet zwar den Anforderungen an intelligente Messgeräte entsprechen, aber noch nicht an das Kommunikationsnetz des Netzbetreiber angeschlossen sind und deshalb derzeit noch als elektronische Zähler zu betrachten seien. Die Energienetze Steiermark GmbH informieren ebenfalls über die Fristen, die in der IME-VO festgelegt wurden, kündigen gleichzeitig an, erst ab 2019 mit der Ausrollung zu beginnen. Wer wissen möchte wann die Geräte nun endlich großflächig ausgerollt werden, tappt allerdings auf den meisten Websites immer noch im Dunkeln. Der in der IME-VO festgelegte 70 % Ausrollungsgrad

bis Ende 2017 ist auch nach dieser Kurzanalyse nicht erreichbar, wie auch aus den gemeldeten Projektplänen ersichtlich ist. Die nachfolgende Tabelle zeigt dabei die Unterschiede zwischen den Webauftritten aus dem Jahr 2015 und dem Jahr 2016 auf:

Unternehmen	Roll-out Ankündigung 2017	Roll-out Ankündigung 2016	Roll-out Ankündigung 2015
<b>Wiener Netze</b>	<p>„Die flächendeckende Umstellung ist <b>ab 2018</b> zu erwarten.“</p> <p>„Die Wiener Netze streben an, gemäß des dritten EU-Binnenmarktpakets bis 2020 zumindest 80 Prozent der VerbraucherInnen mit einem Smart Meter auszustatten.“</p>	Voraussichtlich flächendeckende Ausrollung bis 2020	<i>Die Wiener Netze drängen weiterhin auf eine geordnete Einführung, die Zeit für die noch notwendigen rechtlichen Änderungen (Eichrecht, Zählerzulassung) und die aufwendigen Beschaffungsvorgänge für die Zählersysteme lässt.</i>
<b>Netz NÖ</b>	„ <b>Ab 2017</b> werden die ersten neuen intelligente [sic!] Messgeräte installiert. Bis 2020 müssen in Niederösterreich 650.000 Zähler getauscht werden.“	Ab 2017 (bis 2020)	Anfang 2017
<b>Netz OÖ</b>	<a href="#">Roll-out-Plan downloadbar</a>	Roll-out-Plan downloadbar	Roll-out Plan downloadbar
<b>Salzburg Netz GmbH</b>	<b>Keine Information</b> „Der großflächige Zählertausch soll in Salzburg bis 2020 abgeschlossen sein.“	<b>Keine Information</b> „Der großflächige Zählertausch soll bis 2020 abgeschlossen sein.“	<b>Keine Information</b>
<b>TINETZ-Stromnetz Tirol AG</b>	„Der Austausch der Zähler beginnt <b>voraussichtlich 2018</b> .“	2018	Anfang 2016
<b>Vorarlberger Energie Netze</b>	<b>Keine Information</b>	<b>Keine Information</b>	<b>Keine Information</b>
<b>Kärnten Netz</b>	<b>Keine Information</b> „Wir werden bis 2024 100% der Zähler austauschen.“	<b>Keine Information</b>	<b>Ausrollung laut IME-VO</b>
<b>Energienetze Steiermark</b>	<p>„Bis 2019 müssen aufgrund der intelligenten Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO) in Österreich 95 % der Haushalte mit einem intelligenten Stromzähler ausgerüstet sein.“</p> <p>ABER</p> <p>„<b>Ab 2019</b> erhalten steirische Strom-Kunden einen Smart Meter.“</p>	Ende 2017	<b>Keine Information</b>
<b>Netz Burgenland</b>	<p>„Der Beginn einer flächendeckenden Umstellung wurde im <b>November 2015</b> im Bezirk Jennersdorf gestartet.“</p> <p>„Nach dem Start des Roll Out 2015 im Landessüden folgen <b>bis 2019</b>“</p>	<a href="#">Roll-out-Plan downloadbar</a>	Ab 2015

	<p>sukzessive die weiteren Bezirke.“</p> <p><a href="#">Roll-out-Plan downloadbar</a></p>		
<b>LINZ STROM Netz GmbH</b>	<p><b>Ausrollung nach Vorgaben der IME-VO</b></p> <p>Angabe zu den bisher ausgerollten Geräten: „Es kann vorkommen, dass vom Netzbetreiber zwar bereits ein elektronischer Zähler, welcher die Anforderungen der Intelligenten Messgeräte-Einführungsverordnung prinzipiell erfüllen kann, in der Kundenanlage montiert wurde, dieser aber noch nicht mit der Datenmanagementzentrale kommunizieren kann. Grund dafür sind fehlende Datenübertragungsstrecken.“</p>	sh. Angabe 2015	<p>Angabe zu den ausgerollten Geräten: „In manchen Fällen kann es vorkommen, dass von der LINZ STROM Netz GmbH zwar bereits ein elektronischer Zähler montiert wurde, dieser aber noch nicht mit der Zentrale kommunizieren kann. Grund dafür sind fehlende Übertragungsstrecken. In diesem Fall kann der volle Funktionsumfang des Zählers noch nicht genutzt werden. Es handelt sich dabei noch nicht um einen intelligenten Stromzähler.“</p>
<b>Energie Klagenfurt GmbH</b>	<p>„Die Energie Klagenfurt wird ab <b>August 2016</b> mit dem Smart Meter Roll Out im Klagenfurter Netzgebiet beginnen.</p> <p>Die aktuellen Planungen sehen einen Abschluss des Projektes für <b>2020</b> vor.“</p>	Ab August 2016	Keine Information
<b>Innsbrucker Kommunalbetriebe</b>	<p>„Die IKB plant, ab <b>Anfang 2019</b> mit dem flächendeckenden Austausch von 120.000 Stromzählern in Innsbruck zu beginnen. <b>Bis 2022</b> sollen in allen Innsbrucker Haushalten die neuen Zähler eingebaut sein.“</p>	Voraussichtlich Mitte 2017	Ausrollung laut IME-VO
<b>Stromnetz Graz GmbH und Co KG</b>	<p>„Die Stromnetz Graz plant den Start der Ausrollung der Smart Meter Zähler mit <b>Herbst 2017</b>.“</p>	Keine Information	Keine Information

Abbildung 16: Roll-out Ankündigungen auf den Websites 2015 - 2017

Ob Zusatzkosten auf die einzelnen Konsumenten zukommen werden - eine Frage die durchaus öfters an die Energie-Hotline der E-Control gerichtet wird - ist auf einigen Websites nicht beantwortet, dies stellt somit eine Informationslücke dar. Auch bezüglich der Information rund um das Web-Portal gibt es noch Aufholbedarf. Es wird zwar oftmals erwähnt, aber nur wenige Unternehmen gehen genauer darauf ein oder stellen gar Demonstrationsmaterial zur Verfügung. Datensicherheit wird vergleichsweise viel Aufmerksamkeit geschenkt. Hier wird größtenteils sehr ausführlich und auch technisch informiert. Zusätzlich wird oft auch auf ein Dokument verwiesen, das von Österreichs

Energie (Anforderungskatalog Ende-zu-Ende Sicherheit Smart Metering, 2014) zusammengestellt wurde.

### **Opt-out**

Die Vorarlberger Energienetze GmbH und die Stromnetz Graz GmbH & Co KG gehen auf ihren Websites nicht auf das Thema Opt-out ein. Alle anderen untersuchten Unternehmen beantworten die Frage, ob man den Zählertausch auch ablehnen könne. Dabei stützen sich viele auf die Regelungen des 3. EU-Binnenmarkt-Pakets und auf den genauen Wortlaut des § 83 des Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetzes und informieren folglich über das Opt-out unter der Rubrik ‚Recht‘. Die Wiener Netze GmbH erwähnt in diesem Zusammenhang auch, dass der Widerspruch zwischen der Einführungsverpflichtung und der Opt-out-Regelung noch nicht geklärt sei und geht dann in eine genauere Beschreibung der Vorgangsweise über. Die meisten Unternehmen weisen die Kunden darauf hin, dass die Äußerung des Opt-out Wunsches schriftlich, nach der Übermittlung des Ankündigungsschreibens, direkt an den Netzbetreiber zu richten ist. Die Energie Klagenfurt GmbH ermöglicht eine nachträgliche Opt-out Umstellung direkt über das Web-Portal (STW Kundenportal). Die Unternehmen betonen, dass Opt-out nicht der Tausch des Gerätes an sich, sondern die Einstellung der Funktionen beschreibt. Allen Erklärungen des Opt-outs ist gemein, dass sie sich auf die Speicherung der Viertelstundenwerte im Gerät beziehen. Fast alle Unternehmen erwähnen in diesem Zusammenhang, dass, sollte der Kunde sich für das Opt-out entscheiden, er nicht in den Genuss flexibler Tarife oder maßgeschneiderter Produkte und neuer Dienstleistungen kommen kann.

Im Vergleich zum Vorjahr wurde das Informationsangebot auf den Websites nur marginal ausgebaut. Es entsteht aber zumindest der Eindruck, dass eine Bewegung stattfindet, wenn auch etwas langsamer als es die verpflichtende stufenweise Einführung erwarten lassen könnte. Immerhin veröffentlichen nun alle untersuchten Unternehmen einige Inhalte zum Thema Smart Meter.

## 7 Datenschutz

### 7.1 Rechtliche Rahmenbedingungen

Die Erhebung von Messdaten durch ein intelligentes Messgerät unterliegt wie jede andere Datenanwendung den Rechtsvorschriften des Datenschutzgesetzes 2000 (DSG 2000). Dieses enthält Regelungen über den Schutz personenbezogener Daten (all jene Angaben über Betroffene, deren Identität bestimmt oder bestimmbar ist) und die Zulässigkeit von deren Verwendung. Die Verwendung von Daten ist an bestimmte Grundsätze geknüpft, wobei hierbei besonders die rechtmäßige Verwendung und der rechtmäßige Zweck der Ermittlung hervorzuheben sind. Die Übermittlung von Verbrauchsdaten des Netzbenutzers an den Netzbetreiber bzw durch den Netzbetreiber an Stromlieferanten darf nur insoweit erfolgen, als dies gesetzlich zulässig ist, der Erfüllung von Verträgen dient oder auf einer Zustimmung des Kunden beruht. Auch in allen übrigen Punkten (Recht auf Löschung, Auskunftsrecht etc) findet das DSG 2000 Anwendung.

Gemäß § 84 Abs 1 EIWOG 2010 muss zumindest einmal täglich ein Verbrauchswert sowie sämtliche Viertelstundenwerte im intelligenten Messgerät erfasst und zur Verfügbarkeit für den Kunden für 60 Kalendertage im intelligenten Messgerät zu Zwecken der Verrechnung, Kundeninformation (§ 81a EIWOG 2010), Energieeffizienz, der Energiestatistik und der Aufrechterhaltung eines sicheren und effizienten Netzbetriebes gespeichert werden. Den täglichen Wert (zB ein Wert um Mitternacht) hat der Netzbetreiber im Internet - für den persönlichen Gebrauch des Kunden - auszugeben. Die Auslesung der Viertelstundenwerte aus den Messgeräten ist jedoch von einer Kundenzustimmung bzw zur Erfüllung von Pflichten aus einem vom Kunden gewählten, auf Viertelstundenwerten basierenden Liefervertrag, abhängig.

Einmal im Monat hat der Netzbetreiber auf Basis der gesetzlichen Verpflichtung von § 84a Abs 2 EIWOG 2010 die Verbrauchswerte dem Energielieferanten zu übermitteln.

Für die Zwecke der Aufrechterhaltung eines sicheren und effizienten Netzbetriebes sowie der Energiestatistik können die Viertelstundenwerte anonymisiert ausgelesen werden. Zu diesem Zwecke werden diese Daten unmittelbar nach deren Auslesen anonymisiert und dürfen nur in dieser nicht personenbezogenen Form verwendet werden. Die technische Ausführung der Anonymisierung ist systemabhängig vom Netzbetreiber zu gewährleisten. Diesbezüglich gibt es bereits bei der Datenschutzbehörde (DSB) angemeldete Datenanwendungen über die anonymisierte Auslesung dieser Daten.

## 7.2 Bisherige Erfahrungen

Bei den Netzbetreibern wurde im Zuge der letzten Monitoringabfrage erhoben, inwieweit sie die vielfältigen datenschutzrechtlichen Vorgaben im Rahmen ihrer Projekte bereits berücksichtigt haben.

Ziel war hierbei festzustellen, ob und in welcher Form schon Kundeninformationen über die datenschutzrechtlichen Aspekte bei der Installation von intelligenten Messgeräten existieren. Weiters wurde eruiert, ob die entsprechenden Projekte bereits bei der Datenschutzbehörde (DSB) angemeldet und entsprechend in das Datenverarbeitungsregister (DVR) aufgenommen wurden.

Zusätzlich wurde dann noch abgefragt, für welche Zwecke die jeweilige Datenanwendung verwendet wurde. Im gegenständlichen Monitoringbericht wurden auch Informationen im Zusammenhang mit der Auslesung von Viertelstundenwerten sowie die Inanspruchnahme der Opt-in und Opt-out Möglichkeit erhoben. Von den Kunden haben im Durchschnitt lediglich rund **1,1 % der Kunden von der Opt-out Möglichkeit Gebrauch gemacht** (2015: n/a<sup>30</sup>). Weiters zeigt sich, dass sich immerhin rund **6,3 %** (2015: n/a<sup>31</sup>) **der Kunden** für die **Übertragung von Viertelstundenwerten**, und sich somit für ein **Opt-in** entschieden haben. Jedenfalls kann das Verhältnis jener Kunden, die Opt-in gewählt haben, zu jenen die das Opt-out wählten mit rund 6:1 beziffert werden.

Des Weiteren wurde abgefragt, inwieweit optische bzw technische Unterscheidungsmerkmale vorgesehen wurden, die im Falle der Verwendung von ähnlicher Zählerhardware zwischen Opt-out Geräten und Smart Meter zur Anwendung gelangen. Als optisches Unterscheidungsmerkmal wurde oftmals eine entsprechende Anzeige am Zählerdisplay angegeben, als technisches Unterscheidungsmerkmal eine entsprechende Zählerkonfiguration.

---

<sup>30</sup> Die Abfrage wurde für das Jahr 2016 umgestellt, daher ist der Vorjahreswert nicht mehr vergleichbar (2016: wurde die Gesamtanzahl an Opt-in und Opt-out Fällen abgefragt, im Vorjahr wurden diese Werte noch in Relation zu den versendeten Ankündigungsschreiben des jeweiligen Jahres gesetzt)

<sup>31</sup> Die Abfrage wurde für das Jahr 2016 umgestellt, daher ist der Vorjahreswert nicht mehr vergleichbar (2016: wurde die Gesamtanzahl an Opt-in und Opt-out Fällen abgefragt, im Vorjahr wurden diese Werte noch in Relation zu den versendeten Ankündigungsschreiben des jeweiligen Jahres gesetzt)

## 8 Preis- und Verbrauchsentwicklung bei den Endverbrauchern

### 8.1 Kundeninformation und Energieeffizienz

Die Netzbetreiber stellten der E-Control im Zuge der Abfrage detaillierte Informationen über ihre bestehenden Kundeninformationen bzw Web-Portale zur Verfügung. Die bereitgestellten Materialien beziehen sich dabei auf das Berichtsjahr 2016.

Die Grundlage für die Aufbereitung der Daten bildet die DAVID-VO 2012.

Die E-Control bekam einerseits einen Überblick über die Web-Portale der Netzbetreiber in Form von Screenshots, Beschreibungen und Powerpoint-Präsentationen, andererseits (wo verfügbar) einen direkten Zugriff auf die Web-Portale (zB durch einen Testzugang).

Aufgrund der zur Verfügung gestellten schriftlichen Informationen wurden sowohl die allgemeinen Mindestanforderungen sowie der Informationsgehalt und die Aufbereitung der Daten soweit als möglich analysiert und auf die Einhaltung der Anforderungen gemäß DAVID-VO 2012 hin überprüft.

Die aktuell zur Verfügung stehenden Web-Portale wirken dabei, wie bereits in Kapitel 6.6 ausgeführt, sehr gut aufgestellt und übersichtlich, müssen aber durchaus noch adaptiert werden, um allen Anforderungen zu entsprechen. Die E-Control geht jedoch davon aus, dass die gesetzlichen Verpflichtungen nach den jeweiligen Pilotprojektphasen vollinhaltlich eingehalten werden, somit ab dem Vollbetrieb der Web-Portale allen mit einem intelligenten Messgerät ausgestatteten Kunden ein entsprechender, kostenloser Zugang zur Verfügung gestellt wird. In Bezug auf die Zugriffsrechte ist festzuhalten, dass für alle erwähnten Web-Portale ein autorisierter, gesicherter Zugang nötig ist, was den Anforderungen der DAVID-VO 2012 entspricht.

Intelligente Messgeräte sind nicht nur im Bereich von Strom und Gas, sondern auch für den gesamten Energieeinsatz von Bedeutung. Beispielsweise wurde im Rahmen eines Pilotprojektes von der Deutschen Energie-Agentur sowie dem Energiedienstleister ista, dem Deutschen Mieterbund und dem Deutschen Bundesbauministerium der Einsatz von Informationssystemen auf das Heizverhalten hin untersucht<sup>32</sup>. Hierzu wurden in Haushalten in Essen, München und Berlin Systeme für das Energiedatenmanagement installiert. Die gemessenen Daten wurden per Funk übermittelt und die Nutzer erhielten per Post oder Web-Portal Zugriff auf ihren Verbrauch. Die Testhaushalte konnten an

---

<sup>32</sup> Modellvorhaben Bewusst heizen, Kosten sparen. Management Summary zum Zwischenbericht „Verbrauchsauswertung und Mieterbefragung in der Heizperiode 2014/2015“.

Hand der Daten erkennen, welche Verhaltensweisen zu einer Reduktion des Energieeinsatzes führten und ihr Verhalten entsprechend anpassen. Die erzielten Einsparungen betragen im Schnitt 16 %. Dies zeigt, dass der Einsatz von Smart Meter auch im Bereich des Heizens für Einsparungen sorgt. Die Energieeffizienz-Richtlinienverordnung, BGBl II 394/2015, sieht im Anhang/Methodendokument<sup>33</sup> folgende Einsparungen durch den Einsatz von Smart Meter für einen durchschnittlichen Haushalt vor: Für Strom und Wärme 630 kWh/a, für Wärme und Gas 486 kWh/a und für Strom 144 kWh/a. Aus dem aktuellen Bericht der Monitoringstelle über den Stand der Umsetzung des Energieeffizienzgesetzes in Österreich geht nicht hervor, ob und in welchem Ausmaß Smart Meter als Energieeffizienzmaßnahme angerechnet wurden. Hier ist jedoch zu berücksichtigen, dass lediglich Smart Meter, die über die gesetzliche Quote hinaus eingebaut werden, überhaupt als Maßnahme anrechenbar sind.

Speziell durch das EEffG gewinnen Energiemanagementsysteme an Bedeutung. Hier gibt es bereits Systeme, die zur Erfassung sämtlicher Verbrauchsdaten dienen. Dies reicht von der Messung von Raumtemperaturen bis hin zur Messung von Druck oder Feuchte in Produktionsräumen. Speziell für automatisierte Anwendungen, wie das automatische Lüften bei Erreichen eines zu niedrigen Sauerstoffgehalts in der Luft, werden intelligente Messgeräte eingesetzt. Solche Systeme werden bereits von Hausverwaltungen und Betrieben zur Steuerung verwendet. Das EEffG, mit seiner Verpflichtung zu Energieaudits und Umweltmanagementsystemen, sorgt dafür, dass diese Systeme in Zukunft häufiger zum Einsatz kommen werden.

## **8.2 Informationsgehalt und Verfügbarkeit der Daten gemäß DAVID-VO 2012**

In der DAVID-VO 2012 wird beschrieben, welche Daten dem Endverbraucher in welcher Form zur Verfügung zu stellen sind. Bei allen Netzbetreibern werden die Verbrauchsdaten wie gefordert in kWh angeboten. Eine gemäß DAVID-VO 2012 verpflichtende Darstellung von Viertelstundenwerten (bei Zustimmung des Kunden bzw bei einem entsprechenden vom Kunden gewählten Liefervertrag) ist bei allen Unternehmen sicherzustellen. Zudem sind auch Kennzahlen zum Vergleich des eigenen Verbrauchs zu integrieren. Weiters müssen auch Verweise auf die entsprechenden Energieberater angeführt werden. Downloadfähige Datenformate für den Kunden sind ebenfalls zur Verfügung zu stellen, wobei hier ein standardisiertes Format wünschenswert wäre. Die E-Control wird die Entwicklung beobachten und – sofern erforderlich - gegebenenfalls auf einheitliche Datenformate hinwirken.

---

<sup>33</sup> Siehe BGBl II 394/2015, Anlage 1, Verallgemeinerte Methoden zur Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen, Seite 155, Tabelle 8.3-2: Endenergieeinsparung für Intelligente Zähler (Smart Meter) in Haushalten [ kWh/a ]

Bei einigen Netzbetreibern ist eine Auswahl zwischen Viertelstunden-Verbrauchswerten und Tagesverbrauchswerten bereits möglich. Zusätzlich gibt es auch die Möglichkeit, variable Zeitbereiche zu vergleichen sowie die Möglichkeit der Kontrolle des Stand-by Betriebs. Es besteht auch die Möglichkeit, die verfügbaren Daten in verschiedene, gebräuchliche Formate zu exportieren und damit auch auszudrucken.

### 8.3 Preisentwicklung bei Haushaltskunden

Endverbraucherpreise in den Elektrizitätsmärkten werden von der E-Control im Rahmen der Marktstatistiken erhoben und publiziert<sup>34</sup>. In Folge einer Systemumstellung der Preiserhebung auf europäischer und somit auch auf nationaler Ebene werden fortan nur mehr die Verbraucherkategorien Haushalte und Nicht Haushalte in verschiedenen Größenklassen erhoben.

Die Entwicklung der österreichischen Haushaltsstrompreise von 2007 bis Ende 2016 inklusive Netzentgelten, Steuern und Abgaben zeigt dabei folgenden Verlauf:

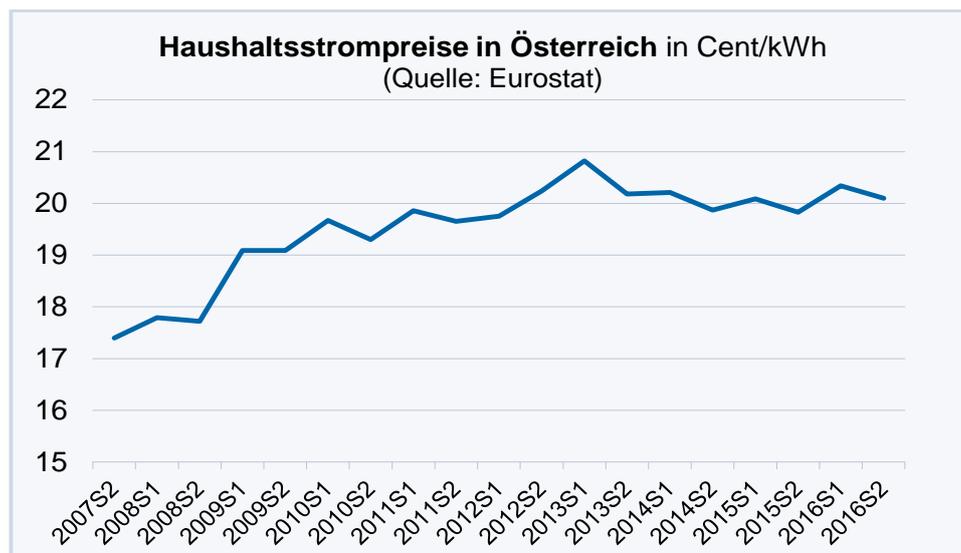


Abbildung 17: Haushaltsstrompreise inklusive Netzentgelte Steuern und Abgaben  
Entwicklung in Österreich (Quelle: Eurostat, bi-annual data)

Die Entwicklung der österreichischen Haushaltsstrompreise im Europäischen Vergleich von 2007 bis Ende 2016 inklusive Netzentgelten, Steuern und Abgaben stellt sich wie folgt dar:

<sup>34</sup> Siehe auch: <https://www.e-control.at/statistik/strom/marktstatistik/preisentwicklung>

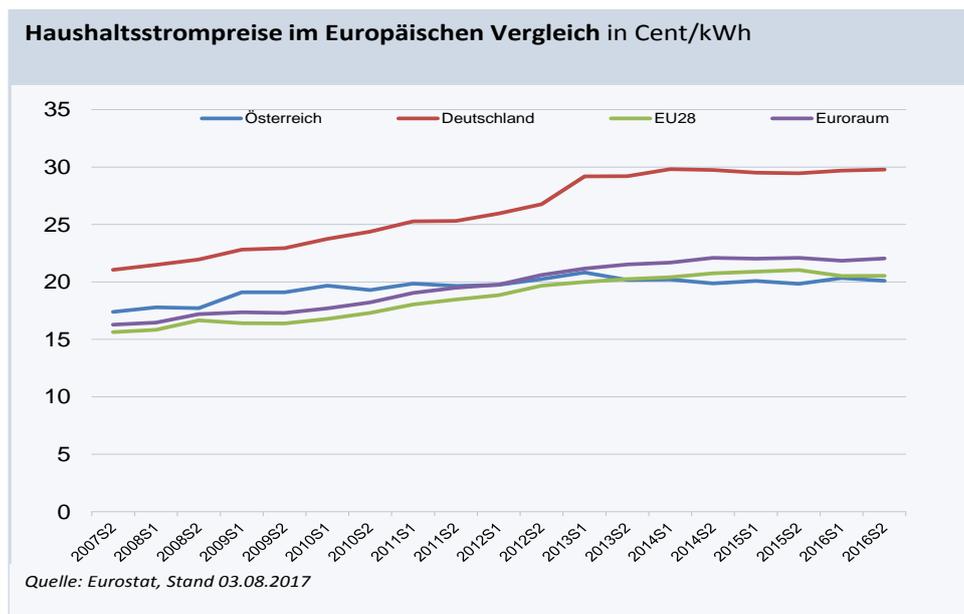


Abbildung 18: Haushaltsstrompreise EU inklusive Netzentgelte Steuern und Abgaben  
EU-Vergleich (Quelle: Eurostat, bi-annual data)

## 9 Netzsituation

Einer jener Punkte, die im Zuge der Erhebungen gemäß IME-VO abgefragt wurden, waren die von den Netzbetreibern erwarteten Auswirkungen auf die allgemeine Netzsituation.

Gefragt wurde dabei, ob durch den Einsatz von intelligenten Messgeräten mit einer merkbaren Verschiebung der Lasten im Netzgebiet zu rechnen sei, ob die bessere Verfügbarkeit der Daten in der Niederspannungsebene zu einer höheren Versorgungssicherheit führen könnte und ob möglicherweise die erhobenen Messwerte anonymisiert für die Zwecke der Netzsteuerung verwendet werden. Auch zu diesem Punkt meldeten wiederum hauptsächlich jene Netzbetreiber, die bereits substantielle Projekte umgesetzt haben.

Es wird seitens der Netzbetreiber nur bedingt mit merkbar Verschiebungen der Lasten (zB durch neue Tarifmodelle) im Netzgebiet gerechnet, während man aber durchaus davon ausgeht, dass die bessere Datenlage (Fehlerprotokolle usw) zu einer höheren Versorgungssicherheit auf Niederspannungsebene führen könnte. Es ist zudem ebenfalls vorzusehen, die erhobenen Messwerte anonymisiert für die Zwecke der Netzsteuerung verwenden zu können, sofern dies unabdingbar ist (vgl § 84a Abs 1 EIWOG 2010). Weiteres Verbesserungspotential sieht man in der Möglichkeit, auf Grund der Erreichbarkeit einzelner Zähler Fehlersituationen einzugrenzen zu können, was abhängig vom Störgeschehen - zu einer beschleunigten Störungsbehebung führen könnte. Durch eine „Ferndiagnose“ der Situation eines einzelnen Kunden ohne Spannung in der Anlage kann rascher auf die Fehler reagiert werden. Weiters wird die Einbindung in Spannungsregelungen, die insbesondere der Kompensation der spannungsanhebenden Wirkung der dezentralen Erzeugungsanlagen dienen, als nützlich angesehen. Insgesamt sieht man daher zusätzlich ein großes Verbesserungspotential in der Fehlererkennung und -behebung beim Kunden. Insgesamt bestehen weitere, große Potenziale deren Nutzenstiftung laufend analysieren und bewertet wird. Die Bandbreite von weiteren Vorteilen reicht hier von der Verbesserung der Spannungsqualität bis hin zu einer optimierten Netzausbauplanung. Ohne die Daten der Smart Meter werden solche Potentiale aber nicht ausgeschöpft werden können.

---

## **10 Weitere Vorgehensweise im Zusammenhang mit dem Smart Meter Roll-Out, Ausblick**

Die Flexibilisierung der Energiemärkte erfordert eine zeitnahe Messung auch auf Verbraucherseite, um demand side flexibility - und demand side response - Maßnahmen grundsätzlich zu ermöglichen. Kürzere Clearing-Intervalle und die Erweiterung der Möglichkeit der Teilnahme am Regelreservemarkt auch für die Kunden der Netzebene 7 tragen zur weiteren Optimierung des Energiesystems bei. Die Integration erneuerbarer Energiequellen, die Tendenz der Erzeugung zusätzlich zu zentralen großen Erzeugungseinheiten auch zu verteilten Kleinerzeugern, wird zudem die Struktur des Energiemarktes nachhaltig verändern.

Gemäß den Vorschlägen der Europäischen Kommission werden Smart Meter als wesentlicher Baustein der Energiezukunft Europas erachtet, um die zukünftigen Herausforderungen wie zB Stärkung der Konsumentenrechte und Ausbau von Energieeffizienzmaßnahmen entsprechend bewältigen zu können. Zudem dürfen die Kostensenkungspotentiale (verminderte Fehlersuche, optimierte Netzplanung, Prozessoptimierungen etc) im Netzbetrieb nicht außer Acht gelassen werden.

## 11 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht der Zählpunkte aller Roll-Out-Pläne der gemeldeten Projekte in Österreich, Stand Dezember 2016 .....	8
Abbildung 2: Gegenüberstellung Ausrollung kumuliert, Meldung 2015 im Vergleich zur Meldung 2016 .....	22
Abbildung 3: Gegenüberstellung Ausrollungsrate pro Jahr Meldung 2015 im Vergleich zur Meldung 2016.....	23
Abbildung 4: Netzbereiche, Anzahl Smart Meter, Planwerte Ausrollungsgrade, Stand Dezember 2016 .....	24
Abbildung 5: Netz Oberösterreich GmbH, Anzahl Smart Meter, Planwerte, Stand Dezember 2016 ..	25
Abbildung 6: LINZ STROM Netz GmbH, Anzahl Smart Meter, Planwerte, Stand Dezember 2016 ....	26
Abbildung 7: Stadtwerke Feldkirch, Anzahl Smart Meter, Planwerte, Stand Dezember 2016 .....	27
Abbildung 8: Netz Burgenland GmbH, geplante Entwicklung Anzahl Smart Meter, Stand Dezember 2016.....	28
Abbildung 9: Zielerreichung IME-VO der Netzbetreiber, Planung bis Ende 2017, Stand Dezember 2016.....	29
Abbildung 10: Übersicht Zählpunkte Netzebene 6 und 7, Stand Dezember 2016.....	29
Abbildung 11: Übersicht installierte Zähler und auf Lager befindliche Zähler, Stand Dezember 2016.	29
Abbildung 12: Übersicht Gesamtzahl installierter und georderter intelligenter Messgeräte in Österreich, Stand Dezember 2016 .....	30
Abbildung 13: Status Smart Meter Roll-Out, Stand Dezember 2016.....	31
Abbildung 14: Funktionale Referenzarchitektur für die Kommunikation in intelligenten Messsystemen (Quelle: SM-CG).....	35
Abbildung 15: Eingesetzte Übertragungstechnologien zur kommunikativen Anbindung von Smart Metern .....	38
Abbildung 16: Roll-out Ankündigungen auf den Websites 2015 - 2017.....	44
Abbildung 17: Haushaltsstrompreise inklusive Netzentgelte Steuern und Abgaben Entwicklung in Österreich (Quelle: Eurostat, bi-annual data).....	50
Abbildung 18: Haushaltsstrompreise EU inklusive Netzentgelte Steuern und Abgaben EU-Vergleich (Quelle: Eurostat, bi-annual data) .....	51