

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

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

www.e-control.at

Twitter: www.twitter.com/energiecontrol

Facebook: www.facebook.com/energie.control

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.

Vorwort

Der vorliegende Bericht zur Einführung intelligenter Messgeräte in Österreich wurde, wie bereits in den Vorjahren, gemäß den Vorgaben der Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung¹ des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend (nunmehr: Bundesminister für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft - BMWFW) – (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.“

Im Rahmen dieser jährlichen Berichtspflichten sind die Netzbetreiber daher angehalten, aktuelle Projektpläne sowie bis zum 31. März jedes Kalenderjahres einen Bericht über den Fortlauf der Installation, zu den angefallenen Kosten, zu den bei der Installation gemachten Erfahrungen, zum Datenschutz, zur Verbrauchsentwicklung und Netzsituation an den Bundesminister für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft sowie an die Regulierungsbehörde zu übermitteln.

Die Form dieses Berichts kann dabei von der Regulierungsbehörde vorgegeben werden. Die von den Netzbetreibern übermittelten Berichte sind anschließend die Grundlage für den hier vorliegenden, von der Regulierungsbehörde zu erstellenden, jährlichen Bericht über den Fortlauf der Einführung.

Neben den oben genannten jährlichen Berichtspflichten der Netzbetreiber war zudem bis Ende 2015 ein Projektplan über die stufenweise Einführung von intelligenten Messgeräten samt Angabe eines Zielerreichungspfades vorzulegen², wobei eine Bewertung bzw Analyse dieser Projektpläne gemeinsam mit den jährlich zu übermittelnden Daten durch die Regulierungsbehörde erfolgte.

Der hier vorliegende Fortschrittsbericht über die Einführung von intelligenten Messgeräten in Österreich wurde auf Basis der erhobenen Daten des Berichtsjahres 2015 erstellt. Maßgeblich hierfür war die Rechtslage in diesem Zeitraum.

¹ § 2 Abs 1 und 3 IME-VO

² § 1 Abs 1 Z 1 IME-VO

Inhaltsverzeichnis

VORWORT	3
1 ZUSAMMENFASSUNG	6
2 RAHMENBEDINGUNGEN	9
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	14
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	16
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.....	19
3 ERHEBUNG DER DATEN BEI DEN NETZBETREIBERN	21
4 FORTSCHRITT DER INSTALLATION VON INTELLIGENTEN MESSGERÄTEN	22
4.1 PROJEKTPLÄNE UND EINFÜHRUNGSSZENARIOEN	22
4.2 ANZAHL DER GEMELDETEN PROJEKTE.....	26
4.3 ANZAHL DER BEREITS INSTALLIERTEN INTELLIGENTEN MESSGERÄTE.....	27
5 KOSTENENTWICKLUNG	29
6 ERFAHRUNGEN	30
6.1 ERFÜLLUNG DER ANFORDERUNGEN GEMÄß IMA-VO 2011	30
6.2 AUFBAU DES SMART METER-SYSTEMS, DER DATENÜBERTRAGUNG UND DER IT-SYSTEME	30
6.2.1 Aufbau der Datenübertragung und Kommunikationstechnologien.....	32
6.2.2 Anpassungen der IT-Systeme	34
6.3 GEMEINSAME NUTZUNG DER INFRASTRUKTUR MIT ANDEREN BEREICHEN UND UNTERNEHMEN	35
6.4 ANKÜNDIGUNGSSCHREIBEN ÜBER DEN SMART METER EINBAU	37
7 DATENSCHUTZ	38
7.1 RECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN	38

7.2	BISHERIGE ERFAHRUNGEN.....	39
8	VERBRAUCHSENTWICKLUNG BEI DEN ENDVERBRAUCHERN	40
8.1	KUNDENINFORMATION UND ENERGIEEFFIZIENZ.....	40
8.2	INFORMATIONSGEHALT UND VERFÜGBARKEIT DER DATEN GEMÄß DAVID-VO 2012.....	41
8.3	PREISENTWICKLUNG IM „KLEINKUNDENSEKTOR“ NACH VERBRAUCHERGRUPPEN	42
9	NETZSITUATION	44
10	WEITERE VORGEHENSWEISE IM ZUSAMMENHANG MIT DEM SMART METER ROLL- OUT, AUSBLICK	45
11	ABBILDUNGSVERZEICHNIS	46

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 ist 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)³, 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 Gesamtsystems zeitgerecht, wirtschaftlich und nachhaltig für alle Kunden zufriedenstellend abzuschließen. 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. Dieser Verpflichtung wurde im Jahr 2013 für das Jahr 2012 erstmals nachgekommen. Im Jahr 2015 erfolgte eine Aktualisierung der Daten auf Basis der abgefragten Daten für das Jahr 2014. Im Jahr 2016 erfolgt auf Basis der abgefragten Daten für das Jahr 2015 nun ebenfalls eine Aktualisierung.

Ergebnisse der Datenerhebungen

Die Ergebnisse der im Frühjahr 2016 bei den Netzbetreibern durchgeführten Abfrage liegen nun in diesem Bericht aufbereitet vor. Dabei wurden die Daten erstmals über ein webbasiertes Tool abgefragt. Damit soll der Verwaltungsaufwand sowohl bei den meldepflichtigen Unternehmen als auch bei der Behörde erheblich reduziert werden. Die Ergebnisse spiegeln aufgrund des Monitoringzeitraums 2015 die gesetzlichen Grundlagen des EIWOG 2010 wider.

³ 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.

Von den österreichweit von einer Einführungsverpflichtung betroffenen Netzbetreibern haben einige wenige kleine Netzbetreiber eine Leermeldung für das Berichtsjahr 2015 abgegeben.

Die im Jahr 2015 größten in Österreich im Aufbau 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.

Von den insgesamt rund 6.159.000 (Stand 2014: 5.864.000) potentiell durch die IME-VO betroffenen Zählpunkten im Haushaltsbereich, im Klein- und Mittelgewerbe sowie Landwirtschaftsbereich sind mittlerweile mit Stand Dezember 2015 **456.000** (Stand 2014: 289.000) mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet. Dies entspricht einem österreichweiten **Abdeckungsgrad von rund 7,4%** (Stand 2014: 4,9%).

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

Insgesamt kann festgestellt werden, dass auch im Jahr 2015 die überwiegende Anzahl der betroffenen Netzbetreiber noch keinen größeren, flächendeckenden Einbau von Smart Metern gestartet hat. Größere Roll-Outs waren vor allem bei jenen Netzbetreibern zu finden, bei denen bereits seit einigen Jahren verstärkt Aktivitäten rund um intelligente Messgeräte stattfinden, dh bei den „early adopters“. An dieser Situation hat sich im Wesentlichen auch im Jahr 2015 wenig geändert, obwohl dabei der Umstand zu berücksichtigen ist, dass sich manche Projekte bereits in einem fortgeschrittenen Stadium befinden (Aufbau der Vorsysteme). Dies schlägt sich aber noch nicht in der Roll-Out Quote nieder, da der Zählereinbau erst dann erfolgt, wenn die Implementierung der Vorsysteme abgeschlossen ist. Viele der Netzbetreiber befinden sich derzeit aber in der Vergabephase, was als klares Bekenntnis für die Umsetzung eines nachhaltigen Systems gewertet werden kann.

Zwischenzeitlich sind von den Netzbetreibern auch bereits weitere, größere Projekte vorgestellt worden, die mit großer Wahrscheinlichkeit im Jahr 2016 bzw Anfang 2017 gestartet werden, jedoch aufgrund des Abfragezeitraumes noch nicht in diesem Bericht aufscheinen. 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 davon aus, dass die noch nicht begonnenen Projekte – neben den bereits gestarteten Ausschreibungen – spätestens im Jahr 2016 ausgeschrieben und anschließend zeitnah gestartet werden, um den vorgegebenen Zeitplan zeitgerecht abschließen zu können. Ob dieses Ziel von den Netzbetreibern eingehalten werden kann, ist in den Berichten der kommenden Jahre zu prüfen. 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 voraussichtlich nicht eingehalten werden kann**:

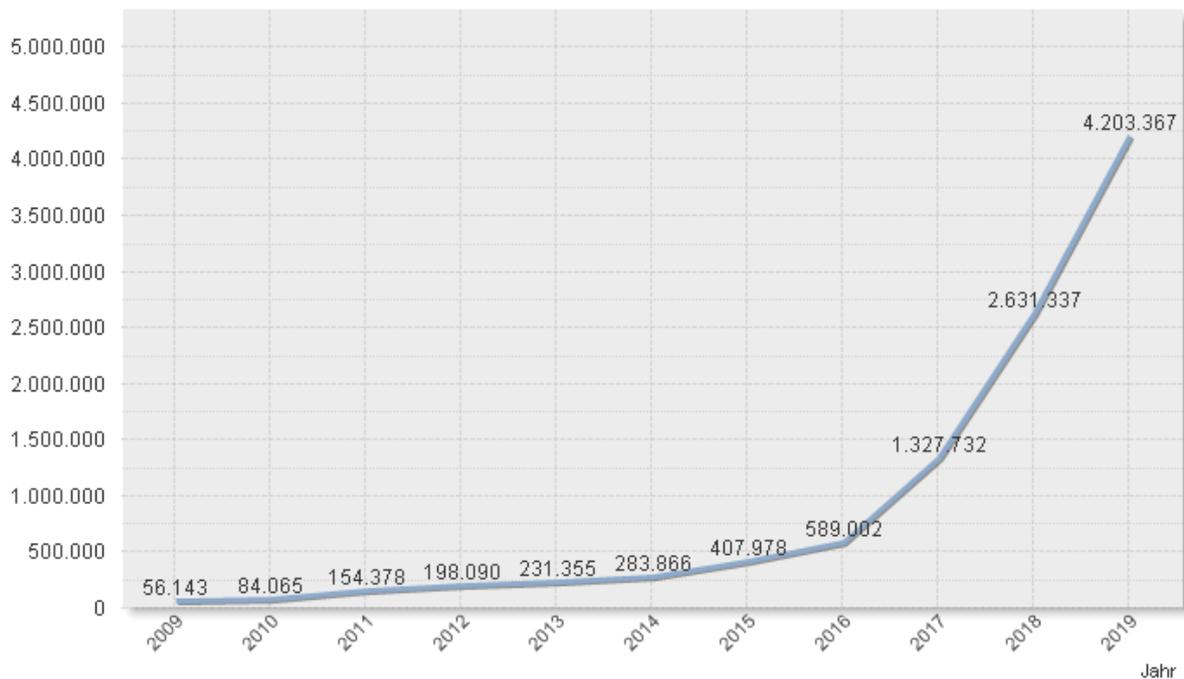


Abbildung 1: Übersicht der Zählpunkte aller Roll-Out-Pläne der gemeldeten Projekte in Österreich, Stand Dezember 2015

Die Prognosen der Roll-Out Szenarien zeigen allerdings auch auf, dass viele Netzbetreiber eine Roll-Out Quote von **80% bis 2020 erreichen können und damit zumindest der Verpflichtung aus der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL (RL 2009/72/EG) nachgekommen werden kann**.

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 (im internationalen Sprachgebrauch auch Smart Meter genannt) 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 die 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 sei 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 zum Zeitpunkt des Einbaus intelligenter Zähler angemessen beraten und informiert werden, insbesondere über das volle Potenzial dieser Zähler im Hinblick auf die Handhabung der Zählerablesung und die Überwachung des Energieverbrauchs.

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

Die EU-Kommission hat am 15. Juli 2015 ihr „Summer Package“ veröffentlicht, welches im Wesentlichen aus folgenden Teilen besteht:

- Entwurf zur Novellierung der EU-Emissionshandelsrichtlinie (ETS-Reform)
- Konsultative Mitteilung für ein neues EU-Strommarktdesign
- Mitteilung zum Endkundenmarkt
- Revision der Energiekennzeichnungsrichtlinie.

Für das Jahr 2016 plant die EU-Kommission Änderungen der bestehenden Gesetzgebung vorzulegen. Dies wird voraussichtlich etwa die Elektrizitätsbinnenmarkt-RL (RL 2009/72/EG), die Energieeffizienz-RL (RL 2012/27/EU), die Erneuerbare-Energien-RL (RL 2009/28/EG) und die Strom-Versorgungs-Sicherheits-RL (RL 2005/89/EG) betreffen.

Das „Summer Package“ der Europäischen Kommission beinhaltet in der Mitteilung zum Endkundenmarkt das ausdrückliche Bekenntnis zur Einführung von Smart Metering als Schlüssel zur Bereitstellung von zeitnahen Verbrauchsinformationen, genauerer Abrechnung und als Basis für weniger Streitschlichtungsfälle im Bereich des Messwesens. Dies wird als Voraussetzung für die Stärkung der Endkunden in Bezug auf deren Verbrauchsverhalten gesehen (empowering consumers to act)⁴.

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.

⁴ Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions - Delivering a New Deal for Energy Consumers, 15.7.2015, COM(2015) 339 final.

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 Messsystemen⁵) 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 Zusammenfassungsbericht (Introduction and Guide to the work undertaken under the M/441 mandate⁶) abgeschlossen.

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

- Privacy and Security approach – part I⁷
- Privacy and Security approach – part II⁸
- Privacy and Security approach – part III⁹

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.

⁵<ftp://ftp.cencenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartMeters/CEN-CLC-ETSI-TR50572%7B2011%7De.pdf>

⁶ftp://ftp.cencenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartMeters/CENCLCETSI_SMCG_end2012.pdf

⁷ftp://ftp.cencenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/Fields/EnergySustainability/Management/SmartMeters/SMCG_Security_and_Privacy_Report_PartI.pdf

⁸ftp://ftp.cencenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/Fields/EnergySustainability/Management/SmartMeters/SMCG_Security_and_Privacy_Report_Part_II.pdf

⁹ftp://ftp.cencenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/Fields/EnergySustainability/Management/SmartMeters/SMCG_Security_and_Privacy_Report_PartIII.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 die (Informations-)Verpflichtungen von Netzbetreibern und Lieferanten für jene Endverbraucher geregelt, die mit einem intelligenten Messgerät gemäß § 83 Abs 1 EIWOG 2010 auszustatten sind.

Demnach sind Netzbetreiber verpflichtet, spätestens sechs Monate ab dem Zeitpunkt der Installation eines intelligenten Messgeräts beim jeweiligen Endverbraucher täglich dessen verbrauchsspezifische Zählerstände zu erfassen und für Zwecke der Verrechnung, Kundeninformation und Energieeffizienz zu speichern. Zusätzlich haben sie sämtliche Verbrauchsdaten spätestens einen Tag nach deren erstmaliger Verarbeitung im Internet kostenlos zur Verfügung zu stellen (vgl hierzu auch 2.3.2.3 Datenformat- und VerbrauchsinformationsdarstellungsVO 2012).

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 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 Normen wie folgt aufgeteilt:

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

Diese Regelung entspricht inhaltlich der bisherigen Regelung in § 84 Abs 2 EIWOG 2010. Jedoch wurde durch Abs 2 eine zusätzliche Regelung aufgenommen, wonach bei gesonderter Rechnungslegung auch Netzbetreiber eine Stromkosteninformation über ihre Kosten zu übermitteln haben.

Zusätzlich wurde die Möglichkeit für den Endverbraucher geschaffen, 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 Neuformulierung wurden 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 in den Gesetzestext nunmehr 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 wurde 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.

Zudem wurden einige bereits in der IMA-VO 2011 enthaltenen funktionellen Anforderungen nunmehr auch gesetzlich verankert (vgl § 83 Abs 2 EIWOG 2010).

Weiters wurde eine gesetzliche Regelung aufgenommen, 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 die Neuerungen in § 84 EIWOG 2010 gibt es nun 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 nun gesetzlich mit 36 Monaten begrenzt. Zudem wurde 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 durch die Novelle nun auch gesetzlich verankert.

- § 84a – Messdaten von intelligenten Messgeräten

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

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 Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft (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.¹⁰

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 Anreize, die zur Setzung von Energieeffizienzmaßnahmen nötig sind, orientieren.¹¹ Werden weniger als zwei Drittel der Maßnahmen direkt gesetzt, muss der Betrag erhöht werden.¹² 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: BMWFV] und der E-Control), mit welchen zum einen nach Durchführung einer Kosten/Nutzenanalyse die Einführung

¹⁰ www.monitoringstelle.at

¹¹ § 21 Abs 2 EEffG.

¹² § 21 Abs 2 EEffG.

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 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 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 Fortlauf 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 Fortlauf 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)¹³ im Zusammenhang mit dem Roll-Out von intelligenten Messgeräten vorgegeben hat

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

Mit der zweiten Verordnungsermächtigung der E-Control gemäß § 84 Abs 4 EIWOG 2010 wird zum einen die Darstellung der Stromkosten- und Verbrauchsinformation (Detaillierungsgrad und Form) festgelegt und zum anderen jenes Datenformat bestimmt, mit dem die Daten gemäß § 84 Abs 2 EIWOG 2010 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 Download¹⁴ zur Verfügung. Die Festlegung des Formats in den Marktregeln dient der Flexibilität hinsichtlich sich ändernder technischer Rahmenbedingungen.

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.

¹³ 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>

¹⁴ <https://www.e-control.at/documents/20903/388512/Sonstige-Marktregeln-Kapitel-11-.zip/6b625463-7c06-40a4-b841-02eba6481d0e>

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 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.

Neben dem Lieferanten hat auch der Netzbetreiber die Verbrauchsdaten im Internet mittels einer Website darzustellen. Die Daten- und Informationsabfragen sind dem Endverbraucher und einem vom Endverbraucher bevollmächtigten Dritten in speicher- und druckbarer Form zur Weiterverarbeitung bereitzustellen. Die folgenden Mindestanforderungen sind in der DAVID-VO 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 muss zumindest die folgenden Informationen und Funktionalitäten enthalten:
 - Alle Verbrauchsdaten (in kWh) und Lastkurven (in kW) müssen in der kleinstverfügbaren Zeiteinheit zur Verfügung gestellt werden. Zusätzlich muss es für den Endverbraucher möglich sein, Verbrauchsdaten und Lastkurven in verschiedenen zeitlichen Granulierungen abzurufen.
 - Dem Endverbraucher müssen auf dessen Wunsch alle Verbrauchsdaten und Lastkurven der letzten drei Jahre ab Zeitpunkt der Verfügbarkeit zur Verfügung gestellt werden.

- Es muss die Möglichkeit der individuellen Gestaltbarkeit der Daten angeboten werden.
- Dem Endverbraucher sind auf Basis der allgemeinen sowie der individuell gestalteten Daten abgewandelte Kennzahlen anzubieten.
- Für den Endverbraucher müssen auf Basis der allgemeinen sowie auch der individuell gestalteten Daten Vergleichsmöglichkeiten und repräsentative Vergleichswerte angeboten werden.

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.

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 15min-Werte 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)

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 beobachten möchte, um sein Verbrauchsverhalten zu ändern.

3) Digitaler Standardzähler (DSZ)

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 zeitnah ausgelesen (zB Rechnungslegung, Tarifänderung Lieferant/Netzbetreiber, Lieferantenwechsel, Einzug/Auszug etc).

Die Begriffsbestimmungen wurden aufgrund von bestehenden Unklarheiten 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 sollen das Clearing auf Basis von Messwerten intelligenter Messgeräte ermöglichen. 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- 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 ein Anreiz zur Verwendung intelligenter Messgeräte und zur genaueren Bilanzgruppenbewirtschaftung gesetzt. Damit verfolgt die E-Control die in der Energy Union Strategie¹⁵ gesetzten Ziele einer Ausrollung von Smart Metern, einer vollen Beteiligung der Endverbraucher am Strommarkt und eines Anreizes für Verbrauchssteuerung.

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 obenerwähnten standardisierten Datenformats reagieren zu können, hat sich die E-Control dazu

¹⁵ COM (2015) 80 siehe auch unter:
<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2015%3A80%3AFIN>

entschlossen, dieses Datenformat in Form 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 abgerufen werden.¹⁶

¹⁶ 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 BMWFW 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

Als Basis für die Abfrage der Daten des Berichtsjahres 2015 wurde erstmalig ein webbasiertes Tool verwendet, welches die bisher ausgesandten Excel-Files ablöst. Anfang des Jahres 2016 wurde eine Nachricht an alle 120 österreichischen Netzbetreiber versandt, dass die Online-Erhebung befüllt werden kann und bis spätestens 31.3.2016 abzuschließen ist. Im Zuge des Erhebungsprozesses ist es teilweise zu mehrmaligen Mahnungen und Nachforderung von Detaildaten gekommen. 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 bei den einzelnen Netzbetreibern abgefragt. Zu erwähnen sind in diesem Zusammenhang die ohnehin gesetzlich durch die IME-VO vorgegeben Eckpunkte der österreichweiten Einführung (siehe Kapitel 2.3.3.1 oben). Der in der 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 wie folgt (die Ordinate enthält die Anzahl der geplanten, mit Smart Metern ausgestatteten Zählpunkte, insgesamt derzeit rund 6,2 Mio.):

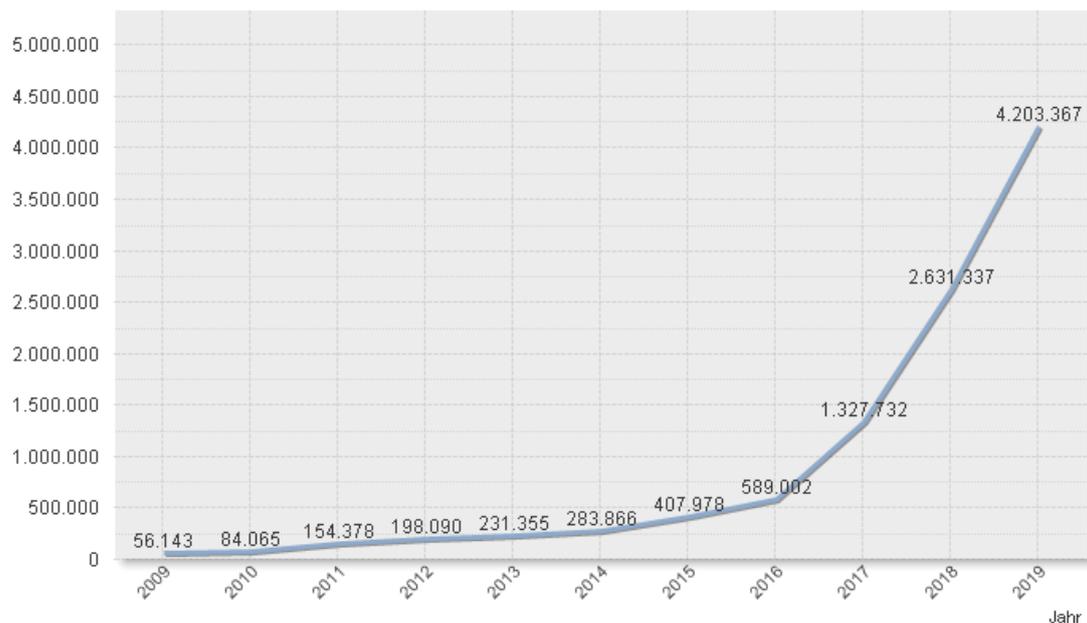


Abbildung 2: Übersicht der Zählpunkte aller Roll-Out-Pläne der gemeldeten Projekte in Österreich, Stand Dezember 2015

Die von den Netzbetreibern prognostizierte Roll-Out Quote in Prozent der umzustellenden Zählpunkte zeigt dabei folgende Entwicklung (der rote Punkt in der Grafik markiert dabei die Vorgabe der IME-VO: Den Umsetzungsgrad 70% bis Ende 2017).

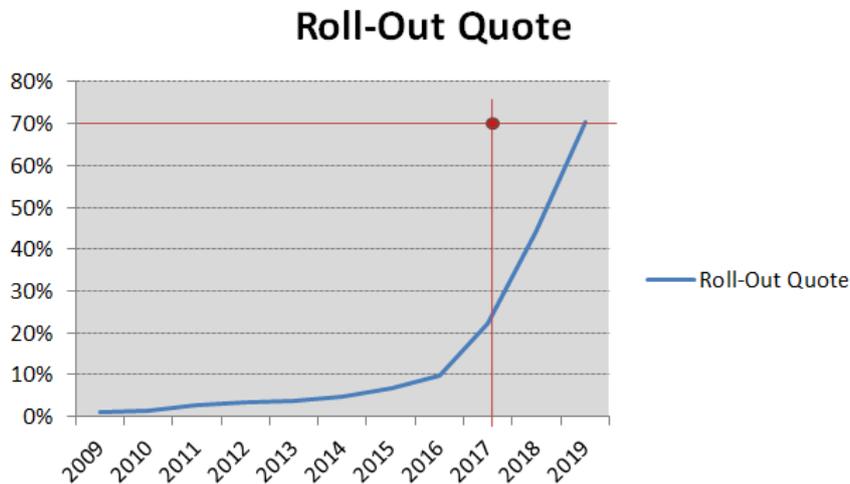


Abbildung 3: Übersicht der Roll-Out-Quote der gemeldeten Projekte in Österreich, Stand Dezember 2015

Die österreichweite Ausrollung bleibt daher, wie in den Vorjahren bereits aufgezeigt, weit hinter den Vorgaben der IME-VO zurück.

Etwas außerhalb dieser Szenarien befinden sich jedoch jene drei größeren Netzbetreiber (Netz Oberösterreich GmbH, LINZ STROM Netz GmbH und Stadtwerke Feldkirch), die bereits frühzeitig den Roll-Out gestartet haben und bei diesen daher der Umsetzungsgrad bereits sehr weit fortgeschritten ist.

Die Netz Oberösterreich GmbH hat dabei österreichweit mit rund 280.000 bereits installierten Zählern eindeutig das derzeit ambitionierteste und größte Projekt. 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 größten Umstellungen in den kommenden Jahren erfolgen werden.

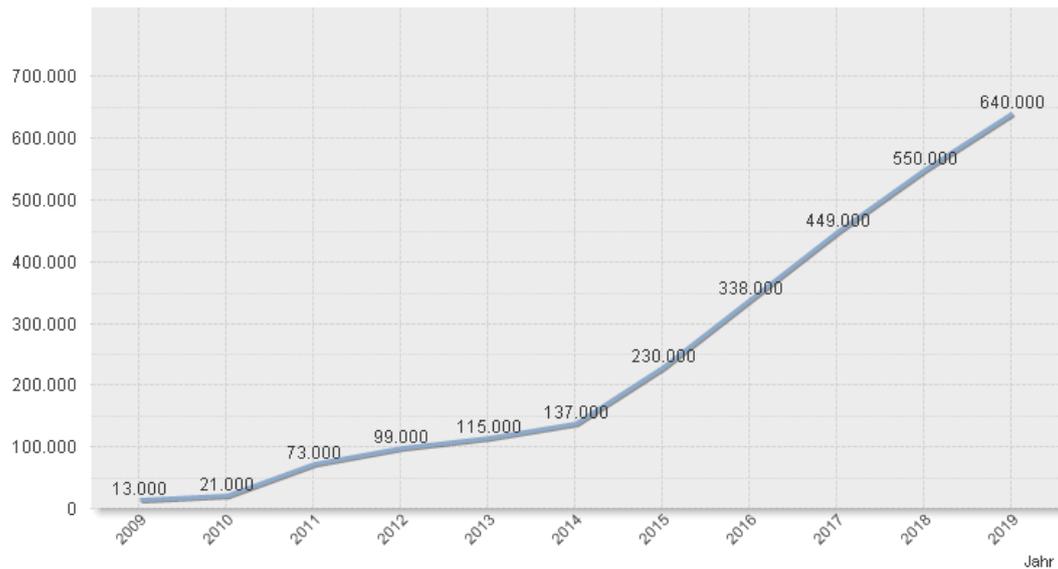


Abbildung 4: Netz Oberösterreich GmbH, geplante Entwicklung Smart Meter Einbau, Stand Dezember 2015

Die LINZ STROM Netz GmbH hat ebenfalls einen Einführungsplan übermittelt. Demnach sollen in diesem Netzgebiet bereits 2017 rund 70 % aller Kunden mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet sein, 2018 bereits rund 80 %.

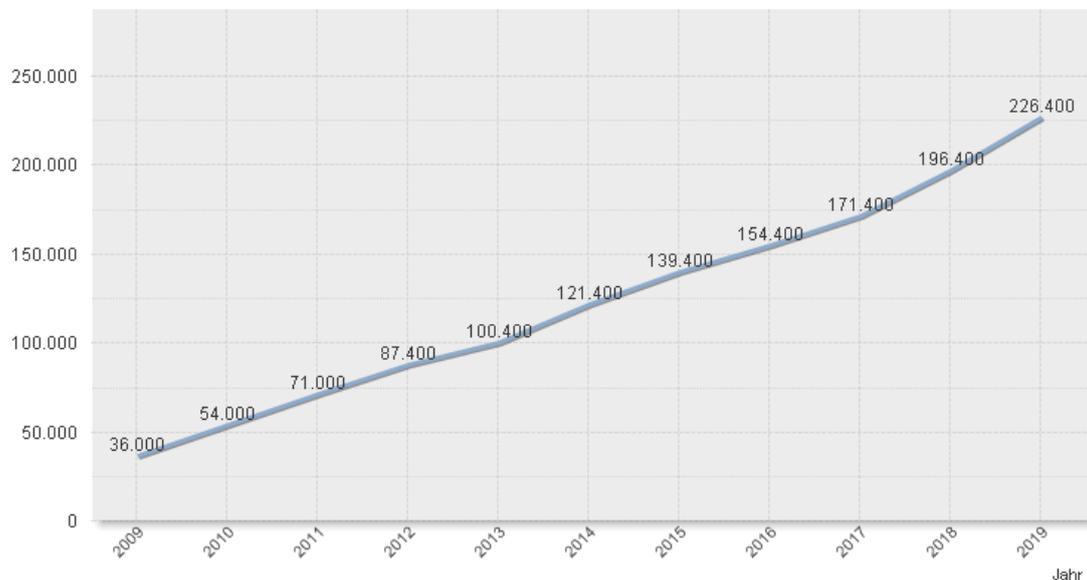


Abbildung 5: LINZ STROM Netz GmbH, geplante Entwicklung Smart Meter Einbau, Stand Dezember 2015

Die Stadtwerke Feldkirch planen schon seit Beginn des Inkrafttretens 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 2015 bereits rund 77% der Zähler umgestellt wurden, scheint dieses Vorhaben durchaus realistisch zu sein.

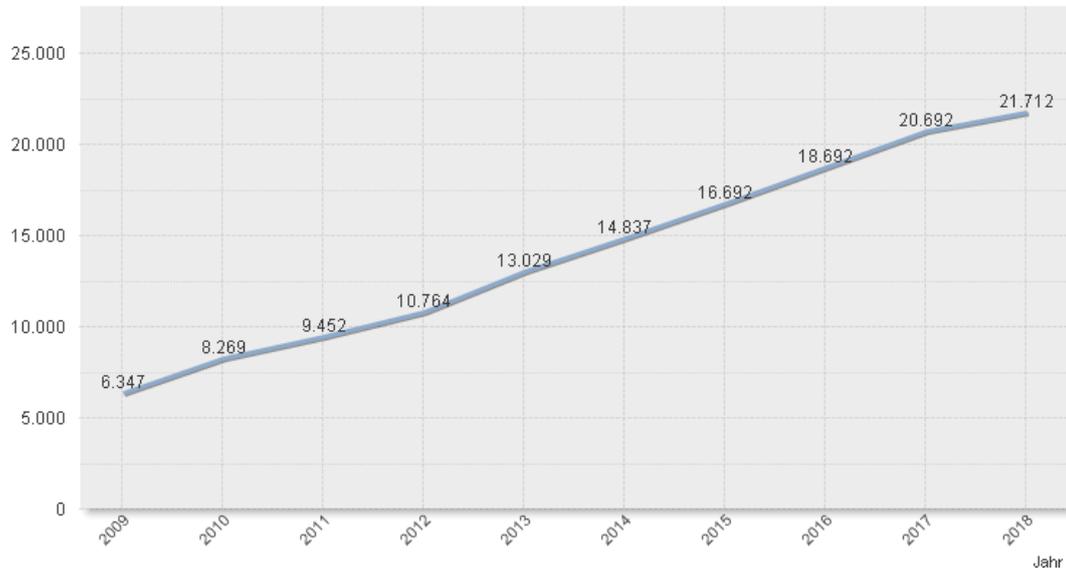


Abbildung 6: Stadtwerke Feldkirch, geplante Entwicklung Smart Meter Einbau, Stand Dezember 2015

An dieser Stelle wird darauf hingewiesen, dass gemäß § 1 Abs 1 Z 1 IME-VO jeder Netzbetreiber bis Ende 2015 einen ausführlichen Projektplan über die stufenweise Einführung von intelligenten Messgeräten vorzulegen hatte. Dh unabhängig davon, ob schon Pilotprojekte begonnen wurden oder nicht, waren Projektpläne vorzulegen, welche genau darlegen, wie der Smart Meter Roll-Out im Detail durchgeführt wird.

Nach Evaluierung dieser Projektpläne wurde festgestellt, dass neben den bereits oben erwähnten Netzbetreibern, noch folgende Unternehmen die Roll-Out Vorgabe gemäß IME-VO schaffen werden:

Netzbetreiber	Status	Anzahl umzustellender Zählerpunkte	Roll-Out Grad bis Ende 2017
1 Ludwig Polsterer Vereinigte Walzmühlen Ges.m.b.H. - Industriemühle	ROLL_OUT_COMPLETE	700,00	100%
2 E-Werk Wüster KG	ROLL_OUT_IN_PROGRESS	3.700,00	100%
3 Elektrizitätsgenossenschaft Laintal registrierte Genossenschaft mit beschränkter Haftung	ROLL_OUT_COMPLETE	330,00	100%
4 Gemeinde Opponitz	ROLL_OUT_IN_PROGRESS	443,00	100%
5 Heinrich Polsterer GmbH u. CoKG	PLANNING	69,00	100%
6 Kneidinger1880 GmbH	ROLL_OUT_IN_PROGRESS	144,00	100%
7 Stadtwerke Feldkirch	ROLL_OUT_IN_PROGRESS	21.712,00	95%
8 Netz Burgenland Strom GmbH	TENDER_COMPLETE	200.000,00	81%
9 Stadtgemeinde Amstetten	ROLL_OUT_IN_PROGRESS	11.500,00	75%
10 Netz Oberösterreich GmbH	ROLL_OUT_IN_PROGRESS	640.000,00	71%
11 Elektrizitätswerk Bad Hofgastein Gesellschaft m.b.H.	PLANNING	5.264,00	70%
12 Energieversorgung Kleinwalsertal Ges.m.b.H.	PLANNING	3.150,00	68%
13 Gemeinde Schattwald	PLANNING	1.400,00	63%
14 LINZ STROM NETZ GmbH	ROLL_OUT_IN_PROGRESS	226.400,00	61%
15 Elektrizitätsversorgungsunternehmen EVU Gröbming Gesellschaft m.b.H.	PLANNING	6.647,00	60%

Abbildung 7: Zielerreichung der Netzbetreiber bis Ende 2017, Stand Dezember 2015

Damit wird deutlich, dass voraussichtlich **11 Netzbetreiber** (von insgesamt 120 Netzbetreibern) die **Vorgabe der IME-VO** für das Jahr 2017 **einhalten** werden (§ 1 Abs 1 Z 2 IME-VO). 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 Zählerpunkte umzustellen, um doppelt zu wartende Infrastrukturen zu vermeiden, allerdings weiterhin festgehalten.

4.2 Anzahl der gemeldeten Projekte

Mit dem Erhebungsbogen wurde allgemein abgefragt, ob die österreichischen Netzbetreiber bereits Einführungsprojekte für intelligente Messgeräte gemäß IME-VO gestartet haben.

Von den insgesamt österreichweit von einer Einführungsverpflichtung betroffenen Netzbetreibern haben dabei einige Netzbetreiber eine Leermeldung abgegeben. Diese Leermeldungen wurden in der überwiegenden Zahl von kleinen Netzbetreibern durchgeführt.

	2015	2014 ¹⁷
Gesamtzahl Zähler Österreich (Haushalt, KMU, Landwirtschaft)	6.159.000	5.864.000
Anzahl Smart Meter installiert 7,4% (2014: 4,9 %)	456.184	288.680
bereits auf Lager befindliche Smart Meter	285.864	78.946
Gesamtzahl Smart Meter installiert + geordert 12,1% (2014: 6,3%)	742.048	367.626

Abbildung 8: Übersicht aller installierten Zähler und gemeldeten Projekte in Österreich, Stand Dezember 2015

¹⁷ Stand Dezember 2014.

Sämtliche Daten des Jahres 2014 beziehen sich auf den Stand Dezember 2014 (dies gilt insbesondere für die nachfolgend angeführten Vorjahreszahlen, die in Klammern angeführt wurden).

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 6.159.000 (2014: 5.864.000) potentiell durch die IME-VO betroffenen Zählpunkten im Haushalts-, Klein- und Mittelgewerbe- sowie Landwirtschaftsbereich sind mittlerweile mit Stand Dezember 2015 rund 456.180 (2014: 288.680) mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet. Dies entspricht einem österreichweiten **Abdeckungsgrad von rund 7,4%** (2014: 4,9 %).

Zusätzlich wurde von den Netzbetreibern gemeldet, dass bereits rund 285.860 (2014: 78.946) intelligente Messgeräte auf Lager gehalten werden. Damit ergibt sich eine Gesamtzahl von installierten und geordneten intelligenten Messgeräten von rund 742.040 (2014: 367.626). Dies entspräche damit einem österreichweiten Abdeckungsgrad von rund 12,4% (2014: 6,3%).

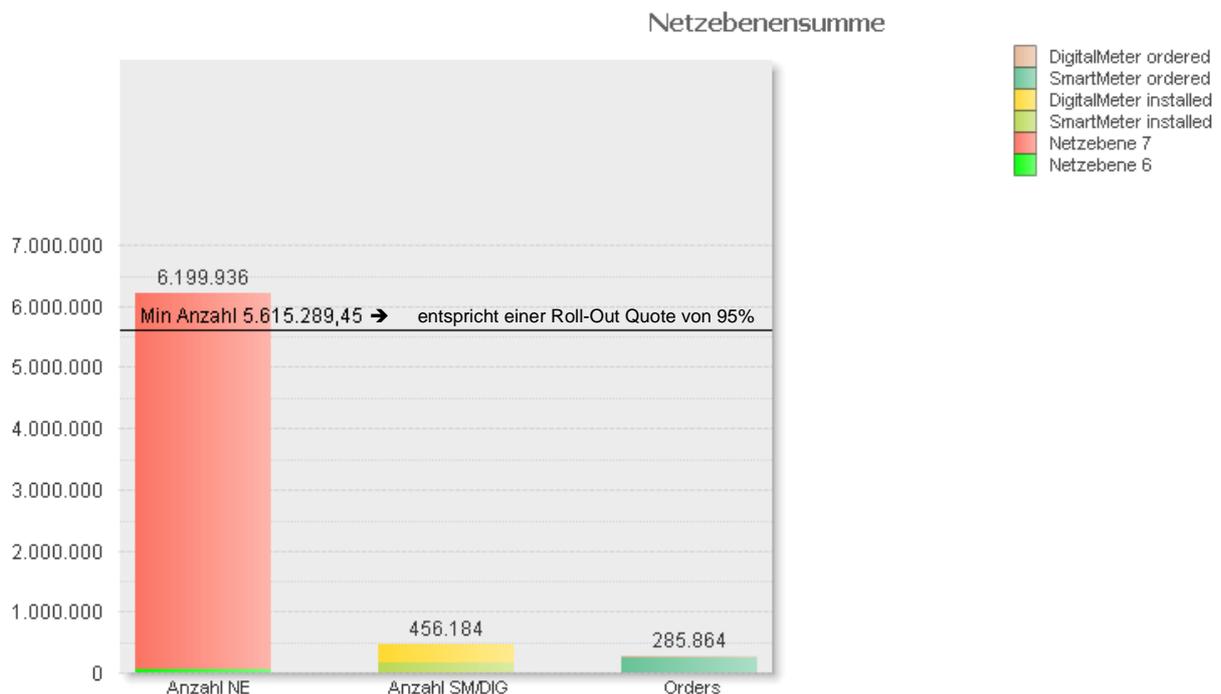


Abbildung 9: Übersicht Gesamtzahl installierter und georderter intelligenter Messgeräte in Österreich, Stand Dezember 2015

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:

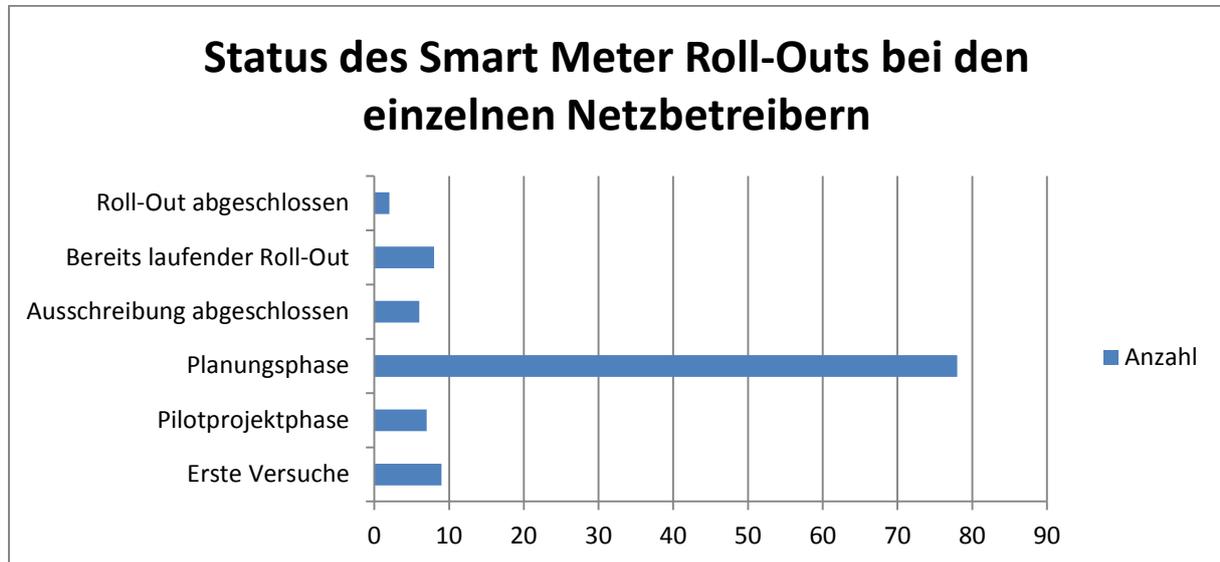


Abbildung 10: Status Smart Meter Roll-Out, Stand Dezember 2015

Die größten derzeit in Österreich im Aufbau befindlichen Roll-Outs findet man – wie bereits auch in den vergangenen Jahren - in Oberösterreich bei der Netz Oberösterreich GmbH und der LINZ STROM Netz GmbH sowie in Vorarlberg bei den Stadtwerken Feldkirch.

Aber auch kleinere Netzbetreiber setzen die Vorgaben der IME-VO um. So wurden beispielsweise im Netz Kneidinger 1880 GmbH im Jahr 2015 bereits rund 94 % der Zähler erfolgreich ausgerollt. Im Netzbereich der Ludwig Polsterer Vereinigte Walzmühlen Ges.m.b.H. – Industriemühle betrug der Roll-Out Grad per Ende 2015 bereits rund 96%. Positiv zu erwähnen sind hier auch die E-Werk Wüster KG, Heinrich Polsterer GmbH u. Co KG sowie die Elektrizitätsgenossenschaft Laintal registrierte Genossenschaft mit beschränkter Haftung, welche den Roll-Out bereits fast abgeschlossen haben.

In obiger Grafik ist allerdings auch zu erkennen, dass sich ein Großteil der Netzbetreiber erst in einer Planungsphase befindet, obwohl zumindest schon die Ausschreibungsphase im Jahr 2015 abgeschlossen sein sollte.

5 Kostenentwicklung

Wie aus diesem Bericht hervorgeht, gibt es zum Berichtsjahr 2015 nur eine begrenzte Anzahl von Unternehmen mit substanziellen, größeren Projekten. Da diese bereits vor längerer Zeit begonnen wurden, ist somit bei diesen keine wesentliche Veränderung der Kostenstruktur festzustellen. Es wurden Pilot- bzw. „Musterprojekte“ umgesetzt, allerdings haben diese noch keinen wesentlichen Einfluss auf die Netzkosten der betroffenen Netzbetreiber. Es wurden aber im Zuge der Kostenermittlungsverfahren von einigen Netzbetreibern Kosten in Zusammenhang mit dem Smart Meter Roll-Out angegeben.

An dieser Stelle wird auf das Dokument: „Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber“, Seite 99 ff verwiesen¹⁸:

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 und technischen Rahmenbedingungen (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.

¹⁸ <https://www.e-control.at/documents/20903/-/-/225b49e0-6534-40e4-afa1-97d83f8edbbe>

6 Erfahrungen

6.1 Erfüllung der Anforderungen gemäß IMA-VO 2011

Hier wurde bei den Netzbetreibern abgefragt, inwieweit die bei ihnen allenfalls bereits 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 bereits 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, die aber mittlerweile aufgrund der Änderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen behoben sein sollten.

Vom Bundesamt für Eich- und Vermessungswesen (BEV) wurde im Oktober 2015 die Richtlinie E 04 in Kraft gesetzt und auf der Homepage des BEV publiziert. Betreffend die statistische Erreichung hat das BEV der E-Control mitgeteilt, dass der Prozess klar definiert sei, dass Erweiterungen der Ermächtigung abgeschlossen wurden und weitere Anträge auf Erweiterung der Ermächtigung in Bearbeitung seien. Zur Zulassung neuer Zählermodelle wurden seitens des BEV folgende Angaben gemacht:

„Derzeit gibt es laufende Verfahren von einigen Herstellern, die in einem unterschiedlichen Bearbeitungsstatus sind. Davon stehen Verfahren kurz vor dem Abschluss und weitere sind in Bearbeitung. Bei einer größeren Anzahl von Verfahren sind die Hersteller aufgefordert, noch entsprechende Unterlagen/Messgeräte ein- bzw. nachzureichen. Da die erforderlichen Unterlagen/Nachreichungen noch nicht eingelangt sind, können diese daher derzeit auch nicht weiter bearbeitet werden. Es wird daher den entsprechenden Herstellern empfohlen, im Zuge der Zulassungsbeantragung gleichzeitig Mustergeräte und vollständige Unterlagen einzureichen, damit es zu keinen weiteren Verzögerungen innerhalb des Zulassungsprozesses kommt.“

6.2 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 Messsystemen¹⁹, siehe auch Kapitel 2.2 oben) stellt sich die Kommunikationsinfrastruktur wie folgt dar:

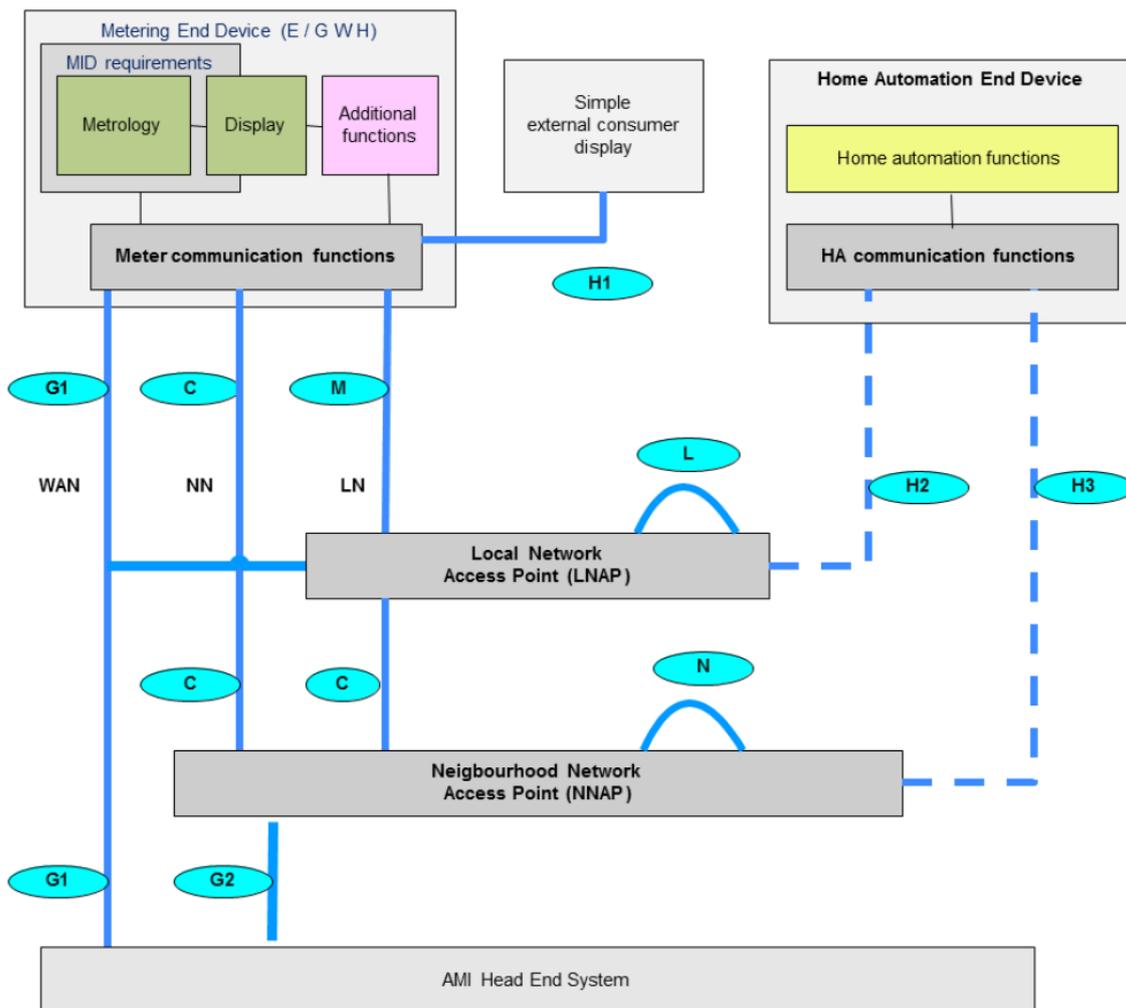


Abbildung 11: Funktionale Referenzarchitektur für die Kommunikation in intelligenten Messsystemen (Quelle: SM-CG)

Im aktuellen Monitoring wurde im Zuge der Datenabfrage auch auf dieses Referenzmodell Bezug genommen. In obiger Grafik repräsentiert die Schnittstelle H1 somit in der österreichischen Variante die Kundenschnittstelle, die in Österreich geforderte Multi-Utility Schnittstelle spiegelt sich in obiger

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

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.

6.2.1 Aufbau der Datenübertragung und Kommunikationstechnologien

Bei der Betrachtung des verwendeten Datenübertragungsweges sind prinzipiell die zwei derzeit üblichen Systeme zu unterscheiden:

- a) Indirekte Datenübertragung von Zählgerät zum Netzbetreiber über einen Datenkonzentrator²⁰
- b) Direkte Datenübertragung vom Zählgerät zum Netzbetreiber (zB über öffentliche Mobilfunknetze)

Bei der indirekten Datenübertragung übernimmt ein sogenannter Datenkonzentrator die Sammlung, Bündelung und Weitergabe der gemessenen Werte einer gewissen Anzahl von an ihn angeschlossenen Zählgeräten 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 der nächstliegende Trafo).

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

²⁰ 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.

Gebiet) eine PLC-Übertragung nicht wirtschaftlich machbar ist oder noch keine gute 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 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 Datenkonzentrator zu ihrem IT-System setzt.

Die Stadtwerke Feldkirch hingegen setzen bei der Übertragung vom Datenkonzentrator 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

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.

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“²¹ verwiesen, in welchem beispielhaft einzelne Übertragungstechnologien und vor allem die jeweiligen möglichen Kriterien zur Auswahl einer bestimmten Technologie dargestellt werden.

6.2.2 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 Systeme²²
- b. CRM-Systeme/Kundendatenmanagement²³
- c. Verrechnungssysteme/Rechnungslegung
- d. Prognosesoftware (Einkauf, Energiemengen)
- e. Netzleitsysteme²⁴

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

²¹ http://www.e-control.at/documents/20903/388512/20150520_TK_im_Elektrizitaetssektor.pdf/252949e2-2bb1-4e02-b75b-5eda0915f0b7

²² 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.

²³ CRM-Systeme dienen zur Verwaltung der Kundenstammdaten eines Unternehmens.

²⁴ Prozessleitsystem zur Steuerung und Überwachung des Stromnetzes.

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 verwiesen²⁵, 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.

6.3 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 integrieren (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.

²⁵ Siehe Dokument: „Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber“

Im Beschaffungsbereich wurden ebenfalls Gemeinschaften gebildet, hier sind 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 die notwendigen 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 der Energie West GmbH können an dieser Kooperation teilnehmen.

6.4 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, die Verwendung von positiven Formulierungen
- Darlegung der Vorteile von intelligenten Messgeräten
- Erläuterung von Begriffen wie zB "Energieeffizienz", "Web Portal" etc
- Eingehen auf das Thema Datensicherheit
- Erläuterung für Doppeltarifkunden²⁶, 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-Flyer²⁷ 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.

²⁶ Vgl dazu §84a Abs 4 EIWOG

²⁷ Siehe <https://www.e-control.at/documents/20903/388512/e-control-smartmeter-infolyer.pdf/5283fb7d-031e-4156-a908-b4c8a94ef5ca>

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 Netzbennutzers 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 personalisierten 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 15-Minuten-Werte 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 im Rahmen von Pilotprojekten 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 des 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 mitabgefragt, für welche Zwecke die jeweilige Datenanwendung verwendet wird. Bei den derzeit fünf größten Pilotprojekten in Österreich fand eine entsprechende Meldung der Datenanwendung an die DSBstatt, wobei als Zweck hauptsächlich die Verrechnung bzw der Netzausbau/die -planung (hierfür die anonymisierten Daten) angegeben wurden. Teilweise war die Zustimmung zur Auslesung der 15-Minuten-Werte auch Bedingung für die Teilnahme am freiwilligen Pilotprojekt. Besonders fielen auch die detaillierten Datenschutzzinformationen für die Kunden bei den Pilotprojekten auf. In all diesen Pilotprojekten gab es betreffend Installation der intelligenten Messgeräte vorab schriftliche Informationen, in vier von fünf Fällen zusätzlich noch persönliche Gespräche. Überdies gab es noch weitere Informationskanäle wie zB Pressekonferenzen, Artikel etc. In diesen fünf großen Pilotprojekten gibt es überdies technisch die Möglichkeit, mit den eingesetzten Zählern/Technologien das Display des Zählers auf Wunsch des Kunden freizugeben, um personenbezogene Daten (Lastprofilwerte) anzuzeigen.

Im gegenständlichen Monitoringbericht wurden auch Informationen im Zusammenhang mit der 15-Minutenauslesung sowie die Inanspruchnahme der Opt-In und Opt-Out Möglichkeit erhoben. Von den rund 105.000 Ankündigungsschreiben über den Smart Meter Einbau, die im Jahr 2015 ausgesandt wurden, haben im Durchschnitt lediglich rund **1,5% der Kunden von der Opt-Out Möglichkeit Gebrauch gemacht** (2014: 0,43%). Weiters zeigt sich, dass sich immerhin rund **13 % der Kunden** für die **Übertragung von 15-Minutenwerten**, und sich somit für ein **Opt-In** entschieden haben.

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. In einigen Fällen wurde bei den Opt-Out Kunden noch die Ferraris Zähler belassen. Dies bedeutet aber höhere Gesamtkosten, da in diesen Fällen eine weitere manuelle Bearbeitung von Prozessen notwendig ist, und auch die Infrastruktur doppelt bereitgestellt und bereitgehalten werden muss.

8 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 Webportale zur Verfügung. Die bereitgestellten Materialien beziehen sich dabei auf das Berichtsjahr 2015.

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

Die E-Control bekam einerseits einen Überblick über die Webportale der Netzbetreiber in Form von Screenshots, Beschreibungen und Powerpoint-Präsentationen, andererseits (wo verfügbar) einen direkten Zugriff auf die Webportale (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 Webportale wirken dabei 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 Webportale 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 Webportale ein autorisierter, gesicherter Zugang nötig ist, was den Anforderungen der DAVID-VO 2012 entspricht.

Smarte 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 untersucht²⁸. 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 Webportal Zugriff auf ihren Verbrauch. Die Testhaushalte konnten an Hand der Daten erkennen, welche Verhaltensweisen zu einer Reduktion des Energieeinsatzes führten und ihr Verhalten entsprechend anpassen. Die erzielten Einsparungen betragen im Schnitt

²⁸ Modellvorhaben Bewusst heizen, Kosten sparen. Management Summary zum Zwischenbericht „Verbrauchsauswertung und Mieterbefragung in der Heizperiode 2014/2015“.

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/Methodendokument²⁹ 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.

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 15-min-Werten (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.

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.

²⁹ Siehe BGBl. II - Ausgegeben am 30. November 2015 - Nr. 394, Anlage 1, Verallgemeinerte Methoden zur Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen, Seite 155, Tabelle 8.3-2: Endenergieeinsparung für Intelligente Zähler (Smart Meter) in Haushalten [kWh/a]

8.3 Preisentwicklung im „Kleinkundensektor“ nach Verbrauchergruppen

Endverbraucherpreise in den Elektrizitätsmärkten werden von der E-Control im Rahmen der Marktstatistiken erhoben und publiziert³⁰. Die Marktstatistik beschränkt sich bei den Verbraucherpreisen auf die „Kleinverbraucher“, im Wesentlichen auf die Verbrauchergruppen Haushalt, Gewerbe und Landwirtschaft, wobei die Zuordnung ausschließlich auf Basis des vom jeweiligen Netzbetreiber jeweils zugeordneten Standardlastprofils erfolgt. Dementsprechend werden die unterbrechbaren Tarife als eigene Gruppe geführt und nicht einer Verbrauchergruppe zugeschlagen. Die Energiepreisentwicklung stellt sich dabei (exklusive Netzentgelte, Steuern und Abgaben) wie folgt dar:

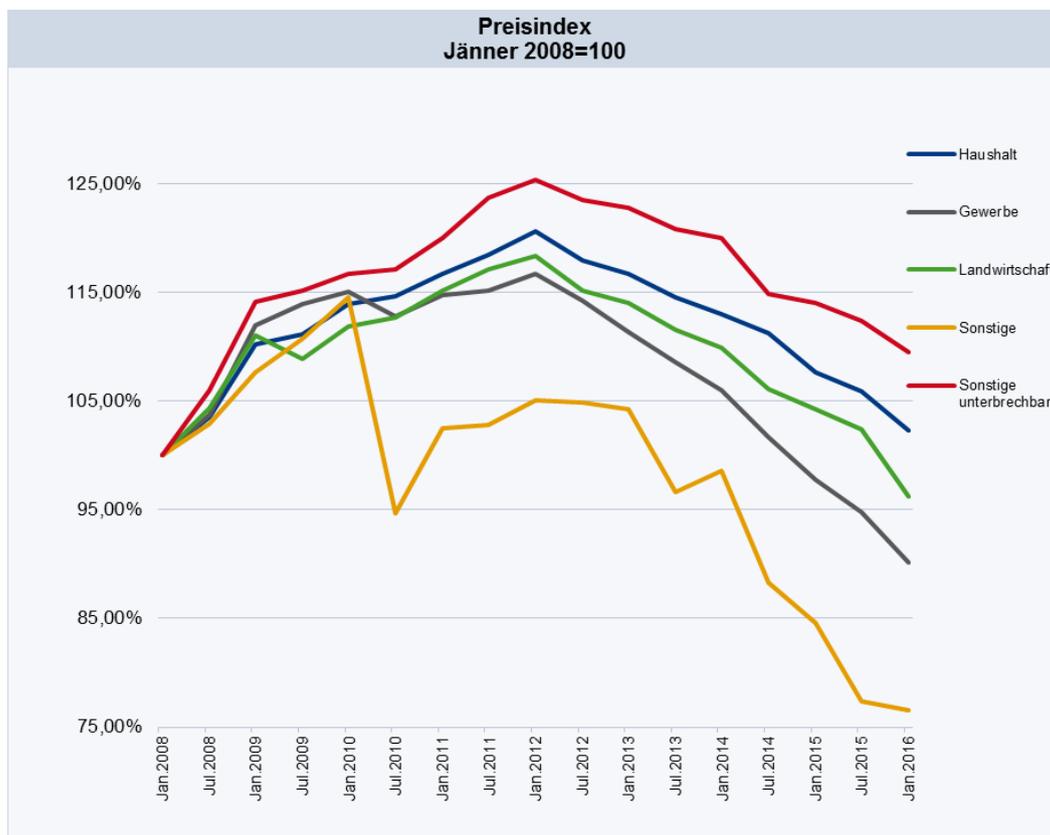


Abbildung 12: Preisentwicklung Kleinkunden – halbjährliche Aktualisierung (Quelle: E-Control)

³⁰ Siehe auch: <https://www.e-control.at/statistik/strom/marktstatistik/preisentwicklung>

Die Entwicklung der österreichischen Haushaltsstrompreise von 2007 bis 2015 inklusive Netzentgelten, Steuern und Abgaben zeigt dabei folgenden Verlauf:

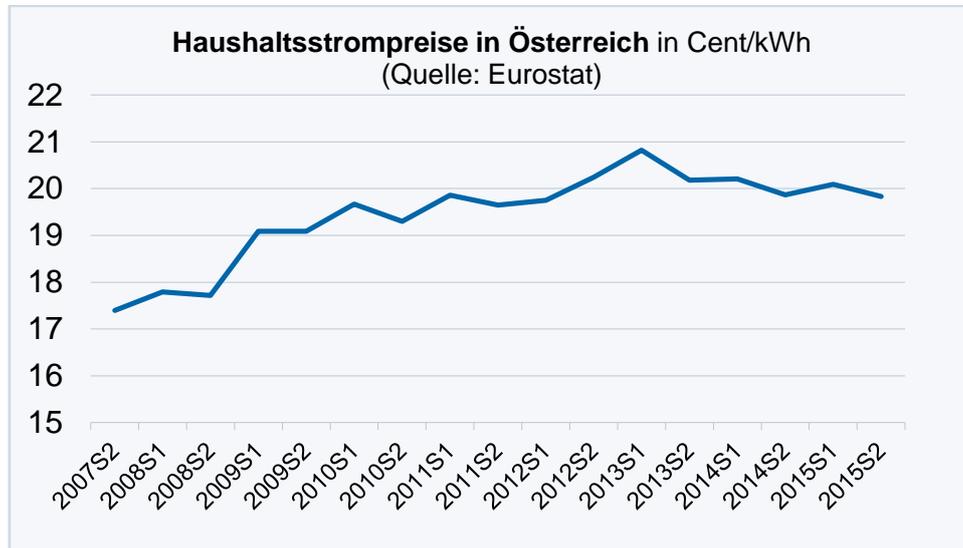


Abbildung 13: Haushaltsstrompreise inklusive Netzentgelte Steuern und Abgaben
Entwicklung in Österreich (Quelle: Eurostat)

Die Entwicklung der österreichischen Haushaltsstrompreise im Europäischen Vergleich von 2007 bis 2015 inklusive Netzentgelten, Steuern und Abgaben stellt sich wie folgt dar:

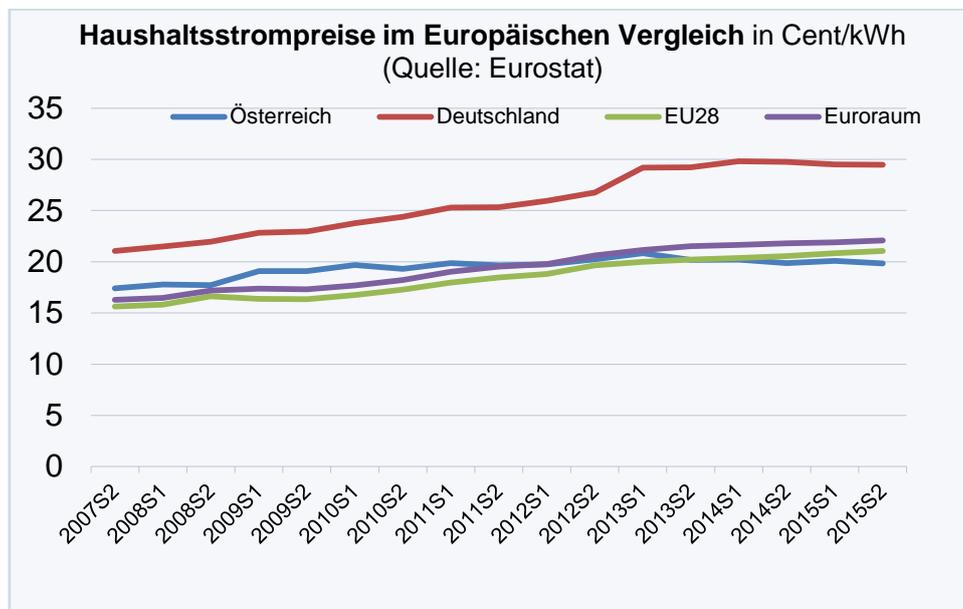


Abbildung 14: Haushaltsstrompreise EU inklusive Netzentgelte Steuern und Abgaben
EU-Vergleich (Quelle: Eurostat)

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 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. Weiters wird die Einbindung in Spannungsregelungen, die insbesondere der Kompensation der spannungsanhebenden Wirkung der dezentralen Erzeugungsanlagen dienen, als nützlich angesehen. Durch eine „Ferndiagnose“ der Situation eines einzelnen Kunden ohne Spannung in der Anlage kann rascher auf die Fehler reagiert werden. Insgesamt sieht man daher zusätzlich ein großes Verbesserungspotential in der Fehlererkennung und -behebung beim Kunden. Insgesamt sind diese möglichen Potenziale jedoch erst auf deren Nutzenstiftung zu analysieren und unter Einbeziehung der dafür erforderlichen Aufwendungen bzw Kosten im Hinblick auf ihre wirtschaftliche Vertretbarkeit zu bewerten.

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. Die Integration erneuerbarer Energiequellen, die Tendenz der Erzeugung zusätzlich zu zentralen großen Erzeugungseinheiten auch zu verteilten Kleinerzeugern, wird die Struktur des Energiemarktes nachhaltig verändern.

Gemäß den Vorschlägen der Europäischen Kommission, die im Zuge des letztjährigen „Summer Packages“ kommuniziert wurden, 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.

11 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht der Zählpunkte aller Roll-Out-Pläne der gemeldeten Projekte in Österreich, Stand Dezember 2015	8
Abbildung 2: Übersicht der Zählpunkte aller Roll-Out-Pläne der gemeldeten Projekte in Österreich, Stand Dezember 2015	22
Abbildung 3: Übersicht der Roll-Out-Quote der gemeldeten Projekte in Österreich, Stand Dezember 2015.....	23
Abbildung 4: Netz Oberösterreich GmbH, geplante Entwicklung Smart Meter Einbau, Stand Dezember 2015.....	24
Abbildung 5: LINZ STROM Netz GmbH, geplante Entwicklung Smart Meter Einbau, Stand Dezember 2015.....	24
Abbildung 6: Stadtwerke Feldkirch, geplante Entwicklung Smart Meter Einbau, Stand Dezember 2015	25
Abbildung 7: Zielerreichung der Netzbetreiber bis Ende 2017, Stand Dezember 2015	26
Abbildung 8: Übersicht aller installierten Zähler und gemeldeten Projekte in Österreich, Stand Dezember 2015.....	26
Abbildung 9: Übersicht Gesamtzahl installierter und georderter intelligenter Messgeräte in Österreich, Stand Dezember 2015	27
Abbildung 10: Status Smart Meter Roll-Out, Stand Dezember 2015.....	28
Abbildung 11: Funktionale Referenzarchitektur für die Kommunikation in intelligenten Messsystemen (Quelle: SM-CG).....	31
Abbildung 12: Preisentwicklung Kleinkunden – halbjährliche Aktualisierung (Quelle: E-Control)	42
Abbildung 13: Haushaltsstrompreise inklusive Netzentgelte Steuern und Abgaben Entwicklung in Österreich (Quelle: Eurostat)	43
Abbildung 14: Haushaltsstrompreise EU inklusive Netzentgelte Steuern und Abgaben EU-Vergleich (Quelle: Eurostat)	43