

Bericht zur Einführung von intelligenten Messgeräten in Österreich

der E-Control

gemäß

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



Energie-Control Austria

für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft

Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien

www.e-control.at

Impressum

Eigentümer, Herausgeber und Verleger:

Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft

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

Für den Inhalt verantwortlich:

DI Andreas Eigenbauer und

Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M (Brügge)

Vorstand E-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.

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 gemäß den Vorgaben der Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung¹ des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend (nunmehr: Bundesministerin für Nachhaltigkeit und Tourismus - BMNT) – (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.“

Bezüglich den bei der Installation gemachten Erfahrungen hat die E-Control auch in diesem Jahr Stellungnahmen von weiteren Behörden, Interessenverbänden und Institutionen eingeholt, um für das zuständige Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus ein entsprechend breites Informationsspektrum für die strategische Begleitung der Einführung von intelligenten Messgeräten bereitzustellen. Auf Basis dieser Informationen kann eine weitere Abstimmung mit den zuständigen Fachressorts für Cyber-Sicherheit, Datenschutz, Digitalisierung, Konsumentenschutz sowie Telekommunikation und Funk erfolgen.

Der vorliegende Fortschrittsbericht über die Einführung von intelligenten Messgeräten in Österreich wurde auf Basis der erhobenen Daten des Berichtsjahres 2018 erstellt. Maßgeblich hierfür war die Rechtslage in diesem Zeitraum. Wir erachten die Smart Meter Einführung als essentiell, um die zukünftigen Anforderungen an das Stromsystem bewältigen zu können. Eine rasche Ausrollung ist daher unabdingbar.

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

¹ § 2 Abs 1 und 3 IME-VO

Inhaltsverzeichnis

VORWORT	3
1 ZUSAMMENFASSUNG	7
2 RAHMENBEDINGUNGEN	10
2.1 EUROPÄISCHE RICHTLINIEN	10
2.1.1 Elektrizitätsbinnenmarkt-RL	10
2.1.2 Energieeffizienz-RL	10
2.1.3 Clean Energy Package	11
2.2 EUROPÄISCHE STANDARDISIERUNGSINITIATIVE	12
2.3 NATIONALE GESETZESGRUNDLAGEN	13
2.3.1 Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010	13
2.3.2 Bundes-Energieeffizienzgesetz (EEffG)	15
2.3.3 Verordnungen	17
2.3.3.1 Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO)	17
2.3.3.2 Intelligente Messgeräte-Anforderungs-Verordnung 2011 (IMA-VO 2011)	18
2.3.3.3 Datenformat- und Verbrauchsinformationsdarstellungs-Verordnung 2012 (DAVID-VO 2012) und ihre Novelle 2013	19
2.3.3.4 Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 – SNE-V 2018	21
2.4 SONSTIGE MARKTREGELN	21
2.4.1 Kapitel 1 - Begriffsbestimmungen	21
2.4.2 Kapitel 10 - Informationsübermittlung von Netzbetreibern und anderen Marktteilnehmern; Grundsätze des 1. und 2. Clearings	22
3 ERHEBUNG DER DATEN BEI DEN NETZBETREIBERN	24
4 FORTSCHRITT DER INSTALLATION VON INTELLIGENTEN MESSGERÄTEN	25
4.1 PROJEKTPLÄNE UND EINFÜHRUNGSSZENARIEN	25
4.2 ANZAHL DER UMZUSTELLENDEN ZÄHLPUNKTE	32
4.3 ANZAHL DER BEREITS INSTALLIERTEN INTELLIGENTEN MESSGERÄTE	32
5 KOSTENENTWICKLUNG	33
6 ERFAHRUNGEN	36
6.1 E-CONTROL	36
6.1.1 Erfüllung der Anforderungen gemäß IMA-VO 2011	36
6.1.2 Aufbau des Smart Meter-Systems, der Datenübertragung und der IT-Systeme	36
6.1.3 Aufbau der Datenübertragung und Kommunikationstechnologien	38
6.1.4 Anpassungen der IT-Systeme	42
6.1.5 Gemeinsame Nutzung der Infrastruktur mit anderen Bereichen und Unternehmen	42

6.1.6	Ankündigungsschreiben über den Smart Meter Einbau.....	44
6.1.7	Analyse der Smart Meter Webauftritte ausgewählter österreichischer Stromnetzbetreiber	44
6.2	ERFAHRUNGEN VON WEITEREN BEHÖRDEN, INTERESSENVERBÄNDEN UND INSTITUTIONEN	47
6.2.1	Arbeiterkammer	47
6.2.2	ARGE DATEN - Österreichische Gesellschaft für Datenschutz.....	48
6.2.3	Bundesamt für Eich- und Vermessungswesen (BEV).....	48
6.2.4	Bundesministerium für Arbeit, Soziales, Gesundheit und Konsumentenschutz (BMASGK)	49
6.2.5	Datenschutzrat (DSR).....	50
6.2.6	Fachverband der Elektro- und Elektronikindustrie (FEEI)	50
6.2.7	Österreichische Datenschutzbehörde (DSB)	51
6.2.8	Österreichs Energie (OE).....	52
6.2.9	Rundfunk und Telekom Regulierungs-GmbH (RTR)	52
6.2.10	Technologieplattform zum Thema Smart Grids (SMARTGRIDS Austria)	54
6.2.11	Verein für Konsumenteninformation (VKI)	56
6.2.12	Volksanwaltschaft	57
6.2.13	Wissenschaftlicher Beirat Funk (WBF)	57
7	DATENSCHUTZ.....	59
7.1	RECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN	59
7.2	BISHERIGE ERFAHRUNGEN	60
7.2.1	Opt-In Variante	60
7.2.2	Opt-In Variante mit viertelstündlichem Clearing.....	61
7.2.3	Standard - Variante.....	62
7.2.4	Opt-Out - Variante	62
7.2.5	Grafische Übersicht	62
8	PREIS- UND VERBRAUCHSENTWICKLUNG BEI DEN ENDVERBRAUCHERN, AUSWIRKUNGEN AUF DEN ENDKUNDEN- BZW. RETAILMARKT.....	64
8.1	KUNDENINFORMATION UND ENERGIEEFFIZIENZ.....	64
8.2	INFORMATIONSGEHALT UND VERFÜGBARKEIT DER DATEN GEMÄß DAVID-VO 2012.....	65
8.3	PREISENTWICKLUNG BEI HAUSHALTSKUNDEN.....	66
8.4	TARIFKALKULATOR DER E-CONTROL.....	67
9	NETZSITUATION.....	70
10	WEITERE VORGEHENSWEISE IM ZUSAMMENHANG MIT DEM SMART METER ROLL- OUT, AUSBLICK	71
11	ABBILDUNGSVERZEICHNIS	73

Abkürzungsverzeichnis

BGBI	Bundesgesetzblatt
BMASGK	Bundesministerium für Arbeit, Soziales, Gesundheit und Konsumentenschutz
BMNT	Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus
BMWFJ	Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend
BMWFW	Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft
CDMA	Code Division Multiple Access
CEP	Clean Energy Package
CRM-Systeme	Customer Relationship Management-Systeme
DAVID-VO	Datenformat- und Verbrauchsinformationsdarstellungs-Verordnung
DSF	Demand Side Flexibility
DSR	Demand Side Response
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
GIS	Geographische Informationssysteme
GPRS	General Packet Radio Service
GSM	Global System for Mobile Communications
HSDPA	High Speed Downlink Packet Access
IoT	Internet of Things
iVm	in Verbindung mit
IMA-VO	Intelligente Messgeräte-Anforderungs-Verordnung
IME-VO	Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung
EDGE	Enhanced Data Rates for GSM Evolution
LAN	Local Area Network
LoRa	Long Range (Wide Area)
M2M	Machine-to-Machine
MDM	Meter Data Management
PKI	Public-Key-Infrastruktur
PV	Photovoltaik
RL	Richtlinie
TOU	Time-of-Use
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System
Z	Ziffer

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: Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus - BMNT) der Startschuss für die Einführung von intelligenten Messgeräten (Smart Meter) in Österreich gegeben. Die Verordnung wurde Ende 2014 und Ende 2017 novelliert. Die Verordnung sieht vor, dass bis Ende 2022 mindestens 95 % aller österreichischen Stromkunden mit einem intelligenten Messgerät auszustatten sind. Der festgeschriebene Einführungsplan sieht zudem eine stufenweise Umsetzung vor: Bis Ende 2015 war seit der Novelle 2014 ein Projektplan über die stufenweise Einführung von intelligenten Messgeräten samt Angabe eines Zielerreichungspfades vorzulegen, und bis Ende 2020 sind 80% aller Kunden mit einem intelligenten Messgerät auszustatten. Vor der IME-VO Novelle 2017 waren 70% bis Ende 2017 vorgesehen. Die gesamte Einführung wird auf Grundlage der Verpflichtungen aus der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL (RL 2009/72/EG)², die nach Durchführung einer Kosten-Nutzen-Analyse eine Einführung von intelligenten Messgeräten für mindestens 80% aller Stromkunden bis Ende 2020 vorsieht, durchgeführt. Im Rahmen des Clean Energy Package (CEP) wurde insbesondere eine neue Elektrizitätsbinnenmarkt-RL (RL [EU] 2019/944)³ erlassen, die auch geänderte Regelungen für Smart Meter enthält. Ein zentrales Element innerhalb des CEP ist der „aktive Konsument“. Smart Meter sind ein wichtiger Bestandteil zur Umsetzung dieser Anforderung.

Die Netzbetreiber sind aufgrund der rechtlichen Vorgaben 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 BMNT und der Regulierungsbehörde auferlegt. Die Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control) ist zur Erstellung eines jährlichen Fortschrittsberichts verpflichtet.

Ergebnisse der Datenerhebungen

Die Ergebnisse der im Frühjahr 2019 bei den Netzbetreibern durchgeführten Abfrage liegen nun in diesem Bericht aufbereitet vor.

² 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.

³ RL (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates v 5.6.2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der RL 2012/27/EU, ABI L 2019/158, 125.

Die im Jahr 2018 größten in Österreich in Ausführung befindlichen bzw. bereits durchgeführten 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 2018 wiederum sehr aktiv war.

Von den insgesamt rund 6.200.000 (Stand 2017: 6.150.000) potentiell durch die IME-VO betroffenen Zählpunkten sind mittlerweile mit Stand Dezember 2018 rund **950.000** (Stand 2017: 730.000) mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet. Dies entspricht einem österreichweiten **Abdeckungsgrad von rund 15,4%** (Stand 2017: 12%).

Weitere Informationen zu den Detailbereichen der Abfrage insbesondere zur Erfüllung der Anforderungen aus den entsprechenden weiteren Verordnungen (IMA-VO 2011, DAVID-VO 2012) finden sich in den jeweiligen Kapiteln dieses Berichts.

Ausblick

Im Jahr 2018 hat zwar die überwiegende Anzahl der betroffenen Netzbetreiber einen größeren, flächendeckenden Einbau von Smart Metern gestartet, allerdings sind einige größere Netzbetreiber mit der Ausrollung in Verzug. Dieser Sachverhalt wirkt sich somit in einer noch immer geringen Ausrollungsquote für ganz Österreich aus. Größere Roll-Outs waren vor allem bei jenen Netzbetreibern zu finden, bei denen bereits seit einigen Jahren verstärkt Aktivitäten rund um intelligente Messgeräte stattfinden. Auch an dieser Situation hat sich im Wesentlichen im Vergleich zu den Vorjahren wenig geändert. Die meisten der Netzbetreiber haben die Vergabe der Geräte bereits abgeschlossen. Bei diesen Projekten 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.

Teilweise wurden Projektumsetzungen einerseits durch technische Probleme bei den Pilotprojekten, andererseits durch Lieferengpässe bei den Zählerherstellern verzögert. Zusätzlich gab es Fälle, wo aufgrund von Problemen bei der Umsetzung die Vergaben neu ausgeschrieben werden mussten. Damit kommen auf diese 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. Die Auswertung der gemeldeten und ausgewerteten Projektpläne zeigt auf, dass der in der

IME-VO vorgegebene Zeitplan von einigen **Netzbetreibern aus heutiger Sicht nicht eingehalten werden kann**. Dies spiegelt sich auch im Österreich-Überblick wider:

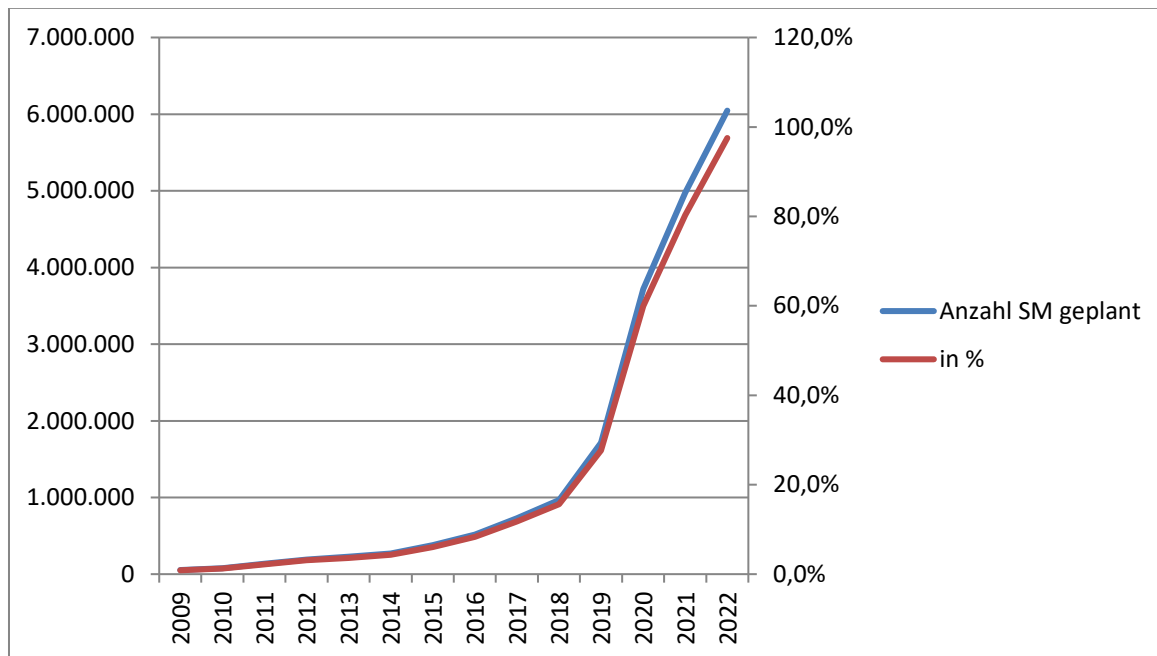


Abbildung 1: Übersicht der Zählpunkte aller Roll-Out-Pläne der gemeldeten Projekte in Österreich, Stand Dezember 2018

Die laufende Veränderung der jährlichen Prognosen der geplanten Roll-Out Zahlen nach unten und die Verzögerungen aufgrund der oben genannten Probleme führen dazu, dass aus heutiger Sicht die Erreichung der Roll-Out Quote **aus der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL (RL 2009/72/EG) von 80% bis 2020, welche auch in der IME-VO vorgesehen ist, für manche Netzbetreiber nicht mehr möglich sein wird** und auch im Österreich-Durchschnitt nicht erreicht werden kann.

Mit **Ende 2019** werden gemäß der aktuellen Prognosezahlen rund 1,7 Mio intelligente Messgeräte ausgerollt sein, was einer Roll-Out Quote von rund 28% entsprechen würde. Mit Redaktionsschluss geht die Behörde von einer **aktuellen Roll-Out Quote von rund 20%** aus.

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 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 sowie 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. Im Rahmen des Clean Energy Package (CEP) wurde eine neue Elektrizitätsbinnenmarkt-RL erlassen, die u.a. auch geänderte Regelungen für Smart Meter enthält (siehe unten).

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. Zudem wird an mehreren Stellen die Notwendigkeit betont,

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 Verbrauchszeiten 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.

Diese RL wurde durch die RL (EU) 2018/2002 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11.12.2018 zur Änderung der RL 2012/27/EU zur Energieeffizienz geändert. In der überarbeiteten Energieeffizienzrichtlinie wird u.a. gefordert, nützlichere und vollständige Abrechnungsinformationen auf der Grundlage klimabereinigter Verbrauchsdaten zur Verfügung zu stellen. Dies umfasst relevante Vergleichsangaben und neue Elemente wie Informationen über den jeweiligen Energiemix und die damit verbundenen Treibhausgasemissionen sowie über die zur Verfügung stehenden Beschwerde- oder Streitbeilegungsverfahren. Gleichzeitig sollen strengere Anforderungen in Bezug auf Zwischenabrechnungs- oder -verbrauchsinformationen dort, wo fernablesbare Geräte installiert und gleichzeitig Vorschriften zur Gewährleistung eines schrittweisen Übergangs zu fernablesbaren Zählern und Heizkostenverteilern vorhanden sind, dafür sorgen, dass letztendlich allen Endnutzern aktuellere und häufigere Informationen zur Verfügung stehen.

2.1.3 Clean Energy Package

Im Rahmen des Clean Energy Package (CEP) wurden die neue VO über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor (VO [EU] 2019/941), die VO zur Gründung einer Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (VO [EU] 2019/942), die VO über den Elektrizitätsbinnenmarkt (VO [EU] 2019/943) sowie die RL mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (RL [EU] 2019/944) beschlossen, am 14. Juni 2019 im Amtsblatt der Europäischen Union veröffentlicht⁴ und am 4. Juli 2019 in Kraft gesetzt. Wie bereits ausgeführt ist der „aktive Konsument“ ein zentrales Element innerhalb des CEP. Smart Meter sind ein wichtiger Bestandteil zur Umsetzung dieser Anforderung.

⁴ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=OJ:L:2019:158:FULL&from=EN>

Die neue Elektrizitätsbinnenmarkt-RL (RL [EU] 2019/944 enthält insb in Art 19 allgemeine Regelungen für intelligente Messsysteme, in Art 20 Vorgaben für die Funktionen intelligenter Messsysteme und in Art 21 einen Anspruch auf ein intelligentes Messsystem. Anhang II normiert weitere Vorgaben für intelligente Messsysteme, etwa für die Kosten-Nutzen-Analyse und den Zeitplan.

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 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

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

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

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

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

- 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. So wurde beispielsweise das Dokument „Minimum Security Requirements for smart metering“¹⁰ herausgegeben und im Jahr 2015 zusätzlich ein Repository, also ein Verzeichnis, welches die Mindestanforderungen an die Sicherheit der Smart Meter Systeme definiert, veröffentlicht¹¹. Weitere Aktivitäten der SM-CG sind dem „Work Programme 2017“¹² zu entnehmen.

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 u.a. 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 insbesondere 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 einer Woche auf Basis dieser vom Netzbetreiber übermittelten Messwerte dem Endverbraucher

⁹ ftp://ftp.cencenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/Fields/EnergySustainability/Management/SmartMeters/SMCG_Security_and_Privacy_Report_PartIII.pdf

¹⁰ ftp://ftp.cencenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/Fields/EnergySustainability/Management/SmartMeters/SMCG_Sec0109.pdf

¹¹ ftp://ftp.cencenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/Fields/EnergySustainability/Management/SmartMeters/SMCG_Sec0093_DC_PartIVAnnex.xlsx

¹² <ftp://ftp.cencenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartMeters/Workprogramme2017.pdf>

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 sechs verschiedene Bereiche 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 für den Endverbraucher die Möglichkeit, die Informationen auch ablehnen zu können.

- § 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 auch der Lieferant als Informationsverpflichteter einbezogen wird.

- § 83 – Intelligente Messgeräte

Zusätzlich zur IME-VO wurde 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 definiert, 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.

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 zu liefern.

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 2010 im Rahmen der sogenannten „Kleinen Ökostromnovelle“, BGBl I 108/2017)

Durch die EIWOG 2010-Novelle wird die gemeinschaftliche Nutzung von Erzeugungsanlagen vereinfacht, z.B. PV-Anlagen auf Mehrfamilienhäusern. 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. Smart Meter mit gemessenen Viertelstundenwerten sind somit die grundlegende Basis für die Umsetzung der gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen (vgl. § 16a Abs 6 EIWOG 2010).

2.3.2 Bundes-Energieeffizienzgesetz (EEffG)

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 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.¹³

Die E-Control hat gemäß § 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.¹⁴ Werden weniger als zwei Drittel der Maßnahmen direkt gesetzt, muss der Betrag erhöht werden.¹⁵ Das Gesetz sieht auch die Möglichkeit vor, mit Energieeffizienzmaßnahmen zu handeln. Dafür stehen verschiedene Handelsplattformen zur Verfügung.

Der Zeithorizont des aktuellen EEffG läuft noch bis zum Jahr 2020. Die novellierte Richtlinie (EU) 2018/2002 erweitert den Zeitraum der europäischen Vorgaben bis ins Jahr 2030. Entsprechend muss das EEffG überarbeitet werden, um die Vorgaben umzusetzen.

Aktuell findet ein Evaluierungsprozess des Gesetzes sowie des Verpflichtungssystems statt. Diskussionspunkte sind unter anderem:

- Der hohe Dokumentationsaufwand der Maßnahmen,
- der Status der Monitoringstelle (kein behördlicher Charakter),
- die Schwierigkeiten beim Erreichen von energiearmen Haushalten sowie
- die Überarbeitung der Maßnahmenbewertung.

Bei der Überarbeitung des Gesetzes könnte auch die österreichische Klima- und Energiestrategie „Mission 2030“ eine Rolle spielen. Diese sieht neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien und der Reduktion von Treibhausgasemissionen auch Energieeffizienzziele vor.

So wird das Ziel formuliert, die Primärenergieintensität um 25–30 % gegenüber 2015 zu verbessern. Sollte bis zum Jahr 2030 ein Primärenergiebedarf von 1.200 Petajoule (PJ) überschritten werden, sollen laut Energiestrategie diese darüberhinausgehenden Energiemengen durch Energie aus erneuerbaren Quellen abgedeckt werden¹⁶.

¹³ www.monitoringstelle.at

¹⁴ § 21 Abs 2 EEffG.

¹⁵ § 21 Abs 2 EEffG.

¹⁶ # Mission 2030 – Die Klima- und Energiestrategie der österreichischen Bundesregierung

Auch das neue EEffG wird auf die Vorteile von Smart Meter zurückgreifen. Offen bleibt, inwieweit dies über die bestehenden rechtlichen Rahmenbedingungen hinaus geht (siehe DAVID-VO) bzw. derartige zusätzliche Maßnahmen überhaupt zur Anrechnung gebracht werden können.

2.3.3 Verordnungen

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

Hervorzuheben ist hierbei einerseits die Verordnungsermächtigung des BMWFJ (nunmehr: BMNT), mit welcher 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 383/2017) und andererseits eine Verordnungsermächtigung der E-Control, mit der 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 weitere Verordnungsermächtigung der E-Control 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: BMNT) im April 2012 die Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO) kundgemacht. Diese sah 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, sondern bis Ende 2015 ein Projektplan über die stufenweise Einführung von intelligenten Messgeräten samt Angabe eines Zielerreichungspfad vorzulegen war (§ 1 Abs 1 Z 1 IME-VO idF BGBl II 323/2014). Mit der IME-VO Novelle 2017 wurden die zu erreichenden Ziele dahingehend geändert, dass bis Ende 2020 mindestens 80% und bis Ende 2022 mindestens 95% der Zählpunkte mit intelligenten Messgeräten ausgestattet sein müssen (§ 1 Abs 1 Z 2 und 3 IME-VO idF BGBl II 383/2017).

Mit dieser Novelle wurde ebenso festgelegt, dass der Netzbetreiber, ungeachtet des Projektplans, Endverbraucher auf Wunsch mit einem intelligenten Messgerät auszustatten hat. Die Installation hat in diesem Fall ehestmöglich, jedoch höchstens binnen sechs Monaten, zu erfolgen (§ 1 Abs 5 IME-VO). Weiters wurde normiert, dass der Netzbetreiber dem Wunsch zu entsprechen hat, wenn ein Endverbraucher die Messung mittels eines intelligenten Messgeräts ablehnt (§ 1 Abs 6 IME-VO). In weiterer Folge wurden die Funktionen des Messgeräts für diesen Fall festgelegt (siehe unten). Die Regelung sieht zudem vor, dass derart konfigurierte digitale Messgeräte auf die in der IME-VO festgelegten Zielverpflichtungen angerechnet werden, soweit sie die Anforderungen der IMA-VO 2011, bei entsprechender Konfiguration, die auf Wunsch des Endverbrauchers umgehend vorzunehmen ist, erfüllen.

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 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 sowie zur Verbrauchsentwicklung und Netzsituation an das BMWFJ (nunmehr: BMNT) 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 den von der Regulierungsbehörde jährlich zu erstellenden Monitoringbericht über den Fortschritt der Einführung (§ 2 Abs 3 IME-VO).

2.3.3.2 Intelligente Messgeräte-Anforderungs-Verordnung 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 Wesentlichen auch jenen Anforderungen, welche die EU in ihrer Empfehlung (Empfehlung der Kommission zu Vorbereitungen für die Einführung intelligenter Messsysteme vom 9.3.2012)¹⁷ im Zusammenhang mit dem Roll-Out von intelligenten Messgeräten vorgegeben hat. Beispielsweise wurden dabei folgende Anforderungen genannt:

- Direkte Bereitstellung der Messwerte für den Kunden.
- Ausreichend häufige Aktualisierung der Messwerte, sodass die Informationen für das Erzielen von Energieeinsparungen genutzt werden können.
- Ermöglichung der Fernablesung der Zähler.
- Bereitstellung eines bidirektionalen Kommunikationskanals.
- Ermöglichung eines ausreichend häufigen Ablesens der Messwerte, damit die Informationen für die Netzplanung verwendet werden können.
- Unterstützung fortschrittlicher Tarifsysteme.
- Ermöglichung der Fern-Ein-/Ausschaltung der Versorgung und/oder Lastflüsse oder der Strombegrenzung.
- Bereitstellung einer sicheren Datenkommunikation.
- Bereitstellung von Import-/Exportmessungen für die dezentrale Erzeugung.

2.3.3.3 Datenformat- und Verbrauchsinformationsdarstellungs-Verordnung 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 gemäß § 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 ursprünglich im Marktregelprozess gemeinsam mit den Marktteilnehmern erarbeitet und in Kapitel 11 der Sonstigen Marktregeln Strom beschrieben. Dieses Kapitel wurde am 15.5.2018 aufgehoben. Der Prozess wird nunmehr durch eine Technische Dokumentation auf www.eutilities.at geregelt.

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

¹⁷ 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>

Spielraum zu belassen, um eine möglichst umfassende Information der Endverbraucher mit allen technischen Möglichkeiten (Website, Apps etc.) zu gewährleisten.

Die täglich gemessenen Werte jener Endkunden, deren Verbrauch mit einem Smart Meter gemessen wird, sind mindestens monatlich vom Netzbetreiber an den Lieferanten in festgelegter Form zu übermitteln, je nach Können und Vermögen auch früher.

Anforderungen der DAVID-VO 2012 an Lieferanten

Der Lieferant muss dem Endverbraucher eine monatliche Verbrauchs- und Stromkosteninformation in **elektronischer Form** zur Verfügung stellen, beispielsweise per E-Mail (die zur Verfügungstellung auf einer Website ist somit beim Lieferanten nicht zwingend erforderlich, hingegen beim Netzbetreiber schon, siehe weiter unten). Auf Wunsch kann die Information auch per Post übermittelt werden. Diese Verbrauchs- und Stromkosteninformation muss gemäß § 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.
- Außerdem hat die Verbrauchsinformation eine einfache und klare Darstellung über die Stromkosten inklusive Steuern und Abgaben zu enthalten.

Anforderungen der DAVID-VO 2012 an Netzbetreiber

Der Netzbetreiber hat die Verbrauchsdaten **im Internet** mittels einer **Website** darzustellen. Die Daten und Informationen 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 u.a. 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.

2.3.3.4 Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 – SNE-V 2018

Zusätzlich zu den für die Einführung von intelligenten Messgeräten genannten drei Verordnungsermächtigungen sei an dieser Stelle auch die Systemnutzungsentgelte-Verordnung genannt, die die Systemnutzungsentgelte mit einem Netznutzungsentgelt für Regelreserve auf den Netzebenen 1-7 enthält, deren Verrechnung nur auf Basis von gemessenen Viertelstundenwerten möglich ist – vgl. dazu § 5 Abs 1 Z 9 SNE-V 2018.

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 zwei 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 z.B. 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 z.B. 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.

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.

Als ein weiterer elektronischer Zähler war bisher der sog *Digitale Standardzähler* (DSZ, vgl. SoMa Strom – Kapitel 1 Begriffsbestimmungen) definiert. Dabei handelte es sich um ein elektronisches Messgerät, das keine Viertelstundenwerte speichert und über keine Abschaltfunktion bzw. Leistungsbegrenzungsfunktion verfügt und daher kein intelligentes Messgerät ist. Eine Auslesung des aktuellen Zählerstandes findet etwa zur Verbrauchsabgrenzung bei der Jahresrechnung, einem Lieferantenwechsel oder bei Tarif- oder Preisänderungen statt. Diese Begriffsbestimmung wurde jedoch gestrichen, weil die Zählerkonfiguration im Falle der Ablehnung eines intelligenten Messgeräts durch die IME-VO Novelle 2017 (BGBl II 383/2017) in § 1 Abs 6 IME-VO festgelegt wurde.

Dort ist nunmehr festgelegt, dass der Netzbetreiber dem Opt-Out Wunsch zu entsprechen hat. Weiters wird Folgendes normiert: *„Der Netzbetreiber hat in diesem Fall einzubauende oder bereits eingebaute intelligente Messgeräte derart zu konfigurieren, dass keine Monats-, Tages- und Viertelstundenwerte gespeichert und übertragen werden und die Abschaltfunktion sowie Leistungsbegrenzungsfunktion deaktiviert sind, wobei die jeweilige Konfiguration der Funktionen für den Endverbraucher am Messgerät ersichtlich sein muss. Eine Auslesung und Übertragung des für Abrechnungszwecke oder für Verbrauchsabgrenzungen notwendigen Zählerstandes und, soweit das Messgerät technisch dazu in der Lage ist, der höchsten einviertelstündlichen Durchschnittsbelastung (Leistung) innerhalb eines Kalenderjahres muss möglich sein.“*

2.4.2 Kapitel 10 - Informationsübermittlung von Netzbetreibern und anderen Marktteilnehmern; Grundsätze des 1. und 2. Clearings

Änderungen in Kapitel 10 der sonstigen Marktregeln ermöglichen bei Vorhandensein intelligenter Messgeräte ab 1.2.2018 das Clearing auf Basis von Viertelstundenwerten und spätestens nach vollständigem Smart Meter Roll-Out gem. § 1 Abs. 3 IME-VO 2012 das Clearing auf Basis von Tageswerten. Von den Netzbetreibern werden laufend immer mehr intelligente Messgeräte installiert. Den Lieferanten soll daher die Möglichkeit eröffnet werden, je nach installiertem Zählertyp auf Basis von z.B. 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 EU¹⁸ gesetzten Ziele einer Ausrollung von Smart Metern, einer vollen Beteiligung der Endverbraucher am Strommarkt¹⁹ und eines Anreizes für Verbrauchssteuerung erfüllt.

¹⁸ COM (2015) 80 siehe auch unter:

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

¹⁹ Richtlinie für den Elektrizitätsbinnenmarkt, 2019/944, Artikel 15: Aktive Kunden)

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 BMNT sowie die Regulierungsbehörde übermittelt werden muss, vor.

Die Abfrage der Daten bei den Netzbetreibern wurde von der E-Control entsprechend der IME-VO durchgeführt. Dabei wurden die Daten wie in den Vorjahren über ein webbasiertes Tool abgefragt. Damit ergibt sich ein reduzierter Verwaltungsaufwand sowohl bei den meldepflichtigen Unternehmen als auch bei der Behörde.

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 2019 wurde die Online-Erhebung bei allen österreichischen Netzbetreibern durchgeführt, diese war bis 31.3.2019 abzuschließen. Im Zuge des Erhebungsprozesses ist es teilweise zu mehrmaligen Mahnungen und der 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 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). Der in dieser Verordnung vorgegebene Stufenplan bis 2022 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 wieder eine wesentliche Veränderung der Prognosen der geplanten Roll-Out Zahlen nach unten hin festzustellen. Während in den im Jahr 2015 erstellten Prognosen für Ende 2019 noch rund 4,2 Mio Smart Meter gemeldet wurden, sind im Jahr 2016 für Ende 2019 nur mehr rund 3,3 Mio Smart Meter prognostiziert worden, im Jahr 2017 rund 2,3 Mio Smart Meter und in der aktuellen Abfrage für das Jahr 2018 wurde diese Zahl nochmals auf 1,7 Mio Smart Meter nach unten hin korrigiert. Auffallend in der untenstehenden Grafik ist, dass für 2022 eine höhere Zahl an Smart Metern gemeldet wurde als im Jahr 2017. Zum Vergleich wurden die Prognosen der Jahre 2015, 2016, 2017 und 2018 in der nachfolgenden Grafik gegenübergestellt:

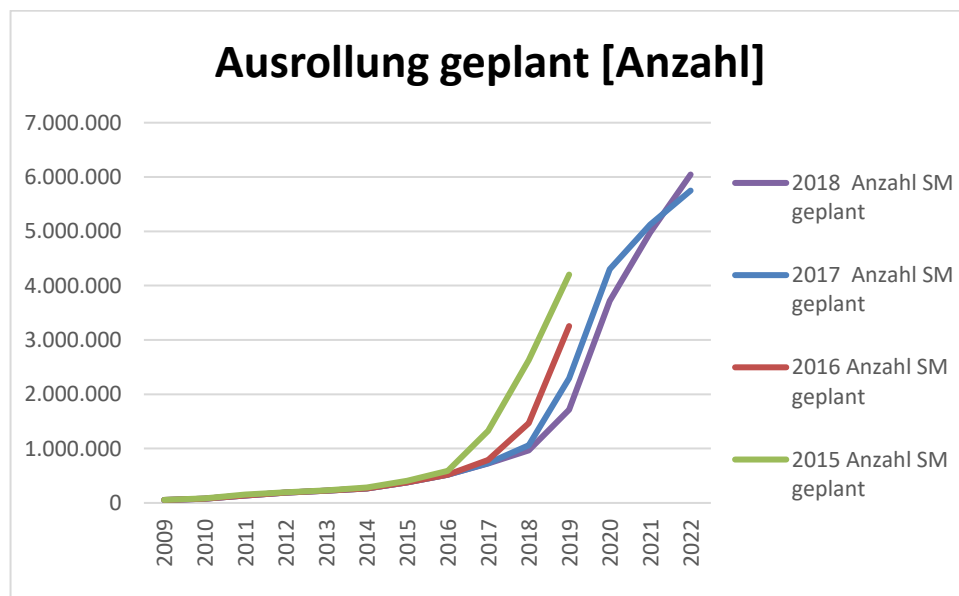


Abbildung 2: Gegenüberstellung Ausrollung Anzahl Zähler kumuliert, Meldungen 2015, 2016, 2017, 2018

Die von den Netzbetreibern nach unten revidierten Erwartungen hinsichtlich des Ausrollungsgrades der Smart Meter führen dazu, dass ein Ausrollungsgrad von **zumindest 80% mit Ende 2020 nicht** erreicht werden kann.

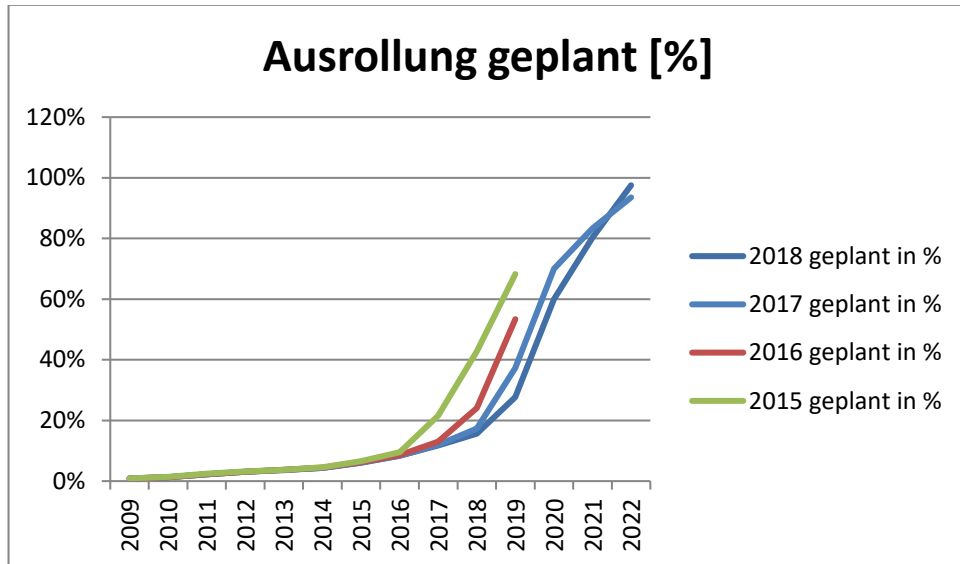


Abbildung 3: Gegenüberstellung Ausrollung Prozent Zähler kumuliert, Meldungen 2015, 2016, 2017, 2018

Gemäß den Projektplänen der Netzbetreiber wurden von 2019 bis 2022 sehr hohe jährliche Ausrollungsraten angegeben, siehe dazu die nachfolgende Grafik:

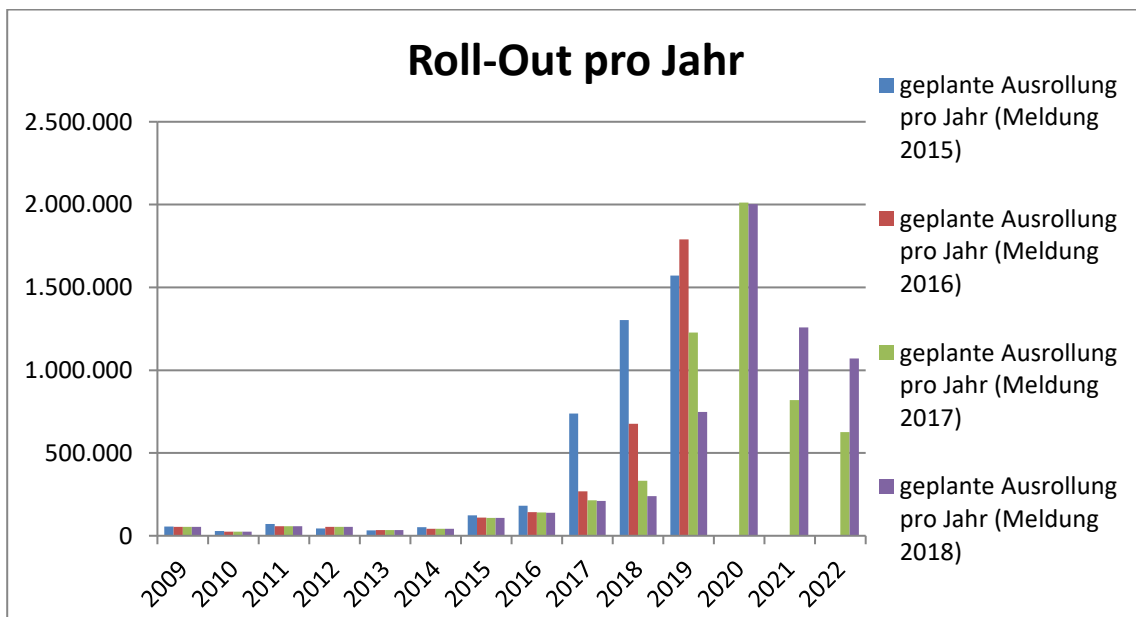


Abbildung 4: Gegenüberstellung Ausrollungsrate pro Jahr Meldung 2015, 2016, 2017 im Vergleich zur Meldung 2018

Vergleicht man die jeweiligen Balken pro Jahr ist zusammenfassend festzustellen: Die Ausrollungsgrade in den Prognosen wurden einerseits in spätere Jahre verschoben, andererseits auch in ihrer Höhe angepasst. Deutlich ist dies beispielsweise im Jahr 2018 in Abbildung zu erkennen.

Aus heutiger Sicht und mit den bisher gemachten Erfahrungen im Zusammenhang mit Verzögerungen bei den betreffenden Umstellungsprojekten scheint die Umsetzung dieses Szenarios nach wie vor sehr ambitioniert zu sein. Trotz Anpassung der Vorgaben der IME-VO wird diesen insgesamt nicht entsprochen.

Da in den bisherigen Auswertungen lediglich auf den österreichweiten Umsetzungsstand bezüglich der Smart Meter Einführung eingegangen wurde, werden in Abbildung 5 die unterschiedlichen Roll-Out Grade in den einzelnen Netzbereichen dargestellt. **In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, 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 gemeldeten Projektpläne, bezogen auf die einzelnen Netzbereiche, stellen sich im Vergleich der Jahre 2016, 2017 und 2018 wie folgt dar:

Jahr	Netzbereich	Plan 2009	Plan 2010	Plan 2011	Plan 2012	Plan 2013	Plan 2014	Plan 2015	Plan 2016	Plan 2017	Plan 2018	Plan 2019	Plan 2020	Plan 2021	Plan 2022	Gesamtanzahl
2018	Gesamt	1%	1%	2%	3%	4%	4%	6%	8%	11%	15%	27%	58%	77%	94%	6.199.303
2017	Gesamt	1%	1%	2%	3%	4%	4%	6%	8%	12%	17%	37%	70%	83%	94%	6.148.094
2016	Gesamt	1%	1%	2%	3%	4%	4%	6%	9%	13%	24%	53%	k/A	k/A	k/A	6.099.258
2018	Burgenland	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	5%	24%	50%	74%	96%	96%	97%	214.114
2017	Burgenland	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	5%	24%	48%	72%	96%	96%	97%	212.714
2016	Burgenland	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	5%	24%	52%	94%	k/A	k/A	k/A	210.640
2018	Graz	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	8%	46%	80%	95%	190.998
2017	Graz	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	27%	62%	85%	95%	188.797
2016	Graz	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	44%	k/A	k/A	k/A	187.214
2018	Innsbruck	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	2%	25%	44%	62%	129.029
2017	Innsbruck	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	32%	79%	89%	98%	128.817
2016	Innsbruck	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	5%	41%	k/A	k/A	k/A	128.803
2018	Kärnten	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	17%	48%	79%	88%	97%	304.326
2017	Kärnten	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	24%	54%	85%	94%	101%	302.513
2016	Kärnten	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	13%	37%	61%	k/A	k/A	k/A	302.641
2018	Klagenfurt	0%	0%	0%	0%	2%	3%	5%	12%	21%	38%	56%	75%	86%	95%	84.999
2017	Klagenfurt	0%	0%	0%	0%	2%	3%	5%	11%	21%	40%	58%	77%	87%	91%	85.435
2016	Klagenfurt	0%	0%	0%	0%	2%	3%	6%	14%	28%	45%	61%	k/A	k/A	k/A	84.761
2018	Kleinwalsertal	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	35%	95%	100%	100%	100%	100%	3.937
2017	Kleinwalsertal	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	38%	100%	100%	100%	100%	100%	3.700
2016	Kleinwalsertal	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	39%	93%	93%	k/A	k/A	k/A	3.858
2018	Linz	12%	18%	24%	29%	34%	41%	47%	51%	56%	61%	69%	78%	87%	95%	299.388
2017	Linz	12%	18%	23%	29%	33%	40%	46%	51%	57%	62%	71%	80%	88%	95%	302.657
2016	Linz	12%	18%	24%	29%	33%	40%	46%	51%	57%	65%	75%	k/A	k/A	k/A	300.206

Jahr	Netzbereich	Plan 2009	Plan 2010	Plan 2011	Plan 2012	Plan 2013	Plan 2014	Plan 2015	Plan 2016	Plan 2017	Plan 2018	Plan 2019	Plan 2020	Plan 2021	Plan 2022	Gesamtanzahl
2018	Niederösterreich	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	2%	14%	44%	73%	855.493
2017	Niederösterreich	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	2%	14%	36%	58%	850.462
2016	Niederösterreich	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	28%	54%	k/A	k/A	k/A	846.382
2018	Oberösterreich	1%	2%	8%	12%	15%	17%	28%	41%	58%	70%	89%	98%	99%	99%	754.787
2017	Oberösterreich	2%	2%	8%	13%	15%	17%	29%	42%	59%	79%	101%	102%	102%	102%	729.522
2016	Oberösterreich	2%	2%	8%	13%	15%	17%	29%	42%	60%	80%	100%	k/A	k/A	k/A	728.652
2018	Salzburg	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	25%	60%	95%	447.044
2017	Salzburg	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	29%	79%	94%	99%	443.560
2016	Salzburg	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	5%	46%	k/A	k/A	k/A	434.344
2018	Steiermark	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	8%	40%	75%	95%	756.542
2017	Steiermark	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	14%	46%	76%	94%	753.720
2016	Steiermark	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	6%	34%	k/A	k/A	k/A	750.084
2018	Tirol	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	3%	6%	37%	71%	99%	357.291
2017	Tirol	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	3%	7%	39%	79%	92%	98%	353.570
2016	Tirol	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	5%	16%	54%	k/A	k/A	k/A	349.089
2018	Vorarlberg	3%	4%	4%	5%	6%	6%	7%	8%	9%	10%	12%	33%	65%	97%	230.929
2017	Vorarlberg	3%	4%	4%	5%	6%	6%	7%	8%	9%	11%	40%	81%	89%	97%	229.419
2016	Vorarlberg	3%	4%	4%	5%	6%	7%	7%	8%	9%	14%	49%	k/A	k/A	k/A	226.404
2018	Wien	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	21%	82%	92%	100%	1.570.426
2017	Wien	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	25%	82%	92%	100%	1.563.208
2016	Wien	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	34%	k/A	k/A	k/A	1.546.180

Abbildung 5: Netzbereiche, Anzahl Smart Meter, vgl. Planwerte Ausrollungsgrade, 2016, 2017, 2018

Welche Unternehmen mit Ende 2020 die 80 % Roll-Out gemäß IME-VO erreichen werden, ist in Abbildung 6 dargestellt:

	Netzbetreiber	Roll-Out Plan bis 2020	Umzustellende Zählpunkte	Status
1	wüsterstrom E-Werk GmbH	101%	3.579	ROLL_OUT_COMPLETE
2	Ludwig Polsterer Vereinigte Walzmühlen Ges.m.b.H. - Industriemühle	100%	696	ROLL_OUT_COMPLETE
3	Alfenzwerke Elektrizitätserzeugung GmbH	100%	10	PLANNING
4	Elektrizitätswerke Bad Radkersburg GmbH	100%	2.320	ROLL_OUT_IN_PROGRESS
5	Elektrowerk Assling reg. Gen.m.b.H.	100%	829	TENDER_COMPLETE
6	Energieversorgung Kleinwalsertal Ges.m.b.H.	100%	3.937	ROLL_OUT_IN_PROGRESS
7	E-Werk Rankleiten	100%	219	ROLL_OUT_IN_PROGRESS
8	Feistritzthaler Elektrizitätswerk eGen	100%	1.691	ROLL_OUT_IN_PROGRESS
9	Forstverwaltung Seehof GmbH	100%	32	TENDER_COMPLETE
10	Gemeinde Opponitz	100%	427	ROLL_OUT_IN_PROGRESS
11	KARLSTROM e.U.	100%	1.067	ROLL_OUT_IN_PROGRESS
12	Kneidinger 1880 GmbH	100%	156	ROLL_OUT_COMPLETE
13	Kraftwerk Glatzing-Rüstorf reg.Gen.m.b.H.	100%	5.653	ROLL_OUT_IN_PROGRESS
14	Revertera'sche Gutsverwaltung und E-Werksleitung	100%	475	ROLL_OUT_IN_PROGRESS
15	Stadtwerke Feldkirch	100%	21.153	ROLL_OUT_COMPLETE
16	Wels Strom GmbH	100%	54.195	ROLL_OUT_IN_PROGRESS
17	Elektrizitätsgenossenschaft Laintal registrierte Genossenschaft mit beschränkter Haftung	100%	352	ROLL_OUT_COMPLETE
18	Netz Oberösterreich GmbH	99%	659.215	ROLL_OUT_IN_PROGRESS
19	Energieversorgungs GmbH	97%	215	ROLL_OUT_IN_PROGRESS
20	Netz Burgenland GmbH	97%	210.287	ROLL_OUT_IN_PROGRESS
21	Energie Güssing GmbH	95%	3.827	TENDER_COMPLETE
22	EWA Energie- und Wirtschaftsbetriebe der Gemeinde St. Anton GmbH	92%	2.330	ROLL_OUT_IN_PROGRESS
23	Elektrizitätswerk August Lechner Kommanditgesellschaft	91%	495	PLANNING
24	E-Werk Dietrichschlag	90%	63	ROLL_OUT_IN_PROGRESS
25	Energie Ried GmbH	90%	26.531	ROLL_OUT_IN_PROGRESS
26	Gemeinde Schattwald	89%	1.588	ROLL_OUT_IN_PROGRESS
27	K.u.F. Drack Gesellschaft m.b.H. & Co. KG	88%	3.122	ROLL_OUT_IN_PROGRESS
28	Stadtwerke Amstetten	87%	11.426	ROLL_OUT_IN_PROGRESS
29	Heinrich Polsterer GmbH u. CoKG	86%	74	TENDER_COMPLETE
30	Stadtwerke Trofaiach Gesellschaft m.b.H.,	85%	8.211	TENDER_COMPLETE
31	E-Werk Stadler	84%	1.505	TENDER_COMPLETE
32	Elektrogenossenschaft Weerberg reg.Gen.m.b.H.	82%	972	TENDER_COMPLETE
33	Wiener Netze GmbH	82%	1.570.426	ROLL_OUT_IN_PROGRESS
34	E-Werk Stubenberg reg.Gen.m.b.H.	81%	983	PLANNING
35	Elektrizitätswerk Gries am Brenner	81%	615	TENDER_COMPLETE
36	Wasserkraft Sölden eGen	81%	93	PLANNING
37	E-Werk Gösting Stromversorgungs GmbH	81%	28.800	TENDER_COMPLETE
38	Anton Kittel Mühle Plaika GmbH	80%	723	ROLL_OUT_IN_PROGRESS
39	Stadtwerke Wörgl Ges.m.b.H.	80%	9.946	TENDER_COMPLETE
40	KNG-Kärnten Netz GmbH	80%	303.558	ROLL_OUT_IN_PROGRESS

Abbildung 6: Zielerreichung IME-VO der Netzbetreiber, Planung bis Ende 2020,

Stand Dezember 2018

Damit wird deutlich, dass laut derzeitiger Planung **40 Netzbetreiber** (2017: 68 Netzbetreiber) die **Vorgabe der IME-VO** für das Jahr 2020 **einhalten** werden (§ 1 Abs 1 Z 2 IME-VO). 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**.

Auf die Frage, wie die Netzbetreiber den Status ihres Smart Meter Roll-Outs derzeit bewerten, antworteten die Netzbetreiber im Vergleich zu den Vorjahren wie folgt:

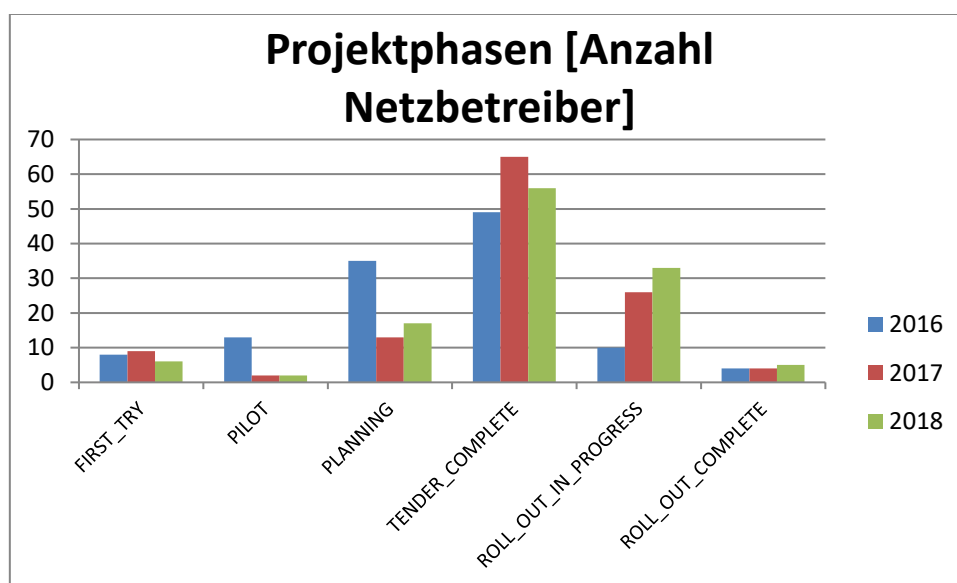


Abbildung 7: Status Smart Meter Roll-Out, Stand Dezember 2018

In Abbildung 7 ist ersichtlich, dass **5 Netzbetreiber** den Roll-Out bereits **abgeschlossen** haben, **33 Netzbetreiber** sich gerade in der **Roll-Out Phase befinden** und immerhin **56 Netzbetreiber** das **Vergabeverfahren** bereits **abgeschlossen** haben. Die restlichen Netzbetreiber befinden sich erst in sehr frühen Phasen der Smart Meter Einführung.

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
Anzahl umzustellender Zählpunkte	25.376	6.173.927	6.199.303

Abbildung 8: Übersicht Zählpunkte Netzebene 6 und 7, Stand Dezember 2018

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 **6.199.303** potentiell durch die IME-VO betroffenen Zählpunkten sind mittlerweile mit Stand Dezember 2018 **953.302** mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet. Dies entspricht einem österreichweiten **Abdeckungsgrad von rund 15,4%**.

Zusätzlich wurde von den Netzbetreibern gemeldet, dass bereits 357.481 intelligente Messgeräte auf Lager gehalten bzw. schon bestellt wurden. Damit ergibt sich eine Gesamtzahl von installierten, auf Lager gehaltenen und geordneten intelligenten Messgeräten von 1.310.783 bzw. 21,1% (2017: 20,9%).

Abbildung 9 zeigt zudem, wie viele Smart Meter bereits eingebaut sind und wie viele Smart Meter sich bereits per Ende 2018 auf Lager befinden bzw. bestellt wurden:

Gesamtzahl Zähler Österreich (Haushalt, Nicht-Haushalt)	2018	2017	2016
	6.199.303	6.148.094	6.099.258
Anzahl Smart Meter installiert	953.302	728.477	519.299
[in Prozent]	15,4%	11,9%	8,5%
bereits auf Lager befindliche bzw. bestellte Smart Meter	357.481	555.324	610.844
Gesamtzahl Smart Meter installiert + geordert	1.310.783	1.283.801	1.130.143
[in Prozent]	21,1%	20,9%	18,5%

Abbildung 9: Übersicht installierte Zähler und auf Lager befindliche Zähler, Stand Dezember 2018

5 Kostenentwicklung

Berücksichtigung des Smart Meter Roll-Outs im Rahmen der Kostenermittlung gemäß § 48 ff EIWOG 2010

Wie aus diesem Bericht hervorgeht, gibt es gegenwärtig nur eine begrenzte Anzahl von Unternehmen mit einem substanziellen Ausrollungsgrad im Bereich Smart Metering. Bei den meisten Netzbetreibern ist allerdings schon klar, welche Ausrollungsvariante gewählt und wie die Ausrollung in den kommenden Jahren ablaufen wird.

Aus Sicht der E-Control ist die Technologieneutralität innerhalb des Regulierungsrahmens in Zusammenhang mit Smart Metering von zentraler Relevanz, 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, wird den Strom-Verteilernetzbetreibern für den Zeitraum der vierten Regulierungsperiode (2019-2023) pro bestehendem Smart Meter Zählpunkt ein pauschaler Faktor gewährt, welcher die zusätzlichen Betriebskosten abdeckt²⁰. Dabei werden eine adäquate und ausgewogene Berücksichtigung von operativen Mehrkosten, welche in Zusammenhang mit der Ausrollung von Smart Metern anfallen, sichergestellt und den Unternehmen Anreize zur Realisierung von Kostensenkungspotentialen gesetzt. Da die Kosten für Smart Meter von den Unternehmen in unterschiedlichem Maße aktiviert werden, differenziert der Betriebskostenfaktor zwischen verschiedenen Ausrollungsstrategien. Die Höhe des Faktors wird vom Ausrollungsgrad determiniert, wobei eine progressive sowie eine degressive Komponente zur Anwendung kommt, die in Folge beschrieben werden.

Der Ausrollungsgrad entspricht dem Quotienten aus der Zahl der bestehenden sowie der gesamten Smart Meter Zählpunkte im Endausbau und wird jeweils zum Ende des Geschäftsjahres bestimmt.

Seitens der Behörde wurde ein Wert in Höhe von 16,39 EUR an operativen Mehrkosten pro Smart Meter Zählpunkt aus einer Detailkostenabfrage der Netzbetreiber ermittelt. Um Effizienzen und Einsparungspotentiale, welche sich durch den Einbau intelligenter Messgeräte unmittelbar ergeben, für die Netzkunden zu lukrieren, sinkt dieser Wert bei zunehmendem Ausrollungsgrad, bis er bei

²⁰ Kapitalkosten in Zusammenhang mit Smart Metern werden im Rahmen des Kapitalkostenabgleichs berücksichtigt. Details hierzu sind der Regulierungssystematik für die vierte Periode der Strom-Verteilernetzbetreiber zu entnehmen. Diese ist unter dem folgenden Link abrufbar: <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/netzentgelte/entgeltmittlungsverfahren>

vollständiger Ausrollung einen Wert von null erreicht. Die Berechnungen ergaben zudem, dass die erwarteten OPEX-Mehrkosten während der Ausrollungsphase die erwarteten Einsparungen geringfügig übersteigen. Die Differenz in Höhe von 1,46 EUR aus der Detailkostenabfrage Smart Metering wird den Unternehmen progressiv angerechnet.

Formal gilt daher pro Smart Metering Zählpunkt:

Betriebskostenfaktor Smart Metering =

$$16,39 \cdot (1 - \text{Ausrollungsgrad in \%}) + 1,46 \cdot (\text{Ausrollungsgrad in \%})$$

Bei der Wahl OPEX-lastiger Ausrollungsstrategien werden den Unternehmen entsprechende Zuschläge gewährt, da diese Kosten nicht über den Kapitalkostenabgleich in die Kostenbasis eingehen²¹: Bei Auslagerung der Datenübertragung wird ein Betrag von 4,75 EUR und bei einer vollständigen Auslagerung des Smart Metering ein Betrag von 24,89 EUR zugeschlagen.

Die Behandlung des systemimmanenten Zeitverzugs erfolgt analog zum allgemeinen Betriebskostenfaktor über eine Aufrollung. Die Angemessenheit der regressiven und progressiven Komponente wird von der Behörde während der Regulierungsperiode unter Berücksichtigung zusätzlicher Daten laufend evaluiert.

Anforderungen für eine Neugestaltung der Netzentgelte („Tarife 2.0“)

Durch sich ändernde energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen wie geändertes Verbrauchsverhalten, neue und volatile Erzeugungsformen und vor allem die vollständige Ausrollung von Smart Metern bis zum Jahr 2022 (siehe Kapitel 4 ff.) sieht die E-Control Bedarf und Potential, das knapp 20 Jahre alte Entgeltssystem zu modernisieren und an das veränderte Stromsystem anzupassen.

Die E-Control initiierte daher eine Diskussion mit Interessensvertretern zur zukünftigen Ausgestaltung dieses Systems und veröffentlichte im Jahr 2017 ein Positionspapier zur Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Stromnetzbereich („Tarife 2.0“). Die wohl augenscheinlichste und größte Änderung ist beim Netznutzungsentgelt geplant, also bei jener Komponente, die rund drei Viertel der gesamten Netzkosten abdeckt: Derzeit besteht das Netznutzungsentgelt für nicht gemessene Kunden auf der Netzebene 7 (Haushalt und Kleingewerbe) aus einer Arbeitskomponente (Verrechnung nach verbrauchten kWh) und einer Leistungskomponente (Verrechnung einer Jahrespauschale von 30 EUR). Nach der vollständigen Ausrollung von Smart Metern wird für diese Kunden die Möglichkeit geschaffen, auch hier auf eine individuelle Verrechnungsleistung umzustellen und somit die Kostenverursachungsgerechtigkeit zu erhöhen.

²¹ Details hierzu sind der Regulierungssystematik für die vierte Periode der Strom-Verteilernetzbetreiber zu entnehmen. Diese ist unter dem folgenden Link abrufbar:
<https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/netzentgelte/entgeltermittlungsverfahren>

Die abrechnungsrelevante Leistung wird gemäß § 52 Abs 1 EIWOG 2010 aus dem arithmetischen Mittel der im Abrechnungszeitraum monatlich gemessenen höchsten viertelstündlichen Leistung gebildet. Das bedeutet, dass zumindest einmal pro Monat der höchste Viertelstundenwert von Smart Meter Kunden ermittelt und an den Netzbetreiber übertragen werden muss.

Eine Umstellung der Abrechnung für derzeit nicht gemessene Kunden auf eine leistungsorientierte Abrechnung wird seitens der E-Control als sinnvoll erachtet. Die Gesamtkosten für alle Kundengruppen werden zukünftig unverändert bleiben, allerdings werden jene Kunden, welche höhere Leistungsspitzen als der Durchschnitt aufweisen, künftig mehr dafür bezahlen. Im Gegenzug werden Kunden mit unterdurchschnittlichen Leistungsspitzen durch den Entfall der Pauschale weniger bezahlen. Erste Analysen zeigen, dass für einen Großteil der klassischen Haushaltskunden Einsparungen zu erwarten sind. Kostensteigerungen fallen nur dann an, wenn der Netzbenutzer regelmäßig hohe Lastspitzen erzeugt. Durch die geplante Umstellung des Systems würden die anfallenden Kosten verursachungsgerecht verteilt werden, und die Kunden hätten die aktive Möglichkeit, sich netzdienlich zu optimieren und somit weniger Netzkosten zu bezahlen.

Um diese Leistungsmessung für alle Smart Meter Kunden auch tatsächlich umsetzen zu können, gilt es aus Sicht der E-Control noch einige Hürden zu überwinden. Derzeit besteht eine Wahlmöglichkeit zwischen drei unterschiedlichen Smart Meter Konfigurationen hinsichtlich der Auslesung von tarifierungsrelevanten Messwerten: Der reguläre Fall wird die Auslesung über das Standardgerät (IMS – Intelligentes Messgerät in der Standardkonfiguration) sein. Hier erfolgt die tägliche Auslesung eines aggregierten Tageswerts. Bei Opt-In Kunden, also jenen Kunden, die einer Viertelstundenmessung zustimmen, wird dem Netzbetreiber täglich 96 mal ein 15-Minuten-Wert zur Verfügung gestellt. Als dritte Möglichkeit gibt es noch Opt-Out Kunden, die einen Digitalen Standardzähler²² (DSZ) erhalten. Seit der letzten Novellierung der IME-VO muss die höchste einviertelstündliche Durchschnittsbelastung innerhalb eines Kalenderjahres an den Netzbetreiber übertragen werden, sofern das Messgerät technisch dazu in der Lage ist. Für eine verursachungsgerechte und faire Anwendung eines neuen Tarifmodells macht es daher Sinn, diese drei Anwendungsfälle hinsichtlich der Auslesung und Übertragung der höchsten einviertelstündlichen Durchschnittsbelastung zu vereinheitlichen.

²² Gem. § 1 Abs 6 IME-VO

6 Erfahrungen

6.1 E-Control

6.1.1 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 einerseits auf Bestellchargen vor Einführung der IMA-VO 2011, andererseits auf maß- und eichrechtliche Gründe zurückzuführen. Zu diesem Punkt wird zudem auf die Stellungnahme des Bundesamtes für Eich- und Vermessungswesen unter Kapitel 6.2.3 verwiesen.

6.1.2 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 (z.B. GPRS).

Auf Basis des technischen Berichtes der SM-CG (Funktionale Referenzarchitektur für die Kommunikation in intelligenten Messsystemen²³, siehe auch Kapitel 2.2) stellt sich die Kommunikationsinfrastruktur wie folgt dar:

²³<ftp://ftp.cencenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartMeters/CEN-CLC-ETSI-TR50572%7B2011%7De.pdf>

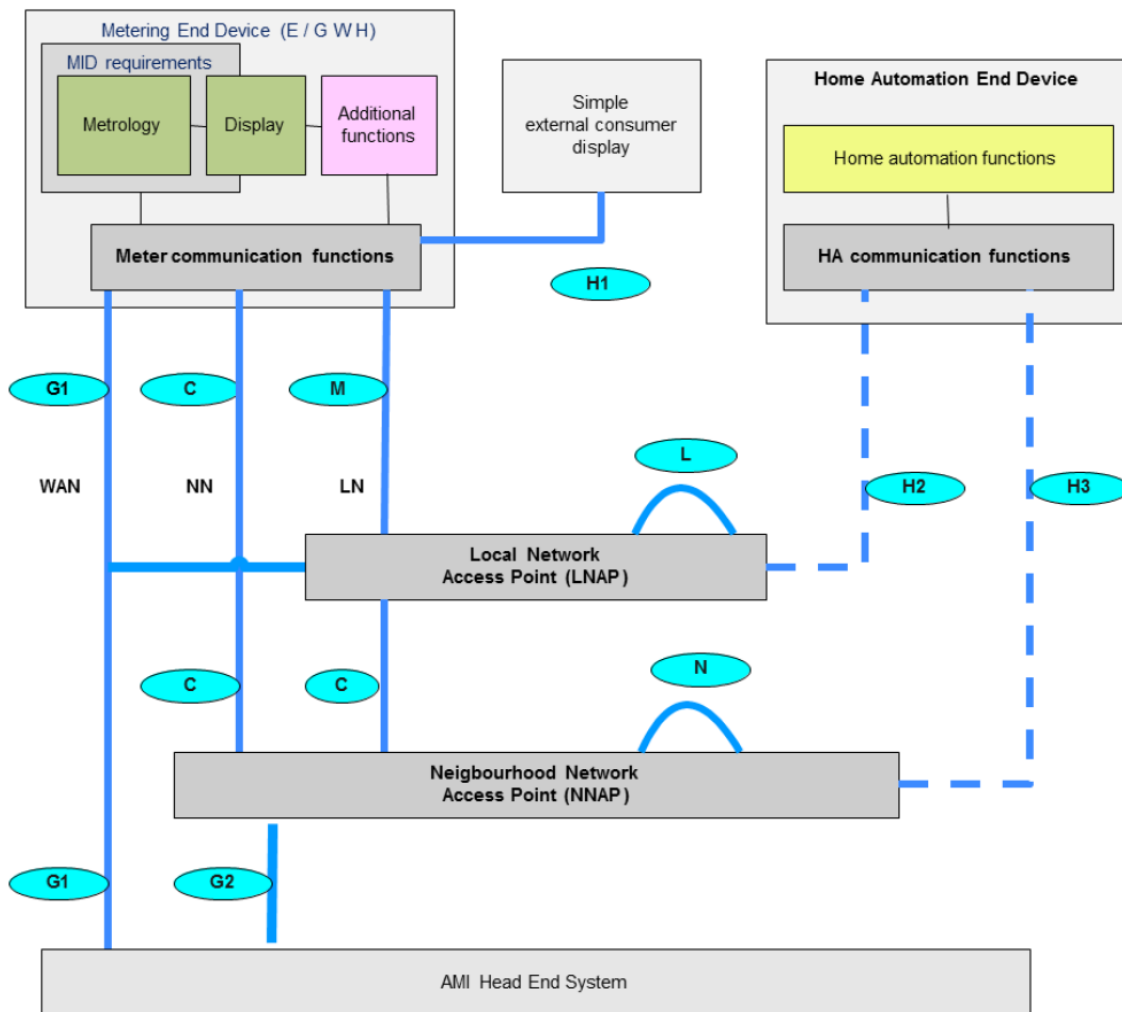


Abbildung 10: Funktionale Referenzarchitektur für die Kommunikation in intelligenten Messsystemen (Quelle: SM-CG)

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 Ursprungsdokument²⁴ 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 z.B. 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.

²⁴ <ftp://ftp.cenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartMeters/CEN-CLC-ETSI-TR50572%7B2011%7De.pdf>

6.1.3 Aufbau der Datenübertragung und Kommunikationstechnologien

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

- a) Indirekte Datenübertragung vom Zähler zum Netzbetreiber über einen Datenkonzentrator²⁵
- b) Direkte Datenübertragung vom Zähler zum Netzbetreiber (z.B. über öffentliche Mobilfunknetze)
- c) Datenübertragung von Zähler zu Zähler

Bei der indirekten Datenübertragung (a) übernimmt ein sogenannter Datenkonzentrator die Sammlung, Bündelung und Weitergabe der gemessenen Werte einer gewissen Anzahl von an ihn angeschlossenen Zählern 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 Übermittlung 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 (z.B. Mobilfunk) oder eigene Infrastrukturen (z.B. Glasfaser, Funklösungen, etc.).

Die Form der direkten Datenübertragung (b) wird oftmals in Gebieten, in denen aufgrund von technischen Limitierungen (Entfernung zur nächsten Trafostation, wenige Zähler 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 (z.B. 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

²⁵ Ein Datenkonzentrator überwacht alle an ihn angeschlossenen Zähler und kommuniziert mit dem IT-System des Betreibers. Der Datenkonzentrator bündelt die Daten der angeschlossenen Zähler und gibt diese weiter. Dadurch lässt sich in vielen Fällen eine Reduktion bzw. Vereinfachung des Datentransfers erreichen.

Verwendung einer bereits bestehenden Mobilfunkinfrastruktur (z.B. 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. Somit obliegt wohl dem Netzbetreiber im Rahmen der wirtschaftlichen und technischen Gegebenheiten und Möglichkeiten die Wahl der geeigneten Übertragung weitgehend selbst.

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 u.a. 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 (c) wiederum hätte 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 Abbildung 11 zeigt:

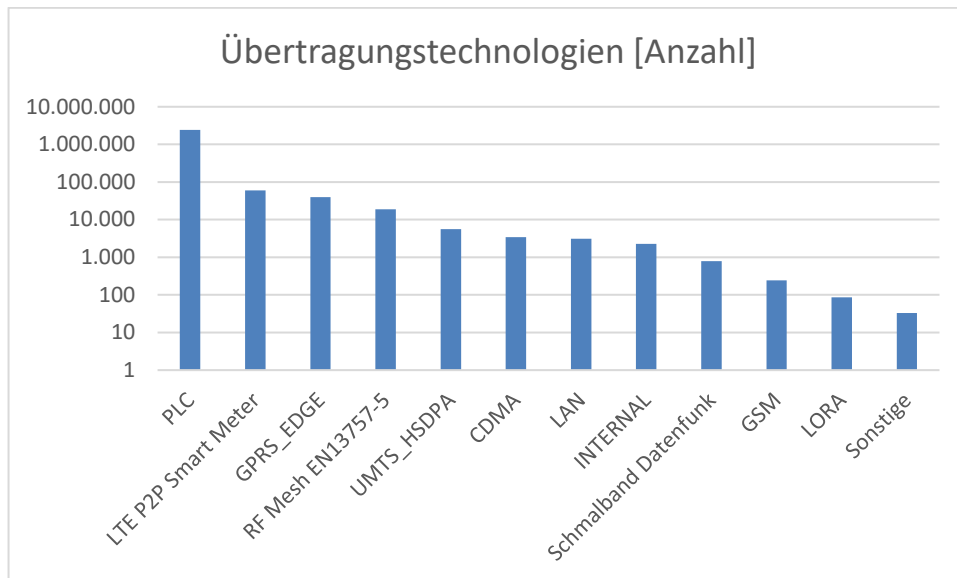


Abbildung 11: Eingesetzte Übertragungstechnologien zur kommunikativen Anbindung von Smart Metern im Jahr 2018

Abbildung 11 zeigt, dass die PLC (Powerline 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. Die Abkürzungen in der obigen Abbildung werden wie folgt erläutert:

CDMA..... Code Division Multiple Access

GPRS..... General Packet Radio Service

GSM..... Global System for Mobile Communications

HSDPA..... High Speed Downlink Packet Access

EDGE..... Enhanced Data Rates for GSM Evolution

LAN..... Local Area Network

LORA..... Long Range (Wide Area)

LTE..... Long Term Evolution (kurz LTE, auch 3.9G) bzw. LTE-Advanced bzw. 4G

RF Mesh..... Wireless M-Bus²⁶

UMTS..... Universal Mobile Telecommunications System

²⁶ Specifications for radio-based communications between utility meters and concentrators or smart meter gateways:

EN 13757-1: Basic data communication between meters and collectors

EN 13757-2: Physical layer requirements for wired M-Bus

EN 13757-3: Application Layer

EN 13757-4: Physical and Data Link layers for the Wireless M-Bus

EN 13757-5: Relaying and routing for range enhancements.

EN 13757-6: Local Wireless M-Bus for short distance wired links

EN 13757-7: Transport and Security Services for communication systems for meters and remote reading of meters

Source: <https://radiocrafts.com/technologies/wireless-m-bus-technology-overview/>

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“²⁷ verwiesen, in welchem beispielhaft einzelne Übertragungstechnologien und vor allem die jeweiligen möglichen Kriterien zur Auswahl einer bestimmten Technologie dargestellt werden.

²⁷ https://www.e-control.at/publikationen/workingpaper#p_p_id_com_liferay_journal_content_web_portlet_JournalContentPortlet_INSTANCE_vodGrQVcU30M_

6.1.4 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 Systeme²⁸
- b. CRM-Systeme/Kundendatenmanagement²⁹
- c. Verrechnungssysteme/Rechnungslegung
- d. Prognosesoftware (Einkauf, Energiemengen)
- e. Netzleitsysteme³⁰

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, Workforce Management Systeme, PKI-Systeme, Monitoring-Systeme, GIS, Weboberfläche für Verbrauchsdateninformation, Netzplanungssysteme, Anschlussbeurteilung im Netz sowie der Beurteilung von Spannungsbeschwerden angeführt. 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.

6.1.5 Gemeinsame Nutzung der Infrastruktur mit anderen Bereichen und Unternehmen

Die Frage, ob die gemeinsame Nutzung verschiedener IT-Komponenten (MDM³¹ etc.) mit anderen Netzbetreibern bzw. Unternehmen geplant ist, wurde von den Unternehmen dahingehend beantwortet,

²⁸ 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. MDMS...Meter Data Management System

²⁹ CRM-Systeme dienen zur Verwaltung der Kundenstammdaten eines Unternehmens.

³⁰ Prozessleitsystem zur Steuerung und Überwachung des Stromnetzes.

³¹ MDM...Meter Data Management

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 (z.B. Wiener Netze GmbH, Salzburg Netz GmbH) mancher Unternehmen, die bei den Kundenanlagen sowohl z.B. 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. 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 Mitgliedsunternehmen³² 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.

³² <http://www.energiwest.at/mitglieder.php>

6.1.6 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 z.B. "Energieeffizienz", "Web Portal" etc.
- Eingehen auf das Thema Datensicherheit
- Erläuterung für Doppeltarifkunden³³, dies wäre zudem eine Chance zur Argumentation und Darlegung der Vorteile von zeitabhängigen Tarifen
- Aufklärung über Rechte, wie z.B. über die Opt-Out Möglichkeit

Zusätzlich besteht die Möglichkeit, im Zuge der Aussendung der Ankündigungsschreiben auch die entsprechenden Informations-Flyer³⁴ 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.

6.1.7 Analyse der Smart Meter Webauftritte ausgewählter österreichischer Stromnetzbetreiber

Seit dem Jahr 2015 werden die Websites ausgewählter Netzbetreiber auf ihre Inhalte über Smart Metering analysiert. Die häufigsten Anfragen bei der Energie-Hotline der E-Control zum Thema Smart Meter bilden die Grundlagen für die Untersuchung. Dabei wird versucht, diese Fragen durch die im Internet bereitgestellten Informationen zu beantworten. War der Informationsgehalt im ersten Jahr der Analyse noch dürftig, zeigten die Folgejahre doch eine zunehmende Aufrüstung. Schon im letzten Jahr konnte, bis auf wenige Ausnahmen, bereits ein gutes Zeugnis ausgestellt werden. Der Sprung von 2018 auf 2019 war ein eher unscheinbarer, fast allen Unternehmen kann jedoch ein gutes Zeugnis ausgestellt werden.

³³ Vgl. dazu §84a Abs 4 EIWOG

³⁴ Siehe <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/e-control-smartmeter-infolyer-2019.pdf>

Die Analyse ist ein Ergebnis interner Recherchen. Da das Internet ein sehr schnelllebiges Medium ist, wurden aktuelle Daten (mit Stand August 2019) berücksichtigt. Untersucht wurden die Websites folgender Unternehmen: Wiener Netze GmbH, Netz Niederösterreich GmbH, Netz Oberösterreich GmbH, Netz Burgenland GmbH, Salzburg Netz GmbH, TINETZ-Stromnetz Tirol AG, KNG-Kärnten Netz GmbH, Energienetze Steiermark GmbH, Vorarlberger Energienetze GmbH, Linz AG Stromnetz, Energie Klagenfurt GmbH, Stromnetz Graz GmbH & Co KG sowie Innsbrucker Kommunalbetriebe.

Ausgewählte Ergebnisse kompakt:

- Besonders die Salzburg Netz GmbH und die Stromnetz Graz GmbH und Co KG haben im Vergleich zum Vorjahr große Sprünge gemacht und ihr Informationsangebot ergänzt. Beide Unternehmen gehörten bisher eher zu den Schlusslichtern im vorliegenden Unternehmensranking. 2019 stehen sie mit ihrem Informationsgehalt den Besten um nichts nach.
- Weiterhin informieren nur zwei Unternehmen ihre Netzkundinnen und -kunden über das Recht auf den Smart Meter, die Kärnten Netz GmbH und die TINETZ Stromnetz Tirol AG. Nur diese beiden Unternehmen beantworten damit auch alle der Fragen der Analyse.
- Die Vorarlberger Energie Netze haben keine Information zum Roll-Out Plan auf ihrer Website. Es wird lediglich darauf hingewiesen, dass die Ausrollung in den kommenden Jahren gestartet wird.
- Im Netzbereich der Netz Burgenland GmbH fehlt nach wie vor die Information über die Kosten des intelligenten Messwesens.

Professionalisierung

Die Informationen nehmen nicht nur zu, sie werden auch kundenfreundlicher aufbereitet. Viele Unternehmen bauten den Bereich über das smarte Messwesen aus und behelfen sich auch mehr und mehr vielfältigerer Kanäle, wie den beliebten Erklär-Videos. Auch die Branchenvertretung hat ein eigenes Smart Meter-Video bereitgestellt, auf das die Unternehmen verweisen können.

Betonung der Vorteile

Waren es in den vergangenen Jahren noch vor allem die wegfallenden Ablesetermine und genauen Abrechnungen, finden sich zumindest bei einigen Unternehmen nun Schlagworte wie Effizienz, Bewusstseinsbildung oder Fortschritt. Auch das Finden von Geräten mit hohen Verbräuchen ist mittlerweile in den Vordergrund gerückt worden. Einige Unternehmen verweisen auf die übergeordneten nationalen oder europäischen Klima- und Energieziele. Auch die Möglichkeit, mit Unterstützung des Smart Meters und seiner Daten Smart Home-Applikationen zu nutzen, wird an mancher Stelle erwähnt.

Die Stromkosten- und Verbrauchsinformation

Die verpflichtende monatliche Stromkosten- und Verbrauchsinformation wird in der Realität in den Netzbereichen, die bereits Smart Meter ausgerollt haben, zumeist nicht umgesetzt. Viele Unternehmen listen sie aber dennoch unter den Vorteilen der Umstellung auf intelligente Messgeräte auf.

6.2 Erfahrungen von weiteren Behörden, Interessenverbänden und Institutionen

Die E-Control hat im Jahr 2018 andere Behörden, Interessensverbände und Institutionen ersucht, eine Stellungnahme bezüglich der gemachten Erfahrungen im Zusammenhang mit der Smart Meter Einführung abzugeben. Diesem Ersuchen sind die in den nachfolgenden Kapiteln Genannten nachgekommen.

6.2.1 Arbeiterkammer

Seitens der Arbeiterkammer wurden der E-Control für die Erstellung des Monitoringberichts für das Jahr 2018 folgende Informationen zur Verfügung gestellt:

Erfahrungen der AK Smart Meter Hotline

Seit Herbst 2018 betreibt die Arbeiterkammer Wien als neues Service die AK Wien Smart Meter Hotline. Ziel dieses neuen Serviceangebots ist es, KonsumentInnen in Falle von Fragen zur flächendeckenden Ausrollung der Smart Meter in Wien mit objektiver Information und Rat zu Seite zu stehen. Im Zentrum der Beratungsleistung stehen dabei insbesondere die Rechte der KonsumentInnen, für die sich die Arbeiterkammer schon seit Planung und Start des Smart Meter Roll-Outs in Österreich lösungsorientiert und konstruktiv eingesetzt hat. Das von der Arbeiterkammer erfolgreich durchgesetzte Recht auf die Ablehnung der intelligenten Funktionen eines Smart Meters, sowie Fragen zum Datenschutz und Datensicherheit sind dabei zentrale Gegenstände der Beratungen. Die AK Smart Meter Hotline ist immer von **Mo-Fr zwischen 8 und 20 Uhr** unter der **Tel. 0800 20 22 44** oder per E-Mail unter **smart.meter@akwien.at** erreichbar.

Erfahrungen nach einem Jahr Beratungen der AK Smart Meter Hotline

Seit dem Start der neuen Beratungsservices der AK Wien hat sich reges Interesse der KonsumentInnen rund um das Thema der Ausrollung der Smart Meter gezeigt. Insgesamt konnten bisher rund 700 Anfragen von KonsumentInnen beantwortet werden. Die Auswertung der Anfragestatistik der AK Smart Meter Hotline zeigt, dass sich rund die Hälfte aller KonsumentInnenanfragen mit den Fragen, was das Deaktivieren der intelligenten Funktionen eigentlich bedeutet (Opt-Out), wie die einzelnen Optionen gewählt werden können und welche Schritte dazu notwendig sind, beschäftigen. Allgemeine Anfragen was ein Smart Meter eigentlich ist, für was er gebraucht wird und warum die alten Zähler getauscht

werden, stellen die zweit häufigste Fragekategorie dar. Auch haben AnruferInnen immer wieder spezielle Fragen zu Themen des Datenschutzes, der Datensicherheit und der Gesundheit.

Konstanter Informationsbedarf

Mit der voranschreitenden Ausrollung der Smart Meter in Wien – immerhin der zweitgrößten deutschsprachigen Stadt Europas – besteht auch weiterhin Informationsbedarf bei den StromkundInnen. Um KonsumentInnen über ihre Rechte zu informieren und allgemeine Auskünfte zu geben, wird die „AK Smart Meter Hotline“ während der Umstellungsphase als unabhängige Beratungsstelle für Fragen rund um den Smart Meter auch weiterhin zur Verfügung stehen.

6.2.2 ARGE DATEN - Österreichische Gesellschaft für Datenschutz

Die E-Control hat, wie im Vorjahr, bei der ARGE Daten um eine Stellungnahme angefragt, aber bis Redaktionsschluss leider keine Stellungnahme erhalten.

6.2.3 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 2018 Folgendes mitgeteilt:

Auch im Jahr 2018 gab es etliche Zulassungsverfahren, die hauptsächlich Erweiterungen an bestehenden Zulassungen betrafen. Es gab bisher keine Beschwerden gegen die Zulassungsbescheide oder inhaltliche Änderungen von Amts wegen. 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 2017 ein Verfahren zur Behebung von Fehlern in der Software, die zu fehlerhaften Messungen führen können, beantragt. Dieses Verfahren wurde 2018 bearbeitet und der

Softwaredownload der eichpflichtigen Software durchgeführt. Im März 2019 wurde die erfolgreiche Durchführung des Softwaredownloads vom BEV geprüft. Derzeit ist der abschließende Bescheid in Bearbeitung.

6.2.4 Bundesministerium für Arbeit, Soziales, Gesundheit und Konsumentenschutz (BMASGK)

Die E-Control hat auch beim BMASGK um eine Stellungnahme angefragt und folgende Antwort erhalten:

Seit Dezember 2018 gingen im Bundesministerium für Arbeit, Soziales, Gesundheit und Konsumentenschutz (BMASGK) wie auch im Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus und in anderen Ministerien zahlreiche Anfragen und Beschwerden betreffend die Einführung von Smart Metern (intelligenten Messgeräten) ein. Auslöser waren vor allem verstärkte Aktivitäten des „STOP-Smart Meter Netzwerk Österreich“.

Aus den Anfragen war ableitbar, dass ein hohes Informationsbedürfnis der Bürgerinnen und Bürger nach sachlich fundierten Informationen zum Themenkomplex Smart Meter, unter anderem zu Datenschutz und -sicherheit und zur Strahlung besteht, oder das Verständnis dafür fehlt, dass der Smart Meter-Einbau durch die Netzbetreiber flächendeckend erfolgt.

Es gab zwar verschiedene Informationen des BMNT, der E-Control Austria und des BMASGK, diese waren aber zersplittert, nicht vollständig genug oder nicht ausreichend verständlich.

Dies war Anlass dafür, dass auf Initiative des BMASGK mit dem BMNT vereinbart wurde, unter Einbeziehung der E-Control Austria umfassende Informationen für Bürgerinnen und Bürger zu erstellen. Unter Federführung des legislatisch zuständigen BMNT wurde in der Folge ein Fragen & Antworten-Dokument erstellt, das die aufgetauchten Fragen und Sorgen fachlich fundiert und auch für Nicht-Experten verständlich abhandelt. Diese Bürgerinformationen sollen bei Bedarf aktualisiert und weiterentwickelt werden.

Die Fragen & Antworten zum Smart Meter werden auf den Webseiten des BMNT oder des BMASGK zur Verfügung gestellt.

6.2.5 Datenschutzrat (DSR)

Die E-Control hat, wie im Vorjahr, beim DSR um eine Stellungnahme angefragt, aber bis Redaktionsschluss leider keine Stellungnahme erhalten.

6.2.6 Fachverband der Elektro- und Elektronikindustrie (FEEI)

Der FEEI hat bezüglich der gemachten Erfahrungen des gegenständlichen Berichtsjahres Folgendes mitgeteilt:

Der FEEI sieht eine flächendeckende Smart Meter Infrastruktur als wichtigen Treiber für die Weiterentwicklung der Energienetze und als wichtige Voraussetzung, um die Energiewende hin zur nachhaltigen Energieversorgung mittels erneuerbarer Energie zu bewältigen.

Durch die Anwendung bzw. Implementierung von Smart Metern können vorhandene nachhaltige Ressourcen künftig effizient genutzt werden. Weitere Anknüpfungspunkte hinsichtlich neuer Nutzungsmöglichkeiten dieser Technologie sehen wir vor allem

- o in einem beim Verteilernetzbetreiber verfügbaren, nach modernen Datenschutz- und Sicherheitsaspekten aufgebauten, zentralen IT-System, bei dem alle Zählwerte, Messdaten und Nachrichten aus der Smart Meter Infrastruktur zusammenlaufen,
- o in einer verfügbaren kommunikationstechnischen Anbindung in jede der Niederspannungs-Trafostationen, die auch anderen Datenquellen zur Verfügung gestellt werden kann und
- o im Smart Meter beim Kunden/Endverbraucher selbst.

Die flächendeckenden Nutzungsmöglichkeiten werden derzeit durch den noch nicht abgeschlossenen Smart Meter Roll-Out eingeschränkt, können aber wertvolle Aspekte für die Netzbetreiber zur Unterstützung der Energiewende und der Steigerung der Energieeffizienz leisten. Zusätzliche Empfehlungen der E-Control würden es den Netzbetreibern ermöglichen, den aktuellen Smart Meter Roll-Out mit den zukünftigen Nutzungsmöglichkeiten anzugleichen und eventuell noch korrektiv bzw. unterstützend in bereits auf den Weg gebrachte Projekte einzugreifen.

Zwar ermöglicht der Smart Meter heute schon die Erfassung von Gaszählern, eine Erweiterung bzw. Ausdehnung der Smart Meter Infrastruktur scheitert jedoch aktuell an der fehlenden Einführungsverordnung. Dies liegt auch daran, dass die Netzbetreiber die Erfassung von Wasserzählern als nicht prioritär ansehen, wodurch sich mögliche Einsparung für Gemeinden und Städte erst nach der abgeschlossenen Integration der Gaszähler zeigen werden.

Smart Meter ersetzen heute schon Rundsteueranlagen, sie eignen sich aber auch für ein zentrales oder lokales Lastmanagement von kleinen Photovoltaikanlagen oder Elektroladestationen. Ebenso können in den Smart Metern installierte Softwaremodule zusätzliche Informationen über die Qualität der Niederspannungsnetze liefern und so beispielsweise Blindenergie messen aber auch Scheinleistung oder Verletzungen des Spannungsbandes sowie Kurz- und Langzeitausfälle im Stromnetz erfassen.

Informationen über den Zustand der Verteilnetze und deren Eignung für die Umsetzung der Energiewende können von Smart Metern und zusätzlichen Messgeräten in der Trafostation und entlang des Verteilnetzes erfasst werden. Kritisch anzumerken ist, dass die Regelung in § 84a Abs 1 EIWOG zwar die personenbezogenen Daten der Endverbraucher schützt, sie stellt aber nicht klar, welche Maßnahmen von den Netzbetreibern ergriffen werden können, um Daten über die Verteilnetze aus der Smart Meter Infrastruktur kontinuierlich zu erfassen. So erfordert beispielsweise eine Aggregation von Viertelstundenwerte der Smart Meter eines Netzabschnittes nach unserem Verständnis die ausdrückliche Zustimmung der Endverbraucher, da der Zugriff auf die Daten zwar über die Smart Meter erfolgt, jedoch dafür ein zusätzliches in das Niederspannungsnetz eingebautes Messgerät mit möglicherweise sogar genauere Auflösung für den betroffenen Messabschnitt benötigt wird. Dieses zusätzliche Messgerät wäre aber von den vorhandenen Regelungen nicht betroffen.

6.2.7 Österreichische Datenschutzbehörde (DSB)

Die Österreichische Datenschutzbehörde hat bezüglich der gemachten Erfahrungen des gegenständlichen Berichtsjahres (inklusive der ersten Jahreshälfte 2019) mitgeteilt, dass keine Auffälligkeiten im Zusammenhang mit der Smart Meter Einführung festzustellen waren. Betreffend den Einsatz intelligenter Messgeräte (Smart Meter) hat die Datenschutzbehörde Verhaltensregeln gemäß Art.40 DSGVO³⁵, welche auch den Einsatz dieser Messgeräte beinhalten, mit Bescheid vom 13.05.2019

³⁵ Anmerkung E-Control: siehe dazu den Datenschutzbericht 2018 [https://www.dsb.gv.at/documents/22758/115209/datenschutzbericht_2018.pdf/], Seite 46: Die Systematik der Datenschutz-Grundverordnung (DSGVO) geht insgesamt von einer weitreichenden Selbstverantwortung aus und sieht mit der Schaffung von Verhaltensregeln („Codes of conduct“) gemäß Art. 40 DSGVO nunmehr eine Methode zur Selbstregulierung vor, um Rechtsunsicherheiten im Zusammenhang mit der DSGVO und der Verarbeitung personenbezogener Daten innerhalb einer spezifischen Branche zu beseitigen. Verhaltensregeln stellen Leitlinien einer guten Datenschutzpraxis dar und können die datenschutzrechtliche Verhaltensweise von Verantwortlichen und Auftragsverarbeiten einer bestimmten Branche standardisieren. Die Ausarbeitung von

genehmigt. Weitere Informationen sind einer Präsentation³⁶ der DSB „Smart Meter und Datenschutz - Betrachtungen aus Sicht der Datenschutzbehörde“ zu entnehmen.

6.2.8 Österreichs Energie (OE)

Von Österreichs Energie wurde dieses Jahr keine gesonderte Stellungnahme abgegeben. Da es keine wesentlichen Änderungen gegenüber dem Vorjahr gab, wurde auf die Stellungnahme des Vorjahres verwiesen.

Die E-Control erlaubt sich zudem, auf die Homepage³⁷ von Österreichs Energie zu verweisen, die auch umfangreiche Informationen zum Thema Smart Metering bereitstellt.

6.2.9 Rundfunk und Telekom Regulierungs-GmbH (RTR)

Die RTR hat der E-Control im Zuge der Erstellung des Monitoringberichts für das Jahr 2018 Folgendes mitgeteilt:

Die Rundfunk und Telekom Regulierungs-GmbH (RTR) steht mit der für den Energiebereich zuständigen Schwesterbehörde E-Control anlassbezogen in Austausch. Wiewohl die Regulierungstätigkeit auf den Märkten für Strom und Erdgas auf der einen Seite sowie Rundfunk, Telekommunikation und Post auf der anderen Seite eigenständige Tätigkeitsfelder darstellen, kommt es nicht zuletzt aufgrund technischer Entwicklungen gelegentlich zu Überschneidungen. Ein solcher Berührungspunkt von Energie- und Telekom-Regulierung betrifft das Thema der Einführung von Smart Metering in Österreich. Zunächst ist in diesem Zusammenhang auf ein bereits im Jahr 2015 von RTR und E-Control gemeinsam erstelltes Arbeitspapier mit dem Titel „Ausgewählte Aspekte des Einsatzes von Telekommunikation im Elektrizitätssektor“ hinzuweisen, in welchem eine Betrachtung von spezifischen Anwendungsfeldern mit Fokus auf Smart Metering und Smart Grids unter Berücksichtigung des regulatorischen Rahmens angestellt wurde. Im Betrachtungszeitraum des Smart Meter Reports 2019 gab es zu diesem Themenkomplex zwar keine gemeinsamen Aktivitäten der beiden Behörden, allerdings kann auf Entwicklungen hingewiesen werden, die für beide Zuständigkeitsbereiche, konkret Telekommunikation und Strom, von Bedeutung sind.

Hier ist vorrangig die Zuteilung von Frequenzen für Kommunikationsdienste zu nennen, die grundsätzlich im Zuständigkeitsbereich der Fernmeldebehörde im Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT) liegt. Allerdings kann für einzelne Frequenzbereiche der

Verhaltensregeln soll vor allem den besonderen Bedürfnissen von Kleinunternehmen sowie kleinen und mittleren Unternehmen dienen.

³⁶ https://www.e-control.at/documents/1785851/0/Matthias_Schmidl_DSB.pdf/643dc642-b671-b19e-29e6-ec4a47b148e0?t=1568359184708

³⁷ <https://oesterreichsenergie.at/smart-meter.html>

Bundesminister per Verordnung festlegen, dass die Zuteilung von Frequenzen "zahlenmäßig zu beschränken" ist. Wird eine derartige Festlegung getroffen, so ist in weiterer Folge die Regulierungsbehörde, konkret die Telekom-Control-Kommission (TKK), für die Zuteilung dieser Frequenzen zuständig. Nachdem die betreffenden Frequenzen technologieneutral vergeben werden und zur Erbringung einer Vielzahl von Kommunikationsdiensten geeignet sind, kommt auch eine Nutzung im Energiebereich, wie bspw. zur Anbindung von Smart Meter, in Betracht. EVU treten aber nicht nur als Nachfrager für Frequenzen im Zusammenhang mit speziellen Anwendungen im Energiesektor auf, sondern agieren vielfach auch als Anbieter von Kommunikationsnetzen und -diensten und sind mit diesen Geschäftsfeldern im Aufsichtsbereich der RTR angesiedelt. Aktuell steht insbesondere die Einführung von 5G, der nächsten Generation des Mobilfunks, und die hierfür erforderliche Frequenzausstattung der Anbieter im Mittelpunkt des Interesses. Nachdem sich mit 5G die Leistungsfähigkeit von Mobilfunknetzen gegenüber den heute im Einsatz befindlichen Technologien nochmals deutlich erhöhen soll, sieht sich der neue Mobilfunkstandard mit beträchtlichen Erwartungen konfrontiert. Zum einen wird 5G als Wegbereiter von IoT und M2M gesehen, zum anderen sollen auch hochverfügbare Dienste durch 5G besser unterstützt werden – bei beiden Aspekten kann leicht ein Anknüpfungspunkt zu den Systemen der Energiewirtschaft gefunden werden. Darüber hinaus interessiert die Fragestellung, ob mit der Einführung von 5G auch eine Änderung der Business-Modelle und der Wertschöpfungsketten einhergehen und mit den sog. „Verticals“ neue Player auf den Markt drängen könnten. Neben Unternehmen aus der Transport-, Produktions- oder Gesundheitsbranche, wird auch der Energiesektor immer wieder als möglicher 5G-Player genannt. Hier kann auf eine vom Gremium Europäischer Regulierungsstellen für elektronische Kommunikation (BEREC) beauftragte und unter dem Vorsitz der RTR vorgestellte Studie³⁸ aus dem Jahr 2018 verwiesen werden, die sich mit diesen Fragestellungen beschäftigt. Was Frequenzvergaben in Österreich anbelangt, wurde zuletzt seitens der Regulierungsbehörde Spektrum für 5G im Frequenzbereich 3,4 – 3,8 GHz versteigert, wobei neben den drei großen heimischen Mobilfunknetzbetreibern auch ein bisheriger virtueller Mobilfunkanbieter (MVNO) sowie regionale Breitband-Anbieter eine Frequenzausstattung erwerben konnten. Eine weitere Multiband-Auktion für 5G Spektrum in den Bereichen 700 MHz, 1.500 MHz und 2.100 MHz ist für 2020 in Planung.

Auf der Ebene der wettbewerbsrechtlichen Tätigkeiten von RTR und E-Control kam es in der Vergangenheit zu einer Kooperation der beiden Behörden im Zusammenhang mit Aktivitäten des Netzausbaus von EVU. Nachdem Datennetze sowohl im Zusammenhang mit der Energieversorgung (z.B. für Steuerung und Regelung oder eben für Smart Metering) als auch für die Erbringung von öffentlichen Kommunikationsdiensten verwendet werden können, war eine korrekte Abgrenzung der Kosten zwischen den beiden Nutzungsfeldern im Zuge von Kostenermittlungsverfahren bei der E-Control erforderlich.

³⁸ https://www.rtr.at/de/tk/IntTaetigkeiten_VI#c34714

Als weiteres Projekt einer fachübergreifenden Thematik ist die von der RTR initiierte und koordinierte Branchenrisiko-Analyse für den Telekom-Sektor zu nennen, die erstmals im Jahr 2017 gemeinsam mit verschiedenen Stakeholdern durchgeführt wurde. Hier wurde nicht nur auf die Erfahrungen der E-Control aus vergleichbaren Analysen der Risiken im Strom- und Gas-Sektor zurückgegriffen, sondern es konnten auch Unternehmen aus dem Energie-Sektor für eine aktive Mitarbeit gewonnen werden, wodurch sich die Diversität der Arbeitsgruppe und das zur Verfügung stehende Expertenwissen erhöhte. Gleichzeitig wurde dem grundsätzlichen Bestreben der RTR nach einer stärkeren Vernetzung der Sicherheitsfachleute auf Arbeitsebene über Branchengrenzen hinweg Rechnung getragen. Eine für die Öffentlichkeit freigegebene Version des Abschlussberichts³⁹ vom Februar 2018 ist auf der Website der RTR verfügbar. Im Jahr 2019 wurde diese Branchenrisikoanalyse um eine Untersuchung der spezifischen Risiken im Zusammenhang mit der bevorstehenden Einführung von 5G ergänzt. Dies war aufgrund einer Empfehlung der Europäischen Kommission zur Cybersicherheit von 5G-Netzen erforderlich geworden. Eine Neubewertung der allgemeinen Risiken im Telekom-Sektor ist im Rahmen einer erneuten Branchenrisikoanalyse ab dem 4. Quartal 2019 vorgesehen, die wieder in bewährter Zusammenarbeit von RTR, den für die Thematik zuständigen Ministerien sowie Stakeholdern aus der Branche ablaufen soll.

6.2.10 Technologieplattform zum Thema Smart Grids (SMARTGRIDS Austria)

SMARTGRIDS Austria hat der E-Control im Zuge der Erstellung des Monitoringberichts für das Jahr 2018 Folgendes mitgeteilt:

Die Technologieplattform Smart Grids Austria ist das Netzwerk aus Energiewirtschaft, Industrie, Forschung und öffentlichen Stellen, welches die wesentlichen Akteure zur Gestaltung des Energiesystems der Zukunft vereint.

Das Energiesystem profitiert von den zusätzlichen Daten

Durch den Roll-Out der Smart Meter sind zukünftig Verbrauchs- und Niederspannungsnetzdaten zählpunktgenau für Netzbetreiber flächendeckend verfügbar. Deren Nutzung kann im laufenden Netzbetrieb und bei der Netzplanung bisher nicht verfügbare Informationen liefern und neue Möglichkeiten eröffnen.

Dafür müssen jedoch folgende Voraussetzungen erfüllt sein:

³⁹ https://www.rtr.at/de/tk/Netzsicherheit/Branchenrisikoanalyse_TK_2018-06-22.pdf

1. Die Verfügbarkeit von Viertelstundenwerten und Lastkurven. Dies entspricht den geltenden gesetzlichen Anforderungen für Smart Meter im Falle des Opt-In.

2. Netzbetreiber sollten für netzdienliche Zwecke, anonymisierte und aggregierte Kundendaten **jederzeit** nutzen können. Derzeit ist diese Nutzung aber nur in begründeten lokalen Einzelfällen auch ohne Zustimmung der Endverbraucher zum Zweck der Aufrechterhaltung eines sicheren und effizienten Netzbetriebes vorgesehen (Eiwog §84). Eine Erweiterung der Nutzung zusätzlicher Prosumerdaten würde viele Flexibilitätspotentiale auf der Prosumerseite eröffnen und exakte Daten über den Zustand der Netze liefern.

Netzbetreiber haben mit geeigneten Messeinrichtungen grundlegende Qualitätsparameter zu erheben, um deren normgerechte Einhaltung zu dokumentieren. Dies erfolgt heute beispielsweise durch mobile Power Quality Messsysteme. Eine Erfassung von Qualitätsparametern auch durch Smart Meter würde deren Kosten merklich erhöhen, könnte jedoch Synergien durch mehrfache Nutzung derselben Infrastruktur heben.

Um die Klimaziele zu erreichen und das elektrische System zu 100% auf erneuerbare, oft volatile Erzeuger umzustellen, muss in die Netzinfrastruktur investiert werden. Durch die Nutzung von Anschlussdaten könnten die notwendigen Einzelmaßnahmen mit hoher Treffsicherheit gesetzt und damit Investitionen gezielter durchgeführt werden.

Genauere Prognosen der Erzeugung und Last

Durch die Daten von Verbrauchs-, Speicher- und Erzeugungsanlagen sowie Markt-, Ereignis- oder Wetterdaten, kann eine detailliertere Prognose der zu erwartenden Erzeugung und des Verbrauchs erstellt werden. Eine gute Planung reduziert damit die Kosten der Ausgleichsenergie.

Daten für die Netzplanung

Durch die dann vorhandenen Daten (Leistungswerte auf Basis von Viertelstundenwerten, Unsymmetrie,...) können Netze noch effizienter geplant werden. Zusätzliche Informationen können die Aufnahmekapazität der Netze für PV oder E-Mobilität mehrfach erhöhen.

Auch Energiekunden profitieren von den Daten

Kunden können von neuen Dienstleistungen profitieren, die auf der Nutzung von Prosumerdaten aufbauen.

1. Bewusstseinsbildung durch detaillierte Messwerte

Durch die Visualisierung der Messdaten können Konsumenten ihren Verbrauch, Erzeugung und Speicherung selbst besser gestalten, z. B.: Gewohnheiten verändern durch Identifikation und Tausch ineffizienter Geräte. Dies ist bereits in der DAVID-VO umgesetzt.

2. Neue Tarife

Innovative Tarife sind nur möglich, wenn Verbrauchsdaten in entsprechender Auflösung vorhanden sind. Die Basis dafür ist in den „Sonstigen Marktregeln“ (SoMa Kap.10) festgelegt.

3. Neue Geschäftsmodelle als Anreiz für Flexibilitätsangebote

Durch die Bereitstellung von Flexibilität können Prosumer zu aktiven Teilnehmern im Energiesystem werden. Energiedienstleister können dabei unterstützen.

4. Steigerung der Aufnahmekapazität von Netzen

Durch steigendes netz- und systemdienliches Verhalten der Anlagen und genauere Informationen über die Netzsituation können mehr neue Netzanschlüsse (z. B.: für PV-Anlagen, Ladestationen) bei moderaten Netzausbaukosten ermöglicht werden. Diese Anlagen tragen zur Systemsicherheit bei. Letztlich werden für Steuerungsmaßnahmen im Netz jedoch realtime-fähige Datenanbindungen erforderlich sein.

5. Verursachergerechte Kostenverteilung

Zukünftig soll die Verrechnung der tatsächlich bezogenen Leistung in der Tarifierung stärker berücksichtigt werden. Dies sozial gerecht zu gestalten ist eine vordringliche Maßnahme um Energiearmut zu bekämpfen. Ein steigender Leistungspreisanteil am Netzentgelt ist ein notwendiges Signal um die fortschreitende Elektrifizierung mit Lösungen zu ermöglichen, die das Leistungsprofil optimieren bzw. helfen vertraglich vereinbarte Leistungsgrenzen nicht zu überschreiten.

6.2.11 Verein für Konsumenteninformation (VKI)

Die E-Control hat beim Verein für Konsumenteninformation um eine Stellungnahme angefragt und folgende Rückmeldung erhalten:

2018 konnte im Verein für Konsumenteninformation (VKI), analog zum zunehmenden Ausrollungsgrad der unterschiedlichen Netzbetreiber, eine steigende Zahl von Anfragen zum Thema Smart Meter beobachtet werden. Die Beratung in diesem Feld ist allerdings kein Schwerpunkt für den VKI, da seit Anfang Juli 2018 der Großteil der hilfeschuchenden Konsumenten von der „AK Smart Meter Hotline“ betreut wird.

Um das Thema Smart Meter möglichst umfassend zu beleuchten, lud der VKI im Dezember 2018 zu einem Tischgespräch. Es diskutierten jeweils ein Vertreter der E-Control, der Netzbetreiber, des STOP Smart Meter Netzwerks Österreich und ein Sozialpsychologe. Eine Zusammenfassung dieses Gesprächs wurde in der KONSUMENT-Ausgabe vom Jänner 2019 und auf [konsument.at](https://www.konsument.at)⁴⁰ veröffentlicht.

⁴⁰ <https://www.konsument.at/smartmeter022019>

6.2.12 Volksanwaltschaft

Die E-Control hat bei der Volksanwaltschaft um eine Stellungnahme angefragt und folgende Rückmeldung erhalten:

[...] ⁴¹ Zunächst dürfen wir darauf hinweisen, dass die Volksanwaltschaft selbst gegenüber dem Nationalrat und Bundesrat berichtspflichtig ist (Art. 148d B-VG). Aufgrund zahlreicher Eingaben zum Thema Smart Meter – seit 2017 liegen der Volksanwaltschaft etwa 260 Eingaben vor -, die vor allem eine Ablehnung der Smart Meter zum Inhalt hatten, hat sich die Volksanwaltschaft schon in den vergangenen Jahren diesem Thema gewidmet. Beiträge dazu finden Sie im Parlamentsbericht 201742 und im Parlamentsbericht 201843.

Die Volksanwaltschaft hat gegenüber den Beschwerdeführern stets darauf hingewiesen, dass gemäß Art. 148a Abs. 1 und 2 B-VG ihre Aufgabe in der Prüfung behaupteter Missstände in der Verwaltung besteht. Dies bedeutet, dass sie für die Kontrolle der Gesetzesvollziehung, nicht aber der Gesetzgebung zuständig ist.

Da es sich bei der Ausrollung der Smart Meter um die Umsetzung gesetzlicher Vorgaben handelt, konnte die Volksanwaltschaft keine Missstände in der Verwaltung feststellen. Kritikwürdig war aus Sicht der Volksanwaltschaft jedenfalls, dass das Gesetz zwar eine Opt-Out Lösung vorgesehen hat, es aber längere Zeit an der Konkretisierung für die Umsetzung mangelte. Betroffene zogen zunächst den Schluss, dass sie einen Smart Meter gänzlich ablehnen und den Ferraris-Zähler behalten könnten. Erst im Dezember 2017 erfolgte eine Konkretisierung durch eine Novelle der IME-VO.

Der Volksanwaltschaft war und ist es ein Anliegen, dem Gesetzgeber das Unbehagen der Betroffenen zur Kenntnis zu bringen. Sie wies die Betroffenen aber stets darauf hin, dass ein Bestehen auf den Verbleib der Ferraris-Zähler aufgrund der gesetzlichen Bestimmungen (EIWOG, IME-VO) und der schon vorhandenen gerichtlichen Entscheidungen, die auch bereits nach der Novellierung der IME-VO im Dezember 2017 ergangen sind, nicht durchsetzbar sein wird.

Da bei der Volksanwaltschaft noch amtswegige Erhebungen im Gange sind, ist es nicht auszuschließen, dass das Thema auch im Parlamentsbericht 2019 nochmals behandelt wird.

6.2.13 Wissenschaftlicher Beirat Funk (WBF)

Der WBF hat der E-Control Folgendes mitgeteilt:

⁴¹ Es wurde lediglich die Einleitung gekürzt, der Inhalt wurde in vollem Umfang wiedergegeben

⁴² <https://volksanwaltschaft.gv.at/downloads/6gq39/Parlamentsbericht%202017%20-%20Kontrolle%20der%20%C3%B6ffentlichen%20Verwaltung.pdf> (S. 141)

⁴³ <https://volksanwaltschaft.gv.at/downloads/72sag/PB-42-Nachpr%C3%BCfend.pdf> (S. 165)

Der WBF beschäftigt sich als Gremium des BMVIT mit der wissenschaftlichen Auswertung internationaler Studien zum Thema „Mobilfunk und Gesundheit“. Nähere Informationen finden Sie unter <https://www.bmvit.gv.at/telekommunikation/wbf/index.html>.

7 Datenschutz

7.1 Rechtliche Rahmenbedingungen

Die Erhebung von Messdaten durch ein intelligentes Messgerät unterliegt wie jede andere Datenanwendung den Rechtsvorschriften der DSGVO sowie des DSG. 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 Netzbetreibers 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 Einwilligung des Kunden beruht. Auch in allen übrigen Punkten (Recht auf Löschung, Auskunftsrecht, etc.) findet die DSGVO und das DSG Anwendung.

Österreichs Energie hat im Jahr 2017 daher ein White Paper⁴⁴ „Data Protection Impact Assessment / Datenschutz-Folgenabschätzung für den Smart Meter Einsatz“ erstellt, welches ein zentrales Element der Datenschutzgrundverordnung darstellt. Mit der Datenschutz-Folgenabschätzung wird das potentielle Risiko von natürlichen Personen aus der Verarbeitung der personenbezogenen Daten eruiert. Diese Beurteilung möglicher Auswirkungen ist in weiterer Folge durch einen laufenden Prozess zyklisch sicherzustellen.

Österreichs Energie hat weiters Verhaltensregeln⁴⁵ im Zusammenhang mit den von Smart Metern erhobenen Daten aufgestellt, die als Vorlage für eine Verpflichtung zur Wahrung des Datengeheimnisses gemäß den Bestimmungen der Datenschutzgrundverordnung und des Datenschutzgesetzes in der jeweils geltenden Fassung dienen.

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 (z.B. 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

⁴⁴

https://oesterreichsenergie.at/files/Downloads%20Netze/Smart%20Meter%20Plattform/Technische%20Leitfaeden%20Smart%20Meter/2017.07_SM-DPIA-White%20Paper%20Rev.%201.4.pdf

⁴⁵ <https://oesterreichsenergie.at/die-welt-des-stroms/stromnetze/smart-meter/verhaltensregeln-smart-meter.html>

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 und zu dokumentieren.

7.2 Bisherige Erfahrungen

Bei den Netzbetreibern wurde auch 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. Im gegenständlichen Monitoringbericht wurden auch Informationen im Zusammenhang mit der Auslesung von Viertelstundenwerten sowie die Inanspruchnahme der Opt-In und Opt-Out Möglichkeit erhoben.

7.2.1 Opt-In Variante

Aus den Daten der Erhebung ist ersichtlich, dass sich immerhin rund **42.750 Kunden** bzw. rund **4,9 %** (2017: 7,6%; 2016: 6,3 %) **der Kunden** für die **Übertragung von Viertelstundenwerten** und somit für ein **Opt-In** entschieden haben.

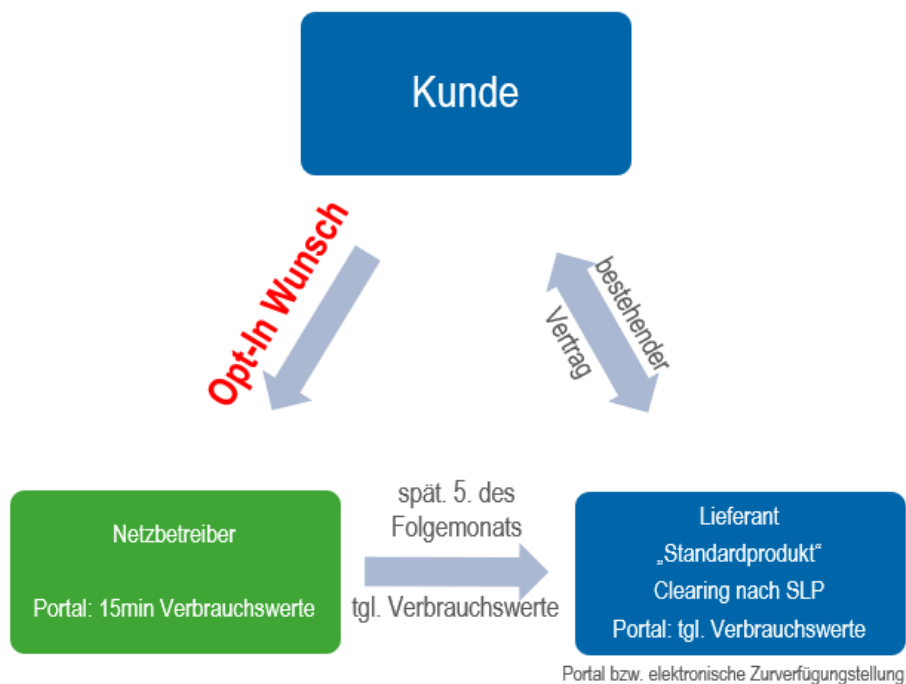


Abbildung 12: Opt-In Wunsch gegenüber Netzbetreiber ausgesprochen

In Abbildung 12 wird jene Variante dargestellt, in der die Kunden gegenüber dem Netzbetreiber den Opt-In Wunsch ausdrücklich bekannt geben. Dieser zeigt dann in weiterer Folge die Viertelstundenwerte im kostenlosen Kundenportal an. Spätestens am 5. des Folgemonats bzw. je nach Können und Vermögen auch früher, werden die Viertelstundenwerte auch dem Lieferanten übermittelt.

7.2.2 Opt-In Variante mit viertelstündlichem Clearing

Gegenüber dem Vorjahr wurde nun auch jene Zahl an Kunden abgefragt, die nach **Viertelstundenwerten gecleart** werden. Von dieser Variante profitieren in Österreich immerhin rund **4.250 Kunden**, welche nicht nur das Web-Portal des Netzbetreibers für Analysezwecke verwenden, sondern den Opt-In Wunsch auch gegenüber ihrem Stromlieferanten ausgesprochen haben und somit die Vorteile von zeitabhängigen Tarifen nutzen können. Das sind somit rund **10% der gesamten Opt-In Kunden**.

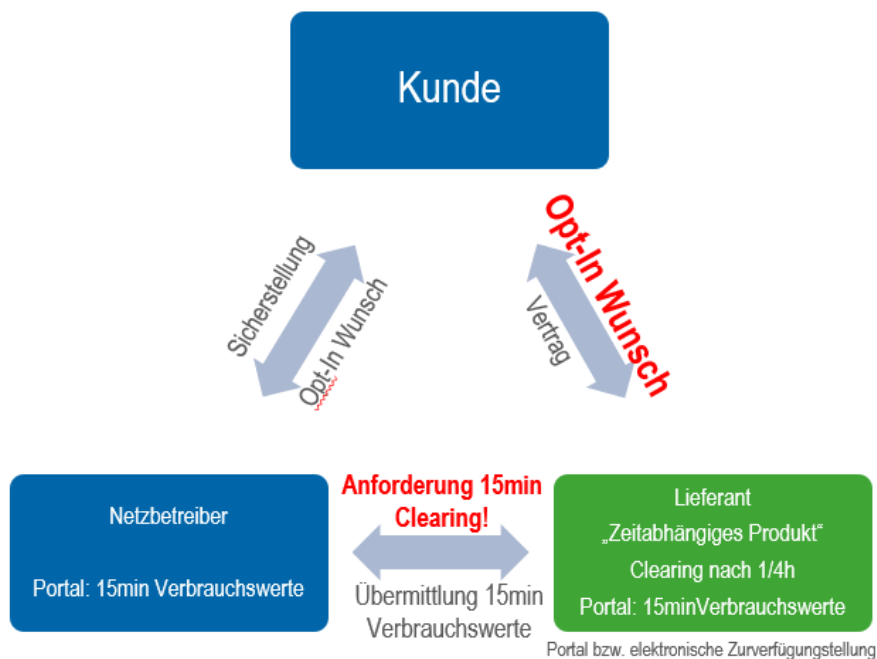


Abbildung 13: Opt-In Wunsch gegenüber Lieferant ausgesprochen

In obiger Grafik wird jene Variante dargestellt, in der die Kunden gegenüber dem Lieferanten den Opt-In Wunsch ausdrücklich bekannt geben. Dieser kann dann, wenn er dem Kunden ein entsprechendes Produkt angeboten hat, das Clearing mit den Viertelstundenwerten veranlassen.

7.2.3 Standard - Variante

Der Großteil der Kunden wählt das Intelligente Messgerät in der Standardkonfiguration (in Abbildung 14 als „Standard“ bezeichnet). Diese Variante erhält der Kunde, wenn dieser weder Opt-In noch Opt-Out wählt. Bei diesen, im Jahr 2018 rund **890.000 Kunden**, wird dabei lediglich 1 x täglich im Nachhinein ein Wert an den Netzbetreiber übermittelt, dieser Wert wird dann in weiterer Folge kostenlos in dessen Web-Portal spätestens am Folgetag angezeigt.

7.2.4 Opt-Out - Variante

Es haben im Durchschnitt lediglich rund **16.250 Kunden** bzw. rund **1,7 % der Kunden von der Opt-Out Möglichkeit Gebrauch gemacht** (2017: 1,4 %; 2016: 1,1%).

7.2.5 Grafische Übersicht

Abbildung 14 zeigt die gewählten Varianten in prozentmäßiger Aufteilung:

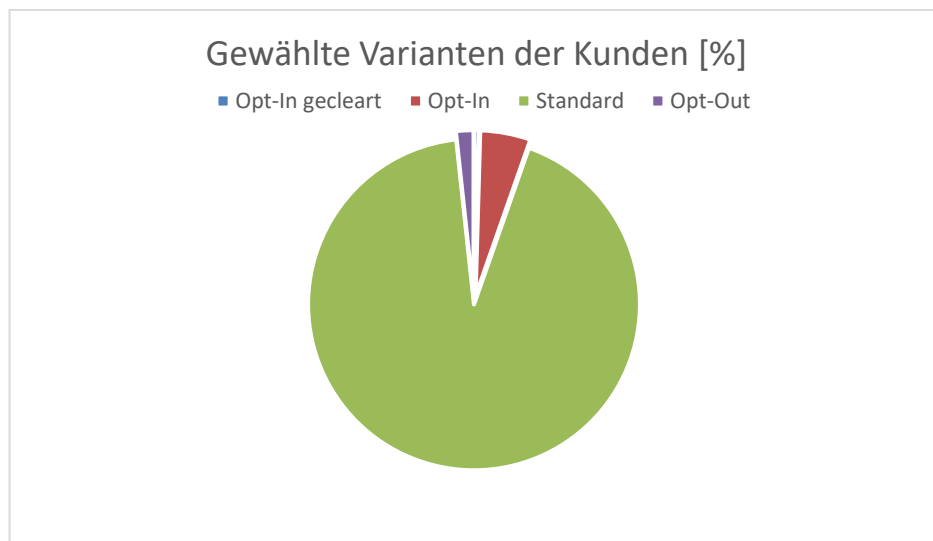


Abbildung 14: Anteil der Opt-In Kunden im Verhältnis zu Opt-Out 2018

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.

8 Preis- und Verbrauchsentwicklung bei den Endverbrauchern, Auswirkungen auf den Endkunden- bzw. Retailmarkt

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 2018.

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

Die E-Control bekam vielfach einen Überblick über die Web-Portale der Netzbetreiber in Form von Screenshots, Beschreibungen und Powerpoint-Präsentationen, sowie falls verfügbar einen direkten Zugriff auf die Web-Portale (z.B. durch einen Testzugang).

Aufgrund der zur Verfügung gestellten schriftlichen Informationen wurden sowohl die allgemeinen Mindestanforderungen sowie der Informationsgehalt und die Aufbereitung der Daten soweit 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 6.1.7 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. Ab dem Vollbetrieb der Web-Portale soll dadurch allen mit einem intelligenten Messgerät ausgestatteten Kunden ein entsprechender, kostenloser Zugang zur Verfügung gestellt werden. In Bezug auf die Zugriffsrechte ist festzuhalten, dass für alle erwähnten Web-Portale ein autorisierter, gesicherter Zugang vorhanden 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 untersucht⁴⁶. Hierzu wurden in Haushalten in Essen, München und Berlin Systeme für das

⁴⁶ Modellvorhaben Bewusst heizen, Kosten sparen. Management Summary zum Zwischenbericht „Verbrauchsauswertung und Mieterbefragung in der Heizperiode 2014/2015“.

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 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/Methodendokument⁴⁷ 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 (EEffG, siehe 2.3.2) 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 Messsysteme eingesetzt. Solche Systeme werden bereits von Hausverwaltungen und Betrieben zur Steuerung verwendet. Das EEffG mit seiner Verpflichtung zu Energieaudits und Umweltmanagementsysteme, 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

⁴⁷ 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]

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 Viertelstundenwerten und Tageswerten 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 publiziert⁴⁸. 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 2018 inklusive Netzentgelten, Steuern und Abgaben zeigt dabei folgenden Verlauf:

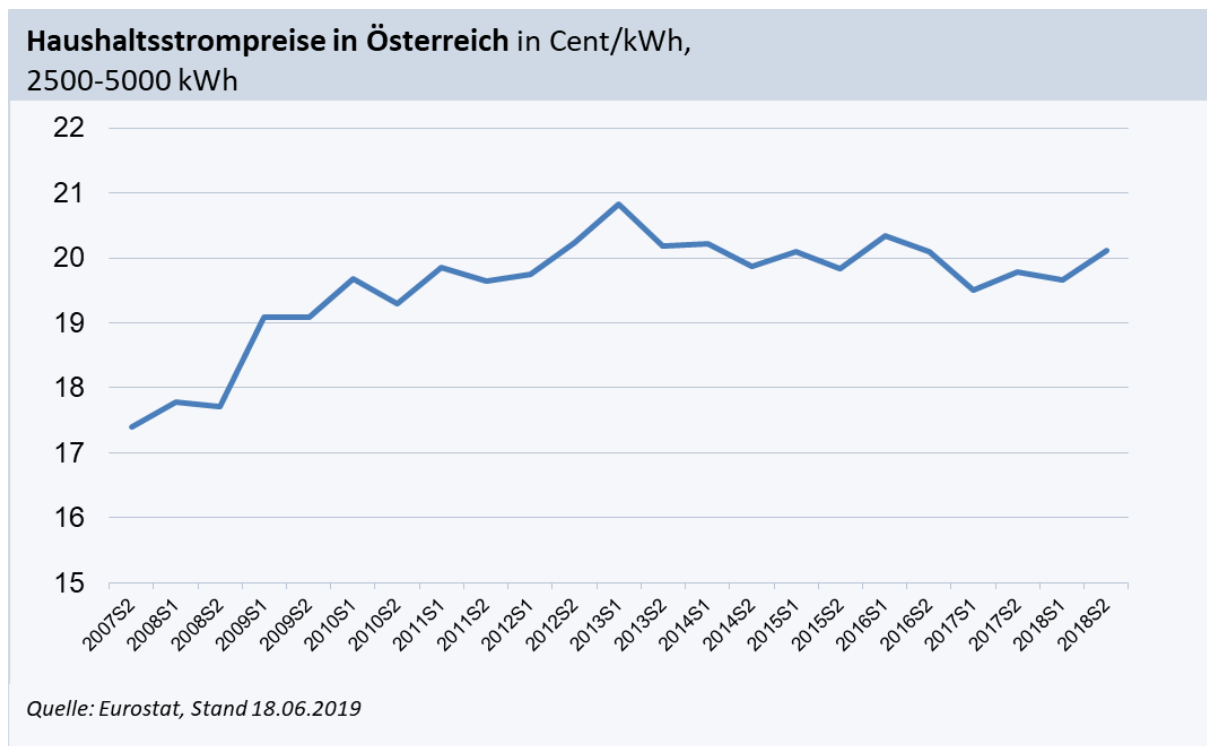


Abbildung 15: Haushaltsstrompreise inklusive Netzentgelte, Steuern und Abgaben

⁴⁸ Siehe auch: <https://www.e-control.at/statistik/strom/marktstatistik/preisentwicklung>

Die Entwicklung der österreichischen Haushaltsstrompreise im europäischen Vergleich von 2007 bis Ende 2018 inklusive Netzentgelten, Steuern und Abgaben stellt sich wie folgt dar:

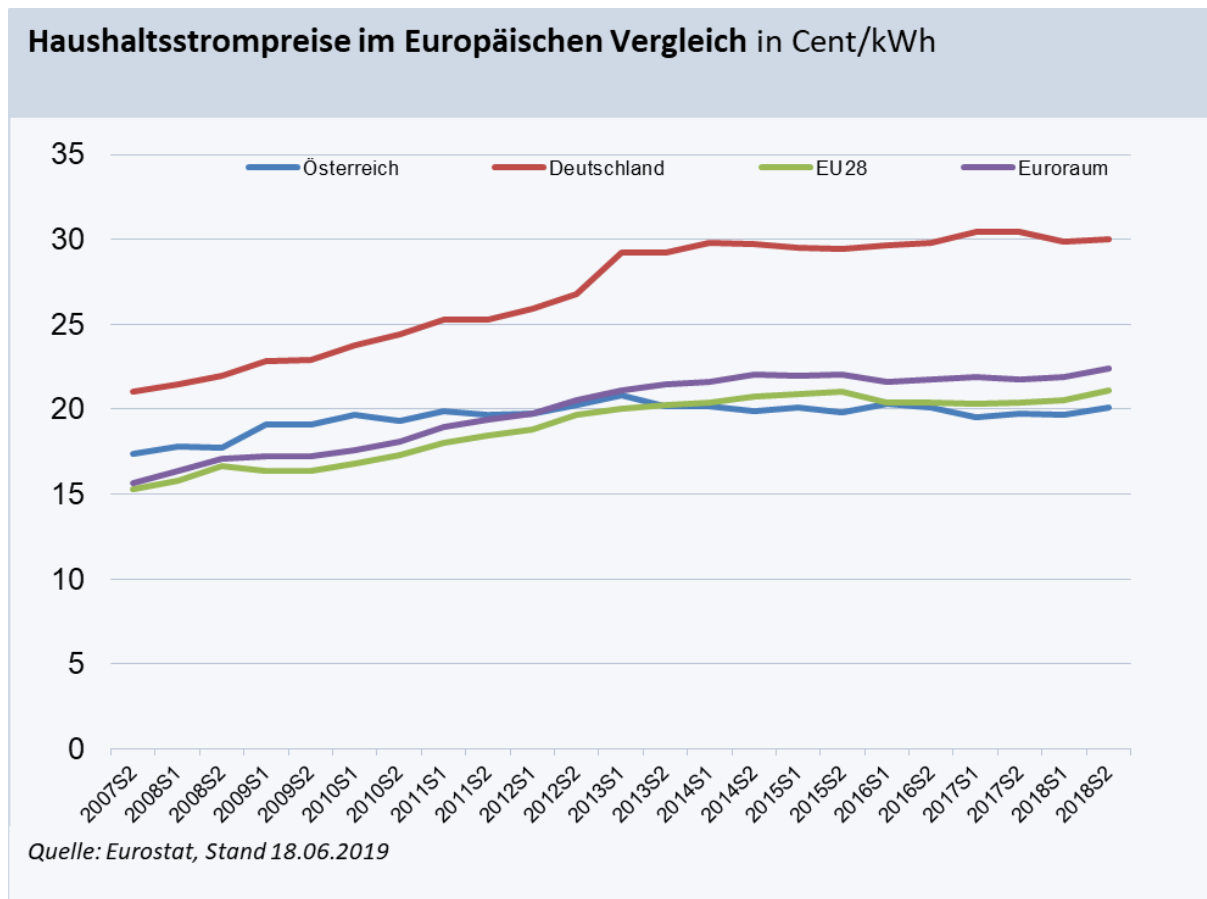


Abbildung 16: Haushaltsstrompreise EU inklusive Netzentgelte, Steuern und Abgaben

8.4 Tarifkalkulator der E-Control

Mit dem Start des neuen Tarifkalkulators der E-Control im Oktober 2017 wurden neue Möglichkeiten des Preisvergleichs geschaffen. Für jene Verbraucher, die über den intelligenten Zähler (Smart Meter) verfügen und den Strom zu bestimmten Tageszeiten zu unterschiedlichen Preisen beziehen können, wurde dadurch möglich, Produkte mit zeitvariablen Tarifen (Time-of-Use Tariffs) untereinander sowie mit anderen herkömmlichen Produkten zu vergleichen.

Haushalte können dann zum einen Kosten sparen, zum anderen dazu beitragen, Strom aus fluktuierender Erzeugung zu verbrauchen, wenn es ein Dargebot gibt, und somit die Integration in das System insgesamt zu unterstützen. Neben tageszeitlich unterschiedlichen Preisen können auch

Produkte angeboten werden, die beispielsweise zwischen einzelnen Wochentagen und Wochenenden, Sommer, Winter und Übergangszeiten unterscheiden.

Somit ist die E-Control mit dem Tarifikalculator die erste Preisvergleichsplattform, die auf diese Entwicklung bereits vorbereitet ist und den Verbrauchern schon jetzt die Möglichkeit gibt, diese neuen Produkte zu verstehen.

Zeitvariable Produkte (Time-of-Use (TOU) Tariffs) enthalten tageszeit-, wochentags- und/oder saisonal-bezogene Arbeitspreise. Je nach konkreter Ausgestaltung eines zeitvariablen Produkts reicht dessen Komplexität von einfachen, zweistufigen Tag- und Nachttarifen bis zu stündlich oder auch $\frac{1}{4}$ - stündlich unterschiedlichen Tarifen. Bei zeitvariablen Produkten mit Zeitblöcken wird der Tag in unterschiedliche Abschnitte von üblicherweise mehreren Stunden eingeteilt, während dessen konstante Strompreise gelten. Zeitvariable Preise werden derzeit i.d.R. langfristig festgelegt, mit Gültigkeit über mehrere Monate oder ein Jahr. Daher können sie im Tarifikalculator die gleichen Preismodelle wie andere Produkte haben: Preis mit oder ohne Preisgarantie oder indexbezogener Preis.

Um einen Vergleich der Angebote unter Berücksichtigung des eigenen Verbrauchsverhaltens (Lastprofil) anzustellen, gibt es für die Nutzer des Tarifikalculators zwei Möglichkeiten:

- Der Kunde kann sein eigenes, tatsächliches Lastprofil verwenden, sofern dieser bereits einen Smart Meter hat und ein Lastprofil aus dem Internetportal seines Netzbetreibers herunterladen kann.

Hier ist es zu empfehlen, dass für alle Netzbetreiber ein einheitliches Lastprofil-Format gilt, sodass die Lastprofile im Tarifikalculator und auch in allen anderen Preisvergleichsplattformen, die eine derartige Funktionalität implementieren, problemlos hochgeladen werden können.

- Der Kunde nutzt die Vorlagen, die im Tarifikalculator zur Auswahl gestellt werden. Unter den künstlich erzeugten Lastprofilen wird einfach jenes ausgewählt, welches dem eigenen Verbrauchsverhalten am Nächsten kommt.

Die künstlichen Lastprofile wurden für die E-Control vom AIT (Austrian Institut of Technology) erhoben und wissenschaftlich berechnet. Sie stellen typische Verbrauchsverläufe von durchschnittlichen Haushalten dar. Für Haushalte stehen im Tarifikalculator insgesamt mehr als 10 beispielhafte Lastprofile für die Vergleichsrechnung zur Auswahl⁴⁹.

Die Abbildung von Produkten, die auf Messwerten von Smart Metern (typisch 15 Minuten) basieren ist möglich und wird die durch den Text „Smart Meter Opt-In notwendig“ erkenntlich gemacht:



Die Kunden sollen bei der Verwendung dieser Produkte damit auch optimal unterstützt werden.

⁴⁹ <https://www.e-control.at/tarifkalkulator-und-smart-meter>

In den ersten 6 Monaten 2019 wurden 295.000 Abfragen im Tarifikalkulator durchgeführt. Mehr als 80 Prozent davon entfallen auf Stromabfragen, der Rest auf Gasabfragen. Bei den meisten Abfragen ist die Eingabe von PLZ und Verbrauch ausreichend. In 13 Prozent der Fälle wird der Verbrauch durch Haushaltsgröße abgeschätzt. Komplexere Abfragen, wie etwa jene mit 2 Zählern, machen nach wie vor 6 Prozent aus und auf Abfragen mit einem Smart Meter entfallen im Vergleich zu den Vorjahreswerten mit 3,5 Prozent etwas weniger Abfragen.

Derzeit gibt es nur wenige Lieferanten (aWATTar, Wüsterstrom, seit März 2018 Spotty, Energie AG und Linz AG), die Produkte für Kunden mit einem installierten Smart Meter und Opt-In Option nur in wenigen Netzgebieten anbieten. Mit dem weiteren Roll-Out von Smart Metern, vor allem in den Netzbereichen mit vielen Kunden, ist zu erwarten, dass die Anzahl von Produkten mit dynamischen oder zeitabhängigen Preisen steigen wird.

Erfahrungen mit dynamischen/zeitvariablen Tarifen

Die Energie Burgenland befindet sich derzeit in der Entwicklungs- und Innovationsphase von Smart Meter-Produkten, der eine Phase europaweiter Marktanalysen (z.B. Italien) vorangegangen ist. Es wird mit einigen Pilotprojekten, wie einem Pendlertarif oder kleineren Aktionen zu Weihnachten, gestartet werden. Weitere Produkte für den Massenmarkt sind erst zu erwarten.

Die Stadtwerke Feldkirch haben zwar bereits 100% Smart Meter ausgerollt, bieten aber keine speziellen Produkte an (und planen auch bis auf Weiteres, dies nicht zu tun).

Aktuell bieten zwei Lieferanten, aWATTar und Spotty, eine Spotmarktbeziehung für die Haushaltskunden an. Herangezogen werden die day-ahead Spotmarktpreise der EPEX Strombörse. Bei aWATTar ist ein Smart Meter die Voraussetzung für den Bezug solcher Produkte. Dazu wird eine Grundpauschale verrechnet. Bei Spotty wird eine Grundpauschale und ein fixer Aufschlag auf den Arbeitspreis verrechnet und der Smart Meter ist keine Voraussetzung für dieses Produkt. Wenn kein Smart Meter vorhanden ist, dann wird stündlich nach standardisiertem Lastprofil abgerechnet.

Die Linz Strom Vertrieb GmbH & Co KG sowie die Energie AG Oberösterreich Vertrieb GmbH & Co KG bieten 3 Preismodelle für Haushalts- sowie ein Preismodell für Gewerbekunden mit Smart Metern an. Für Haushaltskunden gibt es zwei Preismodelle mit jeweils zwei Zeitzonen und ein Modell mit vier Preiszonen für intelligente Wärmepumpen. Beim Preismodell für Gewerbekunden werden drei Zeitzonen gemessen. Die Viertelstundenwerte werden den Kunden entsprechend grafisch aufbereitet in den jeweiligen Kundenportalen zur Einsicht zur Verfügung gestellt. Die Abrechnung basiert ebenfalls auf diesen Viertelstundenwerten und erfolgt nach wie vor jährlich. Für die Abrechnung dieser Tarife ist das Clearing mit Messwerten erforderlich, welches für diesen Zweck seit 1.2.2018 österreichweit einheitlich möglich ist – siehe dazu Kapitel 2.4.2, sowie die statistische Auswertung unter Kapitel 7.2.

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 merkbaren Verschiebungen der Lasten (z.B. 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 vorgesehen, die erhobenen Messwerte anonymisiert für die Zwecke der Netzsteuerung verwenden zu können (vgl. § 84a Abs 1 EIWOG 2010). Weiteres Verbesserungspotential sieht man in der Möglichkeit, auf Grund der Erreichbarkeit einzelner Zähler Fehlersituationen eingrenzen 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. Auch im Bereich der Verbesserung der Spannungsqualität können Smart Meter eine wichtige Rolle einnehmen. Insgesamt sieht man daher zusätzlich ein großes Verbesserungspotential in der Fehlererkennung und -behebung beim Kunden. Zusätzlich 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. Die bereits in der Vergangenheit geschaffene Möglichkeit von Clearing mit Messwerten in kürzeren Intervallen und die Einführung des Netznutzungsentgeltes für Regelreserve auf Netzebene 7 dienen dazu, zur weiteren Optimierung des Energiesystems beizutragen. Der Klimaschutz, die Tendenz zur Dezentralisierung und die Digitalisierung 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 die Stärkung der Konsumentenrechte und der Ausbau von Energieeffizienzmaßnahmen, entsprechend bewältigen zu können. Zudem dürfen die Kostensenkungspotentiale (bessere Fehlersuche, optimierte Netzplanung, Prozessoptimierungen, etc.) im Netzbetrieb nicht außer Acht gelassen werden.

Die Europäische Kommission aktualisiert gerade den aus dem Jahr 2014 bekannten Smart Metering Benchmarking Report⁵⁰ unter dem Titel „Benchmarking Smart Metering Deployment in the EU-28“, wobei die aktuelle Studie um neue Elemente erweitert werden soll. Die relevanten Stakeholder der jeweiligen Mitgliedstaaten sind daher aufgerufen worden, entsprechende Daten an das Konsortium, welches die Studie bearbeitet, zu übermitteln. Die Ergebnisse dieser Studie und die Lage Österreichs im Europäischen Vergleich werden noch für Ende 2019 erwartet.

Mission 2030 - die Österreichische Klima- und Energiestrategie

Die Klima- und Energiestrategie hebt die Bedeutung der Digitalisierung für die Energiewende hervor. Dieser wird eine Schlüsselfunktion bei der Lösung der Herausforderungen durch Dezentralisierung, sowie der effizienten und flexiblen Nutzung von Energie und Mobilität zugeschrieben. Laut Klima- und Energiestrategie wird auch das sogenannte Demand Side Management durch die Einführung von Smart Metern für alle Bevölkerungsgruppen begünstigt. Der Digitalisierung wird eine wachsende Rolle im Zuge der Energiewende zugeschrieben, wo Steuerung und Regelung mittels digitaler Technologien von Bedeutung sind. Für die Zukunft wird die Verknüpfung der Sektoren Strom, Wärme und Mobilität als Zentrum der IKT basierten Optimierung genannt.⁵¹

⁵⁰ Commission Smart Metering Benchmarking Report of 2014 COM(2014) 356 final;
<http://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2014/EN/1-2014-356-EN-F1-1.Pdf>

⁵¹ Mission 2030 - die Österreichische Klima- und Energiestrategie
<https://mission2030.info/>

Clean Energy Package der Europäischen Kommission

Die Europäische Kommission legt im Clean Energy Package⁵² (weitere Informationen siehe 2.1.3) Vorschläge für viele Änderungen für eine bessere Einbindung der Endkonsumenten ins Energiesystem vor, bei denen eine wesentliche Voraussetzung Smart Meter sind. Dieses Paket ist 2019 in Kraft getreten und muss in den nächsten Jahren umgesetzt werden.

⁵² <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>

11 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht der Zählpunkte aller Roll-Out-Pläne der gemeldeten Projekte in Österreich, Stand Dezember 2018	9
Abbildung 2: Gegenüberstellung Ausrollung Anzahl Zähler kumuliert, Meldungen 2015, 2016, 2017, 2018.....	25
Abbildung 3: Gegenüberstellung Ausrollung Prozent Zähler kumuliert, Meldungen 2015, 2016, 2017, 2018.....	26
Abbildung 4: Gegenüberstellung Ausrollungsrate pro Jahr Meldung 2015, 2016, 2017 im Vergleich zur Meldung 2018.....	26
Abbildung 5: Netzbereiche, Anzahl Smart Meter, vgl. Planwerte Ausrollungsgrade, 2016, 2017, 2018	29
Abbildung 6: Zielerreichung IME-VO der Netzbetreiber, Planung bis Ende 2020, Stand Dezember 2018.....	30
Abbildung 7: Status Smart Meter Roll-Out, Stand Dezember 2018.....	31
Abbildung 8: Übersicht Zählpunkte Netzebene 6 und 7, Stand Dezember 2018.....	32
Abbildung 9: Übersicht installierte Zähler und auf Lager befindliche Zähler, Stand Dezember 2018...	32
Abbildung 10: Funktionale Referenzarchitektur für die Kommunikation in intelligenten Messsystemen (Quelle: SM-CG).....	37
Abbildung 11: Eingesetzte Übertragungstechnologien zur kommunikativen Anbindung von Smart Metern im Jahr 2018	40
Abbildung 12: Opt-In Wunsch gegenüber Netzbetreiber ausgesprochen.....	61
Abbildung 13: Opt-In Wunsch gegenüber Lieferant ausgesprochen	62
Abbildung 14: Anteil der Opt-In Kunden im Verhältnis zu Opt-Out 2018	63
Abbildung 15: Haushaltsstrompreise inklusive Netzentgelte, Steuern und Abgaben	66
Abbildung 16: Haushaltsstrompreise EU inklusive Netzentgelte, Steuern und Abgaben	67