

BERICHT ZUR EINFÜHRUNG VON
INTELLIGENTEN MESSGERÄTEN IN ÖSTERREICH 2022
BERICHTSJAHR 2021

UNSERE ENERGIE ÖFFNET NEUE WEGE.



Impressum

Eigentümer, Herausgeber und Verleger:

Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)

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:

Prof. DI Dr. Alfons Haber, MBA und

Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M.

Vorstand E-Control

Konzeption & Design Deckblatt:

Reger & Zinn OG

Bericht: E-Control

© E-Control, 2022

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die des Nachdrucks, der Übersetzung, des Vortrags, der Funksendung, der Mikroverfilmung oder der Vervielfältigung durch Fotokopie oder auf anderen Wegen, bleiben, auch bei nur auszugsweiser Verwertung, im gesetzlich zulässigen Umfang vorbehalten. Zulässig ist insbesondere die Nutzung von einzelnen Teilen zur gerechtfertigten Zitierung mit Quellenangabe.

Hinweis im Sinne des Gleichbehandlungsgesetzes:

Im Sinne der leichteren Lesbarkeit wurde bei Begriffen, Bezeichnungen und Funktionen mitunter nur die kürzere männliche Form verwendet. Selbstverständlich richtet sich die Publikation an alle Geschlechter. Vorbehaltlich Satzfehler und Irrtümer.

Vorwort

Die Umsetzung von ambitionierten österreichischen und europäischen Zielen im Bereich des Erneuerbaren-Ausbaus und der Dekarbonisierung machen eine vertiefte Digitalisierung des gesamten Energiesystems notwendig. Dafür müssen Verbrauchs- und Erzeugungsdaten in viertelstündlicher Auflösung zu Verfügung stehen und über eine effiziente Datenverwaltung an die relevanten Marktteilnehmer sowie für den Netzbetrieb und Netzausbau übermittelt werden. Eine solide Datenbasis mit hoher Datenqualität stellt nicht nur für neue Marktakteure wie Energiegemeinschaften eine Notwendigkeit dar, sondern ist für ein Gelingen der Energiesystemwende zwingend erforderlich.

Smart Meter sind somit ein Schlüsselement für das Stromsystem der Zukunft und ein wichtiger Baustein dafür, die EAG- und Klimaziele zu erreichen. Der Einbau von Smart Metern in Österreich schreitet voran. Die Umstellung auf Smart Meter hat in einigen Bereichen bereits große Vorteile gebracht, vor allem im Endkundenbereich. Zudem konnten durch Prozessoptimierungen und die Automatisierung beim Lieferantenwechsel sowohl die Servicequalität erhöht als auch erhebliche Kosteneinsparungen lukriert werden. Der Wegfall der manuellen Ablesungen, der kostenlose Zugang der Kunden zu den Verbrauchsdaten mittels Netzbetreiber-Webportalen oder die Vermeidung der rechnerischen Ermittlung der Energiedaten sind nur einige der Vorteile, die die Umstellung auf Smart Meter mit sich gebracht hat.

Energie effizient zu nutzen war noch nie so wichtig mit heute. Smart Meter helfen Endkundinnen und -kunden dabei, ihren Energieverbrauch zu kontrollieren und dementsprechend zu optimieren. Durch die zeitnahen Verbrauchsinformationen können so Maßnahmen zur Reduktion des Stromverbrauchs gesetzt und die Kosten minimiert werden. Der Umstieg auf die monatliche Abrechnung gibt Aufschluss über die aktuelle Verbrauchsentwicklung. Eine noch genauere Information liefern die täglichen Verbrauchsdaten, die im jeweiligen Webportal des Netzbetreibers dargestellt werden müssen. Durch die Einsicht in die viertelstündlichen Verbrauchswerte über Inanspruchnahme der Opt-In Option kann das Verbrauchsverhalten noch detaillierter unter die Lupe genommen werden. So ist es Endkundinnen und -kunden sehr einfach möglich, Stromfresser im Haushalt zu identifizieren und unnötigen Stromverbräuchen entgegenzuwirken. Smart Meter sind auch die Voraussetzung dafür, um als Haushalt selbst aktiv am Strommarkt teilzunehmen. Das kann einerseits die Einspeisung des Stromüberschusses aus Eigenenerzeugung sein oder die Teilnahme an verschiedenen Formen der Energiegemeinschaften.

Das ursprünglich in der Intelligenten Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO) festgelegte Ziel eines Ausrollungsgrads von 95% bis Ende 2022 wurde mit der Novelle 2022 der IME-VO auf Ende 2024 verschoben. Als Zwischenziel wurde für das Ende 2022 ein Ausrollungsgrad von 40% festgelegt. Des Weiteren ist nun auf Kundenwunsch ein rascherer Einbau eines Smart Meters vorgesehen.

Mit Ende des Berichtsjahres 2021 lag der Ausrollungsgrad bei 47,3% (Smart Meter gesamt) bzw. 37,9% (Smart Meter, die über eine aktive Kommunikation verfügten). Somit sind rund ein Viertel aller installierten Smart Meter noch nicht kommunikativ. Dies begründet sich darin, dass zum Stichtag (Ende 2021) die IKT-Infrastruktur oder Backendsysteme noch nicht installiert oder verfügbar waren.

Hervorzuheben ist, dass 18 Netzbetreiber das Ziel von 95% Ausrollungsgrad bereits Ende 2021 erreicht haben. Einige kleinere Verteilernetzbetreiber befinden sich derzeit erst in der Projektanfangs- und -planungsphase. Zwei Drittel der insgesamt 119 betroffenen Netzbetreiber und somit der Großteil der Unternehmen befindet sich aktuell in der Roll-Out-Phase. Sollte es zu keinen weiteren Verzögerungen, etwa aufgrund von Engpässen in den Liefer- bzw. Herstellungsketten oder Installationshindernissen infolge der Pandemie oder Energiekrise kommen, ist den Plänen der Netzbetreiber zufolge damit zu rechnen, dass das Ziel eines Ausrollungsgrads von 80% bis Ende 2024 bei den Netzbetreibern tatsächlich erreicht werden kann.

Der vorliegende Fortschrittsbericht wurde auf Basis der von der E-Control erhobenen Daten für das Berichtsjahr 2021 erstellt. Für die gute Unterstützung und Zusammenarbeit im Zuge der Erstellung dieses Berichts möchten wir uns bei allen Beteiligten herzlich bedanken.

Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M.
Vorstand E-Control

Prof. DI Dr. Alfons Haber, MBA
Vorstand E-Control

Inhaltsverzeichnis

VORWORT	3
1 ZUSAMMENFASSUNG	6
2 RAHMENBEDINGUNGEN	8
2.1 RECHTLICHER RAHMEN	8
2.2 EUROPÄISCHE STANDARDISIERUNGSINITIATIVE	10
3 ERHEBUNG DER DATEN BEI DEN VERTEILERNETZBETREIBERN	11
4 FORTSCHRITT DER INSTALLATION VON INTELLIGENTEN MESSGERÄTEN	12
4.1 ZÄHLPUNKTE, ZÄHLER UND AUSROLLUNGSGRAD	12
4.2 PROJEKTLÄNE UND EINFÜHRUNGSSZENARIOEN	15
4.3 PROJEKTDAUER UND PROJEKTFORTSCHRITT	16
4.4 INSTALLATION VON SMART METERN NACH KUNDENWUNSCH	18
5 ERFAHRUNGEN DER VERTEILERNETZBETREIBER	20
5.1 ANKÜNDIGUNGSSCHREIBEN ÜBER DEN SMART METER EINBAU	20
5.2 DATENÜBERTRAGUNG UND KOMMUNIKATIONSTECHNOLOGIEN	21
5.3 ANPASSUNGEN DER IT-SYSTEME	23
5.4 INFORMATION AUF WEBPORTALEN	24
5.5 DATENSCHUTZ UND KONFIGURATIONSVARIANTEN VON SMART METERN	27
5.6 NETZSITUATION	28
6 KOSTENENTWICKLUNG	30
6.1 BERÜCKSICHTIGUNG DES SMART METER ROLL-OUTS IM RAHMEN DER KOSTENERMITTLUNG	30
6.2 NEUGESTALTUNG DER NETZENTGELTE („TARIFE 2.1“)	31
7 ERFAHRUNGEN DER E-CONTROL	33
7.1 KUNDENBESCHWERDEN UND SCHLICHTUNGSSTELLE	33
7.2 RECHTLICHE VERFAHREN	37
7.3 RETAILMARKTPREISE UND TARIFKALKULATOR	37
7.4 ENTWICKLUNGEN IM BEREICH ENERGIEVERBRAUCH UND -EFFIZIENZ	43
8 AUSBLICK	45
9 VERZEICHNISSE	48
10 ANHANG TABELLE	51

1 Zusammenfassung

Mit Ende 2021 wurden von den insgesamt rund 6,4 Mio. betroffenen Zählpunkten 3,03 Mio. mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet, wovon 2,4 Mio. auch kommunikativ¹ waren. Das entspricht einem österreichweiten Ausrollungsgrad von 47,3% (Smart Meter gesamt) bzw. 37,9% (Smart Meter kommunikativ). Vergleicht man die jeweiligen Pläne pro Jahr, so ist festzustellen, dass die Ausrollungsgrade einerseits in darauffolgende Jahre verschoben und andererseits auch in ihrer Höhe angepasst wurden. Für Gesamtösterreich ergibt sich aus den vorliegenden Plänen ein Zielerreichungsgrad von 64,5% für 2022, von 81,9% für 2023 und von 95% für 2024.

Die ursprüngliche Zielsetzung der IME-VO Novelle 2017 von zumindest 80% installierten intelligenten Messgeräten mit Ende 2020 wurde verfehlt. Durch die Anpassung der Frist mit der Novelle 2022 der IME-VO wird es nun aber für die Mehrzahl der Netzbetreiber möglich sein, bis Ende 2024 das Ziel von 95% zu erfüllen und auch das Zwischenziel von 40% bis Ende 2022 zu erreichen.

Von den insgesamt 119 Netzbetreibern² haben bereits Ende 2021 18 Netzbetreiber das Ziel von 95% erreicht. Laut den eingereichten Plänen werden weitere 70 Netzbetreiber dieses Ziel fristgerecht bis Ende 2024 erreichen. Mehr als die Hälfte der verbleibenden 31 Netzbetreiber werden bis dann über dem Ausrollungsgrad von 80% liegen. Das Zwischenziel von 40% bis Ende 2022 werden insgesamt 98 Verteilernetzbetreiber erreichen.

Unter den größten Netzbetreibern haben die höchsten Roll-Out-Quoten in ihren Netzgebieten die Netz Burgenland GmbH mit 99,5% und die Netz Oberösterreich GmbH mit 99,2% erzielt. Weitere fortgeschrittene Projektstadien sind in der Steiermark, Vorarlberg, Tirol und Niederösterreich bei den einzelnen kleineren und mittleren Netzbetreibern zu finden.

Bei der Ausrollung von Smart Metern haben alle Netzbetreiber die gleichen Projektphasen, die dann in ihrer Gestaltung sowie Ausführung aber ganz unterschiedlich sind. Daher spiegelt sich der Gesamtprojektfortschritt nicht zwingend in der Roll-Out Quote wider, weil die Anzahl der installierten Zähler keinen Aufschluss darüber gibt, wie weit die Implementierung der nötigen Vorsysteme bereits umgesetzt

¹ Smart Meter kommunikativ: die Datenübertragung bzw. Kommunikation zum zentralen System des jeweiligen Netzbetreibers wurde hergestellt; als nicht kommunikative Smart Meter gelten jene Geräte, bei welchen nach der Erstinstallation die Kommunikation noch nicht stabil ist oder jene, die noch nicht an das zentrale System angeschlossen sind. Smart Meter, die bereits einmal kommunikativ waren und nur vorübergehend zum Erhebungsstichtag nicht kommunikativ waren, wurden hier nicht berücksichtigt.

² Von den insgesamt 120 Verteilernetzbetreiber haben 119 Zählpunkte, die auf Netzebene 6 oder Netzebene 7 angeschlossen sind und bei denen Smart Meter zu installieren sind.

ist. In der Umsetzung waren manche Netzbetreiber mit Schwierigkeiten konfrontiert wie z.B. technischen Problemen bei Pilotprojekten, nicht erfüllten Vertragsvereinbarungen seitens externen Vertragspartners, was zu neuen Ausschreibungen geführt hat usw. Einige kleinere Netzbetreiber haben Kooperationen mit den größeren Netzbetreibern abgeschlossen. Die COVID-19 Krise hat weitere Verzögerungen in der Lieferketten sowie in der Installation vor Ort verursacht.

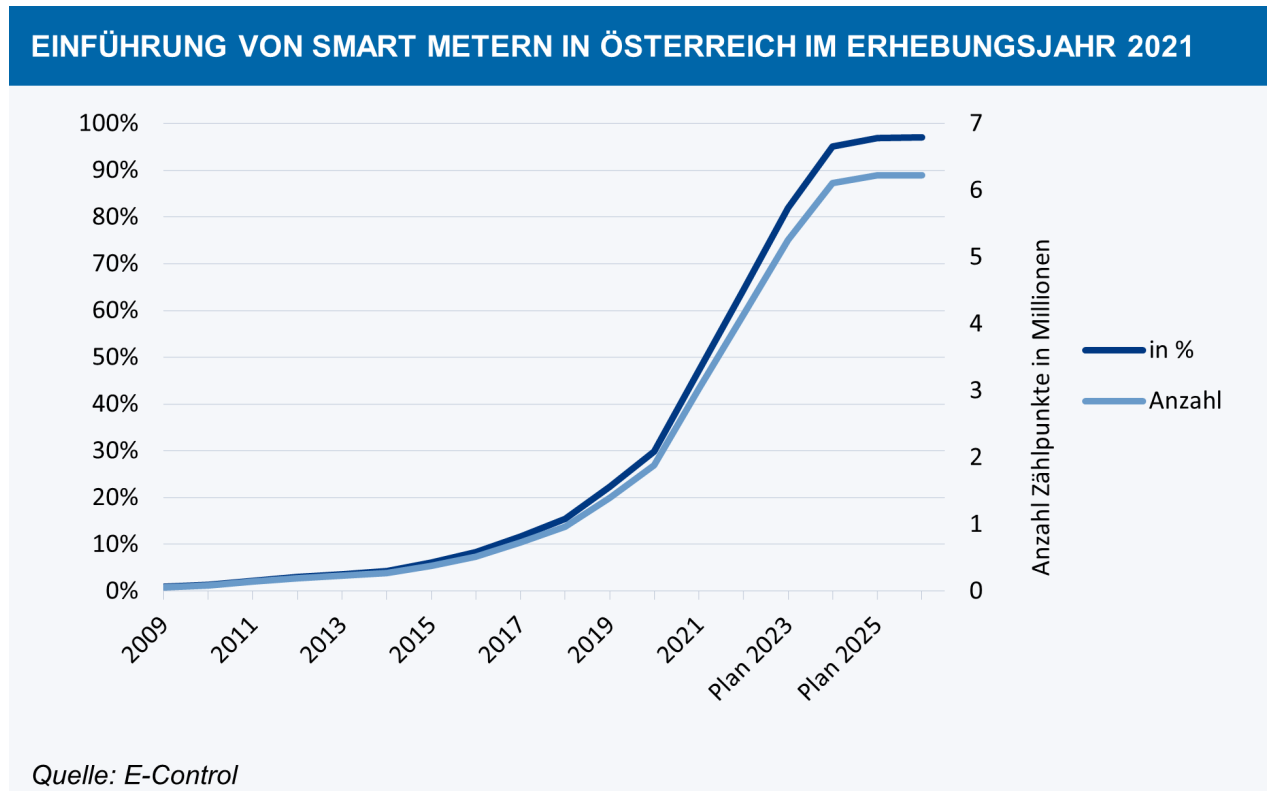


Abbildung 1: Übersicht der Zählpunkte mit installierten Smart Metern und geplant nach Roll-Out-Plänen der gemeldeten Projekte in Österreich, Stand Ende 2021

2 Rahmenbedingungen

2.1 Rechtlicher Rahmen

Der Grundstein für die europaweite Einführung von intelligenten Messgeräten wurde mit der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL (RL 2009/72/EG) gelegt. Damit wurde die Basis für die aktive Beteiligung der Netznutzer am Strommarkt geschaffen. Die Weiterentwicklung des europäischen Rechtsrahmens im Jahr 2019 durch das Inkrafttreten des Clean Energy Packages (CEP) und im Rahmen dessen die neue Richtlinie mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (RL [EU] 2019/944) stärkt die Rolle von aktiven Konsumenten und fördert ihre Beteiligung entweder einzeln oder über Gemeinschaften (Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften und Bürgerenergiegemeinschaften) sowie Aggregatoren. Hier wurden unter anderem detailliertere Vorgaben betreffend der neuen Marktrollen sowie der Datenverwaltung und des diskriminierungsfreien Zugangs zu Endkundendaten festgelegt. Aufgrund der Monitoringberichte zum Stand der Einführung von Smart Metern in der Europäischen Union wurde beschlossen, die Frist für die Ausstattung von mindestens 80% der Netznutzer für jene Mitgliedstaaten, die vor dem 4. Juli 2019 mit der systematischen Einführung intelligenter Messsysteme begonnen haben, bis 2024 zu verlängern.

Die Umsetzung der Unionsvorgaben betreffend intelligente Messsysteme in nationales Recht erfolgte in Österreich durch das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010). Darin sind u.a. die Pflichten der Verteilernetzbetreiber gegenüber Netznutzern bezüglich Speicherung, Auslesung und Übermittlung ihrer Messdaten sowie gegenüber Lieferanten im Rahmen des Datenaustausches festgelegt. In der Novelle 2017 wurden erstmals die Regelungen für die gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen festgelegt.

Auch das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket (EAG-Paket), das am 27. Juli 2021 kundgemacht wurde (BGBl I 150/2021), sieht eine verpflichtende Installation von intelligenten Messgeräten etwa für Energiegemeinschaften vor.

Das Gesetz enthält auch eine Verordnungsermächtigung des zuständigen Ministeriums, mit der die Einführung von intelligenten Messgeräten näher geregelt werden kann. Die im Jahr 2012 erlassene Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO) wurde zuletzt im Jänner 2022 novelliert, wobei die Frist für die Zielerreichung bereits zweimal verlängert wurde. Zwischenzeitlich war in der Novelle 2017 vorgesehen, dass bis Ende 2020 mindestens 80% und bis Ende 2022 mindestens 95% der Zählpunkte mit intelligenten Messgeräten ausgestattet sein müssen. Aufgrund der Berichte der Netzbetreiber und des Monitoringberichtes über den Fortschritt der Einführung von Smart Metern 2020 wurde die Frist zur Erreichung des 95%-Ziels auf Ende 2024 verlängert, bis Ende 2022 beträgt der zu erreichende Ausrollungsgrad nun 40%.

In dieser Verordnung wurden auch umfangreiche Berichts- und Monitoringpflichten für die Verteilernetzbetreiber bzw. die Regulierungsbehörde festgelegt. Dementsprechend sind die Verteilernetzbetreiber verpflichtet, bis zum 31. März jedes Kalenderjahres einen Bericht über den Fortschritt der Installation, zu ihren aktuellen Ausrollungsplänen, zu den angefallenen Kosten, zu den bei der Installation gemachten Erfahrungen, zum Datenschutz sowie zur Verbrauchsentwicklung und Netzsituation an das BMWFJ (nunmehr: BMK) sowie die Regulierungsbehörde zu übermitteln. Die E-Control ist verpflichtet, auf Basis dieser Berichte einen zusammenfassenden Fortschrittsbericht jährlich zu veröffentlichen.

Zusätzlich zu den geänderten Ausrollungszielen, wurden mit der Novelle 2022 der IME-VO (BGBl II 9/2022) weitere Anpassungen vorgenommen. Die Frist für den Einbau von intelligenten Messgeräten wird von sechs auf zwei Monate verkürzt. Weiters sind in der Novellierung Änderungen bei der Berichtspflicht der Netzbetreiber enthalten.

Zwei weitere Verordnungsermächtigungen bestehen für die E-Control: Eine Verordnung legt die Anforderungen an die intelligenten Messsysteme fest (IMA-VO 2011), die andere regelt die Bereitstellung der Verbrauchsinformation (DAVID-VO 2012).

Zusätzlich zu dem angeführten Gesetz und den Verordnungen werden weitere relevante technische Details in den „Sonstigen Marktregeln“ (SoMa) definiert: Die unterschiedlichen Zählerkonfigurationen (Kapitel 1), das Beziehungsgeflecht zwischen den Marktteilnehmern (Kapitel 2), die Rahmenbedingungen für die Marktkommunikation (Erarbeitung Technischer Dokumentationen von Geschäftsprozessen, Datenformaten und der Datenübertragung, Kapitel 5), die Datenformate und Übertragungen der Zählwerte im Teil „Zählwerte und standardisierte Lastprofile“ (vormals Kapitel 6) und die Informationsübermittlung von Verteilernetzbetreibern und anderen Marktteilnehmern sowie Grundsätze des 1. und des 2. Clearings (Kapitel 10). Diese Regelwerke werden sukzessiv an die neuen rechtlichen Rahmenbedingungen, die sich durch die Umsetzung des CEP ergeben, angepasst. Im Jahr 2021 wurde das SoMa Kapitel 5³ aktualisiert. Das Kapitel 10⁴ ist in der ersten Jahreshälfte 2022 in „Informationsübermittlung, Abrechnung und Clearing“ umbenannt und unter anderem um den Aspekt „Datenaustausch betreffend Energiegemeinschaften“ ergänzt worden.

Die Erhebung von Messdaten durch ein intelligentes Messgerät unterliegt wie jede andere Datenanwendung den Rechtsvorschriften des Datenschutzgesetzes (DSG) sowie der Datenschutz-Grundverordnung (DSGVO). Diese enthalten Regelungen über den Schutz personenbezogener Daten und die Zulässigkeit von deren Verwendung.

³ Die neue SoMa Kapitel 5 „Marktkommunikation“ Version 2.0 ist mit 1.6.2021 in Kraft getreten.

⁴ Die Änderungen des Kapitel 10 sowie die Umbenennung sind mit 15.04.2022 in Kraft getreten.

2.2 Europäische Standardisierungsinitiative

Die Standardisierungsinitiativen und Untersuchungen werden im Rahmen der von der EU-Kommission gegründete Smart Grids Task Force (SGTF) vorgenommen. Im Artikel 24 der RL (EU) 2019/944 ist die Erlassung von Durchführungsrechtsakten⁵ für die Interoperabilitätsanforderungen⁶ und diskriminierungsfreien und transparenten Verfahren für den Zugang berechtigter Parteien zu den Daten der Endkunden⁷ vorgesehen.

Der SGTF Expertengruppe 1 (EG1)⁸ hat dementsprechend die Empfehlung erarbeitet, die am 7. Juni 2022 genehmigt wurde. Diese Empfehlung⁹ betrifft Mess- und Verbrauchsdaten von Endkunden.

Durch vorgesehene Regelungen sollte den Netznutzern ermöglicht werden, dass sie nach ihrem Wunsch ihre Erzeugungs- und Verbrauchsdaten über eine standardisierte Kommunikationsschnittstelle oder über Fernzugriff in einem leicht verständlichen Format zur Verfügung gestellt bekommen. Die Erfahrungen aus Österreich, die in dem Bereich bereits gemacht wurden, werden in die laufenden Prozesse eingebracht, um auch in Zukunft in Österreich und Europa einen effizienten Austausch der Daten zu ermöglichen.

⁵ Implementing acts on data access and interoperability

⁶ RL (EU) 2019/944, Artikel 2: „Interoperabilität“ im Zusammenhang mit intelligenten Messsystemen die Fähigkeit von zwei oder mehr Energie- oder Kommunikationsnetzen, Systemen, Geräten, Anwendungen oder Komponenten, zu interagieren, Informationen auszutauschen und zu verwenden, um vorgeschriebene Funktionen auszuführen.

⁷ Im Sinne der RL (EU) 2019/944, Artikel 24 (3) sind unter Daten, die Mess- und Verbrauchsdaten sowie die für einen Versorgerwechsel des Kunden, die Laststeuerung und andere Dienste erforderlichen Daten von Endkunden zu verstehen.

⁸ EG1: innerhalb der Smart Grids Task Force (SGTF) ist die Expertengruppe 1 zuständig für Standards und Interoperabilität

⁹ https://circabc.europa.eu/ui/group/f5b849d3-26ae-4cba-b9f9-6bc6688c5f58/library/dbe55e69-25e7-43df-9bc3-0132d80118d7?p=1&n=10&sort=modified_DESC

3 Erhebung der Daten bei den Verteilernetzbetreibern

Gemäß § 2 Abs. 1 IME-VO gibt die Regulierungsbehörde die Form des Berichts vor, der von den Verteilernetzbetreibern bis zum 31. März jedes Kalenderjahres an das BMK sowie die E-Control übermittelt werden muss.

Die Abfrage der Daten bei den Verteilernetzbetreibern 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 Zählpunkte und 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
- Kundeninformation gemäß DAVID-VO 2012
- Datenschutz und Varianten der Zählerkonfiguration¹⁰
- Netzsituation

Die Informationen zu den Kosten, die sich ausschließlich auf intelligente Messgeräte beziehen, wurden gesondert im Rahmen der Tarifprüfungen der Verteilernetzbetreiber erhoben.

Anfang des Jahres 2022 wurde die Online-Erhebung bei allen 119¹¹ betroffenen österreichischen Verteilernetzbetreibern durchgeführt; diese war bis 31.3.2022 abzuschließen. Die Ergebnisse der Erhebung und darauf aufbauend weitere Analysen werden in den Kapiteln 4 und 5 im Detail dargestellt.

¹⁰ Zählerkonfiguration bestimmt ua die Auslesungsintervalle von Daten: viertelstündlich, täglich oder jährlich bzw. nach Bedarf.

¹¹ Von den insgesamt 120 Verteilernetzbetreiber haben 119 Zählpunkte, die auf Netzebene 6 und/ oder Netzebene 7 angeschlossen sind und bei denen Smart Meter zu installieren sind.

4 Fortschritt der Installation von intelligenten Messgeräten

4.1 Zählpunkte, Zähler und Ausrollungsgrad

Bei der Erhebung wurde nicht nur nach den auf Smart Meter umzustellenden Zählpunkten, sondern auch nach allen Zählpunkten auf Netzebene 6 und 7, aufgeschlüsselt nach Art der installierten Zähler, gefragt, sodass sich daraus ein Gesamtbild der Zählerlandschaft ergibt. Im Vergleich zum Vorjahr ist die Gesamtanzahl der Zählpunkte, die umzustellen sind, um 1,9% gestiegen.

BEZEICHNUNG	ZP NE6	ZP NE7	GESAMT ZP	ZÄHLER NE6	ZÄHLER NE7	GESAMT ZÄHLER
Smart Meter*	1080	2.432.392	2.433.472	979	2.365.372	2.366.351
Smart Meter nicht kommunikativ**	1157	599.830	600.987	1049	566.211	567.260
Summe Smart Meter	2.237	3.032.222	3.034.459	2.028	2.931.583	2.933.611
NonSmart Zähler***	1.223	3.298.302	3.299.525	1.160	3.233.044	3.234.204
Viertelstunden-Maximumzähler	5.306	79.593	84.899	4.891	77.580	82.471
Summe der umzustellenden ZP	8.766	6.410.117	6.418.883			
Lastprofilzähler	22.684	36.505	59.189	20.097	33.292	53.389
Pauschal	0	33.646	33.646	0	4.057	4.057
Gesamt	31.450	6.480.268	6.511.718	28.176	6.279.556	6.307.732

Tabelle 1: Übersicht Zählpunkte (ZP) Netzebene 6 und 7, Stand Ende Dezember 2021

* Smart Meter kommunikativ in einer der folgenden Konfigurationen: IME, IMN, IMS und DZ.

**Smart Meter nicht kommunikativ: jene Smart Meter, bei welchen nach der Erstinbetriebnahme die Kommunikation noch nicht stabil ist oder die noch nicht an das zentrale System angeschlossen wurden. Smart Meter, die bereits einmal kommunikativ waren und nur vorübergehend zum Erhebungsstichtag nicht kommunikativ waren, sind hier nicht berücksichtigt.

***NonSmart Zähler: mechanische Zähler als auch elektronische Zähler udgl., die nicht Smart Meter Zähler sind und auch nicht werden können.

Von den insgesamt 6.418.883 potenziell durch die IME-VO betroffenen Zählpunkten sind mittlerweile mit Stand Dezember 2021 3.034.459 mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet, siehe Tabelle 1. **Dies entspricht einem österreichweiten Ausrollungsgrad in Bezug auf die umzustellenden Zählpunkte von 47,27%.** Dabei wurden sowohl die kommunikativen als auch nicht kommunikativen Smart Meter berücksichtigt, da davon auszugehen ist, dass die nicht kommunikativen in absehbarer Zeit auch

kommunikativ werden. Ohne nicht kommunikative Smart Meter ergibt sich ein Ausrollungsgrad von 37,91% der vollkommen aktiven (kommunikativen) Smart Meter. Die Anzahl ZP ist überwiegend größer als die Anzahl Zähler, was durch technische Gegebenheiten in Verbindung mit der zunehmenden Anzahl an Einspeiseanlagen auf NE6 und NE7 erklärbar – aber zukünftig weiter zu beobachten – ist.

Zusätzlich wurde von den Verteilernetzbetreibern gemeldet, dass bereits 2.406.729 intelligente Messgeräte auf Lager gehalten bzw. schon bestellt wurden. Damit ergibt sich eine Gesamtzahl von installierten, auf Lager gehaltenen und bestellten intelligenten Messgeräten von 5.340.340, siehe Tabelle 2.

	2017	2018	2019	2020	2021
GESAMTANZAHL ZÄHLER ÖSTERREICH	6.148.094	6.199.303	6.244.985	6.297.086	6.418.883
Smart Meter installiert (gesamt)	728.477	953.302	1.386.755	1.836.136	2.933.611
bereits auf Lager befindliche bzw. bestellte Smart Meter	555.324	357.481	844.948	1.272.090	2.406.729
GESAMT ANZAHL SMART METER INSTALLIERT UND BESTELLT	1.283.801	1.310.783	2.231.703	3.108.226	5.340.340

Tabelle 2: Übersicht installierte Zähler und auf Lager befindliche Zähler, Stand jeweils Ende Dezember

Die Ausrollungsquoten in der IME-VO gelten je Verteilernetzbetreiber. In der Abbildung 2 werden die unterschiedlichen Roll-Out Grade der größten Verteilernetzbetreiber dargestellt. Daraus ist ersichtlich, dass bei einigen Unternehmen das Projekt der Smart Meter Einführung schon sehr weit fortgeschritten ist, während andere noch Aufholbedarf haben.

Bei der Netz Burgenland GmbH beträgt der Ausrollungsgrad 99,5% und bei der Netz Oberösterreich GmbH 99,2%. Weitere fortgeschrittene Projektstadien sind in Oberösterreich bei eww AG (98,8%), in der Steiermark bei Elektrizitätswerke Bad Radkersburg GmbH (98,0%), in Niederösterreich bei den Stadtwerken Amstetten (86,8%), in Vorarlberg bei den Stadtwerken Feldkirch (99,7%) und in Tirol bei der HALLAG Kommunal GmbH (99,9%) zu finden. Auch einige der kleinsten Netzbetreiber mit einer Anzahl an umzustellenden Zählpunkten weniger als 500, sind bereits am Ende ihrer Projektphase. Hierzu gehören unter anderem mit sogar 100% die Anton Kittel Mühle Plaika in Niederösterreich und Tirol, die Elektrizitätsgenossenschaft Laintal eGen in der Steiermark und das E-Werk Altenfelden GmbH in Oberösterreich.

Linz Netz GmbH (79,8%) ist gemeinsam mit KNG-Kärnten Netz GmbH (64,8%), Energie Klagenfurt GmbH (73,0%) und Netz Niederösterreich GmbH sind mit 57,8% noch über dem österreichischen Durchschnitt von 47,27%. Die anderen großen Verteilernetzbetreiber liegen deutlich darunter und haben somit die Aufgabe, die verbleibenden Prozente auf das Zwischenziel von 40% mit Ende des Jahres

2022 aufzuarbeiten. Das Zwischenziel der IME-VO von 40% bis Ende 2022 haben bereits ein Jahr früher 52 von 119 Verteilernetzbetreiber erreicht. Eine detaillierte Aufstellung ist dem Anhang zu entnehmen.

Bei der Einführung von Smart Metern spiegelt sich der Gesamt-Projektfortschritt jedoch nicht zwingend entsprechend in der Roll-Out Quote wider, weil die Anzahl der installierten Zähler keinen Aufschluss darüber gibt, wie weit die Implementierung der nötigen Vorsysteme (u.a. Zählerkommunikationssysteme, Meter Data Management Systeme) bereits umgesetzt ist. Insbesondere im Fall von Netz Niederösterreich GmbH ist zwischen den bereits installierten Smart Metern (58,7%) und den kommunikativen Smart Metern (0,01%) eine große Diskrepanz zu sehen.

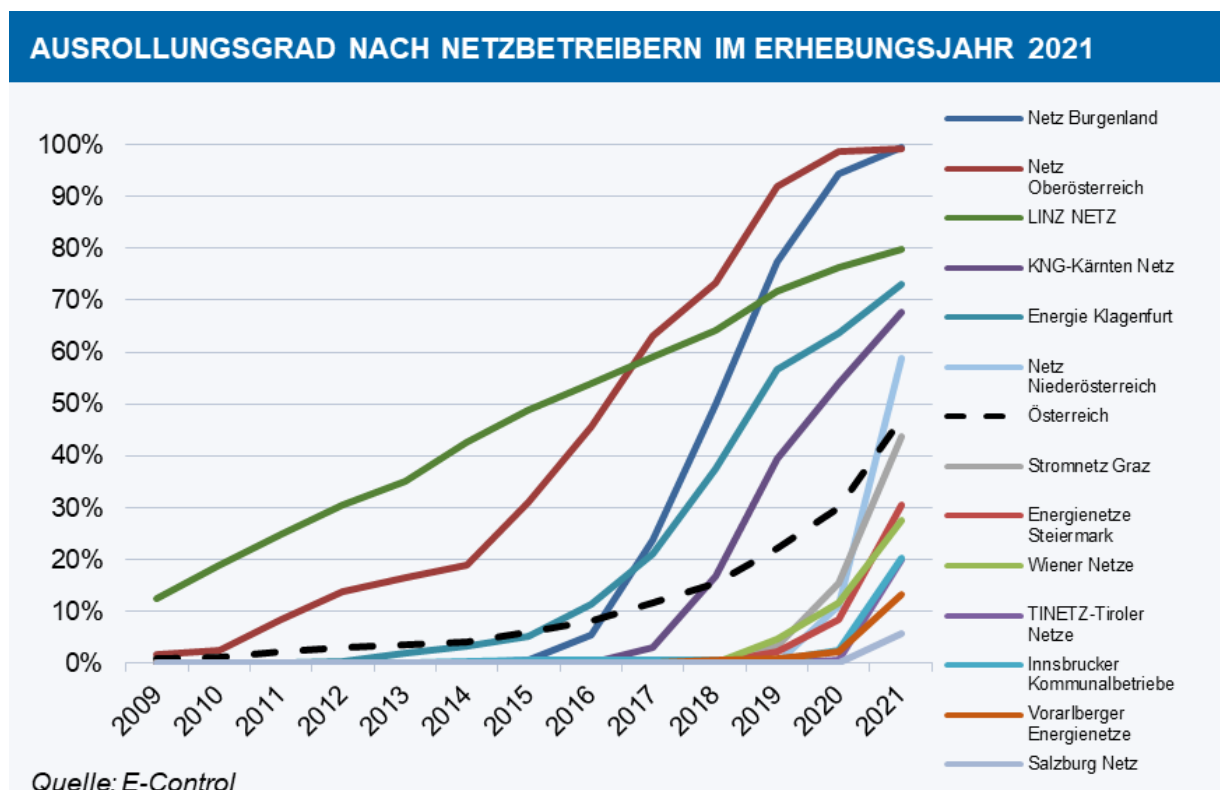


Abbildung 2: Tatsächlicher Smart Meter Ausrollungsgrad bei ausgewählten Netzbetreibern, Stand Ende 2021

Mit Ende 2021 haben 16 Netzbetreiber den Roll-Out als bereits vollständig abgeschlossen gemeldet. Insgesamt 83 Verteilernetzbetreiber gaben an, dass sie in der Installationsphase (Roll-Out) sind, wobei zwei davon bereits das Ziel von 95% erreicht haben. Bei 10 Netzbetreibern sind die Ausschreibungen abgeschlossen und die restlichen 10 Unternehmen befanden sich zum Stichtag noch immer in der Planungs- und Pilotphase der Smart Meter Einführung (Abbildung 3). Teilweise sind diese zur Umsetzung noch auf größere umliegende Netzbetreiber angewiesen oder warten noch auf die Lieferung der Smart Meter.

Teilweise wurden laut den Verteilernetzbetreibern Projektumsetzungen durch technische Probleme bei Pilotprojekten als auch in der Ausrollungsphase sowie durch Lieferengpässe bei den Zählerherstellern verzögert. Zusätzlich gab es Fälle, bei denen aufgrund von Problemen bei der Umsetzung die Vergaben neu ausgeschrieben werden mussten. Durch die im März 2020 eingetretene COVID-19 Krise wurden die Probleme noch verschärft, sodass es zu weiteren Verzögerungen bei den Installationsarbeiten gekommen ist. Jedoch ist positiv anzumerken, dass sich die Installationsdauer nach Kundenwunsch erheblich verkürzt hat.

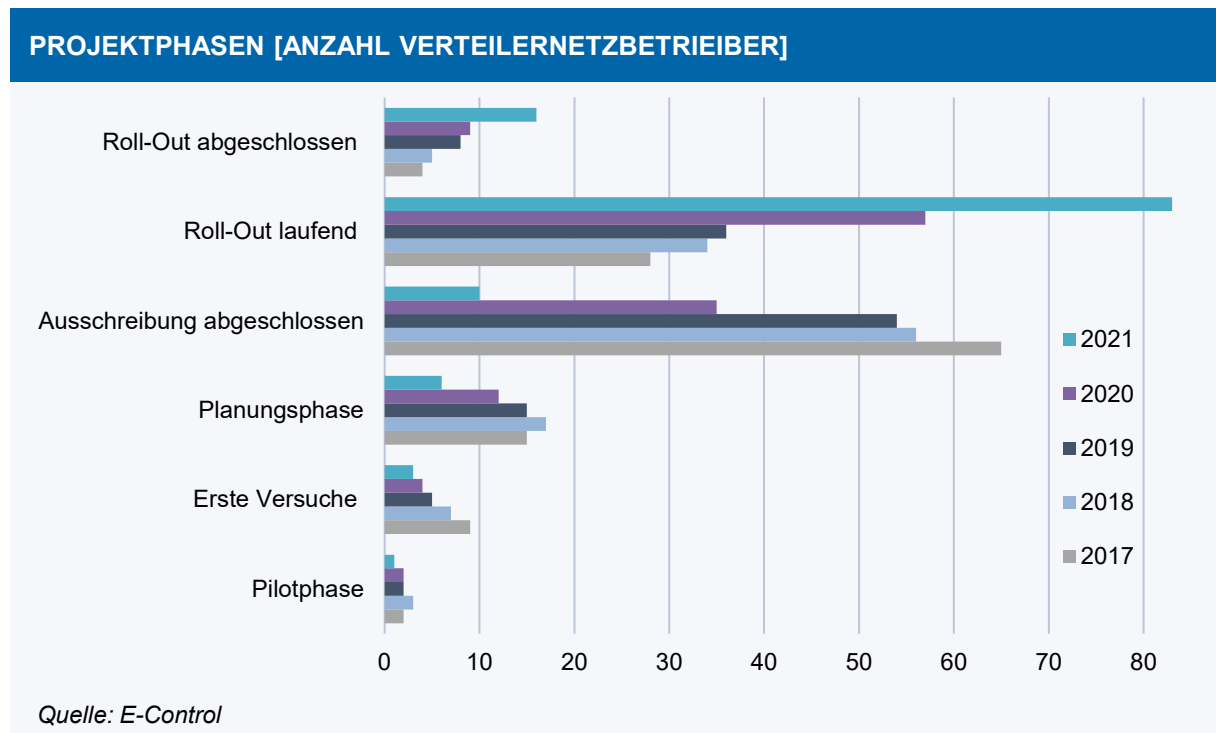


Abbildung 3: Status Smart Meter Roll-Out

4.2 Projektpläne und Einführungsszenarien

Neben der Anzahl der Zählpunkte und der installierten intelligenten Messgeräte wurden die konkreten Projektpläne und Einführungsszenarien, wie bereits in den Vorjahren, bei den einzelnen Verteilernetzbetreibern abgefragt und für diesen Bericht ausgewertet. Der in der IME-VO angepasste vorgegebene Stufenplan bis 2024 bildet dabei den Rahmen, in dem die einzelnen Verteilernetzbetreiber ihre konkreten Projekte umzusetzen haben.

Vergleicht man die jeweiligen Pläne pro Jahr, so ist festzustellen, dass die Ausrollungsgrade einerseits in spätere Jahre verschoben und andererseits auch in ihrer Höhe angepasst wurden. Allerdings ist eine kleinere Revidierung von Einführungsplänen in den letzten drei Jahren im Vergleich zu den Jahren davor zu beobachten. Für Gesamtösterreich ergibt sich ein Zielerreichungsgrad von 64,5% für 2022, 81,9% für 2023 und 95% erst für Ende 2024, (siehe Abbildung 4).

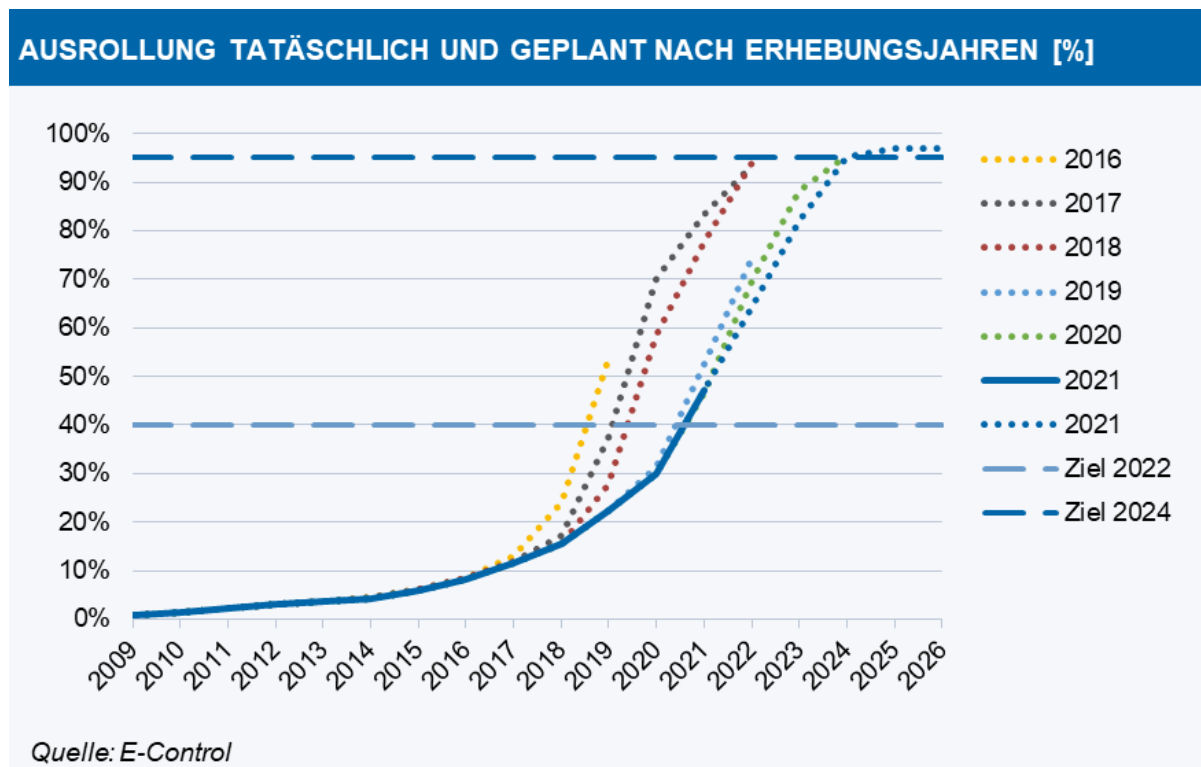


Abbildung 4: Tatsächlicher und geplanter Ausrollungsgrad von Smart Metern (gesamt) in den Erhebungen für die Jahre 2016 bis 2021 vs. festgelegte Einführungsgrade (lt. IME-VO Novelle 2022)

Nach den eingereichten Roll-Out Plänen, werden insgesamt 98 von 119 Verteilernetzbetreiber das Zwischenziel von 40% bis Ende 2022 erreichen. Bis Ende 2024 werden 88 Netzbetreiber den Ausrollungsgrad von 95% und mehr vorweisen können. Weitere 16 Verteilernetzbetreiber werden zu diesem Zeitpunkt zumindest 80% ihrer Zählpunkte mit Smart Meter aufgerüstet haben.

4.3 Projektdauer und Projektfortschritt

Nachfolgend sind sowohl die Projektdauer gemessen an Jahren für die Ausrollung der Smart Meter (gesamt) sowie der Projektfortschritt anhand des Ausrollungsgrades mit Ende 2021 ersichtlich. Hierbei muss beachtet werden, dass als Start des Projektes die Installation der Smart Meter in größerer Anzahl (> 0,5% der Anzahl an umzustellenden Zählpunkten) definiert wird. Vor Beginn der Installation der digitalen Messgeräte finden noch Planungen, Pilotversuche und Ausschreibungen statt.

In Abbildung 5 kann die bisherige Projektdauer bis Ende 2021 betrachtet werden. Die Größe der Kugelflächen gibt hierbei die Anzahl an umzustellenden Zählpunkten wieder. Grün eingefärbte Netzbetreiber sind bereits jetzt über der bis 2024 zu erreichenden 95%-Schwelle. Es wird deutlich, dass diese bereits einige Jahre vor einer Mehrheit der übrigen Netzbetreibern mit der Ausrollung begonnen haben. Die blau eingefärbten Netzbetreiber werden den Plänen zufolge das Ziel bis 2024 erreichen, rot eingefärbt

ist lediglich ein Netzbetreiber, welcher zwar bereits jetzt im Vergleich zu den meisten weiteren Netzbetreibern einen hohen Ausrollungsgrad vorweist, das Ziel aber den Plänen gemäß erst 2025 erreichen wird und sich 2024 knapp unter den 95% befindet.

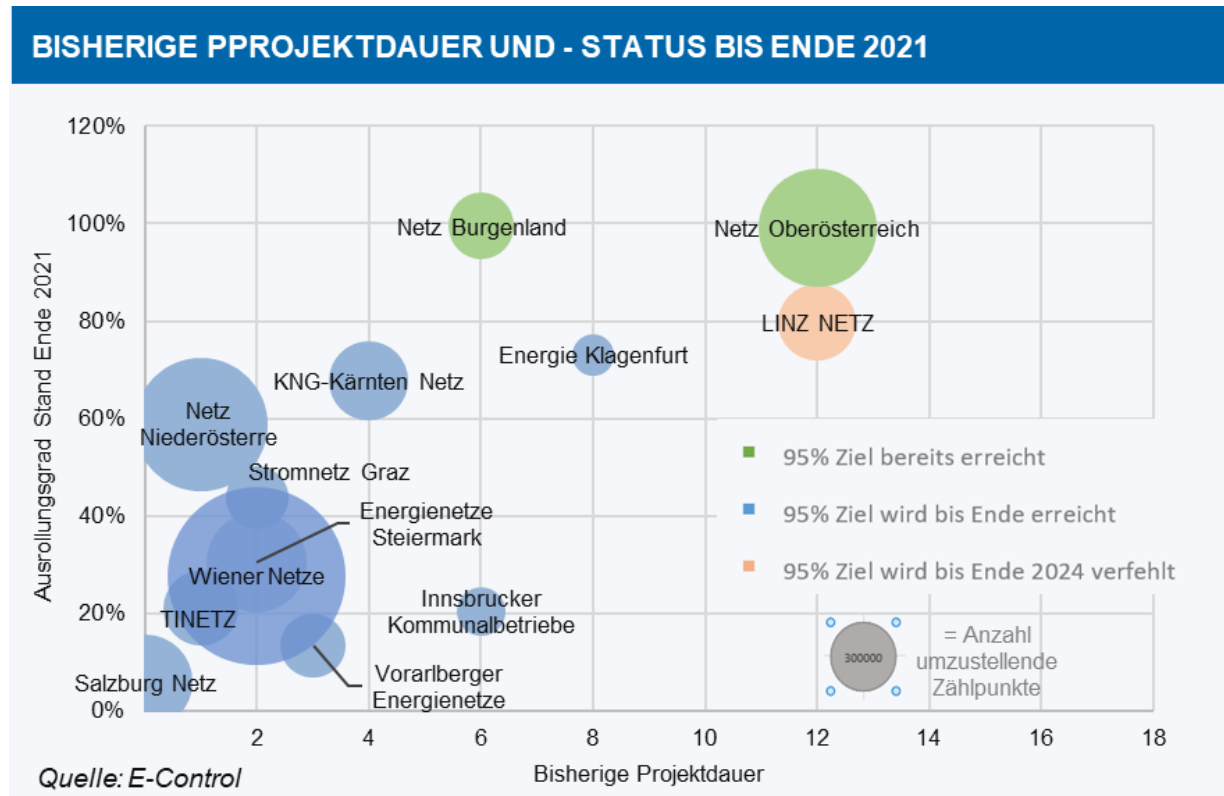


Abbildung 5: Bisherige Projektdauer und -status anhand Ausrollungsgrad von Smart Metern (gesamt) und Anzahl der Jahre seit Beginn der Ausrollung mit Stand Ende 2021

Zum Vergleich dazu ist in Abbildung 6 die gesamte Projektdauer aufgetragen, welche die einzelnen Netzbetreiber für das Erreichen eines 95%-igen Ausrollungsgrades einplanen. Aus dieser Grafik kann die Schlussfolgerung gezogen werden, dass erst später begonnene Projekte zum Teil eine insgesamt kürzere Projektdauer vorweisen. Die Anzahl der umzustellenden Zählpunkte geht nicht zwingend in die Dauer des Projektes ein. Linz Netz GmbH kann mit Ende 2021 einen hohen Ausrollungsgrad vorweisen und startete bereits 2009 mit dem Projekt, dennoch wird nach momentanen Plänen der Zielerreichungsgrad erst 2025 erreicht. Bei der Betrachtung muss auch berücksichtigt werden, dass sich der Ausrollungsgrad auf die gesamten Smart Meter bezieht, nicht aber auf den Anteil, der auch schon kommunikativ ist. Dies erklärt scheinbar hohe Ausrollungsgrade bei geringer Projektdauer, wie im Fall von Netz Niederösterreich GmbH.

GEPLANTE GESAMTPROJEKTDAUER UND -STATUS MIT ENDE 2021

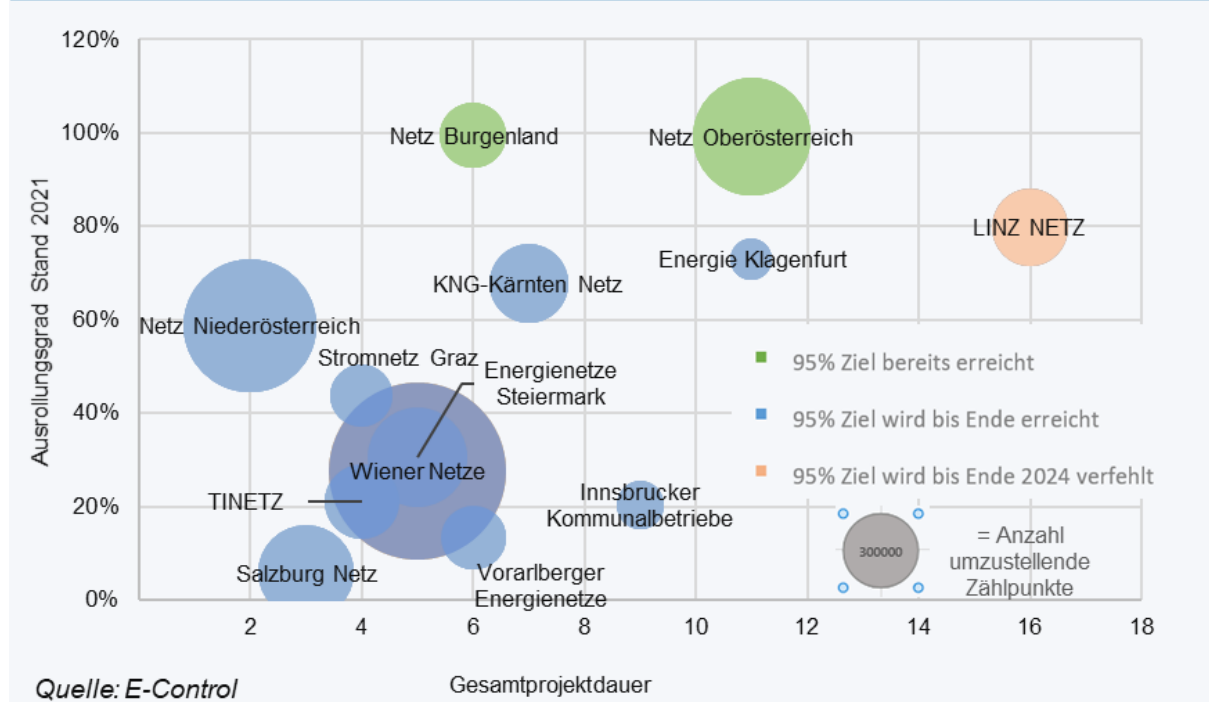


Abbildung 6: Geplante Gesamtdauer und -status anhand Ausrollungsgrad von Smart Metern (gesamt) und Anzahl der geplanten Jahre für vollständige Umsetzung des Projektes mit Stand Ende 2021 (Anm.: die Auswertung basiert auf den Angaben der NB zur weiteren Umsetzung)

4.4 Installation von Smart Metern nach Kundenwunsch

Mit der IME-VO Novelle 2017 § 1 Abs. 5 wurde festgelegt, dass der Verteilernetzbetreiber, ungeachtet des Projektplans, auf Kundenwunsch einen Zählpunkt mit einem intelligenten Messgerät auszustatten hat. Die Installation hat in diesem Fall ehestmöglich, aufgrund der Novellierung der IME-VO 2022 innerhalb von zwei Monaten, zu erfolgen.

Die Anzahl der Ersuchen auf Installation eines Smart Meters hat sich im Vergleich zum Vorjahr nahezu verdoppelt, genauso wie die Installation von Smart Metern nach Kundenwunsch, siehe Abbildung 7. Die meisten Ersuchen und Installationen sind in den Netzbereichen Wien (1634 Ersuchen), gefolgt von Salzburg (396 Ersuchen) und in der Steiermark (310 Ersuchen) aufgetreten. Auf 3037 Kundenersuchen österreichweit um die Installation von Smart Metern wurde bisher 2623 Geräte installiert.

Bei den kleineren Verteilernetzbetreibern ist die Dauer von der Antragsstellung bis zur Installation in der Regel viel kürzer als bei den größeren Unternehmen. Im Vergleich zu den Vorjahren ist auch hier die Anzahl der Tage zurückgegangen. Während bei der Wiener Netze GmbH im Jahr 2020 dafür im Durchschnitt 160 Tage, bei der Energienetze Steiermark GmbH 140 Tage und der KNG-Kärnten Netz GmbH

130 Tage benötigt wurden, sind diese drei Netzbetreiber zwar in ihrer Dauer immer noch bei den längsten dabei, weisen aber mit 97 Tagen bei der Energienetze Steiermark GmbH, 74 Tagen bei Wiener Netze GmbH und 58 Tagen bei KNG-Kärnten Netz GmbH weit kürzere Bearbeitungsdauern auf. Im Vergleich dazu wird Kunden der Vorarlberger Energienetze GmbH im Durchschnitt bereits nach 10 Tagen und bei der Linz Netz GmbH nach 40 Tagen dem Wunsch einer Smart Meter Installation nachgekommen.

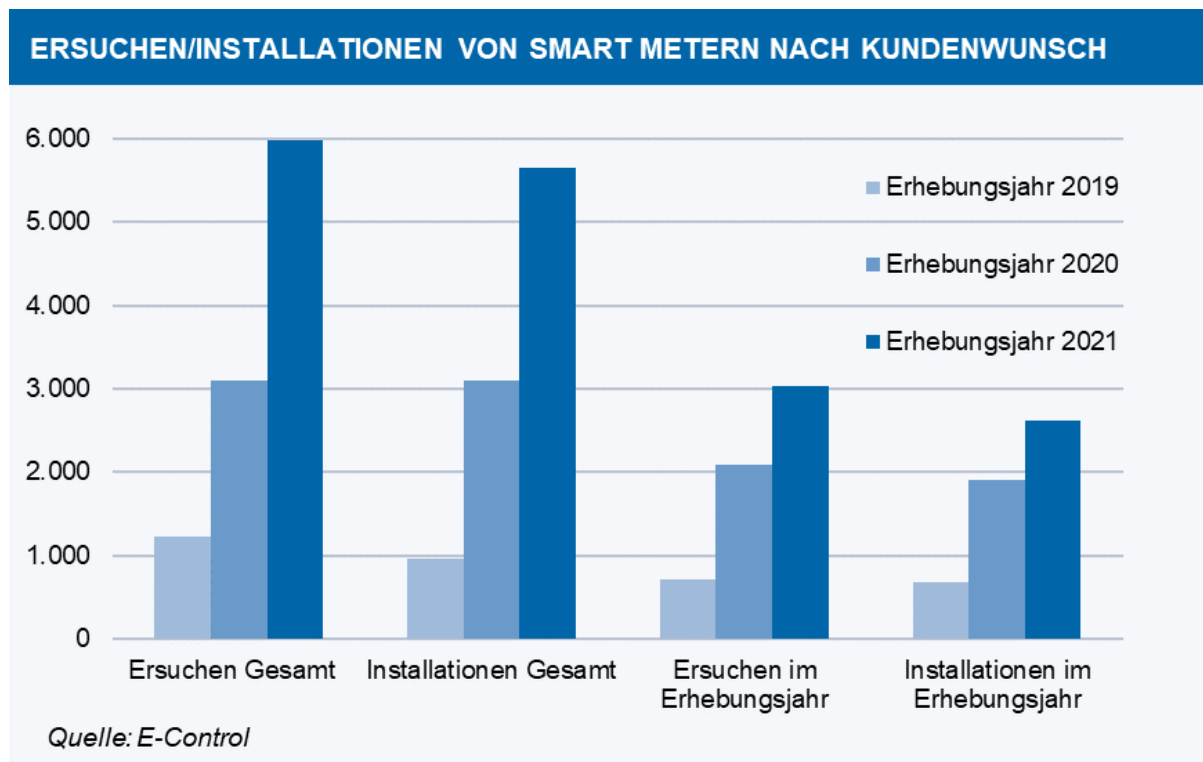


Abbildung 7: Anzahl der Ersuchen und Installationen von Smart Metern nach Kundenwunsch

5 Erfahrungen der Verteilernetzbetreiber

5.1 Ankündigungsschreiben über den Smart Meter Einbau

Gemäß § 1 Abs. 4 IME-VO haben die Verteilernetzbetreiber die Netznutzer 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", "Webportal" etc.
- Eingehen auf das Thema Datensicherheit
- Erläuterung für Doppeltarifkunden¹², 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

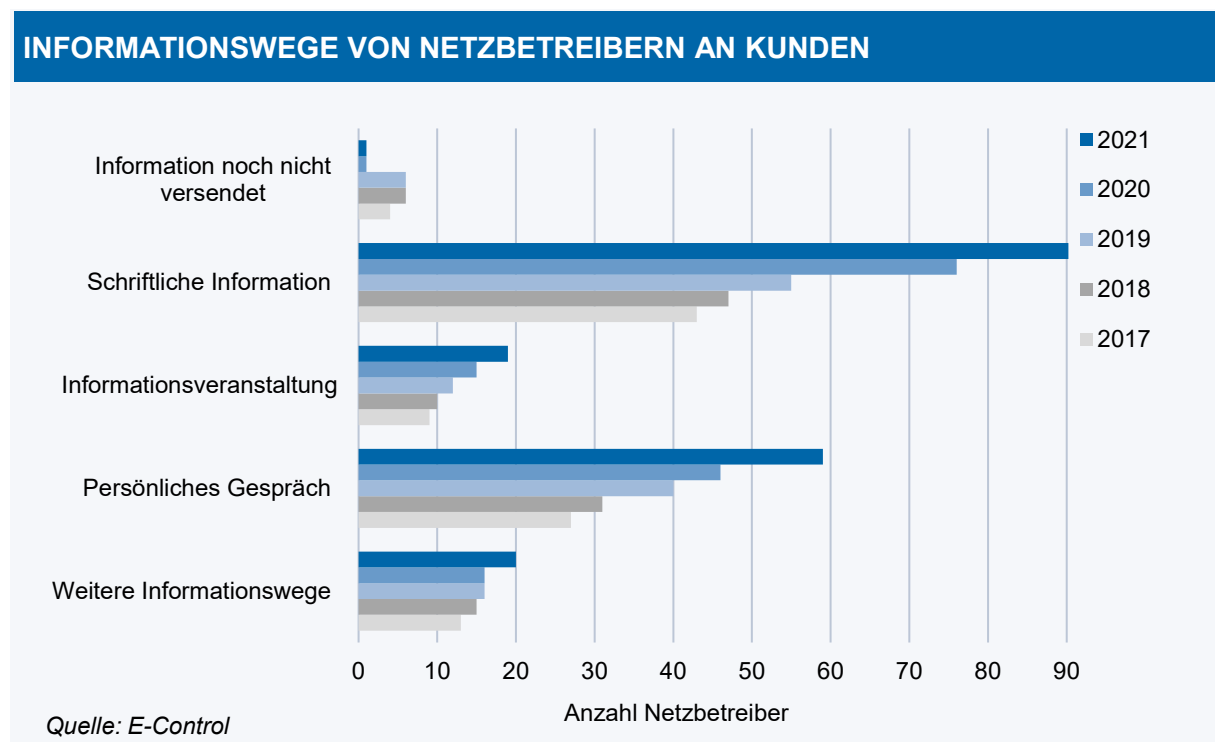


Abbildung 8: Informationswege von Verteilernetzbetreibern an ihre Kunden

¹² Vgl. dazu § 84a Abs. 4 EIWOG

Lediglich ein Unternehmen hat seine Kunden über die Installation von Smart Meter in ihrem Netzgebiet noch nicht informiert. Wie auch in Abbildung 8 ersichtlich ist, hat die Informationsintensität seit 2017 stark zugenommen. Am häufigsten werden die Kunden schriftlich informiert, auch das persönliche Gespräch wird von nahezu der Hälfte der Unternehmen genutzt (Abbildung 8).

5.2 Datenübertragung und Kommunikationstechnologien

Zur Datenübertragung wurde erhoben, wie der technologische Aufbau der einzelnen Systeme bei den Verteilernetzbetreibern aufgesetzt wurde. Abgefragt wurde dabei etwa, ob die Datenübertragung indirekt über einen sogenannten Datenkonzentrator oder direkt vom Zähler in das IT-System erfolgt. Zusätzlich wurde erhoben, welche Kommunikationstechnologie eingesetzt wird.

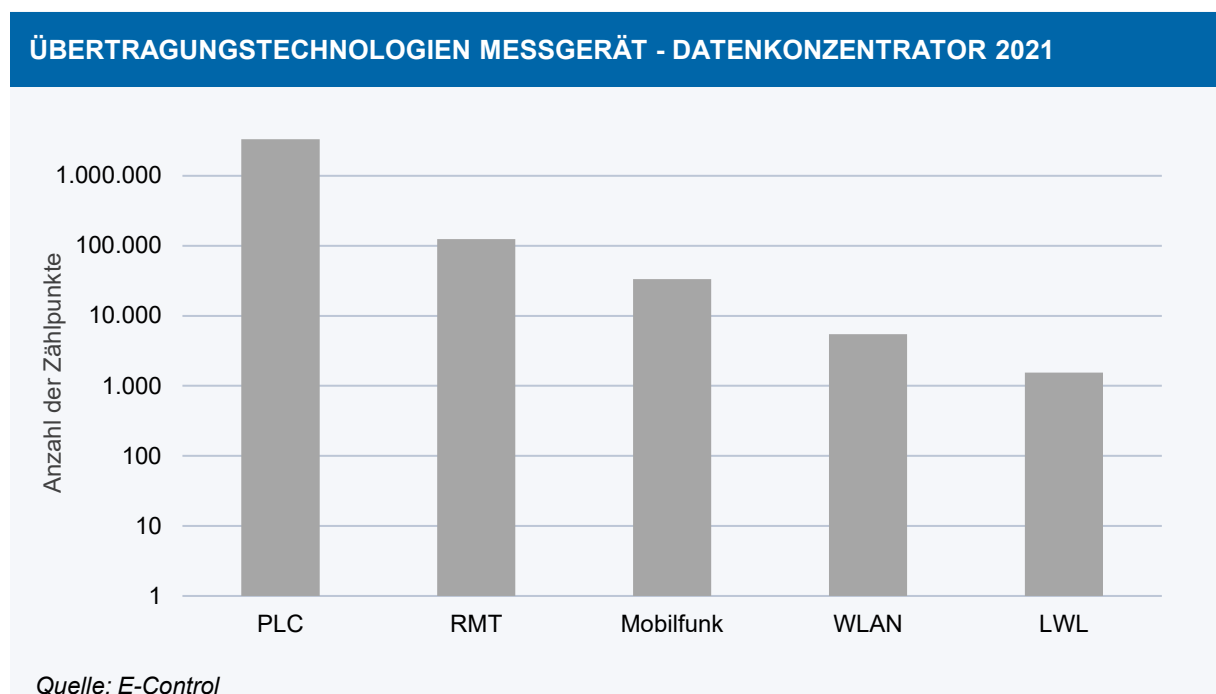


Abbildung 9: Eingesetzte Übertragungstechnologien zur kommunikativen Anbindung zwischen Smart Metern und Datenkonzentratoren (logarithmische y-Achse), Stand Ende 2021

Für die Verbindung zwischen den Zählern (installierten und geplanten) und den Gateways bzw. Datenkonzentratoren wird bei weniger als zwei Prozent der Zähler eine andere Übertragungstechnologie als PLC bis zum Gateway bzw. bei weniger als fünf Prozent bis zum Datenkonzentrator eingesetzt. Alternativ kommt vor allem die Radio Mesh Technologie zum Einsatz. Diese wird von den kleineren Verteilernetzbetreibern in Oberösterreich, Tirol, Steiermark und Niederösterreich mit nicht mehr als 124.000 Zählpunkten nur für eine begrenzte Anzahl der Zähler verwendet. Um dennoch andere Kommunikationswege, die zahlenmäßig nicht annähernd so verbreitet wie die PLC Technologie verwendet werden, grafisch darstellen zu können, wurde in der Abbildung 9 eine logarithmische y-Achse verwendet.

Vom Gateway bzw. Datenkonzentratoren weg und hin zum IT-System des Verteilernetzbetreibers bestehen wiederum mehrere Möglichkeiten zur Weitergabe der Daten. Ein Viertel aller Datenkonzentratoren ist über Lichtwellenleiter (LWL), ein Fünftel mittels CDMA 450 Funknetz und etwa fünf Prozent über PLC mit dem zentralen System verbunden. Der Rest nutzt die Mobilfunknetze in Kooperation mit einem externen Dienstleister, vor allem LTE (4G) und GPRS/EDGE Technologie, siehe Abbildung 10.

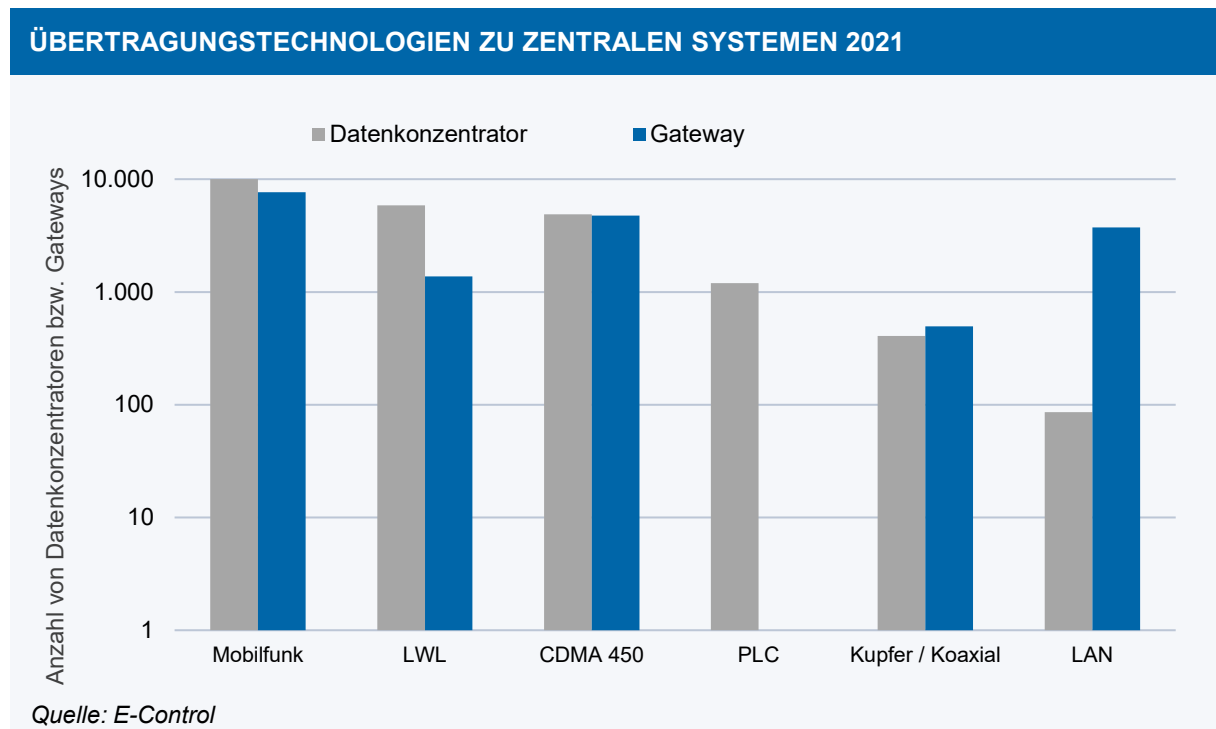


Abbildung 10: Eingesetzte Übertragungstechnologien zur kommunikativen Anbindung zwischen Datenkonzentratoren bzw. Gateways und dem zentralen System (logarithmische y-Achse), Stand Ende 2021

Bei insgesamt 200.000 intelligenten Zählern wurde die direkte Datenübertragung mittels Mobilfunktechnologie gewählt, siehe Abbildung 11.

ÜBERTRAGUNGSTECHNOLOGIEN MESSGERÄT - ZENTRALES SYSTEM 2021

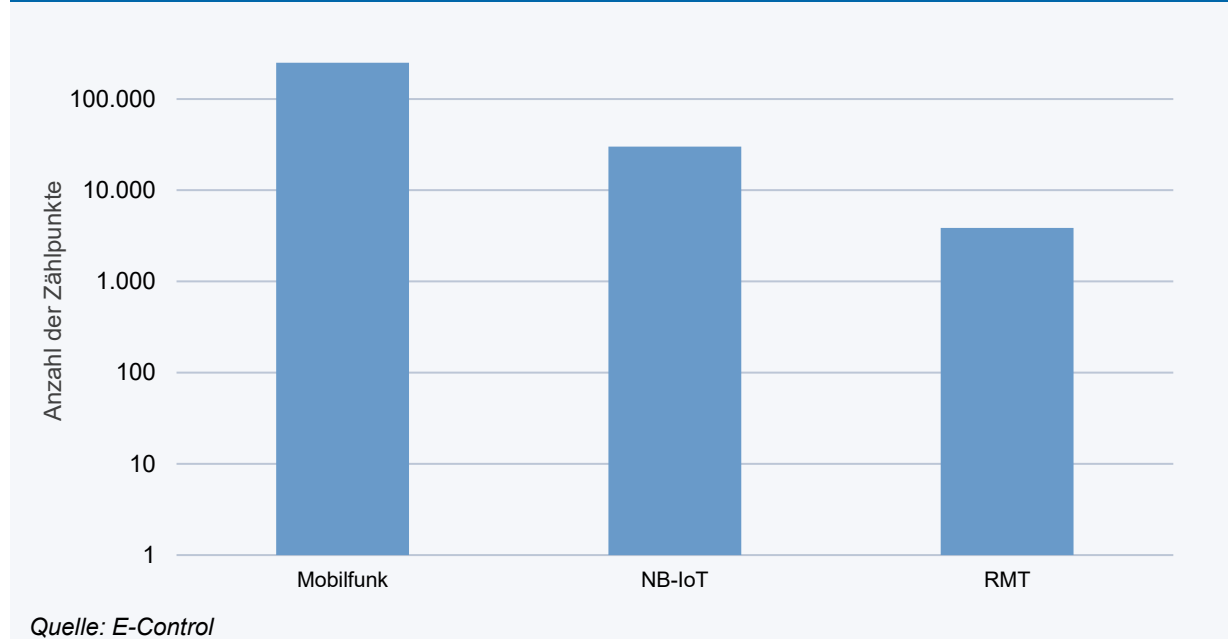


Abbildung 11: Eingesetzte Übertragungstechnologien zur kommunikativen Anbindung zwischen Smart Metern und dem zentralen System (logarithmische y-Achse), Stand Ende 2021

5.3 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. Die Ergebnisse, dargestellt in der Tabelle 3 zeigen, dass die meisten Anpassungen in den Bereichen der Meter Data Management Systeme (MDMS) und Verrechnungssysteme geplant oder durchgeführt werden, aber auch in den anderen Bereichen notwendig sind.

Zusätzlich wurden weitere Anpassungen in den Bereichen Zählerkommunikationssysteme („Head End Systeme“), Mobility-Managementsysteme, Workforce Management Systeme (WFMS), PKI-Systeme, Monitoring-Systeme, Geographische Informationssysteme (GIS), Weboberfläche für Verbrauchsdateninformation (Endkunden-Webportal), Netzplanungssysteme, Anschlussbeurteilung im Netz sowie der Beurteilung von Spannungsproblemen angeführt.

Eine wesentlich verringerte Anzahl an Umstellungen der Netzleitsysteme und Prognosesoftware im Vergleich zum Vorjahr ist darauf zurückzuführen, dass die meisten Unternehmen eine Umstellung bereits vor dem Erhebungsjahr vollzogen haben (siehe Tabelle 3).

BEREICH	ANPASSUNGEN DURCHGEFÜHRT ODER GEPLANT (VERTEILERNETZBETREIBERANTEIL)
Meter Data Management Systeme (MDMS) ¹³	60,5% (Vorjahr 51%)
CRM-Systeme/Kundendatenmanagement ¹⁴	31,1% (Vorjahr 27%)
Verrechnungssysteme/Rechnungslegung	61,3% (Vorjahr 50%)
Prognosesoftware (Einkauf, Energiemengen)	14,3% (Vorjahr 23%)
Netzleitsysteme ¹⁵	11,8% (Vorjahr 20%)
Andere	44,5% (Vorjahr 34,7%)

Tabelle 3: Durchgeführte und/oder geplante Anpassungen im Rahmen des Smart Meter Roll-Outs im Erhebungsjahr 2021, Stand Ende 2021

5.4 Information auf Webportalen

Verteilernetzbetreiber müssen Endverbrauchern ein kundenfreundliches und persönliches Webportal zur Verfügung stellen, wenn ihr Verbrauch und/oder die Erzeugung mit einem intelligenten Messgerät gemessen wird. Ein Webportal ermöglicht es Kunden, sich durch die gemessenen Stromwerte aktuell und umfassend über ihren Verbrauch und ihr Nutzerverhalten zu informieren. In der Folge können Kunden ihren Verbrauch reduzieren und optimieren. Ebenso können sie Energieberater ermächtigen ihre Verbrauchsdaten zu analysieren, um weitere Effizienzsteigerungen zu entdecken und zu nutzen.

Die Datenformat- und VerbrauchsinformationsdarstellungsVO (DAVID-VO 2012) regelt die Mindestanforderung für die Datenaufbereitung und -weitergabe im bzw. über das Webportal. Im Rahmen der Erhebung wurden daher auch Informationen über die bestehenden Webportale abgefragt.

Laut den eingereichten Daten stellen rund 78% der Netzbetreiber Verbrauchsdaten jener Kunden, deren Verbrauch mithilfe eines intelligenten Messgeräts gemessen wird, mittels einer kundenfreundlichen Website zur Verfügung. Die Websites entsprechen in der sicherheitstechnischen Ausgestaltung dem Stand der Technik sowie den datenschutzrechtlichen Bestimmungen. Über 80% der Websites sind laut Rückmeldung neutral gestaltet und enthalten insbesondere keinen Hinweis auf den Lieferanten der Kunden.

¹³ 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

¹⁴ CRM-Systeme dienen zur Verwaltung der Kundenstammdaten eines Unternehmens.

¹⁵ Prozessleitsystem zur Steuerung und Überwachung des Stromnetzes.

Beinahe alle Netzbetreiber stellen Verbrauchsdaten und Lastkurven in kWh bzw. kW im Webportal zur Verfügung. Endverbraucher können die Daten in verschiedenen zeitlichen Intervallen abrufen, wobei sich die Granularität nach der jeweiligen Auslesung der Daten (15-Minuten-Werte bzw. Tageswerte) richtet. Nach den Angaben der Unternehmen scheinen Viertelstundenwerte spätestens nach 12 Stunden im Webportal auf. Ebenso können historische Verbrauchsdaten der letzten drei Jahre angezeigt werden.

Lediglich die Hälfte aller Unternehmen (55%) gibt an, Kennzahlen auf Basis allgemeiner und individuell gestaltbarer Indikatoren wie beispielsweise kWh/Person oder kWh/m² im Webportal anzubieten. Ähnlich gestaltet sich die Rückmeldung der Netzbetreiber beim Angebot von Vergleichsmöglichkeiten und repräsentativen Vergleichswerten mit und ohne Verbindung zur individuellen Situation der Kunden. Rund 53% der Netzbetreiber bieten eine solche Möglichkeit an. Eine individuelle Anpassung der Daten ist bei ca. 51% möglich.

Rund 90% der Unternehmen haben angegeben, Hinweise zu Energiesparmaßnahmen sowie Verweise zu Energieberatungsstellen auf ihren Websites zu veröffentlichen. Daten- und Informationsabfragen sind in downloadfähigen Formaten Kunden sowie von diesen bevollmächtigten Dritten über die Website bereitzustellen. Diese Daten müssen speicher- und druckbar sowie maschinenlesbar sein. Dieser Anforderung entsprechen jeweils ca. 80% der Netzbetreiber.

Nur vier Netzbetreiber bieten ihren Kunden laut Rückmeldung Dienstleistungen an, die über die DAVID-VO 2012 hinausgehen. So werden beispielsweise ein SMS-Service oder eine Smartphone- bzw. Tablet-App angeboten. Weitere Services schließen auch ein erweitertes Kundenportal mit ein, in dem Kunden die Möglichkeit gegeben wird, Kundenschnittstellen inkl. Schlüsselbereitstellungen über das Webportal selbstständig zu aktivieren.

Einige Netzbetreiber haben im Rahmen der Erhebung zusätzliche Screenshots, Bedienungsanleitungen und Informationsmaterial zur Verfügung gestellt, sowie Testzugänge und virtuelle Führungen zu den Webportalen ermöglicht.

Die Sichtung des zur Verfügung gestellten Materials sowie die Durchsicht der Testzugänge als auch die virtuellen Führungen durch die Kundenportale zeigen eine breite Palette an Lösungen. Die Erhebung zeigt unterschiedliche Umsetzungsvarianten der Netzbetreiber. Die Funktionsweisen und Darstellungen der Webportale reichen über die Mindestanforderungen bis hin zu interaktiven und aufwändigen Programmierungen. Einige Netzbetreiber verschmelzen das Webportal mit dem allgemeinen Kundenportal. So werden beispielsweise bei einer getrennten Rechnungslegung die monatlichen Netzrechnungen im Portal hinterlegt. Auf der allgemeinen Website vieler Netzbetreiber stehen zusätzliche Materialien wie Informationsfolder und Erklärfilme zur Verfügung. Ebenso gibt es vereinzelt interaktive Bedienungsanleitungen, die es Netzkunden ermöglicht, die Funktionsweise ihrer intelligenten Messgeräte online durchzutesten. Viele Netzbetreiber bieten das gleiche Webportal für Haushaltskunden als auch für

Großkunden an. Letztere haben in der Regel noch weitere Funktionalitäten freigeschalten und verfügen oft über eine gruppierte Darstellungsform aufgrund der größeren Anzahl an Kundenanlagen.

Ein Abgleich der rückgemeldeten Antworten der Netzbetreiber mit dem übermittelten Ansichtsmaterial sowie den virtuellen Führungen zeigte teilweise Diskrepanzen. Besonders hinzuweisen ist auf die oft fehlenden Kennzahlen, Vergleichsmöglichkeiten und repräsentativen Vergleichswerte im Webportal. Dabei würden es diese Funktionen Endverbrauchern erleichtern, ihren Verbrauch einfacher zu analysieren, um so ihr Verbrauchsverhalten besser einordnen und entsprechende Handlungsmaßnahmen setzen zu können.

Auch bei der Bildung und Darstellung von Ersatzwerten unterschiedliche Lösungen. Wenn der Smart Meter aufgrund von einzelnen Kommunikationsstörungen keine Verbrauchswerte messen und übertragen kann, bilden Netzbetreiber in der Regel Ersatzwerte. Viele Unternehmen weisen die gebildeten Ersatzwerte entsprechend als solche gekennzeichnet im Webportal aus. Vereinzelt Netzbetreiber bilden bei Kommunikationsstörungen mit dem Zähler zwar Ersatzwerte, kennzeichnen diese aber nicht als solche im Webportal. In diesen Fällen können Kunden nicht unterscheiden, ob der Verbrauchswert tatsächlich gemessen oder errechnet wurde.

Der Großteil der Netzbetreiber arbeitet aktuell an der technischen Umsetzung, errechnete Ersatzwerte im Webportal entsprechend darzustellen. Die unterschiedliche Handhabung, ob Ersatzwerte gebildet und wie diese für Kunden dargestellt werden, bedarf einer dringenden Vereinheitlichung, um eine durchgehend hohe Datenqualität sicherstellen zu können.

Einige Netzbetreiber ermöglichen die Aktivierung der Kundenschnittstelle über das Webportal. Die Spezifikationen der Kundenschnittstellen sind größtenteils auf den Websites der Netzbetreiber als Download zu finden. Allerdings sind die technischen Spezifikationen für Endverbraucher nicht benutzerfreundlich verwendbar. Der Prozess zur Aktivierung der Kundenschnittstelle bzw. zum Erhalt des Schlüssels gestaltet sich je Netzbetreiber unterschiedlich. Vereinzelt müssen Endverbraucher das Kundenservice des Netzbetreibers kontaktieren, um den Schlüssel zu erhalten. Bei einigen Unternehmen ist es möglich den Schlüssel via Webportal zu beantragen, zugesendet wird dieser dann aber postalisch. Selten wird der Schlüssel sofort via Webportal ausgegeben. Auch in diesem Fall wären eine Angleichung und Vereinfachung der Schnittstellenaktivierung wünschenswert.

Die Durchsicht der eingereichten Materialien sowie die virtuellen Führungen als auch das Testen der Demo-Zugänge zu den Webportalen, zeigen eine breite Palette an individuellen Lösungen, die die Netzbetreiber umgesetzt haben. Ein Anpassungsbedarf der bestehenden Verordnung hinsichtlich einer Harmonisierung von Anforderungen sowie die Einführung von weiteren Mindestanforderungen wird diskutiert. Auch die im Zuge der Einreichung festgestellten Unklarheiten bezüglich der Einhaltung der Bestimmungen der DAVID-VO 2012 werden einer Prüfung unterzogen.

5.5 Datenschutz und Konfigurationsvarianten von Smart Metern

Bei den Verteilernetzbetreibern 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.

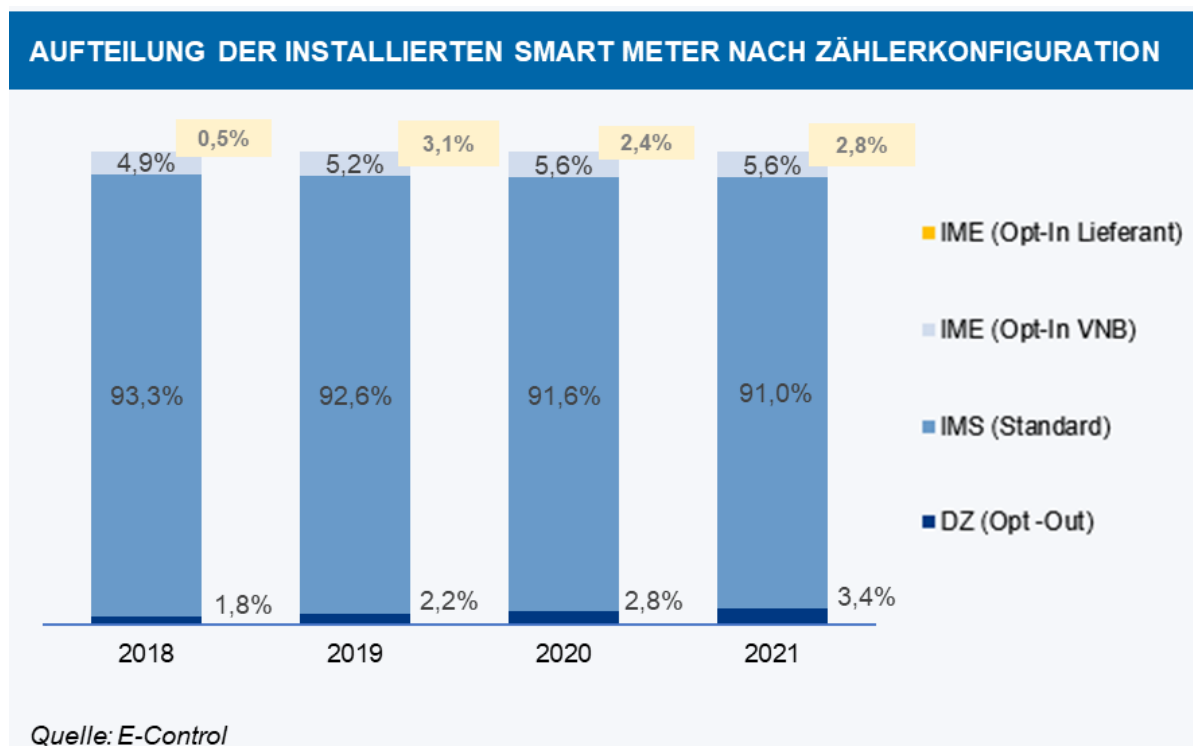


Abbildung 12: Aufteilung der installierten Smart Meter nach der Zählerkonfiguration: DZ (Opt-Out), IMS, IME Opt-In gegenüber Verteilernetzbetreiber (VNB), IME Opt-In gegenüber Lieferanten

Der Großteil der Netznutzer belässt das intelligente Messgerät in der Standardkonfiguration, in Abbildung 12 als „IMS (Standard)“ bezeichnet, d.h. sie wählen weder Opt-In noch Opt-Out. Im Jahr 2021 wurden rund 2,15 Mio. Netznutzer mit einem Smart Meter ausgestattet, der lediglich 1 x täglich im Nachhinein den Tagesverbrauch an den Verteilernetzbetreiber übermittelt. Dieser Wert wird in weiterer Folge im Webportal des Verteilernetzbetreibers spätestens am Folgetag angezeigt.

Netznutzer mit insgesamt 133.191 installierten Smart Metern, das entspricht 5,6% aller Zähler (gleich wie 2020) haben sich für eine Auslesung und Übertragung von Viertelstundenwerten an den Verteilernetzbetreiber und somit für eine Opt-In Variante gegenüber dem Verteilernetzbetreiber entschieden, in

Abbildung 11 als „IME (Opt-In VNB)“ Variante bezeichnet. Sie können also das Webportal des Verteilernetzbetreibers für eigene Monitoring- und Analysezwecke verwenden. Von diesen Kunden haben sich bis Ende 2021 rund 50% (Vorjahr: 43%) für eine zusätzliche Opt-In Variante gegenüber dem Lieferanten entschieden (in Abbildung 12 als „IME (Opt-In Lieferant)“ Variante bezeichnet). Das bedeutet, sie können von den weiteren Vorteilen beim Lieferanten im Zusammenhang mit dem Clearing mit Viertelstundenwerten aber auch in puncto dynamischen Stromprodukten profitieren.

In Summe ist die Anzahl von Smart Meter mit Opt-In gegenüber Lieferanten mit 66.900 Zählern im Vergleich zum Vorjahr stark angestiegen. Betrachtet man die Suchanfragen im Tarifkalkulator, ist das Interesse an Smart-Meter-Produkten stark gestiegen. Immer mehr Kunden informieren sich über die verschiedenen Möglichkeiten unter Einbeziehung unterschiedlicher Lastprofile, wenngleich auch noch selten eigene Lastprofile hochgeladen werden, wie auch in 7.3 aufgezeigt wird.

Lediglich 80.176 Netznutzer (3,4%) haben von der Opt-Out Möglichkeit Gebrauch gemacht, dies stellt eine leichte Steigerung gegenüber dem Vorjahr dar. Diesen Netznutzern wurde ein digitaler Zähler (DZ) im Sinne des § 1 Abs. 6 IME-VO installiert.

5.6 Netzsituation

Ein weiterer Punkt, der im Zuge der Erhebungen abgefragt wurde, sind die von den Verteilernetzbetreibern erwarteten Auswirkungen auf die allgemeine Netzsituation.

Gefragt wurde dabei,

- ob durch den Einsatz von intelligenten Messgeräten mit einer spürbaren 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.

Auf Basis der abgegebenen Kommentare zu den Fragen konnten die folgenden Feststellungen der Netzbetreiber zusammengefasst werden:

- Der österreichweite Ausrollungsgrad der Smart Meter ist aktuell zu niedrig, um messbare Auswirkungen und Nutzen in den abgefragten Punkten feststellen zu können.
- Erst wenn der Großteil der Netznutzer mit intelligenten Messgeräten ausgestattet ist und diese repräsentativ, flächendeckend und effizient funktionierenden Informations- und Kommunikationssysteme mit anderen Marktteilnehmern gekoppelt werden, können weitere Systeme darauf aufbauen und Vorteile generieren, die z.B. vom Einsatz der Smart Home Technologie über Netzsteuerung bis zur Versorgungssicherheit reichen.

Die Auswertungen der Antworten zu den Fragen sind in der Abbildung 13 dargestellt.

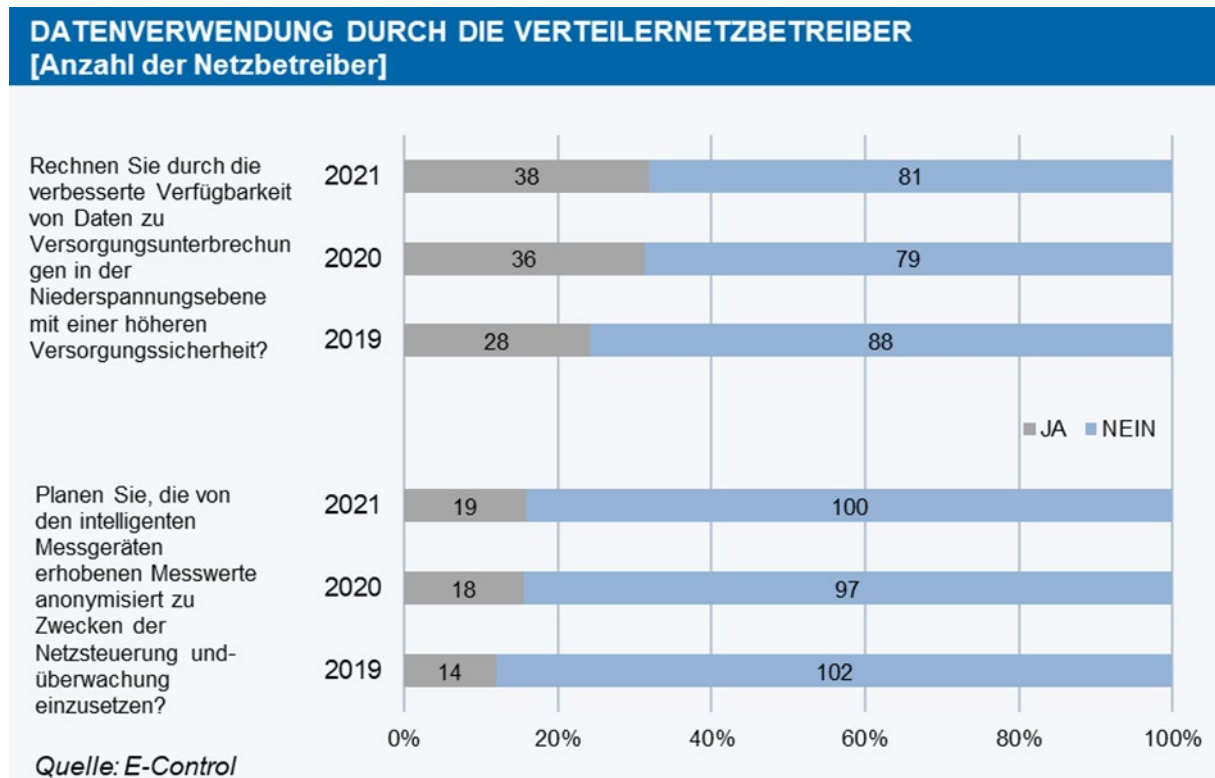


Abbildung 13: Datenverwendung durch die Verteilernetzbetreiber und Abschätzung der Auswirkungen der geplanten oder bereits eingesetzten Smart Meter auf Versorgungssicherheit (Erhebung für 2021)

Die von manchen Netzbetreibern angeführten Bedenken und Hindernisse hinsichtlich der aufbauenden Systeme, insbesondere jene betreffend Datenschutzbestimmung bei der Verwendung von Viertelstundenwerten der Netznutzer werden von der E-Control zur Kenntnis genommen und bei der weiteren Entwicklung des Regulierungsrahmens berücksichtigt. Hierzu wird angemerkt, dass die zeitnahe Erfassung von Leistungs- und Energiewerten jedoch in Zukunft u.a. aufgrund von gesetzlichen Vorgaben und Anwendungsgebieten immer bedeutender wird.

6 Kostenentwicklung

6.1 Berücksichtigung des Smart Meter Roll-Outs im Rahmen der Kostenermittlung

Gegenwärtig haben die Netzbetreiber, die einer jährlichen Kosten- und Mengenprüfung unterliegen und rd. 98% der Zählpunkte versorgen, im Bereich Smart Metering bis Ende des Jahres 2021 Investitionen in Höhe von rund 1,2 Mrd EUR getätigt. Für die Jahre 2022 bis einschließlich 2024 ist für den Smart Meter Roll – Out mit weiteren Investitionen in Höhe von 0,5 Mrd. EUR zu rechnen.

Es wurde somit bereits ein Großteil der Investitionen für die Ausrollung der Smart Meter getätigt. In vielen Fällen wurden Vorbereitungsinvestitionen durchgeführt, bevor die Smart Meter installiert wurden, da neben der Installation der Zähler selbst auch wesentliche Vorarbeiten in den Systemen der Netzbetreiber erforderlich waren.

Derzeit befinden sich sämtliche Netzbetreiber in einem Regulierungsmodell (gültig bis Ende 2023), welches für alle kostengeprüften Netzbetreiber gilt, aber die unterschiedlichen Ausrollungsgrade und die Ausrollungsstrategien zu berücksichtigen hat. Die Technologieneutralität innerhalb des Regulierungsrahmens bezogen auf die gewählte Smart Meter Roll-Out Strategie sowie auf die gewählte Methode der Datenübertragung ist von zentraler Relevanz. Diese Entscheidung der technischen Umsetzungsvariante hat Auswirkung auf die Kostenstruktur der Netzbetreiber (CAPEX vs. OPEX), jedoch obliegt diese dem jeweiligen Netzbetreiber, sofern dieser die rechtlichen, wirtschaftlichen und technischen Rahmenbedingungen (gesetzliche Vorgaben, Verordnungen, Standards und Normen) erfüllt.

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 (1.1.2019 - 31.12.2023) pro bestehendem kommunikativen Smart Meter Zählpunkt ein pauschaler Faktor gewährt, welcher die zusätzlichen Betriebskosten abdeckt. Dabei werden eine angemessene Berücksichtigung von operativen Mehrkosten, welche in Zusammenhang mit der Ausrollung von Smart Metern anfallen, sichergestellt und den Netzbetreibern Anreize zur Realisierung von Kostensenkungspotentialen gesetzt. Da die Kosten für Smart Meter von den Netzbetreibern in unterschiedlichem Maße aktiviert werden, differenziert der Betriebskostenfaktor zwischen verschiedenen Ausrollungsstrategien. Die Höhe des Faktors wird vom Ausrollungsgrad determiniert, wobei eine progressive sowie eine regressive Komponente zur Anwendung kommt.

Seitens der Behörde wurde für die vierte Regulierungsperiode (1.1.2019 - 31.12.2023) ein Wert in Höhe von 16,39 EUR an operativen Mehrkosten pro Smart Meter Zählpunkt aus einer Abfrage der Netzbetreiber ermittelt. Um Effizienzen und Einsparungspotenziale, welche sich durch den Einbau intelligenter Messgeräte unmittelbar ergeben, für die Netzkunden zu lukrieren, sinkt dieser Wert bei zunehmendem Ausrollungsgrad, bis er bei 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 Netzbetreibern progressiv angerechnet.

Bei der Wahl OPEX-lastiger Ausrollungsstrategien werden den Netzbetreibern entsprechende Zuschläge gewährt, da diese Kosten nicht über den Kapitalkostenabgleich in die Kostenbasis eingehen. Bei Auslagerung der Datenübertragung wird ein Betrag von 4,75 EUR und bei einer vollständigen Auslagerung 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 jährlich während der Regulierungsperiode unter Berücksichtigung zusätzlicher Daten laufend evaluiert.

6.2 Neugestaltung der Netzentgelte („Tarife 2.1“)

Durch sich ändernde energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, wie z.B. geändertes Verbraucherverhalten, neue und volatile Erzeugungsformen, neue Anforderungen in den Bereichen Flexibilität und Demand Response und vor allem die angestrebte vollständige Ausrollung von Smart Metern, sieht die E-Control Bedarf und Potenzial das knapp 20 Jahre alte Entgeltsystem zu modernisieren und an das veränderte Stromsystem anzupassen.

Aus Sicht der E-Control sieht die zukünftige Netzentgeltstruktur eine Neudefinition der Netzanschlussentgelte, die Leistungsmessung für alle Netznutzer der Netzebene 7 sowie die Integration des Messentgelts in das Netznutzungsentgelt vor. Darüber hinaus sollen Anreize zur Bereitstellung von Flexibilitäten geschaffen werden.

Derzeit besteht das Netznutzungsentgelt für nicht gemessene Zählpunkte auf der Netzebene 7 (Haushalt und Kleingewerbe) aus einer Arbeitskomponente (Verrechnung nach verbrauchten kWh) und einer Leistungskomponente (Verrechnung einer Jahrespauschale von 36 EUR). Nach der vollständigen Ausrollung von Smart Metern wird für die Netznutzer die Möglichkeit geschaffen, auch hier auf eine individuelle Verrechnungsleistung umzustellen und somit die Kostenverursachungsgerechtigkeit zu erhöhen. Die Gesamtkosten für alle Kundengruppen werden zukünftig unverändert bleiben, allerdings werden

jene Netznutzer, die höhere Leistungsspitzen als der Durchschnitt aufweisen, einen höheren Beitrag zahlen. Im Gegenzug werden Netznutzer mit geringerem Verbrauch oder unterdurchschnittlichen Leistungsspitzen z.B. durch den Entfall der Pauschale weniger bezahlen.

Die aktuellen Analysen zeigen, dass für einen Großteil der „klassischen“ Haushaltskunden Einsparungen zu erwarten sind. Kostensteigerungen fallen nur dann an, wenn der Netznutzer regelmäßig hohe Lastspitzen erzeugt. Eine notwendige Voraussetzung für die Umsetzung der neuen Entgeltstruktur („Tarife 2.1“) ist die Bereitstellung des höchsten viertelstündlichen monatlichen Leistungswertes jedes Netznutzers durch den installierten Smart Meter oder ein entsprechendes Messgerät. Derzeit ist eine Messung, Auslesung und Übermittlung von monatlichen viertelstündlichen Leistungswerten an den Netzbetreiber nur in der IME-Konfiguration und somit nur bei 5,61 % der ausgerollten Smart Meter Geräte möglich. Die flächendeckende Auslesung und Übermittlung von Energiewerten bzw. Leistungsmittelwerten in einer viertelstündlichen Auflösung als Standardkonfiguration bei Smart Metern ist somit erforderlich. Damit ergibt sich das Erfordernis einer Novellierung des Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetzes 2010 (EIWOG 2010), der Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO) und der Systemnutzungsentgelte-Verordnung (SNE-V 2018).

7 Erfahrungen der E-Control

7.1 Kundenbeschwerden und Schlichtungsstelle

In der Schlichtungsstelle der E-Control wurden im Jahr 2021 insgesamt 1.902 Eingaben verarbeitet. Ca. 5 % behandelten Anfragen und Beschwerden rund um den Themenkomplex Smart Metering. Es wurden 52 Schlichtungsverfahren zu diesem Thema geführt.

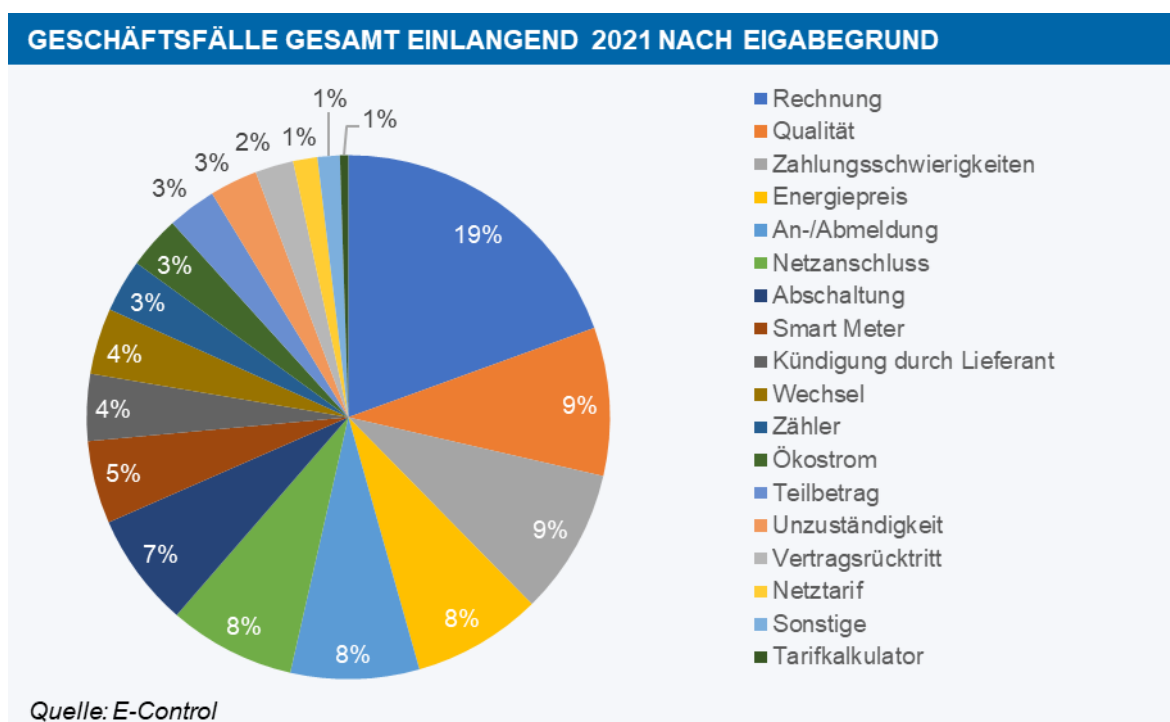


Abbildung 14: Geschäftsfälle der Schlichtungsstelle 2021 nach Eingabegrund

Mit dem stetig steigenden Ausrollungsgrad der Intelligenten Messgeräte werden auch die Anfragen und Beschwerden vielfältiger, wie in Abbildung 14 ersichtlich ist. Hinzu kommt, dass neue Formen der Teilhabe an der Energiewende, wie das Prosuming (Verbrauch/Erzeugung) oder die Mitgliedschaft in einer Energiegemeinschaft, das Interesse an genauen Verbrauchs- bzw. Erzeugungsdaten erhöht. Die Messung und Übertragung der Daten durch den Smart Meter ist oft Voraussetzung für die Umsetzung von Projekten zur Erzeugung von erneuerbarem Strom. Zusätzlich lassen die seit Herbst 2021 steigenden Energiepreise auch das Interesse am Stromverbrauch und der Abgrenzung dieser Verbrauchswerte auf den Abrechnungen steigen.

Unter dem Anfragegrund Smart Meter werden die Themen Ablehnung eines digitalen Zählers, allgemeine Fragen zu Smart Metern, Fragen zu Wunsch auf Opt-Out und dem Recht auf den Smart Meter, zusammengefasst, siehe Abbildung 15 und Abbildung 16.

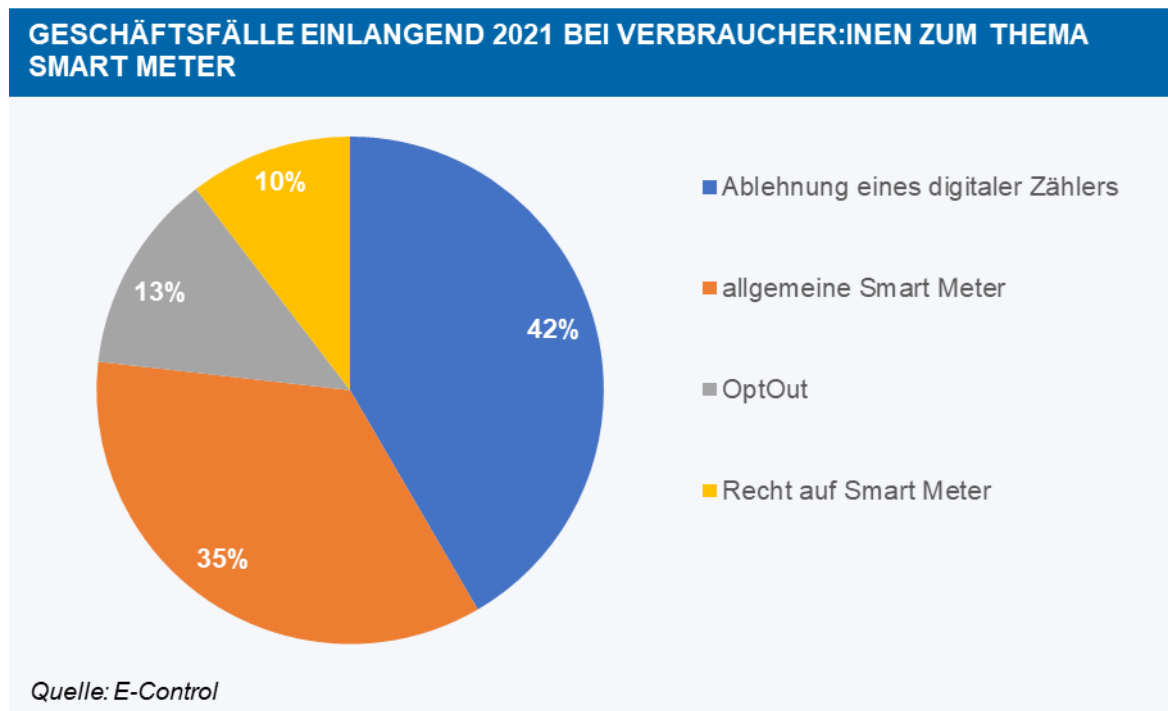


Abbildung 15: Geschäftsfälle von Verbraucherinnen und Verbrauchern zum Thema Smart Meter

Der Großteil der Verbraucherinnen und Verbraucher, nämlich 42 %, wandte sich 2021 allerdings immer noch an die Schlichtungsstelle, weil sie den Tausch des Messgerätes ablehnten. Hier wurde allerdings durch höchstgerichtliche Entscheidungen im Dezember 2021 noch einmal bestätigt, dass es kein Recht auf das Behalten des Ferrariszählers gibt.

Weitere 35 % der Eingaben betreffen allgemeine Anfragen und Beschwerden zu Smart Metern. Darunter fallen zum Beispiel auch Streitigkeiten über die Datenübermittlung. So gaben die Beschwerdeführerinnen und Beschwerdeführer zum Beispiel an, dass die durch den Smart Meter ausgelesenen Verbrauchsdaten überhaupt nicht, nicht zeitnah oder nicht in den entsprechenden Intervallen in den gem. § 84 (2) EIWOG 2010 durch den Netzbetreiber zur Verfügung gestellten Webportalen angezeigt werden. In ihren Stellungnahmen wiederum berufen sich die Netzbetreiber auf mangelnde Zählererreichbarkeit, zum Beispiel aufgrund der Auslastung oder Störungen im Netz, wenn für die Datenübermittlung PLC genutzt wird.

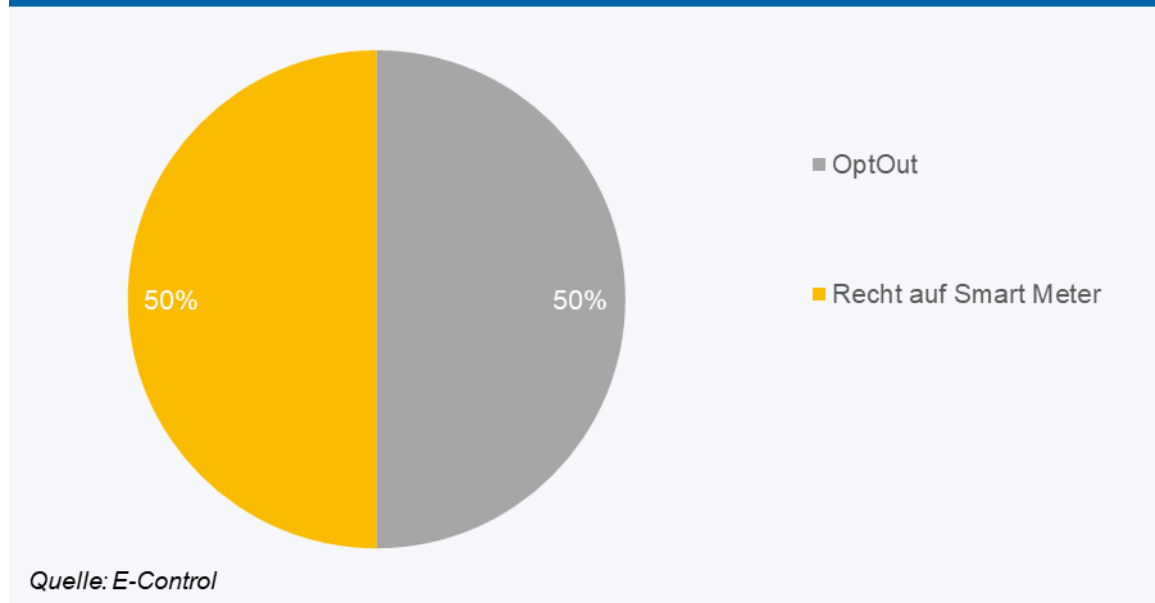
GESCHÄFTSFÄLLE EINLANGEND 2021 BEI UNTERNEHMEN ZUM THEMA SMART METER

Abbildung 16: Geschäftsfälle von Unternehmen zum Thema Smart Meter

In anderen Eingängen bemängeln die Beschwerdeführerinnen und Beschwerdeführer, dass die durch das Intelligente Messgerät ausgelesenen Werte nicht für die verbrauchsgenaue Abrechnung herangezogen werden. Energieseitig betraf es zum Beispiel Konsumentinnen und Konsumenten, die ein dynamisches Preisprodukt, etwa mit monatlichen indexbasierten Anpassungen, bezogen haben oder die von einer Preisänderung ihres Fixpreisproduktes betroffen sind. Es wurden in den besprochenen Fällen weiterhin rechnerisch abgegrenzte Verbrauchswerte für die Abrechnung verwendet. Nur der Gesamtverbrauch, der zur Abrechnung gelangt, wird durch das Intelligente Messgerät übertragen und entsprechend abgerechnet.

Ein neueres Thema betrifft die Umstellung auf das Intelligente Messgerät in Verbrauchsanlagen zur Schwachlastanwendung bzw. die unterbrechbare Leistung (ugs. Nachtstrom, z.B. für Warmwasserspeicher, Nachtspeicherheizungen und Mischanlagen), die vormals mit einem Rundsteuerempfänger und einem Ferraris-Zähler ausgestattet waren. In den durch die Schlichtungsstelle geführten Verfahren, wurde im Zuge dieses Zählertausches eine Anpassung der Tarifzeiten für Hoch- bzw. Niedertarif gemäß Systemnutzungsentgelte-Verordnung durchgeführt. Das hatte wiederum Auswirkungen auf die Schaltzeiten des Gerätes, die ebenso geräteseitig angepasst werden müssen, da sonst ungewollt Strom in den Hochtarifzeiten verbraucht und abgerechnet wird. Dazu müsste eine entsprechende Information an die Konsumentinnen und Konsumenten zeitnah ergehen.

Die Anfragen und Beschwerden über die Opt-Out-Konfiguration umfassen oft die generelle Aufklärung über die Datenübermittlung, aber auch Beschwerden darüber, dass bestimmte Produkte oder Tarifschaltungen in der Opt-Out-Konfiguration nicht möglich sind.

Immer mehr und mehr Netznutzerinnen und Netznutzer pochen auch auf ihr Recht auf den Smart Meter. Sie fordern die Installation des Intelligenten Messgeräts vor der durch den Netzbetreiber geplanten Ausrollung. Dieser ausdrückliche Wunsch wird in den meisten Fällen durch Projekte zur erneuerbaren Stromerzeugung angetrieben. Kommt der Netzbetreiber diesem Recht auf den Smart Meter nicht innerhalb der gesetzlich vorgegebenen Frist nach, werden in einem Schlichtungsverfahren die Gründe erhoben und im Bedarfsfall auch Lösungsvorschläge durch die Schlichtungsstelle erarbeitet.

Der Tätigkeitsbericht der Schlichtungsstelle für das Berichtsjahr 2021 ist unter folgendem Link veröffentlicht: <https://www.e-control.at/taetigkeitsberichte-der-schlichtungsstelle>.

7.2 Rechtliche Verfahren

Im Jahr 2021 führte die Regulierungskommission mehrere Verfahren im Zusammenhang mit der Ablehnung von Smart Meter, die auf Antrag von Endverbrauchern eingeleitet wurden. Nach Anzeige durch die E-Control führte die zuständige Bezirksverwaltungsbehörde Strafverfahren betreffend den Einbau von Smart Meter auf Wunsch von Endverbrauchern.

Der Verfassungsgerichtshof hat im Jahr 2021 entschieden, dass in der Opt-Out-Konfiguration gemäß § 1 Abs 6 IME-VO, in der ein Messgerät nur die Funktion eines digitalen Standardstromzählers erfüllt, den berechtigten Interessen an einer Auslesung und Abgrenzung des jährlichen Stromverbrauchs im Hinblick auf die durch § 1 DSG beziehungsweise Art 8 EMRK geschützten personenbezogenen Daten in verhältnismäßiger Weise Rechnung getragen werden (s VfGH 30.9.2021, V 178/2021). Dem hat sich der OGH in weiterer Folge angeschlossen (s OGH 27.1.2022, 9 Ob 82/21f). Eine weitere Entscheidung des OGH (6.4.2022, 6 Ob 36/22w) erging in einem Fall, der zuvor Gegenstand eines Verfahrens vor der Regulierungskommission war. Der OGH sprach in seiner Entscheidung aus, dass die Verarbeitung der in der Opt-Out-Konfiguration gemäß § 1 Abs 6 IME-VO erhobenen personenbezogenen Daten zur Erfüllung des zwischen dem Endverbraucher und dem Netzbetreiber abgeschlossenen Vertrags datenschutzrechtlich zulässig ist. Im Falle eines Opt-Out-Wunsches eines Endverbrauchers sind daher der Einbau und die Verwendung eines solchen Zählers rechtmäßig.

7.3 Retailmarktpreise und Tarifikalkulator

Für Haushalte, die bereits über einen Smart Meter verfügen, ergibt sich durch die Nutzung spezieller Smart Meter-Produkte die Möglichkeit, durch die Anpassung des Verbrauchsverhaltens an aktuelle Preise Kosten zu sparen. Außerdem kann dazu beigetragen werden, dass Strom in Zeiten verbraucht wird, in denen eine hohe Produktion bzw. ein Überschuss erwartet wird. Immer mehr Haushalte nutzen auch die Möglichkeit einer Abfrage mit der Smart-Meter-Option im Tarifikalkulator, um sich Time-of-Use-Produkte mit anzeigen zu lassen. Hier kann mit steigendem Ausrollungsgrad auch mit noch höherem Interesse an Smart-Meter-Produkten im Tarifikalkulator gerechnet werden. Die Abfragen im Tarifikalkulator mit aktivierter Smart-Meter-Option sind seit der Einführung stetig gestiegen. Aktuell lassen 23% der Haushalte die Smart-Meter-Produkte in ihren Abfragen mit anzeigen (Abfragen Jänner bis Dezember 2021). Dabei wird noch selten ein tatsächliches Lastprofil hochgeladen, sondern es wird fast ausschließlich auf die vom Tarifikalkulator zur Verfügung gestellten Lastprofilvorlagen zurückgegriffen.

Bis zur zweiten Jahreshälfte 2021 stieg die Anzahl an Lieferanten, die Produkte für Kundinnen und Kunden mit einem installierten Smart Meter und Opt-In Option angeboten haben. Mit dem Beginn der Energiepreiskrise kam es generell zu einem merklichen Rückgang der angebotenen Produkte, davon

betroffen waren auch die speziellen Smart-Meter-Produkte. Es ist damit zu rechnen, dass diese Produkte wieder angeboten werden, sobald sich die Unsicherheiten am Großhandelsmarkt auf ein überschaubares Niveau zurückkehren.

Erfahrungen mit dynamischen/zeitvariablen Tarifen:

Das zweite Halbjahr 2021 war geprägt von drastischen Preiserhöhungen in den Großhandelsmärkten. Die daraus resultierenden Unsicherheiten in der Energiebeschaffung veranlasste Lieferanten u.a. dazu keine Neukundinnen und -kunden mehr aufzunehmen und Produkte vom Markt zu nehmen. Die Anzahl der angebotenen Produkte im Tarifikalkulator nahm von Beginn der Preiskrise stetig ab und erholte sich auch im Laufe des angefangenen Folgejahres nicht mehr. Davon betroffen waren auch Produkte, welche speziell für den Einsatz mit Smart Metern entwickelt wurden. Die Anzahl der angebotenen Time-of-Use-Produkte hatte sich auf Grund der Marktunsicherheiten drastisch gekürzt. Das Angebot der Produkte mit dynamischer Spotmarkt-Bepreisung blieb allerdings konstant. Für den Lieferanten ist hierbei das Risiko steigender Börsenpreise gering, da die Preisänderungen am Großhandelsmarkt direkt an den Endkunden und -kundin weitergegeben werden.

- 1) Time-of-use Produkte (ToU): Bei diesen Produkten können sich die Preise sowohl tageszeitlich als auch zwischen einzelnen Wochentagen, Wochenenden, Sommer, Winter und Übergangszeiten unterscheiden. In den meisten Fällen ist die Opt-In-Konfiguration gegenüber dem Lieferanten erforderlich. Auf jeden Fall dann, wenn eine Preisdifferenzierung nach Zeitintervallen, die kürzer als ein Tag sind, vorgenommen wird.

Im Jahr 2021 waren 4 Lieferanten mit zumindest einem ToU-Produkt im Tarifikalkulator vertreten. Für Haushaltskundinnen und -kunden standen 10 unterschiedliche Produkte zur Verfügung. Im Laufe des 2. Halbjahresjahres 2021, mit fortschreitendem Anstieg der Großhandelspreise, wurden ein Großteil dieser Produkte nicht mehr aktiv am Markt angeboten. Ende des Jahres 2021 hatte sich das Angebot an ToU-Produkten bereits halbiert und mit dem weiteren Anstieg der Großhandelspreise infolge des Kriegsbeginns in der Ukraine im 1. und 2.Quartal 2022 wurden auch die übrigen Produkte aus dem Angebot des Tarifikalkulators entfernt. Aktuell werden keine ToU-Produkte im Tarifikalkulator angeboten (Stand Juni 2022).

Die Energie AG Oberösterreich Vertrieb GmbH & Co KG hat im Jahr 2021 fünf unterschiedliche ToU-Produkte angeboten. Zwei Produkte richteten sich an Kundinnen und Kunden, welche speziell abends bzw. in der Nacht mit einem höheren Strombedarf rechnen. Die Preise in der Nacht sind dabei um über 40% günstiger als zwischen 07:00 und 19:00 Uhr. Zudem gibt es ein Produkt im Angebot, welches an den Wochenenden günstigere Preise bietet und eines speziell für Wärmepumpenbesitzer. Dieses Produkt ist ein Zusatzprodukt, welches nur in Verbindung mit einem Basisprodukt der Energie AG bezogen werden kann. Weiters gibt es eine Option für Milchbetriebe mit Ver-

brauchsspitzen zu Melkzeiten am Morgen und am Abend. Die Viertelstundenwerte werden den Kunden entsprechend grafisch aufbereitet und in den jeweiligen Kundenportalen zur Einsicht zur Verfügung gestellt. Die Abrechnung basiert ebenfalls auf diesen Viertelstundenwerten.

Linz Strom Vertrieb GmbH & Co KG nutzt die Daten der Smart Meter, um ihren Kundinnen und Kunden ein spezielles Rabattsystem anzubieten. Mit Hilfe der Tageswerte werden die 20 verbrauchsstärksten Tage im Verrechnungsjahr ermittelt und dem Kunden gutgeschrieben. Für die Nutzung dieses Produktes wird ein Smart Meter in der Standardkonfiguration (Tageswerte) vorausgesetzt. Zudem wird ein Smart Meter-Produkt für Besitzer einer intelligenten Wärmepumpe angeboten, das mit drei verschiedenen Preiszonen arbeitet, die sich am Spotmarkt-Preis orientieren. Auch die Linz AG hat Produkte mit unterschiedlichen Energiepreisen zu Tag- und Nachtzeiten sowie an Wochenenden im Angebot. Die Energiepreise in den günstigen Zeitzonen sind hier um knapp 20% (Tag/Nacht-Produkt) bzw. 25% (Wochenendprodukt) günstiger.

Die Wüsterstrom E-Werk GmbH bietet einen Smarttarif mit 7 Zeitzonen an, welche sich über den Tag verteilen und in denen jeweils unterschiedliche Arbeitspreise gelten. In den Morgenstunden, zu Mittag und am Abend ist der Energiepreis hierbei am höchsten. In der Nacht zwischen 21:00 und 7:00 Uhr am günstigsten. Das Preisprofil ist bei diesem Produkt für ein Jahr garantiert. Mit der Rechnung wird eine Aufstellung der Verbräuche mit den dazugehörigen Stundenpreisen übermittelt.

Die Wels Strom GmbH bietet Kundinnen und Kunden mit intelligenten fernauslesbaren Stromzählern in der Opt-In Variante ein Produkt mit verschiedenen Preiszeiten an. Es kommen zwei unterschiedliche Energiepreise zur Anwendung, einer an Werktagen tagsüber und einer an Werktagen abends bzw. an Sonn- und Feiertagen ganztags. Der höhere Energiepreis liegt dabei um rund 20% über dem niedrigen.

- 2) Produkte mit Spotmarktbeziehung: Im Jahr 2021 wurden für HaushaltskundInnen Spotmarktprodukte der folgenden in Tabelle 4 angeführten sechs Lieferanten angeboten: aWATTar GmbH, schlaustrom GmbH, Spotty Smart Energy Partner GmbH, Energie Steiermark Kunden GmbH, TopEnergy Service GmbH und Wels Strom GmbH. Herangezogen werden die stündlichen Preise der EPEX-Spot-Day-Ahead und der EXAA Grey Power AT Day-Ahead Preise in Cent/kWh. Bei den meisten Lieferanten ist ein Smart Meter in der Opt-In Konfiguration die Voraussetzung für den Bezug dieser Produkte. Vereinzelt werden Kundinnen und Kunden ohne intelligentes Messgerät vorübergehend mit Hilfe des H0-Standardlastprofils abgerechnet, solange noch kein Smartmeter installiert wurde. Zusätzlich zum Börsenpreis werden bei allen Produkten eine Grundpauschale und ein Aufschlag auf den Börsenpreis verrechnet. Die günstigste Grundpauschale der angegebenen Lieferanten liegt momentan bei 34,56 EUR/Jahr, die höchste liegt derzeit bei 70,56 EUR/Jahr (Stand 1. Juli 2022, Preise inkl. USt).

Für den verbrauchsabhängigen Börsenpreisaufschlag werden momentan Preise von 0,12 Cent/kWh bis 2,39 Cent/kWh verlangt. Für den Gesamtaufschlag, der sich aus der Grundpauschale bezogen auf den Verbrauch und dem Aufschlag auf den Börsenpreis errechnet, ergibt sich dadurch eine Spanne von 2,09 Cent/kWh bis 4,00 Cent/kWh für einen typischen Haushalt mit 3.500 kWh Jahresverbrauch (siehe-Tabelle 5). Der Mittelwert für alle angeführten Lieferanten ergibt eine Grundgebühr von 55,29 EUR/Jahr und einen Börsepreisaufschlag von 1,53 Cent/kWh. Dadurch ergibt sich ein durchschnittlicher Gesamtaufschlag von 3,08 Cent/kWh. Im Vorjahr betrug der durchschnittliche Gesamtaufschlag 2,66 Cent/kWh.

LIEFER- RANT/MARKE	SPOTMARKT- PRODUKT	GRUND GEBÜHR EUR/Jahr (inkl.Ust)	NETTO GRUND- GEBÜHR EUR/Jahr	AUF- SCHLAG- Cent/kWh (inkl. Ust)	NETTO AUF- SCHLAG Cent/kWh	GESAMT- AUF- SCHLAG Cent/kWh (inkl.USt)	GESAMT- AUF- SCHLAG Cent/kWh (exkl.Ust)
aWATTar GmbH	aWATTar hourly	69,00	57,48	0,12	0,10	2,09	1,74
Spotty Smart Energy Partner GmbH	Spotty Direkt Energie	34,56	28,80	1,79	1,49	2,78	2,31
Steiermark Kunden GmbH	Steierstrom Smart	45,84	38,20	1,44	1,20	2,75	2,29
Schlaustrom GmbH	Schlaustrom Spot-Plus	56,50	47,09	2,39	1,99	4,00	3,34
Wels Strom GmbH	Privat Strom Spot	70,56	58,80	1,79	1,49	3,81	3,17

Tabelle 4: Übersicht der Spotmarkt-Produkte für Haushaltskunden in Österreich, Preise laut Websites ausgewählter Lieferanten, Stand 12. Juli 2022

Für einen Haushalt mit 3.500 kWh Jahresverbrauch und einem typischen 1/4h-Lastprofil mit Abendspitzenverbrauch hätten sich im Jahr 2021 mit einem Spotmarkt-Produkt auf Basis der Durchschnittspreise folgende Kostenkomponenten ergeben. Der Energiepreis exkl. USt. errechnet sich zu 505,58 EUR und setzt sich aus dem börsenpreisabhängigen Arbeitspreis von 406,56 EUR, dem Aufschlag von 43,75 EUR und der Grundgebühr von 55,29 EUR zusammen. Diese Kostenkomponenten sind beispielhaft für einen Tag in Abbildung 17 ersichtlich.

Im Jahr 2021 wurde ersichtlich, dass mit den Chancen der dynamischen spotmarktbasierenden Produkte auch Risiken einhergehen. Gerade im zweiten Halbjahr 2021 waren diese Risiken, aufgrund der enormen Preissteigerung an den Großhandelsmärkten in der zweiten Jahreshälfte, ersichtlich. Kunden und Kundinnen müssen sich dieser Risiken vor Abschluss eines solchen Produktes bewusst sein. Nach Abschluss ist es wichtig einen Überblick über die zugrundeliegenden Börsenpreise zu behalten. Einem

langfristigen Anstieg des Preisniveaus am Großhandelsmarkt kann mit einem Wechsel zu einem Fixpreisprodukt entgegengewirkt werden. Vor allem bei Preismodellen ohne Preisdeckel, müssen die Preise jedoch täglich im Vorfeld der Preisgültigkeit auf Preisspitzen überprüft werden, um kurzfristigen Preisschwankungen mit einem eingeschränkten Verbrauchsverhalten entgegenwirken zu können. Im besten Fall werden Kundinnen und Kunden über automatisierte Meldungen (z.B. über SMS oder eine App) automatisch vom Lieferanten benachrichtigt, wenn eine derartige Preisspitze ansteht.

ENERGIEPREISKOMPONENTEN EINES DURCHSCHNITTLICHEN STROMPRODUKTES FÜR HAUSHALTE

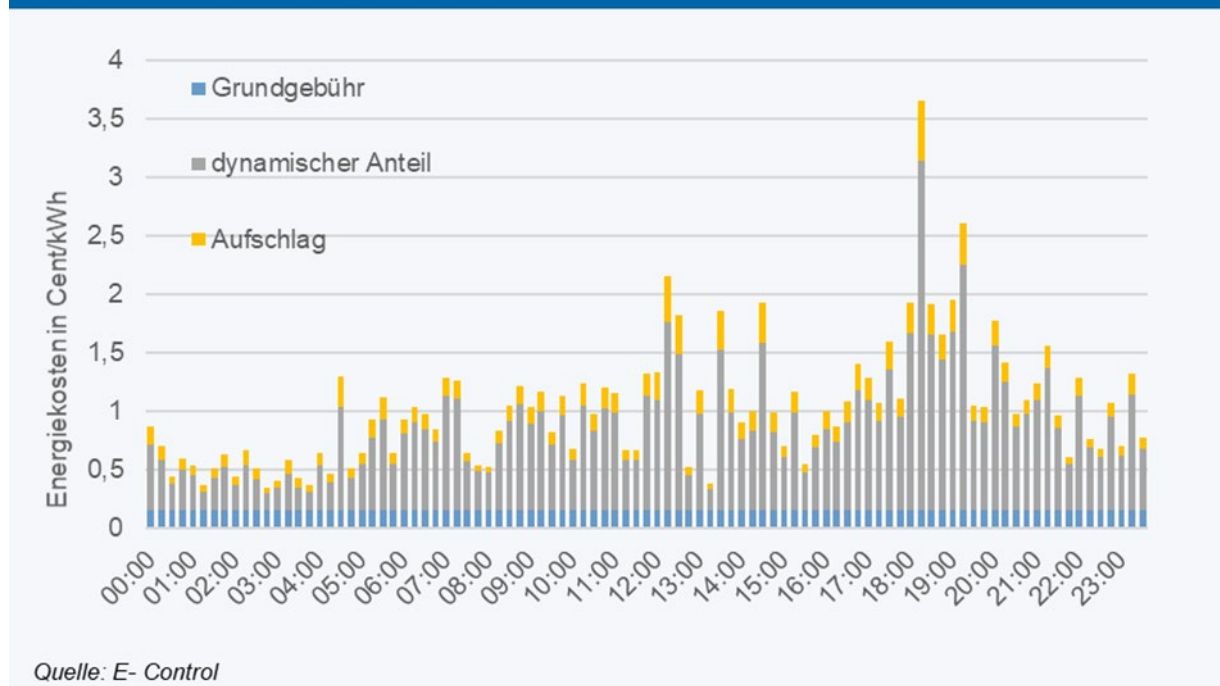


Abbildung 17: Energiepreiskomponenten eines Spotmarktproduktes auf Basis des EPEX-day-ahead und des typischen Verbrauchsprofils eines Haushaltes (3.500 kWh/a) am 25.5.2021

Einbindung von Spotmarkt-Produkten im Tarifikalkulator

Für den Tarifikalkulator bilden die Spotmarkt-Produkte eine völlig neue Produktgruppe. Da hierbei die Energiekosten vom zukünftigen Börsenpreis und dem zukünftigen Verbrauchsverhalten der Haushalte abhängen, kann eine akkurate Voraussage des Energiepreises nicht getroffen werden und somit gestaltet sich ein direkter Vergleich mit den klassischen Produkten als schwierig. Jedoch ist es möglich, die Lieferanten der Spotmarkt-Produkte untereinander anhand der fixen Preiskomponenten zu vergleichen - der Gebühr und dem Börsenpreisaufschlag. Um diesen Vergleich im Tarifikalkulator zu ermöglichen, wurde ein Konzept erarbeitet und einige allgemeine Anforderungen an die Einbindung der Spotmarkt-Produkte im Tarifikalkulator definiert.

Da der Vergleich mit den klassischen Produkten nicht möglich ist, wird es zwei separate Ergebnislisten geben: Eines für Floater- und Fixpreismodelle (wie bisher) und eines für spotmarktbezogene Preismodelle. Nutzer und Nutzerinnen wählen, welche Produktgruppe angezeigt werden sollen.

Die Lieferanten werden anhand des Gesamtaufschlages verglichen. Dieser bildet sich aus einem verbrauchsabhängigen Aufschlag auf den Börsenpreis in Cent/kWh und der Grundpauschale in EUR/Monat. Für den Vergleich wird der dynamische Anteil, der sich stündlich aus dem Börsenpreis und dem Verbrauchsprofil berechnet, nicht berücksichtigt.

$$\text{Gesamtaufschlag} \left[\frac{\text{Cent}}{\text{kWh}} \right] = \text{Verbrauchsaufschlag} \left[\frac{\text{Cent}}{\text{kWh}} \right] + \frac{\text{Grundgebühr} \left[\frac{\text{Cent}}{\text{Jahr}} \right]}{\text{Verbrauch} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{Jahr}} \right]}$$

Zum Einpflegen der Produkte im Tarifkalkulator wird den Lieferanten die Möglichkeit geschaffen, zusätzlich zu den bisherigen Eingabemöglichkeiten, die Komponenten der Spotmarkt-Produkte einzugeben, also die Grundpauschale, den verbrauchsabhängigen Aufschlag, Angaben zu einem möglichen Preisdeckel und der zugrundeliegende Börsenpreis. Dabei wird die bestehende Struktur des Tarifkalkulators so weit wie möglich verwendet, um an den gewohnten Prozessen anzuschließen und um den Umgang mit den neuen Produkten so einfach wie möglich zu gestalten.

7.4 Entwicklungen im Bereich Energieverbrauch und -effizienz

In Kombination mit informativen Abrechnungen können Messdaten von Smart Metern einen bewussten Umgang mit Energie fördern. Stromverbrauchsprofile geben Hinweise auf Standby-Verbräuche oder ineffiziente Geräte. Mithilfe dieser Informationen können Maßnahmen zur Einsparung von elektrischer Energie identifiziert und umgesetzt werden. Eine Inanspruchnahme von Energieberatungen oder ansprechend aufbereitete Jahresabrechnungen können bei der Identifikation unterstützen.

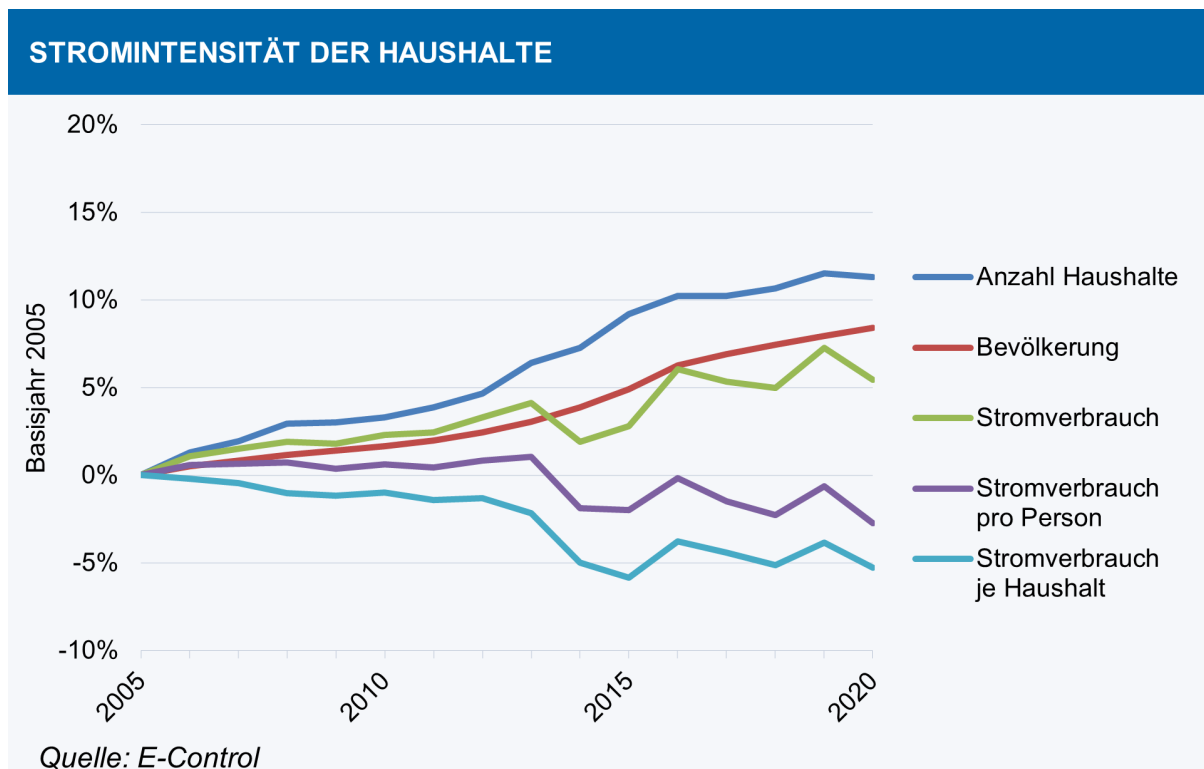


Abbildung 18: Entwicklungen der Stromintensität der verschiedenen Bereiche in den Haushalten im Zeitraum 2005-2020

Abbildung 18 zeigt die Entwicklung des Stromverbrauchs ohne Heizen¹⁶ in Haushalten in den Jahren 2005 bis 2020 in Österreich. Über die gesamte Zeitreihe hinweg ist ein Anstieg des Stromverbrauchs, der Anzahl der Haushalte¹⁷ und der Bevölkerung¹⁸ zu beobachten. Der Stromverbrauch pro Person stagniert bis 2013 und nimmt bis 2020 im Vergleich zu 2005 um 2,7 % ab. Bezogen auf die Anzahl der Haushalte nimmt der Stromverbrauch noch stärker ab und erreicht im Jahr 2020 einen um 5,3 % geringeren Wert als 2005.

¹⁶ Statistik Austria, Nutzenergieanalyse Österreich 1993-2020, 2021, Direktion Raumwirtschaft

¹⁷ Statistik Austria, Mikrozensus, Hauptwohnsitzwohnungen ab 2004, abgerufen am 8.9.2022

¹⁸ Statistik Austria, Demographische Indikatoren ab 1961, 2021

Der Stromverbrauchsentwicklung liegen mehrere Einflüsse zugrunde. Während der bewusster Umgang mit Energie und der vermehrte Einsatz energieeffizienterer Geräte zu einer Verringerung des Stromverbrauchs führen, wird der Stromverbrauch durch die Elektrifizierung von Kraftfahrzeugen, den vermehrten Einsatz von Elektrogeräten, Speicherverluste von Akkumulatoren in mobilen Anwendungen und den Standby-Verbrauch bei kommunizierenden Geräten erhöht.

Insgesamt kann aus der Entwicklung ein geringfügiger Trend zur Verbesserung der Energieeffizienz bis zum Jahr 2020 abgeleitet werden. Im Jahr 2020 lag der Anteil der installierten Smart Meter bei etwa 30 %. Der Beitrag von Smart Metern zur Verringerung des Stromverbrauchs erfordert weitere Untersuchungen oder Daten, die zurzeit nicht zur Verfügung stehen. Eine Ableitung von Auswirkungen von Smart Metern auf den Stromverbrauch wäre daher unseriös.

Eine Umfrage in Großbritannien (Fredericks et al., 2020¹⁹) ergab eine geringe Einsparung von 2 % beim Stromverbrauch, wobei eingeräumt wurde, dass in vielen Fällen die Informationsweitergabe mangelhaft umgesetzt wurde.

¹⁹ Fredericks D, Fan Z, Woolley S, de Quincey E, Streeton M. A Decade On, How Has the Visibility of Energy Changed? Energy Feedback Perceptions from UK Focus Groups. *Energies*. 2020; 13(10):2566. <https://doi.org/10.3390/en13102566>

8 Ausblick

Die Umsetzung des österreichischen Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespakets (EAG) sowie des Clean Energy Package (CEP) und in Folge die Neugestaltung des österreichischen Strommarktgesetzes mit dem Ziel der weitreichenden Marktintegration von erneuerbarer Erzeugung macht eine Digitalisierung des gesamten Energiesystems notwendig. Dafür müssen Verbrauchs- und Erzeugungsdaten in viertelstündlicher Auflösung mittels Smart Meter generiert werden und zur Verfügung stehen. Ein weiterer Schritt ist die Sicherstellung einer effizient funktionierenden Marktkommunikation, also der Datenverwaltung und des Datenaustauschs zwischen den relevanten Marktteilnehmer. Von großer Bedeutung ist zudem die zielgerichtete Datenverwendung seitens der Netzbetreiber für den Netzbetrieb, den Netzausbau und die effiziente Planung der Netze.

Um dieses Vorhaben zu unterstützen, hat die E-Control Ende des Jahres 2021 die Erarbeitung einer Studie zur „Weiterentwicklung des Zählersystems in Österreich“ an das Fraunhofer-Institut für Angewandte Informationstechnik (FIT) und das Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft der RWTH Aachen vergeben. Dabei handelt es sich um ein wissenschaftliches Projekt, das eine fundierte Beschreibung und Bewertung möglicher Änderungen im Zählersystem beinhaltet. Ziele des Projekts sind unter anderem Empfehlungen für verursachergerechtere Netzentgelte sowie für eine Unterstützung beim Betrieb der Verteilernetzföhrung und deren fortlaufende Planung. Auch die Potentiale der Nutzung von Smart-Meter-Daten in den verschiedensten Bereichen und ihre Vorteile für die unterschiedlichen Rollen z. B. aktive Kunden, Energiegemeinschaften, Aggregatoren, Dienstleister, Lieferanten und Verteilernetzbetreiber wurden untersucht. Die Studie wurde bereits auf der Website der E-Control²⁰ veröffentlicht. Ihre Ergebnisse werden in die Ausarbeitung der Empfehlungen für das neue Strommarktgesetz einfließen.

Die Rolle von Smart-Meter gewinnt durch die Energiekrise und die notwendigen Systemänderungen infolge der Energiewende immer mehr an Bedeutung. Die Anwendungsoptionen und das Innovationspotential in Bezug auf Energieeinsparung und Effizienzsteigerung sind hier sicher bei Weitem noch nicht ausgeschöpft. In der Gestaltung der rechtlichen Rahmenbedingungen ist ein gewisser Spielraum gegeben, der dieses Vorhaben stark unterstützen und richtige Anreize setzen kann. Nachstehend führen wir die wichtigsten Empfehlungen und Beispiele an:

- ⇒ Übermittlung und Austausch von viertelstündlichen Daten (Energiewerte und Leistungsmittelwerte pro Zählpunkt) von allen Smart Metern sind für die Erreichung der EAG- und Klimaziele dringend erforderlich und stellen die Basis für die notwendige vertiefte Netzplanung und den

²⁰<https://www.e-control.at/publikationen/publikationen-strom>

optimierten Netzbetrieb dar. Auch die Marktakteure profitieren von der besseren Datenverfügbarkeit.

- ⇒ Eine Vereinfachung des Zählersystems von derzeit fünf Kategorien auf künftig zwei trägt signifikant zur Effizienz der Abläufe bei. Wesentlich ist hier die Umstellung der Lastprofilzähler auf Smart Meter. Eine Opt-out-Möglichkeit soll es nur noch sehr eingeschränkt und unter Berücksichtigung von z.B. Leistungsbegrenzungen geben.
- ⇒ Smart-Meter-Daten von Kunden in Niederspannungsnetzen ermöglichen konsistentes Monitoring der Netzauslastung als Basis für Planung, Ausbau und Betrieb (z.B. Erzeugungs-, Last- und Speichermanagement), Abschätzung der künftigen Last- und Einspeisesituation zur Optimierung der Netzplanung sowie bestmöglicher Ausnutzung der Netze. Daher sollte eine zielgerichtete Verwendung der Smart-Meter-Daten durch die Netzbetreiber für netzrelevante Aktivitäten ermöglicht bzw. erleichtert werden.
- ⇒ Die Webportale der Netzbetreiber spielen eine große Rolle in der Kundeninformation und tragen somit wesentlich zur Bewusstseinssteigerung hinsichtlich des Stromverbrauchs und der -einsparung bei. Eine gezielte Information der Öffentlichkeit ist unerlässlich, um die Nutzung der Webportale zu steigern. Zudem wäre eine funktionale Verbesserung der Webportale durch die Festlegung der zu erfüllenden Mindeststandards z. B. hinsichtlich Nutzerfreundlichkeit (Usability), Inhalten oder Zugänglichkeit empfehlenswert. Kundenschnittstellen, die einen direkten Zugang des Netznutzers und berechtigter Dritter zu den Smart-Meter-Daten ermöglichen, müssen jedenfalls niederschwellig und nutzerfreundlich (Plug-In und Play) gestaltet werden.
- ⇒ Lieferantenseitig sollte sichergestellt werden, dass Kunden mit Smart Meter unterjährig nach tatsächlichen Verbräuchen abgerechnet werden. Das würde auch heißen, dass die Lieferanten keine standardisierten Lastprofile sowohl für die Abrechnung als auch für die Ausgleichsenergie verwenden, sondern nur die Ist-Energiewerte (Verbrauch- und Erzeugung). Dadurch können ungenaue Abrechnungen über Standardlastprofile entfallen. Vorteile dieser Umstellung wären unter anderem eine verbesserte Prognose von Verbrauch und Erzeugung, was wiederum zu einer Optimierung der Beschaffung und somit mittelfristig zu Kostensenkungen führt. Die dadurch gewonnene Kostentransparenz wiederum ist auch ein Mittel der Kundengewinnung und -bindung und verbessert den Kundennutzen.

Die E-Control hat aus den Ergebnissen des vorliegenden Berichts und der Studie „Weiterentwicklung des Zählersystems in Österreich“ Vorschläge und Empfehlungen entwickelt. Die Entwicklungen werden weiter im Monitoring erfasst und Gespräche zur besseren Nutzung der Smart-Meter-Infrastruktur und -Daten erfolgen laufend.

Eine solide Datenbasis mit hoher Datenqualität stellt nicht nur für bestehende und neue Marktakteure wie Energiegemeinschaften eine Notwendigkeit dar, sondern ist für ein Gelingen der Energiewende sowie Energieeinsparung durch Transparenz zwingend erforderlich. Smart Meter liefern die notwendige Datenbasis für die Energiewende, vorausgesetzt, dass die gesetzlichen Rahmenbedingungen dies unterstützen und die richtigen Anreize für eine zweckdienliche Nutzung von Smart-Meter-Daten geschaffen werden.

9 Verzeichnisse

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht der Zählpunkte mit installierten Smart Metern und geplant nach Roll-Out-Plänen der gemeldeten Projekte in Österreich, Stand Ende 2021	7
Abbildung 2: Tatsächlicher Smart Meter Ausrollungsgrad bei ausgewählten Netzbetreibern	14
Abbildung 3: Status Smart Meter Roll-Out	15
Abbildung 4: Tatsächlicher und geplanter Ausrollungsgrad von Smart Metern (gesamt) in den Erhebungen für die Jahre 2016 bis 2021 vs. festgelegte Einführungsgrade (lt. IME-VO Novelle 2022).....	16
Abbildung 5: Bisherige Projektdauer und -status anhand Ausrollungsgrad von Smart Metern (gesamt) und Anzahl der Jahre seit Beginn der Ausrollung mit Stand Ende 2021	17
Abbildung 6: Geplante Gesamtprojektdauer und -status anhand Ausrollungsgrad von Smart Metern (gesamt) und Anzahl der geplanten Jahre für vollständige Umsetzung des Projektes mit Stand Ende 2021 (Anm.: die Auswertung basiert auf den Angaben der NB zur weiteren Umsetzung).....	18
Abbildung 7: Anzahl der Ersuchen und Installationen von Smart Metern nach Kundenwunsch	19
Abbildung 8: Informationswege von Verteilernetzbetreibern an ihre Kunden	20
Abbildung 9: Eingesetzte Übertragungstechnologien zur kommunikativen Anbindung zwischen Smart Metern und Datenkonzentratoren (logarithmische y-Achse), Stand Ende 2021	21
Abbildung 10: Eingesetzte Übertragungstechnologien zur kommunikativen Anbindung zwischen Datenkonzentratoren bzw. Gateways und dem zentralen System (logarithmische y-Achse), Stand Ende 2021	22
Abbildung 11: Eingesetzte Übertragungstechnologien zur kommunikativen Anbindung zwischen Smart Metern und dem zentralen System (logarithmische y-Achse), Stand Ende 2021	23
Abbildung 12: Aufteilung der installierten Smart Meter nach der Zählerkonfiguration: DZ (Opt-Out), IMS, IME Opt-In gegenüber Verteilernetzbetreiber (VNB), IME Opt-In gegenüber Lieferanten.....	27
Abbildung 13: Datenverwendung durch die Verteilernetzbetreiber und Abschätzung der Auswirkungen der geplanten oder bereits eingesetzten Smart Meter auf Versorgungssicherheit (Erhebung für 2021).....	29
Abbildung 14: Geschäftsfälle der Schlichtungsstelle 2021 nach Eingabegrund	33
Abbildung 15: Geschäftsfälle von Verbraucherinnen und Verbrauchern zum Thema Smart Meter	34
Abbildung 16: Geschäftsfälle von Unternehmen zum Thema Smart Meter	35
Abbildung 17: Energiepreiskomponenten eines Spotmarktproduktes auf Basis des EPEX-day-ahead und des typischen Verbrauchsprofils eines Haushaltes (3.500 kWh/a) am 25.5.2021	41
Abbildung 18: Entwicklungen der Stromintensität der verschiedenen Bereiche in den Haushalten im Zeitraum 2005-2020	43

Tabellen

Tabelle 1: Übersicht Zählpunkte (ZP) Netzebene 6 und 7, Stand Ende Dezember 2021	12
Tabelle 2: Übersicht installierte Zähler und auf Lager befindliche Zähler, Stand jeweils Ende Dezember.....	13
Tabelle 3: Durchgeführte und/oder geplante Anpassungen im Rahmen des Smart Meter Roll- Outs im Erhebungsjahr 2021, Stand Ende 2021	24
Tabelle 4: Übersicht der Spotmarkt-Produkte für Haushaltskunden in Österreich, Preise laut Websites ausgewählter Lieferanten, Stand 12. Juli 2022.....	40

Abkürzungsverzeichnis

BGBI	Bundesgesetzblatt
BMK	Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie
BMWFJ	Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend
CDMA	Code Division Multiple Access
CEP	Clean Energy Package
CRM	Customer Relationship Management
DAVID-VO	Datenformat- und Verbrauchsinformationsdarstellungs-Verordnung
DSGVO	Datenschutz-Grundverordnung
DZ	Digitaler Zähler (Opt-Out)
EDA	Energiewirtschaftlicher Datenaustausch
EIWOG	Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
GPRS	General Packet Radio Service
GSM	Global System for Mobile Communications
HSDPA	High Speed Downlink Packet Access
IoT	Internet of Things
IMA-VO	Intelligente Messgeräte-Anforderungs-Verordnung
IME-VO	Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung
IME	Intelligentes Messgerät in der erweiterten Konfiguration (Opt-In)
IMS	Intelligentes Messgerät in der Standardkonfiguration
EDGE	Enhanced Data Rates for GSM Evolution
LAN	Local Area Network
LoRa	Long Range (Wide Area)
MDMS	Meter Data Management System
PKI	Public-Key-Infrastruktur
PLC	Powerline communication
RL	Richtlinie
SoMa	Sonstige Marktregeln
ToU	Time-of-Use
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System
VNB	Verteilernetzbetreiber

10 ANHANG Tabelle

Zielerreichung IME-VO der Verteilernetzbetreiber 2021 gruppiert nach Netzbereichen

NETZ- BEREICH	VERTEILERNETZBETREIBER	ZÄHLPUNKTE				AUSROLLUNGSGRAD		
		NON-SMART- ZÄHLER	VIERTELSTUN- DENMAXIMUM- ZÄHLER	SMART METER KOMMUNIKA- TIV	SMART METER NICHT KOMMU- NIKATIV	GESAMT	ANTEIL SMART METER KOMMUNIKATIV	ANTEIL SMART METER GESAMT
Burgenland		3.936	42	216.780	2.760	223.518	96,99%	98,22%
	Energie Güssing GmbH	2.837	42	723	176	3.778	19,14%	23,80%
	Netz Burgenland GmbH	1.099	-	216.057	2.584	219.740	98,32%	99,50%
Graz		108.146	1.222	85.371	-	194.739	43,84%	43,84%
	Stromnetz Graz GmbH & Co KG	108.146	1.222	85.371	-	194.739	43,84%	43,84%
Innsbruck		92.455	-	19.578	4.002	116.035	16,87%	20,32%
	Innsbrucker Kommunalbetriebe Aktiengesellschaft	92.455	-	19.578	4.002	116.035	16,87%	20,32%
Kärnten		97.923	4.300	200.491	13.258	315.972	63,45%	67,65%
	AAE Wasserkraft GmbH	694	-	-	-	694	0,00%	0,00%
	KNG-Kärnten Netz GmbH	97.157	4.300	200.491	13.258	315.206	63,61%	67,81%
	Kraut E-Werk KG	72	-	-	-	72	0,00%	0,00%
Klagenfurt		22.967	455	54.034	9.281	86.737	62,30%	73,00%
	Energie Klagenfurt GmbH	22.967	455	54.034	9.281	86.737	62,30%	73,00%
Kleinwalsertal		36	-	3.877	-	3.913	99,08%	99,08%
	Energieversorgung Kleinwalsertal Gesellschaft mit beschränkter Haftung	36	-	3.877	-	3.913	99,08%	99,08%

NETZ- BEREICH	VERTEILERNETZBETREIBER	ZÄHLPUNKTE				AUSROLLUNGSGRAD		
		NON-SMART- ZÄHLER	VIERTELSTUN- DENMAXIMUM- ZÄHLER	SMART METER KOMMUNIKA- TIV	SMART METER NICHT KOMMU- NIKATIV	GESAMT	ANTEIL SMART METER KOMMUNIKATIV	ANTEIL SMART METER GESAMT
Linz		67.689	1.107	234.911	12.317	316.024	74,33%	78,23%
	Ebner Strom GmbH	3.658	83	2.255	2.034	8.030	28,08%	53,41%
	Elektrizitätswerk Clam Carl-Philip Clam-Martinic e.U.	249	-	740	63	1.052	70,34%	76,33%
	Elektrizitätswerk Perg GmbH	4.075	55	800	2.600	7.530	10,62%	45,15%
	E-Werk Sarmingstein Ing. H. Engelmann & Co KG	68	-	-	-	68	0,00%	0,00%
	LINZ NETZ GmbH	59.639	969	231.116	7.620	299.344	77,21%	79,75%
Niederösterreich		345.282	29.727	17.110	521.412	913.531	1,87%	58,95%
	Anton Kittel Mühle Plaika GmbH	-	-	307	-	307	100,00%	100,00%
	Elektrizitätswerke Eisenhuber GmbH & Co KG	2.246	-	722	-	2.968	24,33%	24,33%
	E-Werk Schwaighofer GmbH	512	69	240	-	821	29,23%	29,23%
	Forstverwaltung Seehof GmbH	32	2	-	-	34	0,00%	0,00%
	Heinrich Polsterer & Mitgesellschafter GesnbR	11	-	73	-	84	86,90%	86,90%
	Licht- und Kraftstromvertrieb der Gemeinde Opponitz	1	-	437	-	438	99,77%	99,77%
	Licht- und Kraftstromvertrieb der Marktgemeinde Göstling an der Ybbs	1.187	-	-	-	1.187	0,00%	0,00%
	Licht- und Kraftvertrieb Hollenstein/Ybbs	742	-	386	-	1.128	34,22%	34,22%
	Netz Niederösterreich GmbH	336.601	29.656	90	520.757	887.104	0,01%	58,71%
	Polsterer Kerres Ruttin Holding GmbH	11	-	748	-	759	98,55%	98,55%
	Stadtbetriebe Mariazell GmbH	2.352	-	614	362	3.328	18,45%	29,33%
	Stadtwerke Amstetten	1.527	-	9.731	293	11.551	84,24%	86,78%
	wüsterstrom E-Werk GmbH	60	-	3.762	-	3.822	98,43%	98,43%

NETZ- BEREICH	VERTEILERNETZBETREIBER	ZÄHLPUNKTE				AUSROLLUNGSGRAD		
		NON-SMART- ZÄHLER	VIERTELSTUN- DENMAXIMUM- ZÄHLER	SMART METER KOMMUNIKA- TIV	SMART METER NICHT KOMMU- NIKATIV	GESAMT	ANTEIL SMART METER KOMMUNIKATIV	ANTEIL SMART METER GESAMT
Oberösterreich		12.657	-	768.844	9.205	790.706	97,24%	98,40%
	Drack Bernhard	9	-	108	-	117	92,31%	92,31%
	Energie Ried Gesellschaft m.b.H.	2.076	-	24.632	-	26.708	92,23%	92,23%
	Energieversorgungs GmbH	8	-	197	1	206	95,63%	96,12%
	EVU Gerald Mathe e.U.	292	-	66	-	358	18,44%	18,44%
	E-Werk Altenfelden GmbH	-	-	155	-	155	100,00%	100,00%
	E-Werk Dietrichschlag eGen	9	-	52	-	61	85,25%	85,25%
	eww AG	678	-	52.629	1.628	54.935	95,80%	98,77%
	K. u. F. Drack Gesellschaft m.b.H. & Co. KG.	17	-	2.971	-	2.988	99,43%	99,43%
	KARLSTROM e.U.	354	-	709	-	1.063	66,70%	66,70%
	Kraftwerk Glatzing-Rüstorf eGen	-	-	5.840	-	5.840	100,00%	100,00%
	Mayr Siegfried Gernot Ing.	97	-	132	-	229	57,64%	57,64%
	Netz Oberösterreich GmbH	5.671	-	680.880	7.473	694.024	98,11%	99,18%
	Revertera Dominik Peter Benedikt Nikol	1	-	473	-	474	99,79%	99,79%
	Schwarz, Wagendorffer & Co, Elektrizitätswerk GmbH	3.445	-	-	103	3.548	0,00%	2,90%
Salzburg		427.255	1.723	25.801	1.545	456.324	5,65%	5,99%
	Elektrizitätswerk Bad Hofgastein Gesell- schaft m.b.H.	4.337	-	-	930	5.267	0,00%	17,66%
	Lichtgenossenschaft Neukirchen eGen	1.071	-	-	187	1.258	0,00%	14,86%
	Salzburg Netz GmbH	421.847	1.723	25.801	428	449.799	5,74%	5,83%

NETZ- BEREICH	VERTEILERNETZBETREIBER	ZÄHLPUNKTE				AUSROLLUNGSGRAD		
		NON-SMART- ZÄHLER	VIERTELSTUN- DENMAXIMUM- ZÄHLER	SMART METER KOMMUNIKA- TIV	SMART METER NICHT KOMMU- NIKATIV	GESAMT	ANTEIL SMART METER KOMMUNIKATIV	ANTEIL SMART METER GESAMT
Steiermark		544.981	6.456	226.907	6.243	784.587	28,92%	29,72%
	Bad Gleichenberg Energie GmbH	389	-	2.254	-	2.643	85,28%	85,28%
	Elektrizitätsgenossenschaft Laintal eGen	-	-	348	-	348	100,00%	100,00%
	Elektrizitätswerk Fernitz, Ing. Franz Purkarthofer GmbH & Co KG.	6.154	46	3.071	-	9.271	33,12%	33,12%
	Elektrizitätswerk Gröbming KG.	7.025	-	-	-	7.025	0,00%	0,00%
	Elektrizitätswerk Mariahof GmbH	4.208	29	97	145	4.479	2,17%	5,40%
	Elektrizitätswerk Mürzsteg	430	-	-	-	430	0,00%	0,00%
	Elektrizitätswerke Bad Radkersburg GmbH	7	41	2.384	-	2.432	98,03%	98,03%
	Elektrowerk Schöder GmbH	1.479	-	1.306	64	2.849	45,84%	48,09%
	Energienetze Steiermark GmbH	341.746	5.367	151.288	760	499.161	30,31%	30,46%
	Energieversorgungsunternehmen der Florian Lugitsch Gruppe GmbH	3.822	-	984	18	4.824	20,40%	20,77%
	ENVESTA Energie- und Dienstleistungs GmbH	3.826	-	-	-	3.826	0,00%	0,00%
	EVU der Marktgemeinde Niklasdorf	2.332	-	-	-	2.332	0,00%	0,00%
	EVU der Stadtgemeinde Mureck	237	-	1.508	-	1.745	86,42%	86,42%
	E-Werk Andreas Braunstein	362	-	-	-	362	0,00%	0,00%
	E-Werk Ebner GesmbH	8.000	-	-	-	8.000	0,00%	0,00%
	E-Werk Gleinstätten GmbH	1.156	5	5	-	1.166	0,43%	0,43%
	E-Werk Gösting Stromversorgungs GmbH	17.726	-	10.319	1.500	29.545	34,93%	40,00%
	E-Werk Sigl GmbH & Co KG	755	5	397	-	1.157	34,31%	34,31%
	E-Werk Stubenberg eGen	804	-	223	-	1.027	21,71%	21,71%
	Feistritzthaler Elektrizitätswerk eGen	739	-	938	5	1.682	55,77%	56,06%
	Feistritzwerke-STEWEAG GmbH	43.323	547	9.313	709	53.892	17,28%	18,60%

NETZ- BEREICH	VERTEILERNETZBETREIBER	NON-SMART- ZÄHLER	ZÄHLPUNKTE			GESAMT	AUSROLLUNGSGRAD	
			VIERTELSTUN- DENMAXIMUM- ZÄHLER	SMART METER KOMMUNIKA- TIV	SMART METER NICHT KOMMU- NIKATIV		ANTEIL SMART METER KOMMUNIKATIV	ANTEIL SMART METER GESAMT
	Gertraud Schafler GmbH	1.500	-	-	-	1.500	0,00%	0,00%
	Ing.Peter Böhm, Inhaber der nicht prot. Fa. "E-Werk Piwetz"	522	6	150	-	678	22,12%	22,12%
	Joh. Pengg Holding Gesellschaft m.b.H.	14	-	-	4	18	0,00%	22,22%
	Klausbauer Wasser Kraft GesmbH. & Co KG	105	-	-	-	105	0,00%	0,00%
	Mag. Julius Engelbert Tassotti	174	-	68	-	242	28,10%	28,10%
	Marktgemeinde Eibiswald - EVU	1.434	-	-	-	1.434	0,00%	0,00%
	Marktgemeinde Neumarkt Versorgungsbetriebsgesellschaft m.b.H.	2.345	-	1.348	54	3.747	35,98%	37,42%
	MGD UNZMARKT-FRAUENBURG E- WERK	926	-	-	-	926	0,00%	0,00%
	Murauer Stadtwerke Gesellschaft m.b.H.	3.665	-	-	-	3.665	0,00%	0,00%
	P.K. Energieversorgungs-GmbH	3.483	94	985	642	5.204	18,93%	31,26%
	Städtische Betriebe Rottenmann GmbH	1.956	-	1.921	77	3.954	48,58%	50,53%
	Stadtwerke Bruck an der Mur GmbH	12.961	-	3.642	-	16.603	21,94%	21,94%
	Stadtwerke Fürstenfeld GmbH	5.602	-	300	1.500	7.402	4,05%	24,32%
	Stadtwerke Hartberg Energieversorgungs GmbH	4.819	149	1.985	-	6.953	28,55%	28,55%
	Stadtwerke Judenburg Aktiengesellschaft	14.719	-	5.881	-	20.600	28,55%	28,55%
	Stadtwerke Kapfenberg GmbH	14.218	-	4.388	80	18.686	23,48%	23,91%
	Stadtwerke Köflach GmbH	6.131	48	4.426	217	10.822	40,90%	42,90%
	Stadtwerke Müzzuschlag Gesellschaft m.b.H.	4.804	77	5.513	-	10.394	53,04%	53,04%
	Stadtwerke Trofaiach Gesellschaft m.b.H.	2.229	-	5.506	468	8.203	67,12%	72,83%
	Stadtwerke Voitsberg GmbH	9.236	-	1.687	-	10.923	15,44%	15,44%
	STGD Kindberg E-Werk Nebenbetriebe	9.618	42	4.672	-	14.332	32,60%	32,60%

NETZ- BEREICH	VERTEILERNETZBETREIBER	ZÄHLPUNKTE				AUSROLLUNGSGRAD		
		NON-SMART- ZÄHLER	VIERTELSTUN- DENMAXIMUM- ZÄHLER	SMART METER KOMMUNIKA- TIV	SMART METER NICHT KOMMU- NIKATIV	GESAMT	ANTEIL SMART METER KOMMUNIKATIV	ANTEIL SMART METER GESAMT
Tirol		288.430	66	112.348	3.101	403.945	27,81%	28,58%
	Anton Kittel Mühle Plaika GmbH (Tirol)	-	-	451	-	451	100,00%	100,00%
	Elektrizitätswerk Gries am Brenner	459	-	142	-	601	23,63%	23,63%
	Elektrizitätswerk Prantl Gesellschaft m.b.H. & Co KG	1.425	-	2.075	-	3.500	59,29%	59,29%
	Elektrizitätswerk Schattwald e.U.	801	-	817	12	1.630	50,12%	50,86%
	Elektrizitätswerk Winkler GmbH	332	-	141	7	480	29,38%	30,83%
	Elektrizitätswerke Reutte AG	16.811	49	1.563	-	18.423	8,48%	8,48%
	Elektrogenossenschaft Weerberg, registrierte Genossenschaft mit beschränkter Haftung	956	-	-	-	956	0,00%	0,00%
	Elektrowerk Assling, registrierte Genos- senschaft mit beschränkter Haftung	704	-	106	-	810	13,09%	13,09%
	Elektrowerkgenossenschaft Hopfgarten i. Def. registrierte Genossenschaft mit be- schränkter Haftung	222	6	216	-	444	48,65%	48,65%
	EWA Energie- und Wirtschaftsbetriebe der Gemeinde St. Anton GmbH	447	-	1.907	-	2.354	81,01%	81,01%
	E-Werk Stadler GmbH	776	-	684	-	1.460	46,85%	46,85%
	Gemeinde Kematen	1.436	11	308	-	1.755	17,55%	17,55%
	Gottfried Wolf GmbH zH RA Dr. Michael Battlogg	17	-	-	-	17	0,00%	0,00%
	HALLAG Kommunal GmbH	14	-	19.866	-	19.880	99,93%	99,93%
	Kommunalbetriebe Hopfgarten GmbH	1.703	-	1.611	-	3.314	48,61%	48,61%
	Kommunalbetriebe Rinn GmbH.	708	-	308	-	1.016	30,31%	30,31%
	Kraftwerk Haim K.G.	4.604	-	3.317	-	7.921	41,88%	41,88%
	Kraftwerk Reinisch GmbH	86	-	-	-	86	0,00%	0,00%
	Plövnner Schmiede Betriebs GmbH	4	-	-	-	4	0,00%	0,00%

NETZ- BEREICH	VERTEILERNETZBETREIBER	ZÄHLPUNKTE				AUSROLLUNGSGRAD		
		NON-SMART- ZÄHLER	VIERTELSTUN- DENMAXIMUM- ZÄHLER	SMART METER KOMMUNIKA- TIV	SMART METER NICHT KOMMU- NIKATIV	GESAMT	ANTEIL SMART METER KOMMUNIKATIV	ANTEIL SMART METER GESAMT
	Stadtwerke Imst	3.560	-	3.709	-	7.269	51,02%	51,02%
	Stadtwerke Kitzbühel e.U.	4.674	-	4.629	-	9.303	49,76%	49,76%
	Stadtwerke Kufstein GmbH	10.537	-	5.916	-	16.453	35,96%	35,96%
	Stadtwerke Schwaz GmbH	10.820	-	4.687	-	15.507	30,23%	30,23%
	Stadtwerke Wörgl GmbH	5.995	-	3.919	-	9.914	39,53%	39,53%
	TINETZ-Tiroler Netze GmbH	221.301	-	55.933	3.082	280.316	19,95%	21,05%
	Wasserkraft Sölden eGen	38	-	43	-	81	53,09%	53,09%
Vorarlberg		188.318	3.315	52.146	675	244.454	21,33%	21,61%
	Alfenzwerke Elektrizitätserzeugung GmbH	5	-	-	-	5	0,00%	0,00%
	Elektrizitätswerke Frastanz Gesellschaft m.b.H.	4.373	-	281	264	4.918	5,71%	11,08%
	Montafonerbahn Aktiengesellschaft	5.307	-	1.855	411	7.573	24,49%	29,92%
	Stadtwerke Feldkirch	63	-	22.137	-	22.200	99,72%	99,72%
	Vorarlberger Energienetze GmbH	178.570	3.315	27.873	-	209.758	13,29%	13,29%
Wien		1.099.450	36.486	415.274	17.188	1.568.398	26,48%	27,57%
	Wiener Netze GmbH	1.099.450	36.486	415.274	17.188	1.568.398	26,48%	27,57%
Gesamtergebnis		3.299.525	84.899	2.433.472	600.987	6.418.883	37,91%	47,27%