



Reihe BUND 2024/15

Reihe BURGENLAND 2024/3

Reihe KÄRNTEN 2024/1

Reihe NIEDERÖSTERREICH 2024/2

Reihe OBERÖSTERREICH 2024/3

Reihe SALZBURG 2024/1

Reihe STEIERMARK 2024/2

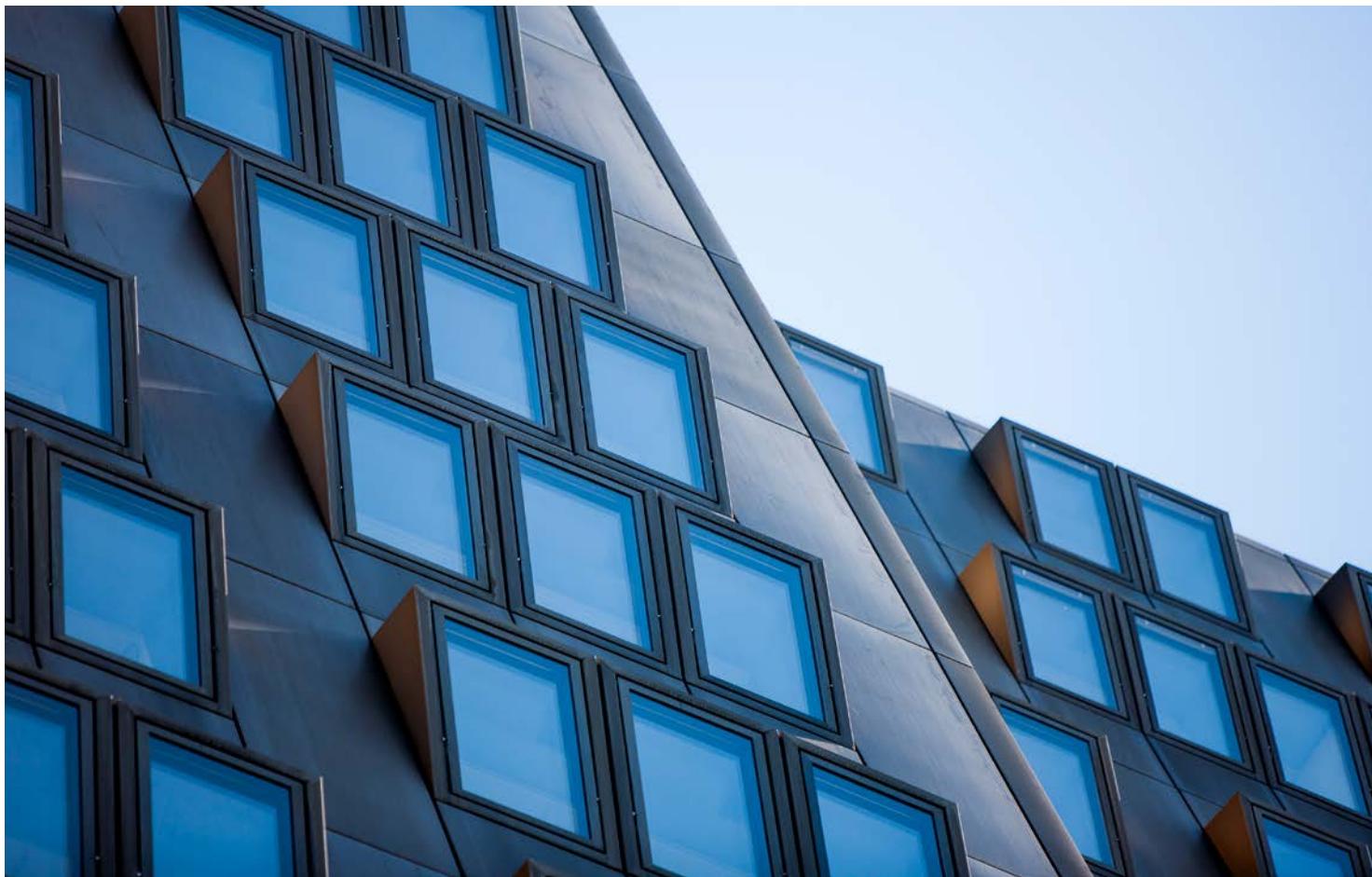
Reihe TIROL 2024/1

Reihe VORARLBERG 2024/1

Reihe WIEN 2024/3

Intelligente Messgeräte (Smart Meter) – Einführungsstand 2022

Bericht des Rechnungshofes





Vorbemerkungen

Vorlage

Der Rechnungshof erstattet dem Nationalrat gemäß Art. 126d Abs. 1 Bundes–Verfassungsgesetz und den Landtagen der Länder Burgenland, Kärnten, Niederösterreich, Oberösterreich, Salzburg, Steiermark, Tirol und Vorarlberg gemäß Art. 127 Abs. 6 Bundes–Verfassungsgesetz sowie dem Gemeinderat der Stadt Wien gemäß Art. 127 Abs. 6 in Verbindung mit Abs. 8 Bundes–Verfassungsgesetz nachstehenden Bericht über Wahrnehmungen, die er bei einer Gebarungsüberprüfung getroffen hat.

Berichtsaufbau

In der Regel werden bei der Berichterstattung punkteweise zusammenfassend die Sachverhaltsdarstellung (Kennzeichnung mit 1 an der zweiten Stelle der Textzahl), deren Beurteilung durch den Rechnungshof (Kennzeichnung mit 2), die Stellungnahme der überprüften Stelle (Kennzeichnung mit 3) sowie die allfällige Gegenäußerung des Rechnungshofes (Kennzeichnung mit 4) aneinander gereiht.

Das in diesem Bericht enthaltene Zahlenwerk beinhaltet allenfalls kaufmännische Auf– und Abrundungen.

Der vorliegende Bericht des Rechnungshofes ist nach der Vorlage über die Website des Rechnungshofes www.rechnungshof.gv.at verfügbar.

IMPRESSUM

Herausgeber:

Rechnungshof Österreich

1030 Wien, Dampfschiffstraße 2

www.rechnungshof.gv.at

Redaktion und Grafik: Rechnungshof Österreich

Herausgegeben: Wien, im Mai 2024

AUSKÜNFTE

Rechnungshof

Telefon (+43 1) 711 71 – 8946

E-Mail info@rechnungshof.gv.at

facebook/RechnungshofAT

Twitter: @RHSprecher

FOTOS

Cover: Rechnungshof/Achim Bieniek

Seite 18: iStock.com/yellowdesign

iStock.com/petovarga

Seite 50: iStock.com/petovarga

Seite 53: iStock.com/yellowdesign



Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	5
Glossar	7
Prüfungsziel	9
Kurzfassung	10
Zentrale Empfehlungen	16
Zahlen und Fakten zur Prüfung	17
Prüfungsablauf und –gegenstand	21
Digitalisierung durch Smart Metering	22
Energieeffizienz und Dekarbonisierung	22
Stand der Umsetzung von Smart Metering	24
Steuerung und Koordination	35
Steuerung durch das Ministerium	35
Organisation und Ressourcen des Ministeriums	39
Aufgaben der E-Control und der Landes–Netzbetreiber	41
Smart–Meter–Monitoring	44
Anforderungen an Messsysteme und Messgeräte	48
EU–Empfehlungen und nationale Vorgaben	48
Anpassung der IT–Systeme der Netzbetreiber	49
Kommunikationstechnik	53
Maßnahmen zur Verbesserung der Kommunikationsfähigkeit	67
Sonstige Anforderungen	71
Kosten der Smart–Meter–Einführung	74
Überblick	74
Monitoring der angefallenen Kosten durch die E–Control	75
Qualität der erhobenen und gemeldeten Daten	76
Gesamtkosten der Einführungsphase	80
Betriebskosten der Einführungsphase im Zeitverlauf	85



Abgeltung der Smart-Meter-Kosten	86
Allgemeines zur Kostenabgeltung und Regulierung	86
Betriebskostenfaktoren in der vierten Regulierungsperiode (2019 bis 2023)	88
Evaluierung der Preisansätze	90
Finanzierung der Kosten der Smart-Meter-Ausrollung über die Netzentgelte	91
Stromeigenverbrauch der Messgeräte	92
Realisierte Nutzeneffekte	96
Allgemeines	96
Nutzen für die Netzbetreiber	99
Datenschutz-Verhaltensregeln der Netzbetreiber	103
Ausblick	105
Schlussempfehlungen	109
Anhang A	114
Anhang B	119
Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträger	119



Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Flexibilitätsangebote und –nachfrage	23
Tabelle 2: Ziele für die Ausrollung in Österreich	26
Tabelle 3: Ausrollungsgrad der Landes–Netzbetreiber im Zeitraum 2020 bis 2022	32
Tabelle 4: Stand der Umsetzung der Landes–Netzbetreiber Ende 2022	33
Tabelle 5: Kommunikation	54
Tabelle 6: Datenübertragung vom Zähler auf der letzten Meile (Stand Ende 2022)	56
Tabelle 7: Stärken und Schwächen von Übertragungstechnologien	57
Tabelle 8: Erreichbarkeit der Smart Meter und Verfügbarkeit von Messwerten	61
Tabelle 9: Zählerkonfiguration und Datenaufkommen	65
Tabelle 10: Datenqualität der Smart–Meter–Kostenmeldungen	77
Tabelle 11: Gesamtkosten der Einführungsphase	80
Tabelle 12: Vergleich der Investitionskosten der Einführungsphase	81
Tabelle 13: Betriebskosten der Einführungsphase je Smart Meter im Zeitverlauf	85
Tabelle 14: Eigenverbrauch von Smart–Metering–Komponenten	94
Tabelle 15: Erwartete Nutzeneffekte und Realisierung bis Ende 2022	96
Tabelle 16: Weiterleitung und Verwendung von Viertelstundenwerten	97



Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Kosten, Risiken, Nutzeneffekte von Smart Metering	15
Abbildung 2: Smart-Meter-Ausrollung (Strom) in der EU (Stand Ende 2021)	25
Abbildung 3: Ausrollungsdauer – ab Auftragsvergabe bis zu 95 % Ausrollungsquote	27
Abbildung 4: Smart-Metering-System mit Kernkomponenten	50
Abbildung 5: Schnittstellen der Smart Meter	53
Abbildung 6: Investitions-, Betriebs- und Gesamtkosten je Smart Meter (Einführungsphase)	82
Abbildung 7: Laststeuerung (Demand-Side-Management)	101



Abkürzungsverzeichnis

Abb.	Abbildung
Abs.	Absatz
AG	Aktiengesellschaft
Art.	Artikel
BGBI.	Bundesgesetzblatt
BMVIT	Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
bzw.	beziehungsweise
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
COVID	corona virus disease (Coronaviruskrankheit)
d.h.	das heißt
DSGVO	Datenschutz–Grundverordnung
EIWOG 2010	Elektrizitätswirtschafts– und –organisationsgesetz 2010
EU	Europäische Union
EUR	Euro
(f)f.	folgend(e)
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GWh	Gigawattstunde(n)
Hz	Hertz (Einheit für Frequenz)
i.d.(g.)F.	in der (geltenden) Fassung
IKT	Informations– und Kommunikationstechnologie
IME–VO	Intelligente Messgeräte–Einführungsverordnung
IT	Informationstechnologie
kHz	Kilohertz
kV	Kilovolt
kWh	Kilowattstunde
lit.	litera (Buchstabe)
MDM	Meter Data Management
Mio.	Million
Mrd.	Milliarde
MWh	Megawattstunde

Intelligente Messgeräte (Smart Meter) – Einführungsstand 2022

P2P	point to point
PLC	Powerline Communication (Datenkommunikation über das Stromnetz)
rd.	rund
RH	Rechnungshof
S.	Seite
TZ	Textzahl
u.a.	unter anderem
vgl.	vergleiche
VO	Verordnung
WACC	Weighted Average Cost of Capital (gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten)
Z	Ziffer
z.B.	zum Beispiel



Glossar

Aggregator

Dabei handelt es sich um einen Teilnehmer am Elektrizitätsmarkt, der als Schnittstelle zwischen dezentralen Akteuren und dem Strommarkt agiert, um flexible, dezentrale Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten sowie Speicher zu bündeln und zu vermarkten.

Ausrollungsquote

Sie zeigt den Anteil der mit Smart Metern ausgestatteten Zählpunkte pro Netzbetreiber.

Datenkonzentrator

Diese technische Komponente sammelt und bündelt die Messwerte der angegeschlossenen Zähler und gibt diese an das zentrale IT-System des Netzbetreibers weiter.

Energieeffizienz

Sie beschreibt das Verhältnis eines bestimmten Nutzens (z.B. Licht, Wärme) zum dafür erforderlichen Energieeinsatz.

Energiegemeinschaft

Eine juristische Person, z.B. ein Verein, dessen Mitglieder kooperativ Strom erzeugen, speichern, verbrauchen bzw. verkaufen, in der Nachbarschaft und auch darüber hinaus.

Endverbraucher

Eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität für den Eigenverbrauch kauft, z.B. Haushalte, Gewerbe-, Industrie- und Landwirtschaftsbetriebe.

Interoperabilität

Sie bezeichnet die Fähigkeit von Kommunikationsnetzen, Geräten, Anwendungen oder Komponenten, zu interagieren, Informationen auszutauschen, um vorgegebene Funktionen auszuführen.

Kommunikative Messgeräte

Intelligente Messgeräte bzw. Smart Meter, deren Daten jeweils bis spätestens 12:00 Uhr des darauffolgenden Kalendertages an den Netzbetreiber ausgegeben werden.

**Opt-in**

Englisch für „sich für etwas entscheiden“; bei Opt-in wird eine ausdrückliche Zustimmung zur Übertragung von Viertelstundenwerten gegeben.

Opt-out

Englisch für „sich abmelden“; bei Opt-out wird der täglichen Übertragung von Messwerten ausdrücklich widersprochen.

Powerline Communication (PLC)

Sie dient der Übertragung von Daten über die Stromleitung (im Gegensatz zur Funkübertragung) und wird vor allem zwischen Stromzähler und Trafostation (letzte Meile der Übertragung) genutzt.

Prosumer

Damit werden Endkunden (z.B. Haushalte, Gewerbebetriebe) bezeichnet, die einerseits Strom aus dem Netz beziehen und andererseits Strom aus erneuerbaren Energiequellen in das Stromnetz einspeisen.

Rollout

Englisch für „Einführung“ bzw. „Ausrollung“.

Skalierbarkeit

Ein Maß dafür, wie gut ein System künftige Größen- oder Mengenänderungen bewältigen kann und z.B. bei einem steigenden Datenvolumen erweiterbar ist.

Smart Grid

Englisch für „intelligentes Netz“; ein Smart Grid verbindet die Akteure des Energiesystems (Netze, Erzeuger, Speicher, Verbraucher) zeitnah über ein bidirektionales Kommunikationsnetzwerk.

Smart Meter

Englisch für „intelligentes Messgerät“; ein Smart Meter ist ein elektronisches Gerät zum Messen des Energieverbrauchs, das bidirektional kommunizieren kann.

Zählpunkt

Es handelt sich dabei um die Einspeise- bzw. Entnahmestelle im Stromnetz, an der eine Strommenge messtechnisch erfasst und registriert wird.



WIRKUNGSBEREICH

- Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie
- alle Länder

Intelligente Messgeräte (Smart Meter) – Einführungsstand 2022

Prüfungsziel



Der RH überprüfte von Februar 2022 bis März 2023 mit mehreren Unterbrechungen den Stand der Einführung intelligenter Messgeräte zur Messung des Stromverbrauchs (in der Folge: **Smart Meter**) mit Ende des Jahres 2022.

Prüfungshandlungen erfolgten beim Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (in der Folge: **Ministerium**), bei der Energie–Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts– und Erdgaswirtschaft (in der Folge: **E–Control**) sowie bei den Strom–Verteilernetzbetreibern der neun Länder (in der Folge: **Landes–Netzbetreiber**).

Aufbauend auf der ersten Überprüfung des RH aus 2019 (Reihe Bund 2019/1), die vor allem die Vorbereitung dieses Großvorhabens sowie den Beginn der Umsetzung behandelte, zielte die nunmehrige Gebarungsüberprüfung darauf ab, folgende Themen – jeweils zum Stand Ende 2022 – zu beurteilen:

- den Stand der Umsetzung im Hinblick auf den Abschluss der Einführungsphase im Jahr 2024,
- die strategische Steuerung durch das Ministerium und die E–Control,
- die Umsetzung der von der EU bzw. der E–Control definierten Anforderungen,
- die bisher aufgelaufenen Kosten sowie
- die Realisierung der angestrebten Nutzeneffekte für Endkunden und Netzbetreiber.

Nicht–Ziel war eine – über die Kosten des Smart Metering hinausgehende – umfassende Beurteilung des Systems der Kostenprüfung und Anreizregulierung für Strom–Verteilernetzbetreiber.

Der überprüfte Zeitraum erstreckte sich vor allem auf die Jahre 2019 bis Ende 2022.



Kurzfassung

Ein intelligentes Messsystem (Smart Metering) umfasst im Wesentlichen drei Komponenten:

- Smart Meter zur Messung von Stromverbrauch und –einspeisung,
- die Datenkommunikation (zwischen Smart Meter und IT–System des Netzbetreibers),
- IT–Systeme, die die Messdaten verarbeiten und für Netz– und Marktprozesse bereitstellen. ([TZ 2](#), [TZ 3](#))

Stand der Einführung

Bis Ende 2020 hätten 80 % der Stromzähler in der EU durch Smart Meter ersetzt werden sollen. Mehr als die Hälfte der EU–Mitgliedstaaten erreichte dieses 2009 beschlossene Ziel jedoch nicht. Ende 2021 hatten viele – darunter auch Österreich – erst weniger als die Hälfte der Ausrollung bewältigt. Die Frist wurde daher auf 2024 erstreckt. Österreich wird sein ursprüngliches Ziel von 95 % Ausrollung bis Ende 2019 um mindestens fünf Jahre verfehlen. ([TZ 2](#), [TZ 3](#), [TZ 4](#))

Die von den Landes–Netzbetreibern – großteils in den Jahren 2013 bis 2016 – beschafften Smart Meter erfüllten die qualitativen Vorgaben der E–Control und den Sicherheitskatalog des Branchenverbands zum Teil nicht, da die Hersteller derartige Geräte erst mit Einschränkungen sowie der Aussicht auf spätere Nachrüstung und Software–Updates anbieten konnten. Gleichzeitig bestanden quantitative und zeitliche Ausrollungsvorgaben des Ministeriums. Für die zur Umsetzung verpflichteten Netzbetreiber entstanden daraus Zielkonflikte. Nachdem installierte, aber noch nicht kommunikativ angebundene Geräte für die Ausrollungsquote jedoch ebenfalls zählten, erschienen die jährlichen Umsetzungsfortschritte größer. Ende 2021 war österreichweit knapp ein Fünftel der bei den Stromkunden eingebauten Messgeräte nicht kommunikativ. Ende 2022 galt dies – im Durchschnitt der Landes–Netzbetreiber – für jeden siebenten installierten Zähler. ([TZ 5](#), [TZ 6](#))

Steuerung und Koordination

Die Einführung von Smart Metering ist ein Infrastrukturvorhaben im Bereich der Stromnetze, das allein über den Markt nicht zustande gekommen wäre und daher im Jahr 2012 durch gesetzliche Anordnung umgesetzt wurde. Zahlreiche, vor Projektbeginn nicht ausreichend geklärte Fragen wurden im Wesentlichen an die Verteilernetzbetreiber delegiert, etwa Standards, Übertragungstechnologien, IT–Sicherheit, Datenschutz und Eichwesen. Die für Smart Metering nacheinander zuständigen Fachressorts übernahmen de facto zehn Jahre lang keine Eigentümerrolle (Ownership), um den mit diesem Großvorhaben letztlich angestrebten Nutzen



tatsächlich zu realisieren. Die Nutzeneffekte für Endkunden und Netzbetreiber sowie für die Volkswirtschaft zeichneten sich Ende 2022 noch nicht ab oder nur in deutlich geringerem Ausmaß als erwartet, vor allem in Bezug auf mehr Energieeffizienz, mehr Effizienz im Netzbetrieb oder eine bedarfsgerechte Netzplanung. ([TZ 7](#), [TZ 8](#), [TZ 34](#))

Die 2021 eingeleitete Reorganisation der Klima– und Energiesektion im Klimaschutzministerium mit den neuen Schwerpunkten Energiemarkt und Digitalisierung war zweckmäßig. Die Ausstattung mit Personalressourcen im Energiebereich war jedoch ein kritischer Faktor für die Koordination und Steuerung der großen und komplexen energiepolitischen Vorhaben, die Österreich bis 2030 bzw. bis 2040 umzusetzen hat. ([TZ 7](#), [TZ 8](#))

Auch die E–Control zeigte nach der Einführungsverpflichtung weniger Engagement für das von ihr ursprünglich vorangetriebene Vorhaben. Die Verteilernetzbetreiber richteten die Umsetzung primär an ihren eigenen technischen und organisatorischen Voraussetzungen aus. Mögliche Synergien und Mengenvorteile wurden mangels einer übergeordneten Systemsicht sowie branchenweiter Koordination und Abstimmung zu wenig genutzt. Im Herbst 2022 veröffentlichte die E–Control eine Studie, die Maßnahmen zur künftigen Weiterentwicklung des Zählersystems vorschlug. Einige dieser Maßnahmen waren jedoch schon im Rahmen der erstmaligen Smart–Meter–Ausrollung umzusetzen, vor allem eine funktionierende Datenkommunikation. ([TZ 7](#), [TZ 9](#), [TZ 37](#))

Das Smart–Meter–Monitoring der E–Control machte den Projektfortschritt in den Berichtsjahren bis 2021 jeweils allein an der Zahl der eingebauten Messgeräte fest. Das Monitoring enthielt keine steuerungsrelevanten Informationen zur Funktionstüchtigkeit des Gesamtvorhabens. Hinweise auf künftige Funktionseinschränkungen lieferte das Monitoring erstmals für das Berichtsjahr 2020. Obwohl gesetzlich vorgegeben, wies die E–Control die angefallenen Kosten der Smart–Meter–Einführung bis zum Berichtsjahr 2021 nicht aus. ([TZ 9](#), [TZ 10](#), [TZ 11](#))

Anforderungen an Smart Metering

Probleme bei der Herstellung einer stabilen Datenübertragung und bei der Anpassung der zentralen IT–Systeme verzögerten auch die Ausrollung der Smart Meter. Unter anderem verschoben sich die vertraglich vereinbarten Abnahmetermine für die Meter–Data–Management–Systeme bei den meisten Landes–Netzbetreibern um mehrere Jahre. ([TZ 12](#), [TZ 13](#), [TZ 14](#))

Zur Datenübertragung auf der letzten Meile (vom Smart Meter zur Trafostation) verwendeten die Landes–Netzbetreiber zu fast 95 % ihre Stromleitungen (Powerline Communication, **PLC**). Die PLC–Technologie war den Anforderungen jedoch nur



bedingt gewachsen. Dies, obwohl der Anteil der Smart Meter, die täglich Viertelstundenwerte an die Netzbetreiber meldeten, gering war und Anwendungen, die Viertelstundenwerte erforderten (etwa zeitabhängige Tarife), noch kaum genutzt wurden. Der RH erhab für die Monate Juli und August 2022, dass im Durchschnitt der neun Landes–Netzbetreiber ein Fünftel der installierten Smart Meter die Verbrauchswerte – innerhalb von fünf aufeinanderfolgenden Tagen – nicht täglich an den Netzbetreiber kommunizierte. ([TZ 16](#), [TZ 17](#))

Die Netzbetreiber hatten bis zu 45 Kalendertage Zeit, um Störungen der Datenkommunikation zu beheben, ehe ein Smart Meter als „nicht marktkonform“ gilt. Diese Frist ermöglicht weder effiziente Marktprozesse noch zeitabhängige Tarife und erschwert monatliche Verbrauchs– und Stromkosteninformationen, auf die die Endkunden einen gesetzlichen Anspruch haben. ([TZ 17](#), [TZ 18](#))

Die Übertragungs– und Datenverarbeitungskapazitäten der Landes–Netzbetreiber erfüllten die rechtlich vorgegebenen und vertraglich ausbedungenen Qualitäts– und Leistungsstandards im Allgemeinen nicht. Der Anteil der Endkunden mit täglicher Auslesung von Viertelstundenwerten (Opt–in) betrug Ende 2022 erst 7 %. Die Bewältigung höherer Datenmengen (Skalierbarkeit) war daher nicht gesichert. ([TZ 19](#))

Die Netzbetreiber setzten zeit– und kostenintensive Clean–up– und Entstörungsmaßnahmen, ohne die Stabilität der PLC–Kommunikation damit dauerhaft verbessern zu können. Verbreitete und zugelassene Geräte, etwa Wechselrichter von Photovoltaik–Anlagen, Gegensprechanlagen und Türöffner, können die technischen Voraussetzungen der PLC–Kommunikation beeinflussen. Die Wirtschaftlichkeit der PLC–Technologie, die die Landes–Netzbetreiber in ihren Investitionsentscheidungen angenommen hatten, bestätigte sich daher nicht. EU–weit zeichnet sich in der Kommunikationstechnik der Smart–Metering–Systeme ein Wechsel zu Funktechnologien ab. ([TZ 16](#), [TZ 20](#), [TZ 21](#))

Kosten der Einführungsphase

Die E–Control erhab die angefallenen Kosten der Smart–Meter–Einführung erst ab 2018 und berichtete erstmals im Jahr 2022 über Gesamtinvestitionskosten von rd. 1,7 Mrd. EUR (Stand Ende 2021). Dieser Betrag umfasste weder Betriebskosten noch Finanzierungskosten. Da die Endkunden (u.a. Haushalte, Gewerbe, Industrie) die Gesamtkosten der Smart–Meter–Ausrollung über die Netzentgelte tragen, sollte daher das Monitoring der E–Control die rechtlich vorgegebene Transparenz schaffen. Die erhobenen bzw. gemeldeten Kosten wiesen vielfach Mängel auf, vor allem bei der zeitlichen und sachlichen Abgrenzung. Dies konnte zu verzerrten Ergebnissen und unrichtigen Kostenabgeltungen führen. ([TZ 25](#), [TZ 26](#))



Die Gesamtkosten der Verteilernetzbetreiber werden für die Einführungsphase bis Ende 2024 österreichweit rd. 2,2 Mrd. EUR betragen, davon entfallen rd. 1,8 Mrd. EUR auf Investitionskosten und rd. 400 Mio. EUR auf Betriebskosten. Die Investitionskosten liegen deutlich über der Schätzung der für die Smart-Meter-Einführung maßgeblichen Kosten–Nutzen–Analyse aus dem Jahr 2010, die von 830 Mio. EUR ausging: ([TZ 27](#))

	Einführungsstudie (2010)	Branchenstudie (2010)	Branchenstudie (2014)	Kostenerhebung E-Control (2022)
nominal, in Mio. EUR (gerundet)				
Investitionskosten	830	1.570	1.410	1.780

Quellen: E-Control; Branchenverbände

Die E-Control überprüft und reguliert die Kosten der Netzbetreiber und bemisst auf dieser Basis die Höhe der Netzentgelte der Endkunden. Über die von den Endkunden zu tragenden Gesamtkosten der Smart-Meter-Ausrollung konnte die E-Control keine näheren Angaben machen. Auch ordnete sie die Finanzierungskosten sowie den Stromeigenverbrauch der Smart Meter nicht den Kosten der Einführungsphase zu. Der Energieverbrauch fällt unter die Netzverluste, die den Endkunden mit den Netzentgelten verrechnet werden und war für die meisten Landes-Netzbetreiber bei der Beschaffung kein Kriterium. Zur Energieeffizienz des Smart Metering bestanden keine Vorgaben. ([TZ 32](#), [TZ 33](#))

Nutzeffekte bis Ende 2022

Das Verhältnis der Kosten und der Nutzeffekte von Smart Metering stellte sich Ende 2022 ungünstig dar. Die bis Ende 2021 angefallenen bzw. bis Ende 2024 erwarteten Investitionskosten des Vorhabens (rd. 1,8 Mrd. EUR) hatten sich gegenüber dem Schätzwert (830 Mio. EUR) mehr als verdoppelt. Der Nutzen für Endkunden und Netzbetreiber war dagegen nur zum Teil oder noch gar nicht eingetreten. Die Gründe dafür lagen insbesondere

- in technischen Problemen, vor allem im Bereich der Datenübertragung,
- in rechtlichen Einschränkungen der Datennutzung sowie
- in der mangelnden Steuerung und Koordination des Gesamtvorhabens. ([TZ 34](#))

Der geltende Rechtsrahmen für Smart Metering verwehrte den Netzbetreibern weitgehend die Nutzung von Smart-Meter-Daten (Viertelstundenwerte) für technische Analysen. Die Verteilernetzbetreiber haben allerdings auch gemeinschaftliche Verpflichtungen zu erfüllen, die Verteilernetze vorausschauend weiterzuentwickeln und Engpässe im Netz zu vermeiden. Die zunehmende Elektrifizierung von Mobilität und Raumwärme sowie die wachsende dezentrale Erzeugung von Photovoltaik-Anla-



gen erfordern auch auf Ebene der Niederspannungsnetze genauere und aussagekräftige Lastmodelle und Netzzustandsanalysen. ([TZ 2](#), [TZ 35](#), [TZ 38](#))

Die Netzbetreiber verpflichteten sich im Rahmen von Verhaltensregeln, die Befolgung der Vorschriften zur Verarbeitung personenbezogener Stromverbrauchsdaten zu gewährleisten. Die Datenschutzbehörde genehmigte diese Verhaltensregeln nach Art. 40 Datenschutz–Grundverordnung. Ebenso wurde eine – mit Bescheid der Datenschutzbehörde akkreditierte – Überwachungs– und Zertifizierungsstelle eingerichtet. ([TZ 36](#))

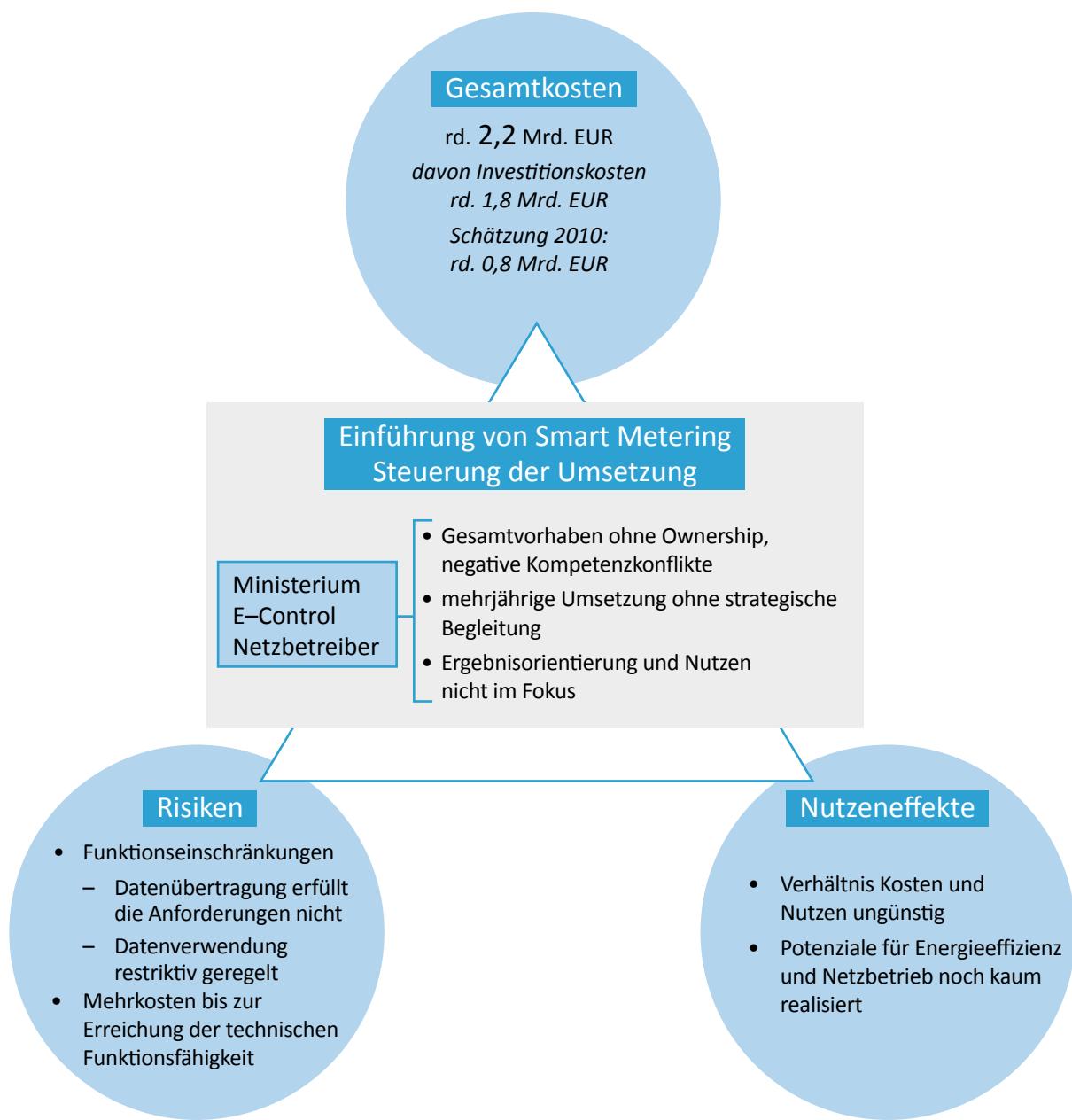
Positionen zu übergeordneten sowie zu EU–rechtlich vorgegebenen Grundsätzen für die Ausrichtung der künftigen Smart–Metering–Systeme lagen noch nicht vor, etwa zur Interoperabilität der Smart–Metering–Systeme, zur Upgrade–Fähigkeit und Systemarchitektur, zu netzbetreiberübergreifenden Synergien sowie zu den Anforderungen im Bereich der IT–Sicherheit. ([TZ 37](#))

Da sich das Verbrauchsverhalten – mit der zunehmenden Elektrifizierung der Bereiche Mobilität und Raumwärme – stark verändert, ist auch für die Netzebene 7 (Haushalte, Kleingewerbe) eine verursachergerechte Zuordnung der Netzentgelte nach der tatsächlich gemessenen Leistung zweckmäßig. ([TZ 38](#))



Die folgende Abbildung gibt einen Überblick über die wesentlichen Feststellungen des RH:

Abbildung 1: Kosten, Risiken, Nutzeneffekte von Smart Metering



Quelle und Darstellung: RH



Auf Basis seiner Feststellungen hob der RH folgende Empfehlungen hervor:

ZENTRALE EMPFEHLUNGEN

- Das Klimaschutzministerium sollte die strategische Begleitung der Einführung von Smart Metering in Kooperation mit den zuständigen Fachressorts, Regulierungsbehörden, Branchenverbänden und Stakeholdern verstärken. Dies vor allem mit dem Ziel, die Nutzeneffekte aus der Einführung von Smart Metering für die Endkunden und die Volkswirtschaft zu realisieren. (TZ 7)
- Das Klimaschutzministerium und die E-Control sollten das Monitoring und die Überwachung jeweils auf steuerungsrelevante Informationen für die Umsetzung des Gesamtvorhabens ausrichten. Der Fortschritt eines Vorhabens sollte insbesondere auch mit Blick auf die Erreichung der angestrebten Funktionen und Nutzeneffekte verfolgt werden. (TZ 11)
- Die E-Control sollte die Erhebung der Smart-Meter-Kosten über das Jahr 2024 hinaus fortsetzen, um neben den Kosten der erstmaligen Ausrollung auch die Kosten der notwendigen Ertüchtigung der Smart-Metering-Systeme zur Herstellung ihrer Funktionsfähigkeit vollständig zu erfassen. (TZ 26)
- Das Klimaschutzministerium, die E-Control und die Landes-Netzbetreiber sollten die Wahl der Kommunikationstechnik – vor allem im Bereich der letzten Meile (vom Smart Meter zur Trafostation) – anhand der bisherigen Erfahrungen sowie mit Blick auf künftig angestrebte Funktionen und Nutzenanwendungen neu bewerten. (TZ 16)
- Das Klimaschutzministerium und die E-Control sollten sich dafür einsetzen, dass die rechtlichen Bestimmungen zur Nutzung der Smart-Meter-Daten durch die Verteilernetzbetreiber für Zwecke der Systemauslegung und Netzeplanung sowie des Betriebs der Stromnetze datenschutzkonform präzisiert werden. Dabei wären auch gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen im Allgemeininteresse (Mitwirkung an der Beseitigung von Netzengpässen und Gewährleistung der Versorgungssicherheit) zu berücksichtigen. (TZ 35)
- Das Klimaschutzministerium und die E-Control sollten die Eckpunkte, übergeordneten Grundsätze und Mindeststandards für Smart-Metering-Projekte der zweiten Generation in Abstimmung mit den Netzbetreibern und sonstigen Stakeholdern zeitnah formulieren. Zu diesem Zweck wären die Schlussfolgerungen aus den bisherigen Erfahrungen zu ziehen. Besondere Aufmerksamkeit wäre den kritischen Schwachstellen im Bereich der Übertragungstechnologien zu widmen. (TZ 37)



Zahlen und Fakten zur Prüfung

Intelligente Messgeräte (Smart Meter) – Einführungsstand 2022	
EU-Recht	Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (Drittes Energierechtspaket, auch bezeichnet als Drittes Binnenmarktpaket), Art. 3 Abs. 11; Anhang I Abs. 2 Richtlinie 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (Viertes Energierechtspaket)
nationale Rechtsgrundlagen	Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010 – ElWOG 2010), BGBl. I 110/2010 i.d.F. BGBl. I 5/2023 Bundesgesetz, mit dem das Maß- und Eichgesetz geändert wird (Maß- und Eichgesetz – MEG), BGBl. I 72/2017 i.d.F. BGBl. I 203/2022 Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der die Einführung intelligenter Messgeräte festgelegt wird (Intelligente Messgeräte–Einführungsverordnung – IME–VO), BGBl. II 138/2012 i.d.F. BGBl. II 9/2022 Verordnung der E–Control, mit der die Anforderungen an intelligente Messgeräte bestimmt werden (Intelligente Messgeräte–AnforderungsVO 2011 – IMA–VO 2011), BGBl. II 339/2011 Verordnung des Vorstands der E–Control, mit der die Anforderungen an die Datenübermittlung von Netzbetreiber zu Lieferant und die Verbrauchsinformationen an die Endkunden festgelegt werden (Datenformat– und Verbrauchsinformationsdarstellungs–VO 2012 – DAVID–VO 2012), BGBl. II 313/2012 i.d.F. BGBl. II 468/2013 Verordnung des Vorstands der E–Control über die Qualität der Netzdienstleistungen (NetzdienstleistungsVO Strom 2012 – END–VO 2012), BGBl. II 477/2012 i.d.F. BGBl. II 192/2013

Intelligente Messgeräte–Einführungsverordnung (IME–VO)	2015	2017	2019	2020	2021	2022	2024
vorgegebene Ausrollungsquote in %							
Vorgabe laut IME–VO i.d.F. BGBl. II 138/2012	10	70	95				
Vorgabe laut IME–VO i.d.F. BGBl. II 383/2017				80		95	
Vorgabe laut IME–VO i.d.F. BGBl. II 9/2022						40	95
tatsächliche Ausrollungsquote in % ^{1,2}							
kommunikative Zähler	7,4	11,9	22,2	27,2	37,9	57,9	
kommunikative und nicht–kommunikative Zähler	k.A.	k.A.	k.A.	29,9	47,3	67,1	
Verteilernetzbetreiber und Zählpunkte							
Anzahl der Verteilernetzbetreiber in Österreich insgesamt							123
Anzahl der Zählpunkte in Österreich insgesamt							6,42 Mio.
Anteil der Zählpunkte, der auf die neun Landes–Netzbetreiber entfällt							rd. 80 %
Gesamtkosten der Einführungsphase							
Ist–Kosten bis 2021 und Plan–Kosten bis zum Abschluss der Ausrollung, Hochrechnung für Gesamt–Österreich auf Basis der Meldungen der Netzbetreiber an die E–Control						2,170 Mrd. EUR	

k.A. = keine Angabe

Quellen: E–Control; Landes–Netzbetreiber

¹ 2015, 2017 und 2019 bis 2021: Monitoringberichte der E–Control 2016, 2018 sowie 2020 bis 2022 für Österreich insgesamt² 2022: RH–Erhebung bei den Landes–Netzbetreibern

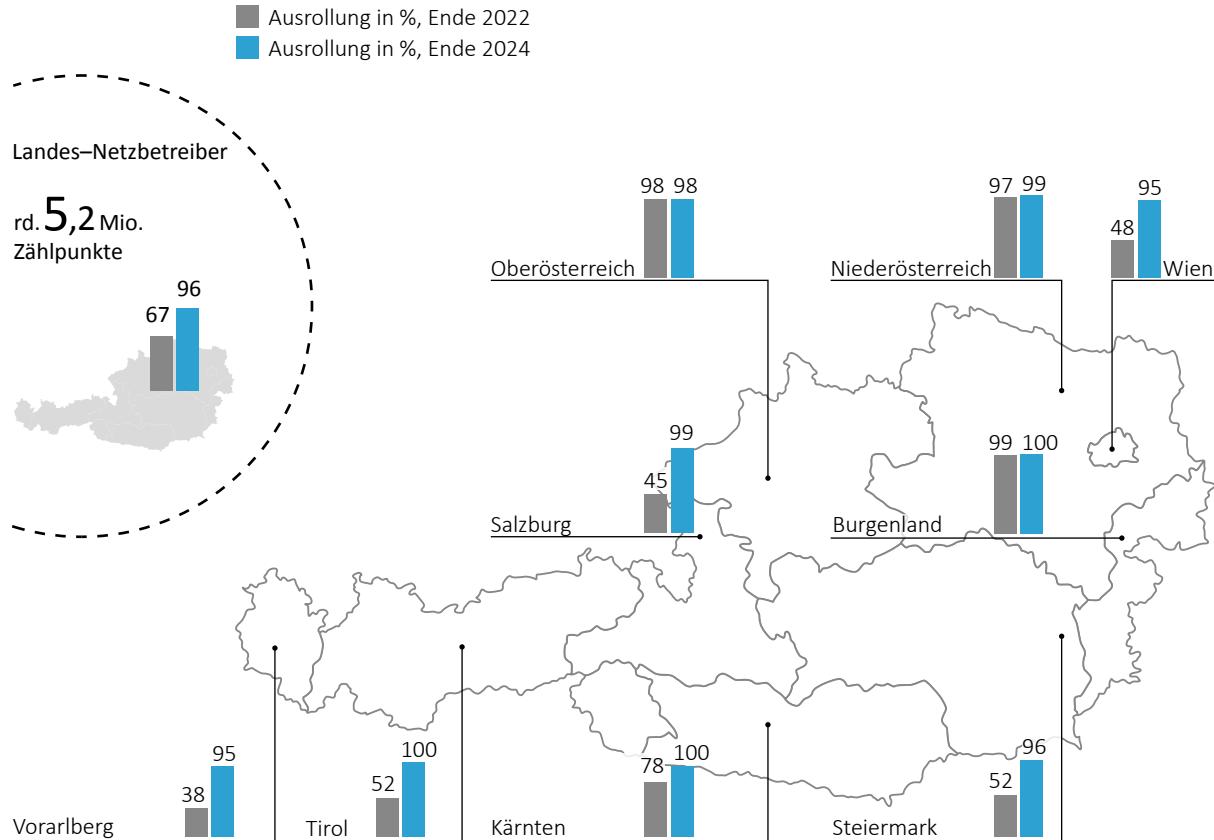
Zahlen und Fakten: Stromverteilernetze

	Stromverteilernetze				
	Hochspannung ¹	Umspannung	Mittelspannung ²	Umspannung	Niederspannung ³
Netzebene	3	4	5	6	7
gemessene Leistung	ja	ja	ja	zum Teil	nein
Anzahl der Zählpunkte	586	369	6.992	28.988	5.840.498
Strombezug insgesamt (GWh/Jahr)	7.780	3.885	13.240	5.600	25.270
durchschnittlicher Strombezug je Zählpunkt (MWh/Jahr)	13.280	10.528	1.893	193	4

¹ 110 kV, einschließlich Anlagen mit einer Betriebsspannung zwischen mehr als 36 kV und 220 kV² mit einer Betriebsspannung zwischen mehr als 1 kV bis einschließlich 36 kV sowie Zwischenumspannungen³ 1 kV und darunter

Quellen: ElWOG § 63; E-Control Monitoringbericht 2022; Darstellung: RH

Zahlen und Fakten: Stand der Ausrollung – Landes–Netzbetreiber



Quellen: Landes–Netzbetreiber; Darstellung: RH



Intelligente Messgeräte (Smart Meter) – Einführungsstand 2022



Prüfungsablauf und –gegenstand

- 1 (1) Der RH überprüfte von Februar 2022 bis März 2023 mit mehreren Unterbrechungen den Stand der Einführung intelligenter Messgeräte zur Messung des Stromverbrauchs (Smart Meter) mit Ende des Jahres 2022.

Prüfungshandlungen erfolgten beim Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (in der Folge überwiegend: **Ministerium**)¹, bei der Energie–Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts– und Erdgaswirtschaft (in der Folge: **E–Control**) sowie bei den Landes–Netzbetreibern².

Aufbauend auf der Prüfung des RH „Einführung intelligenter Messgeräte (Smart Meter)“ (in der Folge: **Vorbericht**³), die vor allem die Vorbereitung des Vorhabens und die erste Phase der Umsetzung behandelte, fokussierte die gegenständliche Gebarungsüberprüfung auf

- den Stand der Umsetzung im Hinblick auf das Ende der Einführungsphase im Jahr 2024,
- die strategische Steuerung durch das Ministerium und die E–Control,
- die Umsetzung der von der EU bzw. der E–Control definierten Anforderungen,
- die bisher aufgelaufenen Kosten sowie
- die Realisierung der angestrebten Nutzeneffekte für Endkunden und Netzbetreiber.

Eine umfassende Beurteilung des Systems der Anreizregulierung für Stromverteiler– netzbetreiber war kein Ziel dieser Prüfung.

Der überprüfte Zeitraum erstreckte sich auf die Jahre 2019 bis Ende 2022.

(2) Zu dem im Oktober 2023 übermittelten Prüfungsergebnis nahmen acht Landes– Netzbetreiber im Oktober bzw. November 2023 Stellung; die Netz Niederösterreich nahm gemäß Schreiben vom Oktober 2023 das Prüfungsergebnis zur Kenntnis und verzichtete auf eine Stellungnahme. Die E–Control nahm im November 2023 und das Ministerium im Dezember 2023 Stellung.

Der RH erstattete seine Gegenäußerungen im April 2024.

¹ Zu Ressortzugehörigkeit und –bezeichnung für die Angelegenheiten des Energiewesens im überprüften Zeitraum und zur Zeit der Gebarungsüberprüfung siehe Tabelle A im Anhang A; der RH verwendet in der Folge überwiegend die Bezeichnung **Ministerium**.

² Energienetze Steiermark GmbH (in der Folge: **E–Netze Steiermark**), KNG–Kärnten Netz GmbH (in der Folge: **Kärnten Netz**), Netz Burgenland GmbH (in der Folge: **Netz Burgenland**), Netz Niederösterreich GmbH (in der Folge: **Netz Niederösterreich**), Netz Oberösterreich GmbH (in der Folge: **Netz Oberösterreich**), Salzburg Netz GmbH (in der Folge: **Salzburg Netz**), TINETZ–Tiroler Netze GmbH (in der Folge: **Tiroler Netze**), Vorarlberger Energienetze GmbH (in der Folge: **Vorarlberger E–Netze**), WIENER NETZE GmbH (in der Folge: **Wiener Netze**)

³ Reihe Bund 2019/1



Digitalisierung durch Smart Metering

Energieeffizienz und Dekarbonisierung

- 2 (1) Nach dem EU–Energierichtspaket 2009 (Drittes Binnenmarktpaket)⁴ sollten die Mitgliedstaaten – im Falle einer positiven Kosten–Nutzen–Analyse – bis Ende 2020 mindestens 80 % der konventionellen Stromzähler durch intelligente Messgeräte (Smart Meter) ersetzen. Die Digitalisierung des Messwesens und zeitnah gemessene Verbrauchswerte sollten vor allem zu Energieeinsparungen führen, die Energieeffizienz verbessern und zu einer Weiterentwicklung des Energiemarkts beitragen.
- (2) Auf EU–Ebene und in den Mitgliedstaaten wurden für die Dekaden bis 2020 bzw. bis 2030 auch Ziele und Maßnahmen zum Ausstieg aus fossilen Energieträgern beschlossen. Die österreichische Klima– und Energiestrategie (#mission2030)⁵ betonte in diesem Zusammenhang auch die Bedeutung der Digitalisierung für die Energiewende. Die dezentrale Erzeugung von Strom aus volatilen (dargebotsabhängigen⁶) Energiequellen wie Sonne und Wind steigt kontinuierlich. Sie unterliegt jedoch höheren Output–Schwankungen. Dazu kommt, dass die Dekarbonisierung verstärkt zur Elektrifizierung von Mobilität und Wärmeversorgung führt. Neue Verbrauchsanlagen, etwa Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen, verändern auch die Verbrauchsmuster von Haushalten⁷.
- (3) Mit den veränderten Erzeugungs– und Verbrauchsmustern steigen die Anforderungen an die Stromnetze, vor allem auf der Niederspannungsebene.⁸ Um Verbrauch bzw. Erzeugung (Einspeise– oder Bezugsleistung an einzelnen Netzknoten) jederzeit im Gleichgewicht zu halten, sind genauere, zeitnahe Daten erforderlich, ebenso für die bedarfsgerechte Planung der Netze sowie zur Vermeidung von Netzengpässen.

⁴ Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt

⁵ Vortrag an den Ministerrat 20/18 vom 25. Mai 2018

⁶ Die Produktion hängt vom Wetter ab und richtet sich nicht nach der Nachfrage bzw. den Börsenpreisen. Sie kann nach Tageszeit oder Jahreszeit stark schwanken. Die maximale Leistung der Erzeugungsanlagen wird nur selten erreicht.

⁷ Lastprofile beschreiben das Abnahmeverhalten von Verbrauchern (zu welchen Zeiten wie viel Strom verbraucht wird). Synthetische Standardlastprofile beschreiben das Abnahmeverhalten von Verbrauchergruppen, z.B. Haushalten.

⁸ Vergleiche RH–Bericht „Ökostromförderung am Beispiel Windkraft und Photovoltaik“ (Reihe Bund 2020/15, TZ 43): Der Ausbau erneuerbarer Energie schritt ungleich rascher voran als die dafür notwendigen Anpassungen der Netzinfrastruktur sowie Maßnahmen zur Flexibilisierung des Energiesystems.



(4) Das vierte EU-Energierechtspaket (Clean Energy Package, 2019) öffnete den Strommarkt für alle Endverbraucher.⁹ Sie können an Erneuerbaren-Energien-Gemeinschaften teilnehmen und Zugang zur Eigenversorgung mit erneuerbarer Elektrizität erhalten, etwa aus Photovoltaik-Anlagen.

Auf dem dezentralen Strommarkt müssen die Marktteilnehmer (u.a. Lieferanten, Netzbetreiber, Aggregatoren, aktive Kunden) Erzeugung und Verbrauch, Marktprozesse und Netzprozesse technisch und finanziell koordinieren und abstimmen. Dies erfordert zeitnahe Daten, z.B. für den Energiehandel mit Viertelstundenwerten. Die Digitalisierung des Messwesens (Smart Metering) und der Netz- und Marktprozesse ermöglicht künftig, Flexibilität¹⁰ in Verbrauch und Erzeugung kurzfristig zu tauschen, wie nachstehende Tabelle vereinfacht darstellt:

Tabelle 1: Flexibilitätsangebote und –nachfrage

Angebote	Aggregatoren	Nachfrage, Bedarf	Zweck, Vorteil
Smart Home, Smart City			
Produktionsanlagen	bündeln und kaufen bzw. verkaufen Flexibilität		optimierte Nutzung des Energiedargebots; Portfolio-Optimierung
Kühlanlagen	die Abnahme von Strom wird	Energiemarkt	
Klimaanlagen	– bei Knaptheit temporär gesenkt oder zeitlich verschoben, z.B. Produktionsanlagen drosseln	Verteilernetzbetreiber, Übertragungsnetzbetreiber	optimierte Nutzung der Netze, Management von Engpässen
Wärmepumpen	– bei Überangebot vorübergehend erhöht oder zeitlich vorgezogen, z.B. für Ladevorgänge, Speicherung		Gewährleistung der Netzstabilität
Wasserboiler			
Speicheranlagen			
Photovoltaik-Anlagen			

Quelle: in Anlehnung an Universal Smart Energy Framework (USEF) 2018, White Paper: Flexibility Platforms; Zusammenstellung: RH

⁹ Richtlinie 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt

¹⁰ vgl. AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Technische Universität Wien (TU Wien) und Forschungsstelle für Energiewirtschaft: Flexibilitätsangebot und –nachfrage im Elektrizitätssystem Österreichs 2020/2030, Studie im Auftrag der E-Control, Februar 2022



Stand der Umsetzung von Smart Metering

Umsetzung auf EU-Ebene

3 (1) Intelligente Messsysteme (Smart Metering) umfassen drei Hauptkomponenten:

- das intelligente Messgerät selbst,
- eine leistungsfähige Datenübertragung (Kommunikationstechnologie) und
- IT-Systeme zur Verarbeitung der Daten.

Auf EU-Ebene – so auch in Österreich – wurde der Fortschritt der Umsetzung vor allem an der Zahl der installierten Geräte gemessen. Bis Ende 2020 waren 80 % der Endkunden damit auszustatten. Die Umsetzung mit Stand Ende 2020 war sehr unterschiedlich:

- elf Mitgliedstaaten erreichten bzw. übertrafen das Ziel¹¹,
- zwei Mitgliedstaaten erreichten zwischen 50 % und 80 %¹²,
- 13 Mitgliedstaaten blieben unter 50 %, darunter auch Österreich (30 %).

Deutschland, Belgien und Irland planten – nach negativen Kosten–Nutzen–Analysen – keine flächendeckenden bzw. nur selektive Ausrollungsprojekte. Deutschland sah erst ab einem Jahresverbrauch von mehr als 6.000 kWh einen verpflichtenden Smart–Meter–Einbau vor.

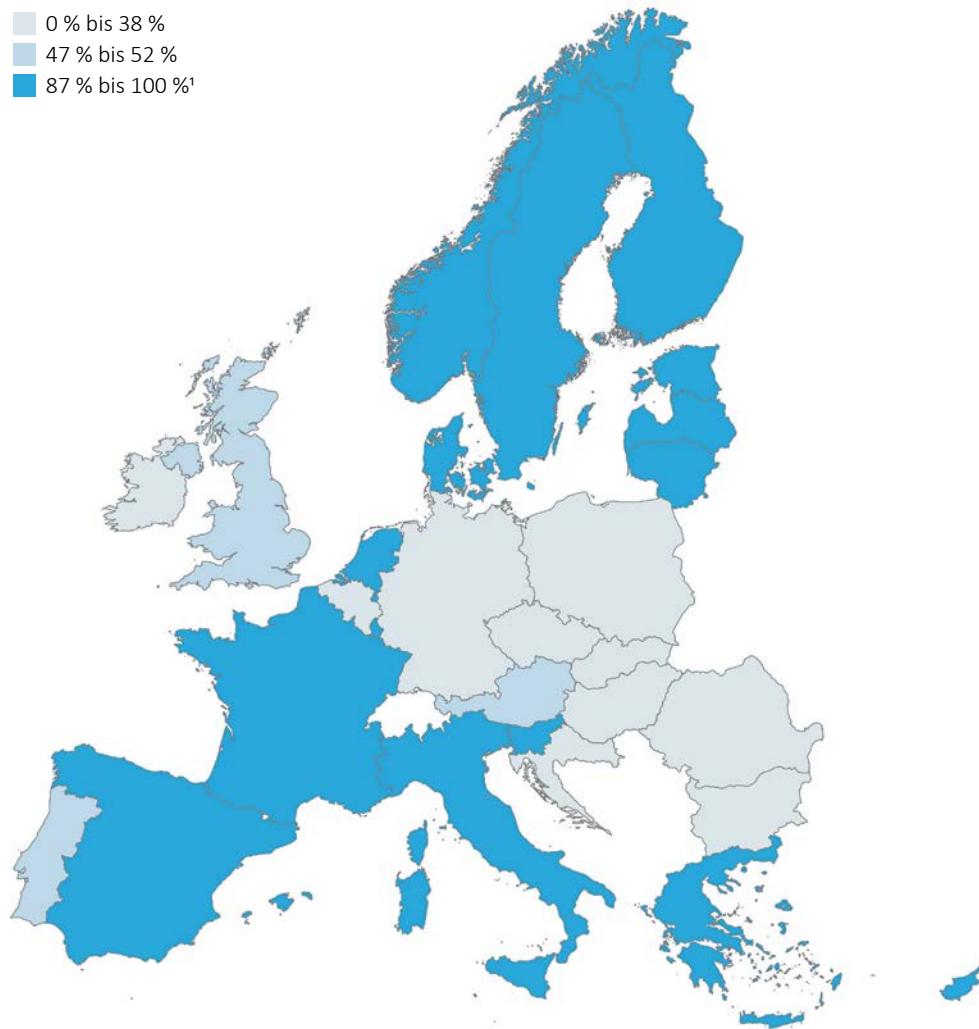
¹¹ Dänemark, Estland, Finnland, Frankreich, Italien, Luxemburg, Malta, Niederlande, Schweden, Slowenien und Spanien

¹² Portugal und Lettland

(2) Mit dem vierten EU–Energierechtspaket 2019 verlängerte die EU die Frist für die Ausrollung – je nach Ausgangslage der Mitgliedstaaten – auf Ende 2024.

Ende 2021 hatten zwölf Mitgliedstaaten über 87 % Ausrollung erreicht.¹³ Der Durchschnitt aller Mitgliedstaaten belief sich auf 54 %, Österreich wies einen Ausrollungsgrad von 47 % aus:

Abbildung 2: Smart–Meter–Ausrollung (Strom) in der EU (Stand Ende 2021)



¹³ Die genannten Bandbreiten decken die Ausrollungsgrade der abgebildeten Länder ab.

Quelle: EU Agency for the Cooperation of Energy Regulators; Darstellung: RH

¹³ EU Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), Monitoringbericht 2021 – Binnenmarkt für Elektrizität und Gas, Abb. 26, S. 43



Das Bild war Ende 2021 sehr heterogen: Manche Mitgliedstaaten bereiteten schon die zweite Ausrollung vor, z.B. Italien, Schweden und die Niederlande, die mittel- und osteuropäischen Länder hatten dagegen noch mehr als die Hälfte der ersten Ausrollung vor sich.

Umsetzung in Österreich

- 4 (1) Wie auf EU–Ebene, so schritt auch in Österreich die Umsetzung langsamer als geplant und in den einzelnen Bundesländern unterschiedlich rasch voran. Nach der positiven Kosten–Nutzen–Analyse¹⁴ vom Juni 2010 sollten in Österreich bis Ende 2019 mindestens 95 % der über 6 Mio. Stromzähler durch Smart Meter ersetzt werden. Der Wirtschaftsminister¹⁵ verordnete die Einführung im April 2012. Wie nachfolgende Tabelle zeigt, mussten die Ziele der Intelligente Messgeräte–Einführungsverordnung (in der Folge: **Einführungsverordnung**)¹⁶ mehrmals angepasst werden:

Tabelle 2: Ziele für die Ausrollung in Österreich

Intelligente Messgeräte–Einführungsverordnung	Ziele ¹ jeweils bis Ende des Jahres						Dauer der Umsetzung in Jahren
	2015	2017	2019	2020	2022	2024	
Stammfassung BGBl. II 138/2012 vom 26. April 2012	10 %	70 %	95 %				7
1. Novelle, BGBl. II 323/2014 vom 25. April 2014	Projektplan	70 %	95 %				7
2. Novelle, BGBl. II 383/2017 vom 16. Dezember 2017	Projektplan			80 %	95 %		10
3. Novelle, BGBl. II 9/2022 vom 13. Jänner 2022	Projektplan				40 %	95 %	12

¹ Zwischenziele und Zielvorgabe für den Endausbau

Quellen: bezugnehmende Rechtsvorschriften

Nachdem das erste Zwischenziel (10 % Ausrollung im Jahr 2015) nicht erreicht wurde und der Ausrollungsgrad auch Ende 2020 erst bei rd. 30 % (EU–Vorgabe: 80 %) lag, verfehlte Österreich sowohl seine eigenen als auch die EU–Ziele deutlich. Zuletzt erstreckte das Ministerium die Frist auf Ende 2024, weil auch der Zieltermin 2022 nicht zu erreichen war. Damit verzögerte sich die Ausrollung zumindest um fünf Jahre.

¹⁴ Studie (im Auftrag der E–Control) zur Analyse der Kosten–Nutzen einer österreichweiten Einführung von Smart Metering (2010); siehe Vorbericht, TZ 12 bis TZ 21

¹⁵ Dr. Reinhold Mitterlehner

¹⁶ BGBl. II 138/2012 i.d.g.F.

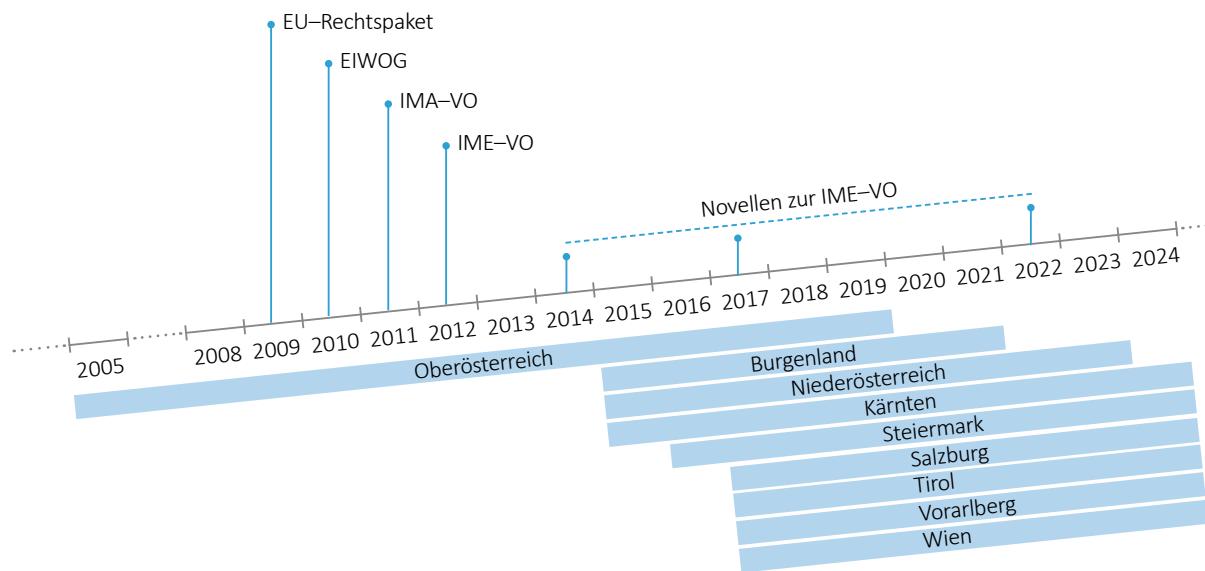
(2) Der RH hatte in seinem Vorbericht Probleme und Versäumnisse in der Vorbereitung und zu Beginn der Umsetzung festgestellt; insbesondere

- wies die im Auftrag der E-Control erstellte Kosten–Nutzen–Analyse – auf die sich die Einführungsverordnung stützte – gravierende methodische Mängel auf,
- waren die Zeitvorgaben und Ausrollungsziele zu ambitioniert, die Vorbereitung jedoch mangelhaft und
- fehlte eine begleitende Steuerung der Umsetzung (TZ 7 ff.).

Stand der Umsetzung bei den Landes–Netzbetreibern

- 5.1 (1) Die folgende Abbildung zeigt die Ausrollungsdauer im Netzgebiet des jeweiligen Landes–Netzbetreibers ab der Auftragsvergabe bis zu einer Ausrollungsquote von 95 % der Zählpunkte:

Abbildung 3: Ausrollungsdauer – ab Auftragsvergabe bis zu 95 % Ausrollungsquote



EIWOG = Elektrizitätswirtschafts– und –organisationsgesetz

IMA-VO = Intelligente Messgeräte–Anforderungsverordnung

IME-VO = Intelligente Messgeräte–Einführungsverordnung

Planungsstand Ende 2022

Quellen: bezughabende Rechtsvorschriften; Landes–Netzbetreiber; Darstellung: RH

(2) Die Netz Oberösterreich bereitete die Einführung von Smart Metering bereits ab 2003 vor, u.a. wegen ohnehin fälliger Reinvestitionen.¹⁷ Technische Probleme sowie notwendige Anpassungen infolge des ab 2010 geschaffenen Rechtsrahmens für

¹⁷ siehe Vorbericht, TZ 50 bis TZ 58



Smart Metering verzögerten das Vorhaben jedoch um mehrere Jahre. Im September 2019 beendete die Netz Oberösterreich die Einführungsphase und entsprach damit dem Zeitplan der Einführungsverordnung.

(3) Alle anderen Landes–Netzbetreiber testeten ab etwa 2008 die verfügbaren Geräte und Kommunikationstechnologien.

Die Netz Niederösterreich startete 2013 ein erstes Vergabeverfahren für intelligente Messgeräte, hob dieses jedoch wegen ungeklärter datenschutzrechtlicher Fragen auf.¹⁸ Die meisten Landes–Netzbetreiber begannen ihre Vergabeverfahren in den Jahren 2014 bis 2016 und führten die Beaufragungen zwischen 2015 und 2017 durch, wobei einige Unternehmen kooperierten:

- Die Landes–Netzbetreiber von Salzburg, Tirol und Vorarlberg sowie ein städtischer Netzbetreiber (Kooperation West) vereinbarten, rd. 1,2 Mio. Messgeräte mit Kommunikationssystemen gemeinsam zu beschaffen. Die zentralen IT–Systeme der Netzbetreiber waren nicht Teil dieser Beschaffung. Die Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation übernahm die Rolle der vergebenden Stelle, die Auftraggeberfunktion nahmen die Netzbetreiber jeweils selbst wahr.
- In der Steiermark kooperierten mehr als 20 Netzbetreiber unter Federführung des Landes–Netzbetreibers bei der Beschaffung von rd. 1 Mio. Messgeräten mit Kommunikationssystemen, Meter–Data–Management–System und Zusatzsystemen zur Datenverschlüsselung. Die Auftraggeberfunktion nahmen die Netzbetreiber jeweils selbst wahr.
- Auch der Landes–Netzbetreiber von Kärnten kooperierte bei der Beschaffung der Messgeräte mit einem Beteiligungsunternehmen.

(4) Bis 2016 konnte kein Hersteller intelligente Messgeräte anbieten, die alle in Österreich geltenden Vorgaben erfüllten, vor allem

- jene der Verordnung der E–Control, die 2011 die Anforderungen an intelligente Messgeräte festgelegt hatte (in der Folge: **Anforderungsverordnung 2011**)¹⁹ (**TZ 12**) sowie
- jene des Sicherheitskatalogs des Branchenverbands „Verein Österreichs E–Wirtschaft“ (in der Folge: **Österreichs Energie**), der die Umsetzung von Empfehlungen der Risikoanalyse 2014 für die Informationssysteme der Elektrizitätswirtschaft²⁰ bezweckte.

¹⁸ Aus Sicht der Netz Niederösterreich ließ die 2013 geschaffene Opt–out–Möglichkeit mehrere Auslegungen zu; siehe Vorbericht, TZ 44.

¹⁹ BGBl. II 339/2011

²⁰ Risikoanalyse für die Informationssysteme der Elektrizitätswirtschaft unter besonderer Berücksichtigung von Smart Metern und des Datenschutzes; Projektleitung: E–Control, veröffentlicht am 27. Februar 2014



Die Einführungsverordnung gab jedoch verbindliche Termine für die flächendeckende Einführung der intelligenten Messgeräte vor. Verordnungswidriges Verhalten konnte Mahnungen und Verwaltungsstrafen zur Folge haben.²¹

Angesichts der Vorgaben – einerseits qualitativen, die von den Herstellern noch nicht erfüllt wurden, und andererseits verbindlichen Ausrollungsterminen – räumten die Landes–Netzbetreiber mit ihren Vergabeentscheidungen faktisch einer der beiden Verordnungen den Vorrang ein:

- Eine Gruppe gab der Einführungsverordnung den Vorrang und verschob die Umsetzung einzelner Anforderungen auf einen späteren Zeitpunkt (z.B. Nachrüstung durch spätere Software–Updates). Dies erlaubte eine frühere Vergabe bzw. Erreichung der Ausrollungsquote (TZ 6). Das Risiko der Durchführbarkeit der Nachrüstung, des Aufwands und der Gewährleistung der Funktionalitäten blieb allerdings bei den Netzbetreibern.
- Eine andere Gruppe, u.a. die Netzbetreiber der Kooperation West, gab der Anforderungsverordnung bzw. dem Sicherheitskatalog des Branchenverbands den Vorrang, indem sie im Jahr 2016 entschied, die Geräte erst auszuschreiben, wenn entsprechende Messgeräte verfügbar waren. Sie nahm daher – nach verbindlichen Terminzusagen der Hersteller – einen zumindest einjährigen Verzug in Kauf.

Ein Netzbetreiber holte dazu ein Rechtsgutachten ein, das die gesellschaftsrechtliche Verantwortung der Unternehmensorgane beleuchtete. Geschäftsführer hätten demnach abzuwägen, ob es für die von ihnen geführte Gesellschaft günstiger sei, den Rollout langsamer auszuführen – unter Inkaufnahme des Verfehlens der zeitlichen Zielvorgabe und eines verwaltungsstrafbewehrten Verstoßes gegen die Einführungsverordnung. Wenn dies aus unternehmerischer Sicht und bei sorgfältiger Prüfung der Vor– und Nachteile die kostengünstigere und bessere Lösung darstelle, dann liege – so das Gutachten – keine Pflichtverletzung gegenüber der Gesellschaft vor.

- 5.2 (1) Der RH hielt fest, dass die Landes–Netzbetreiber von Oberösterreich und Burgenland das EU–Ziel (80 % Ausrollung bis Ende 2020) einhielten. Die Netz Oberösterreich erreichte auch das Ziel der Einführungsverordnung i.d.F. BGBl. II 383/2017 (95 % Ausrollung bis Ende 2019). Trotz Vorbereitung ab 2003 benötigte jedoch auch sie – ab der Einführungsverpflichtung 2012 – weitere sieben Jahre bis zur Installation aller Geräte. Die Netz Burgenland beendete die Ausrollung 2021, somit innerhalb von sieben Jahren. Die anderen Landes–Netzbetreiber planten, die Einführung bis 2024 abzuschließen, und werden daher in Summe acht bis zehn Jahre benötigt haben.

²¹ siehe Vorbericht, TZ 11



Die Kooperationen zur Beschaffung der Messgeräte bewertete der RH als zweckmäßig. Höhere Stückzahlen verbesserten die Verhandlungsposition der Netzbetreiber und erlaubten, Mengenvorteile in Anspruch zu nehmen.

(2) Der RH hob hervor, dass die – großteils zwischen 2013 bis 2016 – beschafften Messgeräte die technischen und qualitativen Vorgaben der Anforderungsverordnung 2011 sowie den Sicherheitskatalog des Branchenverbands zum Teil noch nicht erfüllten. Die Hersteller konnten solche Geräte noch nicht bzw. nur mit Einschränkungen anbieten.

Die Zeit- und Mengenvorgaben der Einführungsverordnung waren aus Sicht des RH nicht förderlich für die bestmögliche Umsetzung in qualitativer Hinsicht. Der Rechtsrahmen erschwerte zweckmäßige Projektanpassungen in der mehrjährigen Umsetzung dieses Infrastrukturvorhabens. Wie der RH bereits im Vorbericht vermerkte, stand die mit Verwaltungsstrafen bewehrte Einführungsverordnung überdies in einem Spannungsverhältnis zur gesellschaftsrechtlichen Verantwortung der Leitungsorgane der Netzesellschaften.²²

Der RH empfahl dem Ministerium und der E-Control, den rechtlichen Rahmen für öffentliche Infrastrukturvorhaben so zu gestalten, dass für die zur Umsetzung verpflichteten Unternehmen daraus kein Zielkonflikt entsteht – zwischen qualitativen Vorgaben einerseits und quantitativen bzw. zeitlichen andererseits. Auf die technische Machbarkeit und die gesellschaftsrechtliche Verantwortung der Unternehmensorgane wäre dabei Bedacht zu nehmen.

- 5.3 (1) Laut Stellungnahme des Ministeriums habe sich die Einführung intelligenter Messgeräte – u.a. aufgrund der vom RH beschriebenen Herausforderungen – als langwieriger, weiterhin laufender Prozess erwiesen. Der Gesetzgeber und das jeweils zuständige Ministerium hätten wiederholt reagiert und die Rechtsgrundlagen angepasst. Dem vom RH monierten Zielkonflikt „zwischen qualitativen Vorgaben einerseits und quantitativen bzw. zeitlichen andererseits“ sei mit drei Novellen zur Einführungsverordnung Rechnung getragen worden.

²² siehe Vorbericht, TZ 11



(2) Die E-Control verwies in ihrer Stellungnahme mit Bezug auf den allfälligen Zielkonflikt auf die EU-Richtlinie 2009/72/EG, die ein verbindliches Ausrollungsziel von 80 % bis 2020 vorsah. Die Empfehlung der EU-Kommission vom März 2012 enthalte die Mindestfunktionalitäten für intelligente Messgeräte. Vorgaben für Smart Meter bzw. bestimmte Mindestfunktionalitäten seien auch schon im Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010 (**EIWOG 2010**) festgelegt worden. Ein allfälliger Zielkonflikt sei daher nicht auf die von der E-Control erlassenen Regelungen zurückzuführen.

- 5.4 Der RH entgegnete dem Ministerium und der E-Control, dass ein Zielkonflikt in der Regel vermieden werden kann, wenn vorab festgelegt wird, welchem Ziel im Konfliktfall der Vorrang zukommt. Das EU-Recht bot den Mitgliedstaaten durchaus Gestaltungsspielraum für die Umsetzung. Der RH hielt seine Feststellung aufrecht, dass die quantitativen und zeitlichen Vorgaben der bestmöglichen qualitativen Umsetzung des Vorhabens abträglich waren und zweckmäßige Projektanpassungen erschweren.

Der RH erwiderte weiters der E-Control unter Verweis auf TZ 9, dass der Zielkonflikt bereits im Smart-Metering-Konzept der E-Control und in ihren Vorschlägen für den Rechtsrahmen des Jahres 2010 grundgelegt war.

- 6.1 (1) Ende 2020 wiesen die Netz Oberösterreich und die Netz Burgenland Ausrollungsgrade von über 90 % aus, die Tiroler Netze und die Salzburg Netz dagegen weniger als 1 %. Um die Zeitvorgaben zu erfüllen, installierten einige Landes-Netzbetreiber innerhalb kurzer Zeit eine hohe Anzahl an Geräten, deren kommunikative Anbindung erst später erfolgte. Andere erachteten aus Kosten- und Effizienzgründen eine gleichmäßige Ausrollung über mehrere Jahre als günstiger, weil dies später auch eine gleichmäßige maß- und eichrechtliche Überprüfung sowie einen stetigen und mit eigenem Personal durchführbaren Austausch der intelligenten Messgeräte erlaubte.

(2) Österreichweit lag der Ausrollungsgrad Ende 2020 bei 29,9 %. Weil 9 % der installierten Messgeräte nicht kommunikativ und daher nicht „intelligent“ im Sinne der Anforderungsverordnung 2011 waren, lag der Ausrollungsgrad de facto erst bei 27,2 %.

Ende 2021 belief sich der Ausrollungsgrad österreichweit auf 47,3 %. Nach den Maßstäben der Anforderungsverordnung 2011 betrug er nur 37,9 %, weil 19,8 % der installierten Geräte nicht kommunikativ waren. Die E-Control meldete der EU-Ebene (EU Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER) jeweils die höheren Werte.



Intelligente Messgeräte (Smart Meter) – Einführungsstand 2022

Ende 2022 hatten die Landes–Netzbetreiber zwei Drittel ihrer Zählpunkte (67,1 %) mit Messgeräten ausgestattet, wobei 13,7 % der installierten Geräte nicht kommunikativ waren. Der Ausrollungsgrad bei den „intelligenten“ Messgeräten belief sich daher auf 57,9 %.

Ende 2022 musste der Ausrollungsgrad 40 % betragen; bis Ende 2024 waren 95 % zu erreichen.²³ Nachfolgende Tabelle stellt die bis Ende 2022 erreichten sowie bis Ende 2024 geplanten Ausrollungsgrade der Landes–Netzbetreiber dar:

Tabelle 3: Ausrollungsgrad der Landes–Netzbetreiber im Zeitraum 2020 bis 2022

Netzgebiet der Landes–Netzbetreiber ¹	erreichter Ausrollungsgrad in % am 31. Dezember			geplanter Ausrollungsgrad Ende 2024
	2020	2021	2022	
in %				
Ausrollungsziel im betreffenden Jahr ²	95,0	95,0	40,0	95,0
Netz Burgenland	94,5	99,0	99,0	99,9
Netz Oberösterreich	98,7	98,0	98,2	98,2
Netz Niederösterreich	11,2	58,3	96,8	99,0
Kärnten Netz	54,1	67,2	78,1	100,0
Tiroler Netze	0,6	20,8	51,9	100,0
E–Netze Steiermark	10,8	30,2	51,7	96,0
Wiener Netze	11,6	26,9	47,5	95,0
Salzburg Netz	0,1	5,7	44,8	99,0
Vorarlberger E–Netze	2,2	13,1	38,1	95,0
Landes–Netzbetreiber	27,4	45,0	67,1	
Österreich	29,9	47,3	n.v.	

Farbgebung grün bis rot entsprechend Ausrollungsgrad

n.v. = nicht verfügbar, wird von der E–Control im Smart–Meter–Monitoringbericht 2023 für das Berichtsjahr 2022 veröffentlicht

¹ gereiht nach dem Ausrollungsgrad Ende 2022 (kommunikative und nicht–kommunikative Messgeräte insgesamt)

² 40 % Ausrollungsgrad bis Ende 2022 nach der IME–VO–Novelle 2022 ([TZ 4](#))

Quellen: E–Control Monitoringbericht 2021 und 2022 (Berichtsjahre 2020 und 2021);
Landes–Netzbetreiber; Zusammenstellung: RH

(3) Bis Ende 2022 hatten die Landes–Netzbetreiber insgesamt rd. 3,52 Mio. Zählpunkte mit intelligenten Messgeräten ausgestattet, davon waren 3,04 Mio. (86,3 %) kommunikativ angebunden, die Messwerte sollten dem Netzbetreiber dann bis spätestens 12:00 Uhr des Folgetages vorliegen. Nach diesem Maßstab waren rd. 500.000 installierte Geräte (13,7 %) (noch) nicht kommunikativ.

²³ nach der Einführungsverordnung i.d.F. BGBl. II 9/2022



Intelligente Messgeräte (Smart Meter) – Einführungsstand 2022

Die Netz Niederösterreich hatte – nach 11,2 % Ausrollungsgrad im Jahr 2020 – ein Jahr später 58,3 % und Ende 2022 bereits 96,8 % erreicht. Von den fast 880.000 installierten Messgeräten (Stand Ende 2022) der Netz Niederösterreich waren jedoch nur rd. 470.000 kommunikativ. Nahezu die Hälfte (46,9 %) war nicht kommunikativ. Wie nachfolgende Tabelle zeigt, entfielen über 85 % der bis Ende 2022 in Summe ausgerollten, nicht kommunikativen Messgeräte auf die Netz Niederösterreich:

Tabelle 4: Stand der Umsetzung der Landes–Netzbetreiber Ende 2022

Netzgebiet der Landes–Netzbetreiber ¹	mit Smart Meter ausgestattete Zählpunkte			nicht–kommunikativ in %	
	insgesamt	davon kommunikativ ²		Anteil je Netzbetreiber	Anteil an der Summe
		ja	nein		
Netz Burgenland	223.235	221.550	1.685	0,8	0,3
Netz Oberösterreich	700.812	693.920	6.892	1,0	1,4
Netz Niederösterreich	879.031	467.124	411.907	46,9	85,3
Kärnten Netz	257.032	241.247	15.785	6,1	3,3
Tiroler Netze	135.485	131.193	4.292	3,2	0,9
E–Netze Steiermark	263.937	262.617	1.320	0,5	0,3
Wiener Netze	771.255	747.527	23.728	3,1	4,9
Salzburg Netz	207.073	197.134	9.939	4,8	2,1
Vorarlberg E–Netze	81.324	74.008	7.316	9,0	1,5
Summe	3.519.184	3.036.320	482.864	13,7	100,0

¹ gereiht nach dem Ausrollungsgrad Ende 2022

² „Kommunikativ“ sind intelligente Messgeräte, deren Daten zum Stichtag bis spätestens 12:00 Uhr des darauffolgenden Kalendertages an den Netzbetreiber ausgegeben werden.

Quellen: Landes–Netzbetreiber; Zusammenstellung: RH

- 6.2 Der RH verwies kritisch auf den hohen Anteil nicht–kommunikativer Geräte an den jeweils insgesamt installierten Messgeräten: Ende 2020 lag der Anteil bei 9 %; Ende 2021 bei knapp einem Fünftel (19,8 %). Bei den neun Landes–Netzbetreibern waren Ende 2022 rd. 13,7 % der installierten Zähler – im Durchschnitt jeder siebente – noch nicht kommunikativ. Die Netz Niederösterreich hatte die Installation der Messgeräte in den Jahren 2021 und 2022 forciert, um das Ziel von 95 % Ausrol lung bis Ende 2022 zu erreichen. Allerdings war fast die Hälfte (46,9 %) der installierten Messgeräte Ende 2022 nicht kommunikativ.

Der RH bemängelte, dass für die jährliche Ausrollungsquote auch „nicht intelligente“ bzw. „nicht smarte“ Geräte zählten. Die Umsetzungsfortschritte erschienen daher größer, als sie tatsächlich waren. Andernfalls hätte die Ausrollungsquote Ende 2021 nur 37,9 % anstatt 47,3 % betragen.



Der RH hielt weiters fest, dass die Vorarlberger E–Netze die Vorgabe (40 % Ausrollung bis Ende 2022) mit rd. 38 % knapp verfehlten. Auch waren 9,0 % der installierten Geräte nicht kommunikativ und erfüllten damit eine Schlüsselfunktion intelligenter Messgeräte nicht (siehe TZ 12). Der RH verwies dazu auf seine Ausführungen und Empfehlungen zum Monitoring (TZ 11) sowie zur Kommunikationstechnik (TZ 15 ff.).

- 6.3 (1) Wie die E–Control in ihrer Stellungnahme hervorhob, würden auch die nicht–kommunikativen Smart Meter alle Vorgaben der Anforderungsverordnung 2011 erfüllen, auch jene zur Kommunikationsschnittstelle. In diesem Sinn sei 2021 die Meldung an die EU–Ebene (ACER) erfolgt. Die E–Control gehe davon aus, dass bei allen installierten Smart Metern in der gesetzlichen Frist von sechs Monaten eine stabile Kommunikation mit den zentralen Systemen der Netzbetreiber hergestellt werde. Um dies zu prüfen, werde seit dem Berichtsjahr 2020 zwischen kommunikativen und nicht–kommunikativen Geräten differenziert. Dies trage auch zur Transparenz und umfassenden Berichterstattung bei.
- (2) Laut Stellungnahme der Vorarlberger E–Netze habe sich der Start des Massenrollouts wegen großer, nicht in ihrem Einfluss liegender Verzögerungen immer weiter verschoben. Aufgrund der Situation am Arbeitsmarkt sowie der COVID–19–Pandemie seien die Montage–Planzahlen für 2022 nicht erreicht worden. Seit Mitte 2023 würden zwei externe Montageunternehmen die Umsetzung unterstützen. In Neubauten würden im gesamten Netzgebiet nur noch Smart Meter verbaut. Bei Bedarf bzw. auf Kundenwunsch könne Mobilfunk eine stabile Datenübertragung gewährleisten. Ansonsten würden die Smart Meter im Zuge des systematischen Rollouts kommunikativ angebunden. Der Anteil der nicht kommunikativen Zähler werde bis zum Rollout–Ende stetig kleiner.
- 6.4 Der RH erinnerte die E–Control an ihre Feststellung, dass die Ausrollungsquote nicht den gesamten Projektfortschritt widerspiegelt und keinen Aufschluss über die Fortschritte bei der Implementierung einer stabilen Datenübertragung gibt (siehe TZ 10).

Eine stabile Kommunikation wird vielfach nicht, nicht dauerhaft oder nur mit einem hohen Entstörungsaufwand erreicht (TZ 16 ff.). Diese Probleme traten mit Zunahme der aktiven Energiegemeinschaften noch deutlicher zutage, wie die E–Control in ihrer Stellungnahme zu TZ 20 ausführte. Der RH hielt seine Feststellung aufrecht, dass das Monitoring durch die E–Control den Umsetzungsfortschritt systematisch günstiger darstellte, als er tatsächlich war.



Steuerung und Koordination

Steuerung durch das Ministerium

- 7.1 (1) Nach dem dritten EU-Energierichtspaket 2009 haben die Mitgliedstaaten zu „gewährleisten, dass intelligente Messsysteme eingeführt werden, durch die die aktive Beteiligung der Verbraucher am Stromversorgungsmarkt unterstützt wird“.²⁴ Die meisten Mitgliedstaaten ordneten die Umsetzung dieses Vorhabens gesetzlich an; so auch Österreich, das die Aufgabe den Verteilernetzbetreibern – bei diesen handelt es sich um regulierte Monopolbetriebe – übertrug.

Smart Metering fiel in den Wirkungsbereich des für das Energiewesen zuständigen Ministeriums²⁵. In ihrem Wirkungsbereich haben die Ministerien alle Fragen wahrzunehmen und zusammenfassend zu prüfen, die zur Koordinierung bzw. Planung eines Sachgebiets grundsätzlich von Bedeutung sind. Sie haben dabei auf alle wesentlichen Gesichtspunkte Bedacht zu nehmen.²⁶

Auch die Internationale Energieagentur²⁷ empfahl im Juni 2023, die Implementierung digitaler Netztechnologien zu koordinieren, sowohl interministeriell als auch mit den Regulierungsbehörden und den Branchen (Elektrizität und Digitalisierung).

(2) Aus Sicht des Ministeriums lag die Einführung der intelligenten Messgeräte nach der Schaffung der Rechtsgrundlagen und der Erlassung der Einführungsverordnung im April 2012 bei den über 120 Verteilernetzbetreibern. In seinem Vorbericht hatte der RH dem Ministerium empfohlen, die Phase der Einführung strategisch zu begleiten. Er hatte auf mehrere Faktoren und Risiken hingewiesen, die eine erfolgreiche Umsetzung des Vorhabens beeinträchtigen und den volkswirtschaftlichen Nutzen schmälern konnten:

- Das Vorhaben war in seiner Anfangsphase nur in geringem Maße von Marktkräften getragen: Es bestand keine breite Kundennachfrage, die Einsparungspotenziale der Haushalte waren im Durchschnitt gering. Die für das Messwesen zuständigen Netzbetreiber hatten – als regulierte, nicht im Wettbewerb stehende Unternehmen – wenig Anreiz, in die neue Technologie zu investieren. Sie vertraten Ende 2009 die

²⁴ Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, Anhang I Abs. 2

²⁵ bis 2017 das Wirtschaftsministerium (bis Jänner 2009 „Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit“, von Februar 2009 bis Februar 2014 „Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend“, von März 2014 bis Dezember 2017 „Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft“), von 2018 bis 2020 das Landwirtschaftsministerium („Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus“) und ab 2020 das Klimaschutzministerium („Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie“)

²⁶ § 3 Abs. 1 Bundesministeriengesetz 1986, BGBl. 76/1986 i.d.g.F.

²⁷ International Energy Agency (IEA), *Unlocking Smart Grid Opportunities in emerging markets and developing economies*, Juni 2023



Position, dass für sie nur die Abrechnungsdaten der Kunden relevant seien, alle zusätzlichen Funktionalitäten solle die E-Control festlegen. Sie forderten eine gesetzliche Grundlage sowie die Abdeckung ihrer Kosten und erklärten sich bereit, Smart Metering umzusetzen – sofern technisch machbar. Im Allgemeinen ließen sie wenig „Ownership“ als innovative Unternehmen erkennen.²⁸

- Vor der Einführungsverpflichtung 2012 hatten die Netzbetreiber u.a. hingewiesen auf
 - die fehlende technische und rechtliche Sicherheit für Ausschreibungen,
 - die fehlende Standardisierung und mangelnde technische Reife der Geräte sowie
 - mögliche Schwierigkeiten bei der Herstellung der Funktionsfähigkeit.
 Die Umsetzung startete, obwohl die Bedenken nicht ausgeräumt und offene Fragen zur IT-Sicherheit, zu Datenschutz und Eichwesen nicht geklärt waren.²⁹
- Ein Gremium zur übergreifenden strategischen Begleitung der Umsetzung – mit dem Ziel, Hindernisse zu beheben und die angestrebten Wirkungen und Nutzeneffekte für Endkunden und Netzbetreiber zu realisieren – sah das Ministerium von Beginn an nicht vor.³⁰ Prozesse zur Lösung etwa von eich- und datenschutzrechtlichen Fragen, die auch eine interministerielle Koordination erfordert hätten, waren nicht eingerichtet.
- Das Monitoring der E-Control ließ bereits früh einen beträchtlichen Zeitverzug erkennen, ohne dass das Ministerium oder die E-Control daraus Schlussfolgerungen für allfällige Projektanpassungen zogen. Der RH hatte diesbezüglich in seinem Vorbericht einen negativen Kompetenzkonflikt festgestellt.³¹
- Das Vorhaben wurde nicht aus dem Budget finanziert, daher kamen auch die haushaltrechtlichen Mechanismen (Budgetverantwortung, Wirkungsorientierung, Budgetcontrolling) nicht zur Anwendung. Die Netzbetreiber konnten ihre Kosten – soweit die E-Control sie anerkannte – den Endverbrauchern über die Netzentgelte in Rechnung stellen (TZ 24 ff.). Eine Aktualisierung der Kosten–Nutzen–Analyse 2010³² anhand der bisherigen Erfahrungen sowie der technischen und rechtlichen Gegebenheiten der Smart–Meter–Ausrollung erfolgte nicht.

²⁸ siehe Vorbericht, TZ 7

²⁹ siehe Vorbericht, TZ 9: Die maßgeblichen Verordnungen wurden 2011 und 2012 erlassen, „obwohl wesentliche technische und rechtliche Themen noch einer Klärung bedurften“. Seit 2009 bekannte eichrechtliche Probleme führten erst Anfang 2015 zu einer Novelle des Maß- und Eichgesetzes. „Die unzulänglichen Datenschutzbestimmungen des EIWOG 2010 führten im Jahr 2013 zu einer Novelle sowie zur Einführung eines Opt-out-Rechts, dessen Umsetzung in technischer und rechtlicher Hinsicht weiterer Klärungen bedurfte, die insgesamt vier Jahre dauerten. Ab 2013 gewannen überdies Fragen der Sicherheit der Informations- und Kommunikationssysteme der Netzbetreiber (IT–Sicherheit, Cyber–Sicherheit) zunehmend an Bedeutung.“

Vorbericht, TZ 41: Eine IKT–Risikoanalyse begann erst Ende 2012. „Die im Bericht vom Februar 2014 empfohlenen Maßnahmen waren noch in Umsetzung, als – nach den ursprünglichen Zielvorgaben der im April 2012 erlassenen IME–VO – schon 10 % der Zählpunkte über intelligente Messgeräte verfügen sollten.“

³⁰ siehe Empfehlung des RH im Vorbericht, TZ 6

³¹ siehe Vorbericht, TZ 10

³² siehe Empfehlung des RH im Vorbericht, TZ 21



(3) Ab 2019 verbesserte das Ministerium die Information und Kommunikation über Smart Metering unter Mitwirkung des für Konsumentenschutz zuständigen Ministeriums und der E-Control, die Websites boten mehr Fachinformationen sowie Antworten auf häufig gestellte Fragen.

Im März 2021 schloss die Ministerin mit den Branchenverbänden³³ eine Vereinbarung, um die Verwirklichung energiepolitischer Ziele durch Smart Metering sicherzustellen, vor allem die Dekarbonisierung des Stromsystems, die Steigerung der Energieeffizienz und die Marktteilnahme von Bürgerinnen und Bürgern sowie von Energiegemeinschaften. Die Verbände verpflichteten sich, darauf hinzuwirken, dass ihre Mitgliedsunternehmen die Endkunden (u.a. Haushalte, Betreiber von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen, Mitglieder von Energiegemeinschaften) auf Wunsch unverzüglich mit intelligenten Messgeräten ausstatten. Die Installation der Geräte hatte in diesem Fall spätestens binnen zwei Monaten zu erfolgen.³⁴ Im Gegenzug wurde der Ausrollungszeitplan von 2022 auf 2024 erstreckt.

Es zeichnet sich jedoch ab, dass die angestrebten Funktionen und Nutzeneffekte des Smart Metering mit dem Abschluss der Ausrollung noch nicht bzw. nur mit Einschränkungen erreicht werden.

7.2 Der RH hielt kritisch fest, dass die seit 2010 für die Einführung von intelligenten Messgeräten jeweils zuständigen Ressorts ein mangelhaft vorbereitetes Großvorhaben während einer mehr als zehnjährigen Umsetzungsphase nicht ergebnisorientiert begleiteten, um den Nutzen für Endkunden und Netzbetreiber sowie für die Volkswirtschaft auch tatsächlich sicherzustellen.

Um den Erfolg von Infrastrukturvorhaben, die über den Markt allein nicht zustande kämen, zu gewährleisten, sollte die öffentliche Hand aus Sicht des RH über rechtliche Anordnungen hinaus auch eine Eigentümerrolle (Ownership) wahrnehmen und darauf hinwirken, dass Umsetzungshindernisse rechtzeitig erkannt und behoben sowie allfällige Anpassungen durchgeführt werden können.

Der RH empfahl dem Ministerium, in Abstimmung mit der E-Control und den Netzbetreibern bzw. den Branchenverbänden die jeweiligen Rollen und Zuständigkeiten zu klären sowie kooperative Strukturen und Prozesse festzulegen, die den Erfolg des Gesamtvorhabens gewährleisten.

Es war aus Sicht des RH nicht zweckmäßig, die Lösungen für zahlreiche, vor Projektbeginn nicht ausreichend geklärte Fragen im Wesentlichen an die Netzbetreiber zu delegieren, etwa Normen und Standards, Datenschutz, IT-Sicherheit, Eichwesen,

³³ Österreichs Energie und Vereinigung Österreichischer Elektrizitätswerke

³⁴ § 16e Abs. 1 Z 1 ElWOG 2010; § 1 Abs. 5 Einführungsverordnung



Übertragungstechnologien und IT-Architektur. Vielmehr hätten das Ministerium und die E-Control – in Kooperation mit den Branchenverbänden sowie den fachzuständigen Ressorts – zu geeigneten Rahmenbedingungen und Lösungen beitragen sollen, die der digitalen Transformation gerecht werden. Dies mit dem Ziel, Projektrisiken, Aufwand und Kosten zu reduzieren sowie den Nutzen für die Endkunden und letztlich für die Volkswirtschaft zu maximieren.

Die Maßnahmen zur Verbesserung der Information ab dem Jahr 2019 und die Zielvereinbarung 2021 erachtete der RH zwar als positiv, er vermisste jedoch strategische Überlegungen des Ressorts für die kontinuierliche Entwicklung des Smart Metering und der Digitalisierung des Energiewesens.

Der RH empfahl dem Ministerium, seine Verantwortung gemäß Bundesministerien gesetz 1986 umfassend wahrzunehmen und die strategische Begleitung des Vorhabens in Kooperation mit den zuständigen Fachressorts, Regulierungsbehörden, Branchenverbänden und Stakeholdern zu verstärken. Dies vor allem mit dem Ziel, die Nutzeffekte aus der Einführung von Smart Metering für die Endkunden und die Volkswirtschaft zu realisieren.

- 7.3 (1) Laut Stellungnahme des Ministeriums habe es mit der E-Control, den Branchenverbänden und Landes-Netzbetreibern sowie der Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften des Klima- und Energiefonds einen regelmäßigen Austausch initiiert. Unter dem Arbeitstitel „Beseitigung der Hemmnisse beim Anschluss und Betrieb von Photovoltaik-Anlagen“ fänden regelmäßig Workshops mit den beteiligten Institutionen statt. Beim zweiten Austausch am 18. Oktober 2023 seien etwa die mangelhafte Echtzeit-Datenübertragung und die Ersatzwertbildung bei fehlenden Viertelstundenwerten bei Energiegemeinschaften diskutiert worden. Neben der zu klarenden Zuständigkeit für die Messwertübertragung seien auch Hemmnisse in Verbindung mit dem Netzanschluss und dem Betrieb von Photovoltaik-Anlagen identifiziert worden, die nun unter Beteiligung der betroffenen Akteurinnen und Akteure abgebaut würden. Die Workshop-Reihe solle im Jahr 2024 fortgeführt werden.
- (2) Die E-Control hielt in ihrer Stellungnahme fest, dass sie im Rahmen ihres gesetzlichen Auftrags handle und ihren gesetzlichen Aufgaben und Pflichten vollständig nachkomme. Das EIWOG 2010 sehe eine klare Verteilung der Zuständigkeiten für die einzelnen Aspekte der Einführung von Smart Metern vor. Diese Verteilung, insbesondere zwischen Ministerium und E-Control, sowie die Erfüllung der gesetzlich zugewiesenen Aufgaben seien einzuhalten.



- 7.4 Der RH entgegnete der E-Control, dass ihre Zuständigkeit die Überwachung und das Monitoring des Gesamtvorhabens umfasst. Die zahlreichen Hinweise auf Probleme, vor allem auch bei der Datenübertragung, hätte die E-Control im Rahmen des Monitorings schon früher an das Ministerium herantragen können. Die Probleme betrafen nicht allein den Zeitrahmen für die Ausrollung, sondern auch die Gewährleistung der angestrebten Funktionalitäten. Der RH erwiderte der E-Control ferner, dass die Monitoringberichte die angefallenen Kosten des Gesamtvorhabens, entgegen den Vorgaben der Einführungsverordnung, bis zum Jahr 2022 nicht auswiesen (TZ 24 f.).

Organisation und Ressourcen des Ministeriums

- 8.1 (1) Das vormals zuständige Wirtschaftsministerium hatte keine Steuerungsgruppe bzw. keine Projektorganisation zur übergreifenden strategischen Begleitung des Vorhabens eingerichtet.³⁵ Auch die in der Folge zuständigen Ministerien³⁶ trafen diesbezüglich keine Veranlassungen. Die Rolle und Verantwortung der Akteure – Ministerium, E-Control und Netzbetreiber bzw. deren Branchenverbände – waren unzureichend geklärt. Jede Institution sah Grenzen der eigenen Zuständigkeit und Versäumnisse jeweils bei den anderen. Nachdem das Projekt in Verzug geraten war, kam es auch zu negativen Kompetenzkonflikten. Die Akten des Ministeriums befass-ten sich überwiegend mit logistischen Themen, u.a. mit den Novellen der Einfüh-ruungsverordnung sowie mit der Beantwortung von Bürgeranfragen zu Smart Metern.
- (2) Im Frühjahr 2021 wurde ein Prozess zur Organisationsentwicklung und Reorgani-zation der Klima- und Energiesektion des Ministeriums in die Wege geleitet. Der Schwerpunkt einer neuen Abteilung für „Strategische Energiepolitik“ umfasste die Themen Energiemarkt und Statistik, Digitalisierung der Energiewende sowie Smart Metering.

³⁵ siehe Vorbericht, TZ 6

³⁶ bis 2017 Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft; 2018 bis 2020 Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus; seit Jänner 2020 Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie



Der RH hatte wiederholt³⁷ auf Mängel in der Organisation, Personalausstattung und Arbeitsweise des Ministeriums sowie fehlende Datengrundlagen hingewiesen. Das Ministerium hatte argumentiert, das Problem sei erkannt, die Rekrutierung von Personen mit den nötigen Qualifikationen und einschlägigen Berufserfahrungen jedoch schwierig, u.a. weil die Gehälter in der Energiebranche im Allgemeinen deutlich über jenen des Bundes lägen.

- 8.2 (1) Der RH bewertete die Reorganisation der Klima– und Energiesektion des Ministeriums und die neuen thematischen Schwerpunkte – Energiemarkt und Digitalisierung – als zweckmäßig. Er beurteilte die Ausstattung mit Personalressourcen als kritischen Faktor in Anbetracht der hohen Komplexität der energie– und klimapolitischen Ziele, die Österreich bis 2030 bzw. bis 2040 umzusetzen hat, und den damit verbundenen Koordinations– und Steuerungsbedarf.

Der RH empfahl dem Ministerium, die Reorganisation der für das Energiewesen zuständigen Sektion zügig und mit Nachdruck weiterzuführen. Zur wirksamen Koordination und strategischen Steuerung der energiepolitischen Ziele bis 2030 wäre eine angemessene Personalausstattung sicherzustellen – gegebenenfalls auch durch ressortinterne Umschichtungen.

(2) Der RH erachtete eine allein auf rechtliche Vorgaben gestützte Umsetzung von energiepolitischen Großvorhaben als wenig erfolgversprechend. Im Fall der Einführung von Smart Metering waren zudem für offene Fragen aus der Vorbereitungsphase sowie für die Weiterentwicklung des Smart Metering tragfähige Lösungen zu finden und das Kosten–Nutzen–Verhältnis zu verbessern.

Der RH empfahl dem Ministerium, für staatlich initiierte, nicht allein von Marktkräften getragene Großvorhaben geeignete Strukturen vorzusehen, etwa eine Steuerungsgruppe, einen Lenkungsausschuss oder eine Projektorganisation, um eine mehrjährige Umsetzung strategisch zu begleiten.

³⁷ siehe Vorbericht, TZ 6

RH–Bericht „Ökostromförderung am Beispiel Windkraft und Photovoltaik“ (Reihe Bund 2020/15, TZ 42): Die organisatorischen und personellen Voraussetzungen zur effektiven Koordination und strategischen Steuerung der energiepolitischen Ziele für 2030 wären sicherzustellen. Für anstehende Aufgaben wären entsprechende Ressourcen umzuschichten sowie geeignete Projektstrukturen bzw. ein Projektmanagement vorzusehen.

RH–Bericht „Förderungen für den Fernwärme– und Fernkälteleitungsausbau“ (Reihe Bund 2022/30, TZ 34): Der RH wies kritisch darauf hin, dass der mehrmalige Ressortwechsel, der Wechsel von Abteilungszuständigkeiten und Mitarbeiterfluktuationen zu Know–how–Verlust im Ministerium führten.



Aufgaben der E-Control und der Landes–Netzbetreiber

- 9.1 (1) Die E–Control hatte Smart Metering seit etwa 2005 engagiert vorangetrieben. Im Jahr 2009 suchte sie das Einvernehmen mit der Energiewirtschaft über die Einführung von Smart Metering bis Ende 2015. Da die Verhandlungspartner die Vorgehensweise für übereilt erachteten, beauftragte der Wirtschaftsminister die E–Control Anfang 2010 mit der Ausarbeitung eines Smart–Metering–Konzepts sowie von Vorschlägen für den ab 2010 geschaffenen Rechtsrahmen.³⁸ Der RH hatte in seinem Vorbericht kritisch festgestellt, dass der Fokus der E–Control unter ihrer damaligen Geschäftsführung einseitig auf der sehr raschen Umsetzung des Vorhabens lag.³⁹

Im Jahr 2011 erließ der Vorstand der E–Control die Anforderungsverordnung. Ferner definierte die E–Control Mitte 2015 in den Sonstigen Marktregeln⁴⁰ die drei Smart–Meter–Konfigurationen (Standard, Opt–in und Opt–out, [TZ 19](#)).

(2) Im überprüften Zeitraum (2019 bis 2022) hatte die E–Control mit Bezug auf Smart Metering vor allem

- die jährlichen Monitoringberichte zu erstellen ([TZ 10 f.](#)),
- die Einführung zu überwachen einschließlich allfälliger Sanktionen⁴¹ sowie
- die Kosten der Einführungsphase zu erheben, zu prüfen und zu regulieren ([TZ 24 ff.](#)).

(3) Im überprüften Zeitraum tauschte sich die E–Control mit dem Ministerium, den Netzbetreibern und der Energiebranche wiederholt über Smart–Metering–Themen aus. Einzelne Besprechungen fanden auch mit der Datenschutzbehörde sowie dem Bundesamt für Eich– und Vermessungswesen statt. Ab 2019 verstärkte sie ihre Informationstätigkeit. Ebenso rückten die Optimierung der Kommunikationsprozesse zwischen den Akteuren des Energiemarkts, das Energiedatenmanagement und die Marktkommunikation ([TZ 18](#)) in den Fokus.

(4) Im Monitoringbericht über das Jahr 2020 sprach sich die E–Control für ein einheitliches österreichweites Vorgehen aus, um zu klären, „welche zukünftigen Smart–Meter–Funktionen notwendig sein werden, um schon heute kommende Anforderungen und Anpassungen vorzubereiten.“ Sie erwartete, dass „die festgeleg-

³⁸ siehe Vorbericht, TZ 7

³⁹ siehe Vorbericht, TZ 7: Aus Sicht des RH geriet die E–Control mit ihrem starken Engagement für die Einführung intelligenter Messgeräte in ein Spannungsverhältnis zu ihrer Rolle als Regulierungsbehörde, in der sie die Kosten dieser Investitionsvorhaben auf ihre Angemessenheit zu überprüfen hatte.

⁴⁰ gemäß § 22 Abs. 1 Energie–Control–Gesetz i.d.F. BGBl. I 7/2022

⁴¹ siehe Vorbericht, TZ 11: Bei Nichteinhaltung der Einführungsverordnung hat die E–Control Aufsichtsverfahren einzuleiten bzw. Verwaltungsstrafanzeigen zu erstatten (Verwaltungsstrafen bis 75.000 EUR).



ten Funktionen der aktuellen Zählersysteme für künftige Anwendungen, wie z.B. die Steuerung von Anlagen (Erzeugung, Verbrauch, Speicher), Übermittlung von Echtzeitdaten, Anbindung von Ladeinfrastruktur [...] nicht ausreichen werden.“⁴²

Ende 2021 beauftragte sie eine Studie zur „Weiterentwicklung des Zählersystems in Österreich“ (in der Folge: **Zählerstudie**⁴³). Das Ziel war, die Potenziale des Smart Metering für den Betrieb, die Planung und den Ausbau der Verteilernetze sowie für die Tarifgestaltung auszuschöpfen. Die Studie sollte diesbezügliche Vorschläge der E-Control bewerten und Empfehlungen für Änderungen des rechtlichen Rahmens liefern (TZ 38). Die Auftragnehmer erhoben dazu auch die Sicht der Netzbetreiber.

Die im August 2022 veröffentlichte Zählerstudie zeigte u.a. künftige technische und rechtliche Funktionseinschränkungen des noch in Umsetzung befindlichen Vorhabens auf. Diese Einschränkungen bestanden vor allem im Bereich der Übertragungstechnologie (TZ 16 ff.) sowie bei der Datenverwendung (TZ 34 ff.). Eine Neubewertung der noch laufenden Ausrollung erfolgte nicht.

(5) Verschiedene Arbeitsgruppen der Verteilernetzbetreiber befassten sich ab 2010 im Rahmen des Branchenverbands Österreichs Energie mit den technischen Aspekten des Smart Metering (TZ 16 f.). Sie erstellten Arbeitsbehelfe⁴⁴ (Leitlinien), die eine einheitliche Umsetzung der gesetzlichen Vorgaben bezweckten. Sie sollten die Hersteller bei der Entwicklung der Produkte und Leistungen sowie die Netzbetreiber bei der Beschaffung der Geräte und Komponenten unterstützen.

Laut den Berichten der Konzernrevisionen setzten alle Landes–Netzbetreiber das Vorhaben nach den rechtlichen und unternehmenseigenen Vorgaben sowie den Standards des technischen und organisatorischen Projektmanagements um. Schwerwiegende Verstöße wurden nicht festgestellt. Der Personalbedarf und die Eigenleistungen stiegen, u.a. weil die Landes–Netzbetreiber mit ihren Lieferanten vielfach individuell angepasste Lösungen⁴⁵ entwickelten, z.B. neue Systemversionen, Schnittstellen und Prozesse⁴⁶.

⁴² E-Control, Monitoringbericht 2021 (Berichtsjahr 2020), Kapitel 8: Ausblick, S. 41

⁴³ Fraunhofer–Institut für Angewandte Informationstechnik et al. (im Auftrag der E–Control), Studie zur Weiterentwicklung des österreichischen Stromzählersystems, Abschlussbericht 18. August 2022, S. 62

⁴⁴ z.B. Arbeitsunterlagen zur Erstellung eines Lastenhefts (Juni 2013 und Dezember 2015), Ende–zu–Ende–Verschlüsselung (Dezember 2014), Use Cases (April 2015)

⁴⁵ z.B. Verrechnungssysteme und Marktkommunikation, Netzeleitsysteme, Energiedatenmanagement (EDM), Workforce Management (WFM), Kundendatenmanagement (CRM), Gerätemanagement, Geoinformationssystem (GIS)

⁴⁶ z.B. Rollout–Planung, Meter–Data–Management–System (MDMS), Key–Management–System (KMS), Smart–Meter–Operation–Support–System (SM–OSS), Webportal



- 9.2 Der RH hielt fest, dass die E-Control für das von ihr ursprünglich äußerst engagiert vorangetriebene Vorhaben in der Folge – ebenso wie das Ministerium – weniger Ownership zeigte, um die Realisierung der angestrebten Nutzeneffekte im Verlauf der mehrjährigen Umsetzungsphase sicherzustellen.

Die Landes–Netzbetreiber richteten ihren Fokus vor allem auf die technische und organisatorische Umsetzung in ihren jeweiligen Netzgebieten und IT–Systemen. Aufgrund der Art, Größe und Komplexität der Projekte sowie der gesetzlichen Vorgaben und Rahmenbedingungen war die Umsetzung aus Sicht des RH herausfordernd.

Mögliche Synergien und Mengenvorteile wurden mangels einer übergeordneten Systemsicht sowie branchenweiter Koordination und Abstimmung zu wenig genutzt. Aus Sicht des RH wurde Smart Metering erst zum Teil als Baustein einer weitergehenden digitalen Transformation der Stromnetze erkennbar. Vielfach erschien es noch als eigenständiges, unverbundenes Projekt.

Infolge von rechtlichen Nutzungs– und technischen Funktionseinschränkungen sowie mit dem Zeitverzug in der Umsetzung traten die erwarteten Nutzeneffekte verspätet bzw. vorerst in geringerem Maße ein, ohne dass Neubewertungen vorgenommen wurden. Der RH erachtete daher die Initiative der E–Control zur Weiterentwicklung des österreichischen Smart–Metering–Systems grundsätzlich für zweckmäßig.

Ein einheitliches österreichweites Vorgehen – wie von der E–Control angestrebt – zur Klärung der künftig notwendigen Smart–Meter–Funktionen und zur Vorbereitung von „kommande[n] Anforderungen und Anpassungen“ wäre auch aus Sicht des RH – periodisch sowie begleitend zum weiteren Verlauf der Einführung – zweckmäßig.

Der RH verwies dazu auf seine Ausführungen und Empfehlungen zur Steuerung durch das Ministerium (TZ 7), zum Smart–Meter–Monitoring (TZ 10 f.) sowie zu den Nutzeneffekten (TZ 34 f.).

- 9.3 Laut Stellungnahme der E–Netze Steiermark seien Anforderungen wie z.B. die Steuerung von Anlagen (Erzeugung, Verbrauch, Speicher), die Übermittlung von Echtzeitdaten oder auch die Anbindung von Ladeinfrastruktur für die bis 2024 auszurollenden Smart–Metering–Systeme noch nicht angedacht gewesen. In den letzten Jahren seien sukzessive weitere Anforderungen in Diskussion gekommen. Da die Smart–Meter–Verordnungen diese neuen Anforderungen noch nicht vorgesehen hätten, seien sie auch nicht in den EU–weiten Ausschreibungen enthalten gewesen und die Kosten wären im Rahmen der Kostenregulierung auch nicht anerkannt worden. Aufgrund dieser neuen Anforderungen habe die E–Control die Zählerstudie beauftragt und die Netzbetreiber hätten eine Arbeitsgruppe bei Österreichs Energie eingesetzt.



- 9.4 Der RH verwies dazu auf seine Gegenäußerung zur Stellungnahme der E-Control in TZ 10.

Smart–Meter–Monitoring

- 10.1 (1) Die E–Control hatte jährlich einen Bericht zur Einführung von intelligenten Messgeräten zu erstellen und zu veröffentlichen (Monitoringbericht).⁴⁷ Zu diesem Zweck hatten die Verteilernetzbetreiber ihr⁴⁸ jährlich bis zum 31. März mittels eines Fragebogens und ergänzender Unterlagen über folgende Themen zu berichten:

- die aktuellen Projektpläne,
- den Fortschritt der Installation von intelligenten Messgeräten,
- die bei der Installation gemachten Erfahrungen,
- die angefallenen Kosten,
- den Datenschutz,
- die Verbrauchsentwicklung bei den Endverbrauchern und
- die Netzsituation.

Die wesentlichen Ergebnisse flossen jeweils auch in den jährlichen Tätigkeitsbericht der E–Control ein. Dieser war nach dem Energie–Control–Gesetz⁴⁹ der Klimaschutzministerin und dem Nationalrat vorzulegen sowie der Europäischen Kommission zu übermitteln.

(2) Im Vorbericht hatte der RH u.a. kritisch festgestellt, dass die E–Control und das Ministerium aus den jährlichen Monitoringberichten keine Schlussfolgerungen zogen und die Zahl der installierten und kommunikativ angebundenen Messgeräte nicht eindeutig war.⁵⁰ Er hatte der E–Control u.a. empfohlen, die Kriterien für die Umsetzungsfortschritte eindeutig zu definieren.

(3) Die E–Control hatte dazu dem RH im Nachfrageverfahren 2020 mitgeteilt, dass die Monitoringberichte vor allem jene Informationen bereitzustellen hätten, die es dem Ministerium erlaubten, die Einhaltung der Zeitvorgaben und der Ausrollungsziele der Einführungsverordnung zu überprüfen. Zudem seien aktuelle Themen und Beiträge von Stakeholdern aufgenommen worden.

⁴⁷ gemäß § 2 Abs. 1 und 3 Einführungsverordnung i.d.F. BGBl. II 138/2012 bzw. § 83 Abs. 1 EIWOG 2010; siehe [https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/versorgungssicherheit/monitoring_\(abgerufen am 18. März 2024\)](https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/versorgungssicherheit/monitoring_(abgerufen_am_18._März_2024))

⁴⁸ die Berichtspflicht an das Ministerium entfiel mit der Einführungsverordnung i.d.F. BGBl. II 9/2022

⁴⁹ BGBl. I 110/2010 i.d.g.F.

⁵⁰ siehe Vorbericht, TZ 10 und 11



(4) Die Bewertung des Fortschritts erfolgte, wie der RH nunmehr feststellte, vor allem anhand der Anzahl der installierten Geräte, obwohl die Ausrollungsquote auch aus Sicht der E-Control „nicht den Gesamt–Projektfortschritt“ widerspiegelte und keinen Aufschluss gab über die Fortschritte bei der Implementierung stabiler Übertragungstechnologien und IT–Systeme (TZ 14 ff.). Indikatoren, die die Kapazität und Leistungsfähigkeit der Datenübertragungs– und Datenverarbeitungssysteme abbilden, waren nicht definiert.

(5) Der Monitoringbericht 2022 (Berichtsjahr 2021) wies mit den Investitionskosten erstmals einen Teil der angefallenen Kosten aus (TZ 27 ff.). Für die Berichtsjahre bis 2020 stellte das Monitoring dagegen keine Kosten dar, obwohl nach dem EIWOG 2010 „insbesondere auch über die Kostensituation“ zu berichten war.⁵¹ Auch hatte die E-Control ursprünglich selbst eine „scharfe Abgrenzung“ der Kosten in Aussicht gestellt, um „Kostenverschiebungen zwischen den Leistungssparten bzw. Kosten des zentralen Systems, die nicht unter das Messentgelt fallen, zu verhindern“.⁵²

10.2 (1) Der RH hielt kritisch fest, dass das Monitoring der E–Control den Fortschritt des Vorhabens allein an der Anzahl der gemäß den Zeitvorgaben eingebauten Messgeräte festmachte. Es erstreckte sich nicht auf die Errichtung stabiler, den Vorgaben der Anforderungsverordnung 2011 entsprechender Datenübertragungssysteme; auch nicht auf die Ertüchtigung der zentralen IT–Systeme, die künftig höhere Datenaufkommen rascher und häufiger verarbeiten müssen. Hinweise auf die eingeschränkte Eignung der Smart–Metering–Systeme für die angestrebten Zwecke und Funktionen lieferte das Monitoring erstmals zum Berichtsjahr 2020. Maßnahmen zur Gegensteuerung, etwa ein Wechsel der Übertragungstechnologie oder Anpassungen der Systemarchitektur, wurden nach den dem RH vorliegenden Unterlagen nicht in Betracht gezogen.

Aus Sicht des RH sollte das Monitoring das Ministerium und die Öffentlichkeit über

- die Projektfortschritte, auch mit Blick auf angestrebte Zwecke und Nutzeneffekte sowie
- notwendige Projektanpassungen bzw. Weiterentwicklungen

informieren. Die Fortschritte bei der Erreichung der Ausrollungsquote waren in dieser Hinsicht wenig aussagekräftig. Der RH verwies in diesem Zusammenhang auf seine Empfehlung in nachfolgender TZ 11.

(2) Ferner kritisierte der RH, dass die Monitoringberichte der E–Control vor 2022 keine Angaben zu den angefallenen Kosten enthielten. Das Ministerium hatte diesbezüglich auch nicht nachgefragt.

⁵¹ Verordnungsermächtigung gemäß § 83 Abs. 1 EIWOG 2010

⁵² siehe Vorbericht, TZ 10 mit Bezug auf die Monitoringberichte 2015 und 2016



Der RH empfahl der E-Control, ihren Berichtspflichten sachgerecht und vollständig nachzukommen und vor allem auch über die Gesamtkosten der Einführungsphase von Smart Metering Transparenz zu schaffen, weil diese von den Endkunden über die regulierten Netzentgelte finanziert werden.

10.3 Die E-Control hob in ihrer Stellungnahme hervor, dass sie ihre Aktivitäten im überprüften Zeitraum verstärkt und in ihren Monitoringberichten rechtzeitig auf die Hindernisse und Schwierigkeiten in der Smart-Meter-Ausrollung hingewiesen habe. Als sich die Nichterreichung der Ausrollungsziele im Berichtsjahr 2019 abzeichnete, sei mit dem Ministerium eine Zielvereinbarung mit der Branche initiiert und abgeschlossen (TZ 7) sowie eine Änderung der Einführungsverordnung empfohlen worden. Im Berichtsjahr 2020 habe sich abgezeichnet, dass die Funktionen der aktuellen Zählersysteme für künftige Anwendungen, z.B. die Steuerung von Anlagen, die Übermittlung von Echtzeitdaten, die Anbindung von Ladeinfrastruktur und Unterstützung von virtuellen Zählpunkten, nicht ausreichend sein würden.

Ebenso betonte die E-Control die Bedeutung einer effizient funktionierenden Marktkommunikation. Darauf habe sie in den Monitoringberichten für die Jahre 2021 bzw. 2022 ausdrücklich hingewiesen. Eine Anpassung des Rechtsrahmens sei dringend geboten.

10.4 Der RH entgegnete der E-Control, dass die Hindernisse und Schwierigkeiten in der Smart-Meter-Ausrollung, vor allem die Probleme mit der Datenübertragung, schon deutlich früher erkennbar waren. Die diesbezüglichen Berichte der Landes-Netzbetreiber an die E-Control flossen nicht in die Monitoringberichte ein. Anders als in den Niederlanden im Jahr 2014 oder in Italien im Jahr 2016 wurden keine Maßnahmen zur Gegensteuerung veranlasst (TZ 16).

Ferner erwiderte der RH der E-Control, dass die aktuellen Zählersysteme nicht nur die künftigen, sondern auch schon die bestehenden Anforderungen der E-Control aus dem Jahr 2011 nicht vollständig erfüllten. Er verwies auf seine Empfehlung in TZ 11, das Monitoring auf steuerungsrelevante Informationen auszurichten, um die Erreichung der angestrebten Nutzeneffekte des Vorhabens zu gewährleisten.

11.1 Für die Monitoring-Berichte beantworteten die Landes-Netzbetreiber einen Fragebogen der E-Control, dem sie auch Berichte zur Umsetzung der Datenübertragung sowie zur Anpassung ihrer IT-Systeme anschlossen. Die Monitoringberichte der E-Control gingen auf die darin ausgeführten Probleme und Projektverzögerungen nicht näher ein.

Wiederholt verwiesen die Berichte der E-Control für die Jahre 2017 bis 2021 auf nicht näher ausgeführte „technische Probleme bei den Pilotprojekten“ und „Lieferengpässe bei den Herstellern“. Bei den technischen Problemen handelte es sich



– nach den Meldungen der Landes–Netzbetreiber an die E–Control – vielfach um Probleme bei der Datenübertragung auf der letzten Meile ([TZ 16](#)). Lieferengpässe konnten je nach Berichtsjahr bedeuten, dass der Markt die Anforderungen noch nicht erfüllen konnte oder dass die Lieferketten durch die COVID–19–Pandemie unterbrochen waren.

- 11.2 Der RH hielt kritisch fest, dass sich die Umsetzung der Smart–Metering–Projekte der Landes–Netzbetreiber insbesondere durch Probleme mit der Datenübertragung sowie bei der Anpassung der IT–Systeme verzögerte. Diese Informationen der Landes–Netzbetreiber an die E–Control flossen aus Sicht des RH nicht in angemessener Weise in die Monitoringberichte ein. Die E–Control beschrieb die Projektverzögerungen der Jahre 2017 bis 2021 pauschal mit technischen Problemen und Lieferengpässen. Lieferprobleme konnten aus Sicht des RH z.B. auch eine Folge fehlender Standardisierung sein, die die Anzahl verfügbarer Anbieter einschränkte und die Abhängigkeit von einzelnen Lieferanten bzw. Herstellern vergrößerte.

Der RH bemängelte, dass die Einführungsverordnung das Verfehlen von quantitativen und zeitlichen Vorgaben mit Sanktionen belegte, die Installation nicht–komunikativer Geräte jedoch auf die Ausrollungsquote für intelligente Messgeräte anrechnete.

[Der RH empfahl dem Ministerium und der E–Control, das Monitoring und die Überwachung jeweils auf steuerungsrelevante Informationen für die Umsetzung eines Gesamtvorhabens auszurichten. Der Fortschritt des Vorhabens sollte insbesondere auch mit Blick auf die Erreichung der angestrebten Funktionen und Nutzeneffekte verfolgt werden.](#)

- 11.3 Laut Stellungnahme der E–Control würden weitergehende Zuständigkeiten sowie Monitoringpflichten der E–Control eine gesetzliche Grundlage erfordern. Dies wäre aus ihrer Sicht in einigen Bereichen zielführend.
- 11.4 Der RH entgegnete der E–Control, dass sie ihren gesetzlichen Monitoringauftrag aus Sicht des RH zu eng interpretierte, indem sie vor allem auf die Anzahl der zeitgerecht installierten Geräte abstellte. Nach Ansicht des RH ist es der E–Control im Rahmen ihrer Monitoring– und Überwachungsaufgaben unbenommen, darauf hinzuwirken, dass Hindernisse, die in der mehrere Jahre dauernden Umsetzung von Großvorhaben auftreten können, behoben werden.



Anforderungen an Messsysteme und Messgeräte

EU-Empfehlungen und nationale Vorgaben

- 12.1 (1) Das EU-Energierichtspaket 2009 stellte auf intelligente „Messsysteme“ ab, das EIWOG 2010 dagegen auf intelligente „Messgeräte“.

Die EU-Kommission formulierte im März 2012⁵³ Empfehlungen zu den Funktionen der intelligenten Messsysteme u.a. für Endverbraucher, Netzbetreiber, Energieversorger und deren Tarifsysteme sowie für die dezentrale Erzeugung. Im Fokus der österreichischen Regelungen standen vor allem die Anforderungen an intelligente Messgeräte.⁵⁴ Letztere wurden als Messeinrichtungen definiert, die über eine Datenübertragung verfügen.⁵⁵

(2) Aus einer übergeordneten Systemsicht war jedoch auch zu klären,

- welche Anforderungen die Datenübertragung und die IT-Systeme der Netzbetreiber für die künftigen Funktionen und Anwendungen zu bewältigen hatten,
- wie die Elemente und Services des Gesamtsystems zur Digitalisierung neuer, zeitna-her Netz- und Marktprozesse beitragen und
- welche Funktionen und Aufgaben an welcher Stelle des Systems ausgeführt werden sollen.

Auch die Gewährleistung von IT-Sicherheit, Datenschutz und Energieeffizienz des Smart Metering setzt eine Systemsicht voraus ([TZ 33](#)).

Die von der E-Control beauftragte Zählerstudie vom August 2022 kam u.a. zu dem Ergebnis, dass die Nutzung des Potenzials der Smart-Meter-Daten derzeit nicht möglich sei, u.a. weil „keine ausreichende Kommunikationsbandbreite zur Verfü-gung steht und die Ressourcen für die Analyse einer großen Datenmenge begrenzt sind.“⁵⁶

⁵³ Empfehlungen der Kommission vom 9. März 2012 zu Vorbereitungen für die Einführung intelligenter Mess-systeme (2012/135/EU); siehe Tabelle B im Anhang A

⁵⁴ Anforderungsverordnung der E-Control vom November 2011; siehe Tabelle B im Anhang A

⁵⁵ gemäß § 7 Abs. 1 Z 31 EIWOG 2010; siehe Vorbericht, TZ 25

⁵⁶ Zählerstudie, S. 66



(3) Die österreichischen Smart-Meter-Vorgaben wiesen zudem folgende Besonderheiten auf:

- Mit der Verpflichtung, eine Kommunikation mit vier externen Mengenmessgeräten (Multi–Utility–Schnittstelle z.B. für Wasser, Gas, Wärme) vorzusehen, ging Österreich über die EU–Empfehlungen hinaus (TZ 22),
- die von der EU–Kommission empfohlene Standardisierung der Kundenschnittstelle setzte Österreich nicht um (TZ 23) und
- die ebenfalls empfohlene Verwendung der Messwerte für Zwecke der Netzplanung regelte Österreich sehr restriktiv (TZ 35).

12.2 Der RH hielt fest, dass das österreichische Regelwerk zur Einführung des Smart Metering weniger auf ein Gesamtsystem – aus Zählern, Kommunikationstechnik und IT–Systemen – und dessen Funktionen für verschiedene Akteure und Zwecke abstellte, sondern vielmehr die Messgeräte und deren möglichst rasche Installation in den Mittelpunkt rückte. Aus Sicht des RH ist Smart Metering umfassender zu sehen; es dient der Digitalisierung der Netz– bzw. Marktprozesse der Elektrizitätswirtschaft und erfordert daher auch entsprechende Kapazitäten für die Übertragung und Verarbeitung großer Datenmengen.

Anpassung der IT–Systeme der Netzbetreiber

Überblick

13 (1) In der Einführungsphase mussten die Netzbetreiber ihre zentralen IT–Systeme anpassen und zum Teil auch neu entwickeln. Die bestehenden Server konnten den erwartbaren Anstieg des Datenvolumens sowie die Anforderungen an Datenschutz und Datensicherheit zum Teil nicht bewältigen.⁵⁷ Die IT–Systeme hatten vor allem folgende neue bzw. zusätzliche Funktionen zu erfüllen:

- das Head–End–System (HES) muss die von den einzelnen Smart Metern gemessenen Kunden– und Verbrauchsdaten sammeln und plausibilisieren,
- Verwaltung und Speicherung der Schlüssel und Sicherungsmaßnahmen für die Kommunikation mit den Smart Metern (Key–Management–System),
- das Meter–Data–Management–System (MDMS) muss die Daten validieren, verarbeiten, auswerten und speichern; es bildet den Kern der IT–Infrastruktur für Smart Metering und umfasst u.a. auch Funktionen wie die Ersatzwertbildung (TZ 18),
- das Meter–Management–System (MMS) dient der Verwaltung und Organisation des intelligenten Messsystems, z.B. Störungskontrolle, Eichzyklen, Wartung, Updates– und Versionsverwaltung der Software und Fernsperrung.

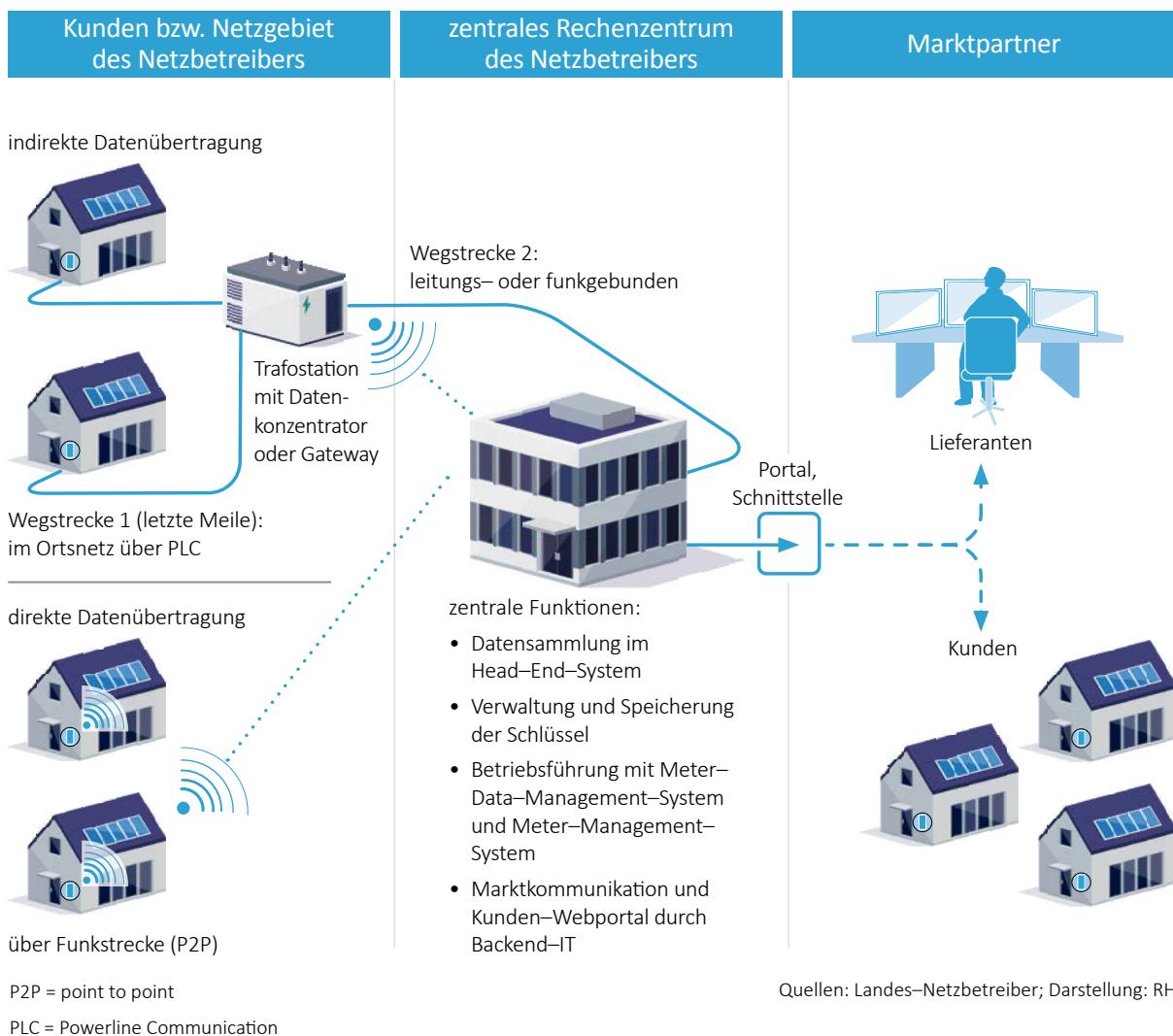
⁵⁷ Während von den konventionellen Stromzählern einmal jährlich ein Wert abgelesen wird, übermittelt ein Viertelstundenwert–Smart–Meter (Opt–in) täglich 96 Messwerte, also rd. 35.000 Messwerte pro Jahr.



Intelligente Messgeräte (Smart Meter) – Einführungsstand 2022

(2) Nachfolgende Abbildung zeigt die Komponenten des Smart–Metering–Systems im Überblick:

Abbildung 4: Smart–Metering–System mit Kernkomponenten



Quellen: Landes–Netzbetreiber; Darstellung: RH

Die neuen bzw. erweiterten Systeme waren an die vorhandene IT–Infrastruktur (Backend–IT) des Netzbetreibers anzubinden, z.B. Verrechnungssysteme, Kundenportale oder Energiedaten–Management–Systeme für Analysen und Prognosen. Sie bedurften – ebenso wie die (Backend–)Systeme – einer Anpassung.

Die Smart–Meter–Daten gelangen in das zentrale Rechensystem des Netzbetreibers, wo sie gesammelt, gespeichert und verarbeitet werden. Die Datenintegration ermöglicht ihre Nutzung für das Verrechnungssystem, das Kunden–Webportal, das Energiedatenmanagement und die Marktkommunikation. Im Rahmen ihrer jeweili-



gen vertraglichen Verpflichtungen stellen die Netzbetreiber die Daten den Kunden und Lieferanten zur Verfügung.

Meter–Data–Management–System

- 14.1 (1) Die IT–Systeme der Netzbetreiber waren zumeist unterschiedlich aufgebaut; das Meter–Data–Management–System (**MDM–System**) musste daher jeweils individuell in die bestehende Systemlandschaft – die ebenfalls zu ertüchtigen war – integriert werden.

Die Beschaffung der MDM–Systeme erfolgte in den Jahren 2014 bis 2017. Vier Landes–Netzbetreiber beauftragten unabhängig voneinander zwischen Ende 2015 und Mitte 2017 denselben Anbieter. Dieser bündelte daraufhin die Software–Entwicklung für die vier Auftraggeber in einem „Österreich–Masterplan“. Dies brachte zwar Qualitätsverbesserungen und Kostenoptimierungen, verlangsamte jedoch die Ausrollung.

(2) Bei der Zuschlagserteilung stellten die Auftragnehmer eine Umsetzung bzw. Abnahme der MDM–Systeme innerhalb von ein bis zwei Jahren in Aussicht. Die Fristen wurden durchwegs nicht eingehalten, bei den meisten Landes–Netzbetreibern vergingen bis zur Übernahme letztlich fünf bis sechs Jahre. Der Markt konnte für die spezifischen Anforderungen der Netzbetreiber damals noch keine Standardlösungen anbieten. Auch die Netzbetreiber hatten die Komplexität des Vorhabens unterschätzt. Beide Seiten mussten Zeit und Ressourcen für Entwicklungsarbeiten aufbringen.

- 14.2 Der RH hielt fest, dass die Landes–Netzbetreiber und die von ihnen beauftragten Lieferanten die Komplexität der Anforderungen an die MDM–Systeme bei der Zuschlagserteilung unterschätzt hatten. Dies verzögerte die vertraglich vereinbarte Abnahme der IT–Systeme in den meisten Fällen um mehrere Jahre.

Der RH empfahl den Landes–Netzbetreibern, künftig auch den Bereich der IT–Systeme der Verteilernetzbetreiber auf Konsolidierungs– und Harmonisierungspotenziale zu untersuchen. Die Erkenntnisse daraus sollten in die weitere Entwicklung des Smart Metering einfließen. Ziel sollte ein branchenweites Informations– und Kommunikationskonzept sein, das Prozessoptimierungen und ein hohes Maß an Flexibilität ermöglicht.

- 14.3 Die Landes–Netzbetreiber von Burgenland, Kärnten, Oberösterreich, Salzburg, Steiermark und Wien führten in ihren Stellungnahmen aus, dass unterschiedliche IT–Systeme und Prozesslandschaften beständen und eine Harmonisierung technisch und organisatorisch nur begrenzt möglich sei, u.a. auch wegen der historisch bedingt sehr unterschiedlichen Zählerparks der Netzbetreiber. Derzeit würden die Netzbe-



treiber aber an einem österreichweiten „Companion–Standard“ arbeiten, der die unterschiedlichen Smart–Metering–Prozesse weitestgehend harmonisieren und damit zu einer gewissen Standardisierung der für Smart Metering relevanten IT–Systeme beitragen werde.

Die Tiroler Netze hoben in ihrer Stellungnahme – auch zu den Empfehlungen des RH in TZ 35 und TZ 37 – als wesentliche Funktion auch die Sicherungsmaßnahmen für die Smart–Meter–Kommunikation, die Verwaltung und Speicherung der Schlüssel (Key–Management–System) hervor.

- 14.4 Der RH erwiderte den Landes–Netzbetreibern von Burgenland, Kärnten, Oberösterreich, Salzburg, Steiermark und Wien, dass Harmonisierungen auch über Schnittstellen erfolgen können, so dass Netze, Systeme, Geräte, Anwendungen oder Komponenten interoperabel Informationen austauschen und verwenden können, um vorgeschriebene Funktionen auszuführen.

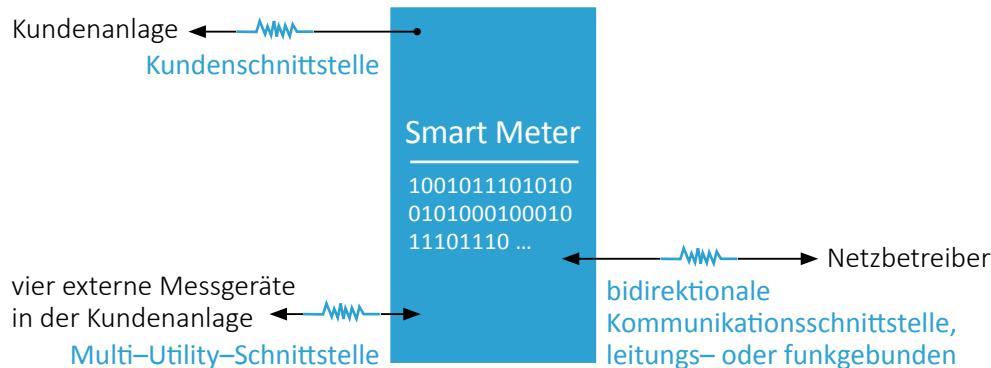
Kommunikationstechnik

Überblick und Schnittstellen

- 15 (1) Die bidirektionale Kommunikation zwischen dem Smart Meter und dem IT-System des Netzbetreibers ist ein wesentliches Merkmal intelligenter Messsysteme.

Die Netzbetreiber haben den Endverbrauchern „die täglichen Verbrauchswerte [...] spätestens zwölf Stunden nach deren Auslesung aus dem Messgerät [...] über ein kundenfreundliches Webportal kostenlos zur Verfügung zu stellen.“⁵⁸ Nach der Anforderungsverordnung 2011 müssen Smart Meter zudem über eine unidirektionale Kundenschnittstelle sowie eine bidirektionale Multi–Utility–Schnittstelle (z.B. für Wasser, Gas, Wärme) verfügen:

Abbildung 5: Schnittstellen der Smart Meter



Quelle: Österreichs Energie, Arbeitsunterlage Lastenheft; Darstellung: RH

⁵⁸ § 84 Abs. 2 EIWOG 2010; bei einem Standard–Smart–Meter hat der Netzbetreiber einen Tageswert (z.B. Wert um Mitternacht) für den persönlichen Gebrauch des Kunden im Webportal bereitzustellen. Die Auslesung und Bereitstellung von Viertelstundenwerten ist an eine Kundenzustimmung (Opt–in) gebunden.



Intelligente Messgeräte (Smart Meter) – Einführungsstand 2022

(2) Die Landes–Netzbetreiber setzten verschiedene Formen von leitungsgebundenen (Datenleitungen bzw. Stromleitungen) sowie funkgebundenen Kommunikationstechnologien ein.

- Die Übertragung der Daten vom Messgerät zum Netzbetreiber erfolgte entweder (siehe Abbildung 4)
 - direkt⁵⁹ über Funk, z.B. über das öffentliche Mobilfunknetz (point-to-point, **P2P**) oder
 - indirekt über die zumeist in Trafostationen verbauten Datenkonzentratoren oder Gateways.
- Die Datenübertragung auf der letzten Meile (zwischen Zähler und Trafostation) erfolgte großteils über die Stromleitungen (Powerline Communication, **PLC**).⁶⁰
- Zwischen Trafostation und Netzbetreiber kamen vorrangig Funk–Technologien (z.B. CDMA–Betriebsfunk⁶¹, Mobilfunk) und etwa zu einem Viertel leitungsgebundene Technologien (z.B. Kupferkabel, Lichtwellenleiter) zum Einsatz.

Die folgende Tabelle stellt wesentliche Merkmale der Smart–Meter–Kommunikation dar:

Tabelle 5: Kommunikation

Kommunikation des intelligenten Messgeräts	Datenübertragung: Richtung und Technologie	Art der übertragenen Daten
mit dem IT–System des Netzbetreibers § 3 Abs. 1 IMA–VO 2011	<ul style="list-style-type: none"> – bidirektional – über Leitungen bzw. über Funk – entweder direkt vom Zähler zum Netzbetreiber – oder indirekt vom Zähler – über einen Datenkonzentrator oder Gateway – zum Netzbetreiber 	<ul style="list-style-type: none"> – Messwerte – Parametrierungen – Software–Updates – Betriebszustände des Geräts – Schaltaufgaben
mit den in der Kundenanlage vorhandenen externen Geräten (Kundenschnittstelle, <u>TZ 23</u>) § 3 Abs. 6 IMA–VO 2011	<ul style="list-style-type: none"> – unidirektional vom Messgerät zum Endverbraucher (z.B. Haushalt oder Gewerbebetrieb) 	<ul style="list-style-type: none"> – individuelle Verbrauchsdaten – Betriebszustände des Geräts
mit mindestens vier externen Messgeräten (Multi–Utility–Schnittstelle, <u>TZ 22</u>) § 3 Abs. 5 IMA–VO 2011	<ul style="list-style-type: none"> – bidirektional 	<ul style="list-style-type: none"> – individuelle Verbrauchsdaten Wasser, Gas sowie Wärme – Betriebszustände des Geräts

IMA–VO 2011 = Intelligente Messgeräte–Anforderungs–Verordnung 2011

Quellen: Monitoringberichte der E–Control;
Landes–Netzbetreiber

⁵⁹ aus Sicht des Netzbetreibers von Punkt zu Punkt

⁶⁰ Mehrere Teilkomponenten (Modem, Leitung, Repeater und Central Unit) ergeben in Summe mit den Stromleitungen das PLC–Netz. Dem niederfrequenten Stromnetz (50 Hz) wird ein hochfrequentes Datensignal aufmoduliert.

⁶¹ Code Division Multiple Access (CDMA) bzw. Codemultiplexverfahren, eine digitale Mobilfunktechnologie im Frequenzbereich von 450 Megahertz (MHz); sie entspricht Mobilfunknetzen der dritten Generation (3G).



Wahl der Kommunikationstechnologie

- 16.1 (1) Bei den Smart-Metering-Systemen der ersten Generation setzten viele EU-Länder zur Datenübertragung auf der letzten Meile (vom Messgerät zur Trafostation) auf PLC-Kommunikation. Dies galt vor allem für die bis 2021 installierten Messgeräte. Der Anteil der jährlich installierten Smart Meter, die über Funk kommunizieren, stieg jedoch EU-weit von etwa einem Viertel (Ende 2020) auf rund ein Drittel (Ende 2021). Bis 2027 wird ein Anstieg auf über 55 % erwartet.⁶²

So wechselten etwa die Niederlande Ende 2014 von einer indirekten Datenübertragung mit PLC ([TZ 15](#)) auf Funk. In Italien gab die Regulierungsbehörde 2016 für Smart Meter der zweiten Generation vor, dass zur Datenübertragung auf der letzten Meile – neben PLC – auch eine Funktechnologie vorzusehen ist.

- (2) In Österreich sollten die Netzbetreiber für die Datenübertragung ausdrücklich eine leitungsgebundene Kommunikation – etwa über die Stromleitung (PLC-Technologie) – in Betracht ziehen.⁶³

Ein Arbeitsbehelf der Branchenvertretung für die Beschaffung der Systemkomponenten hielt zur Verwendung der PLC-Technologie auf der letzten Meile bereits 2013 fest: „Das PLC-System muss so dimensioniert sein, dass mit den [jeweiligen] Mengen an Endgeräten je Zähler-Gateway und den gleichzeitigen, maximalen Datenübertragungen die geforderten Reaktionszeiten und Verfügbarkeiten eingehalten werden. [...] Das PLC-Verfahren muss so robust gegenüber Störsignalen sein, dass trotz temporärer Netzrückwirkungen von Kundenanlagen die geforderten Reaktionszeiten und Verfügbarkeiten eingehalten werden.“⁶⁴

In ihren Planungen hatten einzelne Landes-Netzbetreiber noch eine ausgewogene Mischung aus PLC- und Funk-Zählern angestrebt, etwa im Verhältnis von 60 zu 40 (Wiener Netze) oder 50 zu 50 (Tiroler Netze). Letztlich setzten jedoch die meisten auf der letzten Meile primär auf PLC. Ausgenommen waren die Tiroler Netze, die ab Herbst 2020 wegen der Instabilität der PLC-Übertragung zunehmend Mobilfunk-Zähler ausrollten, und Anfang 2022 beschlossen, den ursprünglich geplanten PLC-Anteil weiter zu reduzieren.

⁶² Berg Insight, Smart Metering in Europe, 16. Ausgabe vom Oktober 2021 und 17. Ausgabe vom November 2022

⁶³ § 1 Abs. 1 Z 3 Einführungsverordnung i.d.F. BGBl. II 138/2012; § 1 Abs. 1 Z 2 Einführungsverordnung i.d.F. BGBl. II 9/2022

⁶⁴ Österreichs Energie, Arbeitsunterlage für Verteilnetzbetreiber zur Erstellung eines Lastenheftes für Intelligente Messsysteme laut IMA-Verordnung, Version 1.0, Stand 1. Juli 2013, Punkt 7.1.2



Intelligente Messgeräte (Smart Meter) – Einführungsstand 2022

2022 erfolgte die Übertragung auf der letzten Meile (vom Smart Meter zur Trafostation) österreichweit zu fast 95 % über PLC:

Tabelle 6: Datenübertragung vom Zähler auf der letzten Meile (Stand Ende 2022)

Art der Datenübertragung	B	K	NÖ	öö	S	St	T	V	W	Durchschnitt
in %										
indirekt über PLC (letzte Meile)	99,9	80,4	98,0	100,0	98,0	99,8	18,1	90,9	99,1	94,4
direkt über Funk (P2P)	0,1	19,6	2,0	0,0	2,0	0,2	81,9	9,1	0,9	5,6

P2P = point to point

PLC = Powerline Communication

Quellen: Landes–Netzbetreiber; Zusammenstellung: RH

Funkzähler kamen vor allem dann zum Einsatz, wenn eine stabile PLC–Übertragung nicht zustande kam – etwa bei Trafostationen mit nur wenigen Smart Metern oder zu großen Entfernungen.⁶⁵ Die Kommunikation erfolgte über verschiedene Mobilfunkgenerationen.⁶⁶ Geräte mit einem modularen Kommunikationskonzept können auch auf neuere Funktechnologien umgerüstet werden.

(3) Die Landes–Netzbetreiber entschieden sich vor allem aus Kostengründen für die PLC–Technologie. Die Wahl der Übertragungstechnologie sowie der Systemarchitektur beeinflusste allerdings wiederum die Anforderung an die Kommunikationswege und deren Belastung.

⁶⁵ z.B. bei weniger als fünf Messgeräten (Netz Niederösterreich), weniger als zehn Messgeräten (Netz Burgenland), weniger als 30 Zählpunkten (E–Netze Steiermark)

⁶⁶ GSM (2G), GPRS (2,5P), EDGE (2,75G), LTE (4G) bzw. NB–IoT



Die beiden meistverwendeten Gruppen von Übertragungstechnologien – PLC und Funk – wiesen folgende Stärken und Schwächen auf:

Tabelle 7: Stärken und Schwächen von Übertragungstechnologien

	Stärken	Schwächen
PLC	<ul style="list-style-type: none"> – in Pilotprojekten breit getestet (mit Bezug auf Menge und Qualität nicht immer unter realen Bedingungen) – nutzt die eigene Infrastruktur des Netzbetreibers, geringere Kosten – keine Abhängigkeit von externen Anbietern – PLC-Zähler in der Angebotsphase günstiger als Funk-Zähler 	<ul style="list-style-type: none"> – begrenzte Reichweite und Bandbreite unter realen Bedingungen, begrenzte Skalierbarkeit (TZ 19) – Instabilität (mangelnde Verfügbarkeit) (TZ 17) – langsame Datenauslesung (TZ 20, TZ 22) – Netzrückwirkungen: Signal kann Geräte stören, Geräte können Signal stören (TZ 21) – Frequenzbänder des FCC-Bandes haben Nachrang gegenüber der Flugsicherung und anderen sicherheitsrelevanten Funksystemen (TZ 21)
Funk	<ul style="list-style-type: none"> – direkte Übertragung Zähler – Netzbetreiber – zuverlässig und sicher, effizient – nicht anfällig für Interferenzen – kontinuierliche Weiterentwicklung der Technologie (z.B. Narrowband Internet of Things, NB IoT) 	<ul style="list-style-type: none"> – begrenzte Nutzungsdauer von Frequenzen – Datenvolumen bestimmt die laufenden Kosten – Funk-Zähler in der Angebotsphase teurer, tendenziell sinkende Kosten – keine direkte Kontrolle, da Nutzung externer Infrastruktur

FCC = Federal Communications Commission

PLC = Powerline Communication

Quellen: Landes-Netzbetreiber; Zusammenstellung: RH

16.2 Der RH hielt fest, dass sich im Bereich der Kommunikationstechnik der Smart-Metering-Systeme in Europa ein Wechsel von den PLC- zu den Funktechnologien abzeichnete. In Österreich wurde die PLC-Technologie für die letzte Meile zwar nicht verpflichtend vorgegeben, leitungsgebundene Übertragungstechnologien sollten nach der Einführungsverordnung aus dem Jahr 2012 jedoch ausdrücklich „in Betracht“ gezogen werden. Die nachrichtentechnischen Eigenschaften von Stromleitungen einerseits und Datenleitungen andererseits wurden dabei nicht gesondert bewertet.

2022 setzten die Landes-Netzbetreiber für die Datenübertragung zu 95 % auf PLC-Technologie. Nur die Tiroler Netze änderten aufgrund der unzulänglichen Stabilität sowie Erreichbarkeit ihre ursprüngliche Konzeption und setzten überwiegend auf Funk.

Aus Sicht des RH bestand das Risiko, dass die PLC-Technologie die seit 2011 gelgenden – auch in den Arbeitsunterlagen des Branchenverbands genannten – Anforderungen an eine stabile Datenübertragung nicht erfüllt, vor allem nicht bei einer steigenden Nachfrage nach Viertelstundenwerten, etwa von Energiegemeinschaften. Das Risiko bestand auch für künftige Anwendungen im Bereich der Netze, z.B. Lastmanagement über eine Einsatzplanung von Wärmepumpen.

Intelligente Messgeräte (Smart Meter) – Einführungsstand 2022

Der RH empfahl dem Ministerium, der E-Control und den Netzbetreibern, die Wahl der Kommunikationstechnik – vor allem im Bereich der letzten Meile (vom Smart Meter zur Trafostation) – anhand der bisherigen Erfahrungen sowie mit Blick auf künftig angestrebte Funktionen und Nutzenanwendungen neu zu bewerten.

- 16.3 Laut den Stellungnahmen der Landes–Netzbetreiber von Kärnten, Steiermark und Wien werde die Kommunikationstechnologie für die nächste Messgerätegeneration neu zu bewerten sein.

Die Landes–Netzbetreiber von Kärnten und Steiermark verwiesen darauf, dass die PLC–Technologie zum Zeitpunkt der Projektkonzeption (2011) der europäische Standard für die Messdatenübermittlung gewesen sei. Die Landes–Netzbetreiber von Oberösterreich und Steiermark betonten die damals noch geringen Anforderungen an die Datenübertragung. Die Netzbetreiber seien – so die E–Netze Steiermark – davon ausgegangen, dass nur ein geringer Prozentsatz der Kunden ein Interesse an Viertelstundenwerten haben werde. Laut Netz Oberösterreich wäre nach dem Rechtsrahmen 2012 nicht von 100 % Datenübertragung bei allen Kunden auszugehen gewesen.

Die Netz Burgenland führte in ihrer Stellungnahme aus, dass ihre Ausschreibung beide Technologien zugelassen habe. Die Mobilfunkbetreiber hätten 2015/16 jedoch nur 2G/3G anbieten können. Wegen der schlechten Erreichbarkeit sei der Rollout von P2P–Zählern bald eingestellt worden. Die nun auf 2G/4G umgerüstete P2P–Technologie sei bei den Datenkonzentratoren weiter im Einsatz. Eine stabile Verbindung habe jedoch bei mehr als 5 % der Stationen weitere Maßnahmen erfordert.

Die Kärnten Netz habe laut ihrer Stellungnahme im Einklang mit der Branchenempfehlung vor allem auf PLC–Technologie gesetzt. Die P2P–Technologie sei wegen der Anschaffungs– und Betriebskosten nur bedingt wirtschaftlich darstellbar gewesen. Erfahrungsgemäß liege die Zählererreichbarkeit innerhalb von fünf Tagen – selbst bei einem Technologiemix – bei rd. 95 %. Bei ausschließlicher Betrachtung der P2P–Technologie sei die Erreichbarkeit nur geringfügig höher.

Laut Stellungnahme der Netz Oberösterreich habe sich die P2P–Technologie wirtschaftlich nicht darstellen lassen. Eine Erreichbarkeit von 100 % sei mit keiner einzelnen Technologie zu erzielen, auch nicht mit Mobilfunk–Zählern (z.B. in Kellern oder Stahlbeton–Bauten). Aus technisch–wirtschaftlicher Sicht sei künftig ein anwendungsspezifischer Technologie–Mix wahrscheinlich.

Die Salzburg Netz habe laut ihrer Stellungnahme die Tauglichkeit der PLC–Technologie im Vorfeld der Einführung mit Herstellern und Universitäten durch Messungen und Feldversuche hinreichend untersucht und als bestätigt erachtet.



Die Tiroler Netze teilten in ihrer Stellungnahme mit, dass sie ab Herbst 2020 die P2P-Zähler vor allem aufgrund der Netztopologie, der Kosten, der verspäteten Abnahme bzw. Lieferzeit sowie der geringeren Ausleserate der PLC-Komponenten ausgerollt hätten.

Die Vorarlberger E-Netze sahen laut ihrer Stellungnahme das wirtschaftliche Optimum großteils mit PLC-Kommunikation – bei Bedarf ergänzt um P2P-Technologie – als gewährleistet.

- 16.4 Der RH erwiderte den Landes-Netzbetreibern von Burgenland, Kärnten, Vorarlberg und Wien, dass die Ergebnisse einer Neubewertung der Kommunikationstechnologie möglichst schon bei der aktuellen Smart-Meter-Generation berücksichtigt werden sollten. Das Kommunikationskonzept der Smart-Meter-Datenübertragung wurde während der mehr als zehnjährigen Einführungsdauer nur geringfügig adaptiert, obwohl die PLC-Technologie u.a. durch Clean-up- und laufende Entstörungsmaßnahmen teurer, die P2P-Technologie dagegen günstiger wurde.

Der RH erwiderte der Netz Oberösterreich und der E-Netze Steiermark, dass nach der Einführungsverordnung 2012 mindestens 95 % aller Zählpunkte im Netzgebiet – soweit technisch machbar – gemäß den Vorgaben der Anforderungsverordnung 2011 der E-Control mit Smart Metern auszustatten waren. Die Vorgabe, dass die Messung und Speicherung von Viertelstundenwerten sowie die tägliche Übertragung dieser Messwerte zu ermöglichen sind, bestand seit 2011. Es war daher schon in der Projektkonzeption von 100 % Datenübertragung bei allen mit Smart Metern ausgestatteten Kunden auszugehen. Eine Wahlmöglichkeit zwischen Viertelstunden-, Tages- oder Jahreswerten wurde erst mit der EIWOG-Novelle 2013 geschaffen. Die Vorgaben der Anforderungsverordnung 2011 galten jedoch unverändert weiter.

Erreichbarkeit der Messgeräte und Verfügbarkeit der Messwerte

- 17.1 (1) Bis 2020 qualifizierte die E-Control noch nicht an das zentrale System angegeschlossene Geräte sowie vorübergehend nicht kommunikative Geräte als „nicht kommunikativ“. Ab 2021 galten Geräte, die noch nicht an das zentrale System angegeschlossen waren oder nach der Erstinstallation noch nicht stabil kommunizierten, als nicht-kommunikativ. Smart Meter, die bereits stabil kommuniziert hatten, zum Erhebungstichtag jedoch vorübergehend nicht erreichbar waren bzw. keine Daten übermittelten, galten als kommunikativ. Laut E-Control war davon auszugehen, dass nicht-kommunikative Messgeräte in absehbarer Zeit ebenfalls kommunikativ sein würden.



(2) Die Netzbetreiber meldeten jene Zähler als „kommunikativ“, die innerhalb einer bestimmten Zeitspanne Messwerte lieferten. Einzelne verstanden darunter einen Tag nach der Messung, die Mehrzahl bis zu 45 Tage danach (**TZ 18**). Eine häufige Ursache dafür, dass Zähler über längere Zeit keine Messwerte lieferten, konnten Störungen in der PLC–Kommunikation sein, z.B. Netzrückwirkungen⁶⁷.

In einer Untersuchung⁶⁸ wurde die Erreichbarkeit der Technologien anhand von rd. 36.200 über Funk und rd. 14.500 über PLC angebundenen Zählern verglichen. In einem Zeitraum von etwa vier Wochen waren an allen Tagen zwischen 81 % und 86 % der Funk–Zähler erreichbar. Für die PLC–Zähler lagen die Werte im gleichen Zeitraum zwischen 73 % und 75 %.

(3) Nach der Anforderungsverordnung 2011 mussten die Messwerte des Vortags jeweils am Folgetag um 12:00 Uhr im Webportal des Netzbetreibers verfügbar sein. Diese Vorgabe war aus Sicht der meisten Landes–Netzbetreiber nicht zu erreichen – zumal bei einem hohen Anteil an Viertelstundenwert–Smart–Metern. Die Übertragungsinfrastruktur sei darauf nicht ausgelegt und ein Datenleitungsnetz zu jedem Smart Meter wäre unwirtschaftlich.⁶⁹

Der Branchenverband hatte jedoch in einem Arbeitsbehelf als Referenz für den Anwendungsfall „Auslesung“ bereits Ende 2015 präzisiert: „Bei Start der Auslesung der 00:00–Uhr–Werte sollten innerhalb von 6 Stunden 99 % aller Zähler ausgelesen sein.“⁷⁰ Ebenso sollten bei 100 (gleichzeitigen) Ad–hoc–Auslesungen von Endgeräten 99 % binnen höchstens fünf Minuten zu erreichen sein. Die Landes–Netzbetreiber hatten entsprechende Leistungsniveaus (Service Level Agreements) mit ihren Lieferanten vereinbart, u.a. zur Übertragung von Messwerten und zur Fernauslesung.

⁶⁷ EMV–Störquellen können Netzrückwirkungen auf die PLC–Kommunikation oder die Kabelbeschaffenheit bewirken. Elektromagnetische Verträglichkeit (**EMV**) bezeichnet die Fähigkeit eines technischen Geräts, andere Geräte nicht durch ungewollte elektrische oder elektromagnetische Effekte zu stören oder durch andere Geräte gestört zu werden.

⁶⁸ *Fleischhacker*, Digitalisierung in der Niederspannungsnetzführung (Masterarbeit), Institut für Elektrische Anlagen und Netze der Technischen Universität Graz (2019), S. 61

⁶⁹ Hochverfügbarkeit gewährleistet z.B. Fiber–To–The–Home (FTTH), d.h. Lichtwellenleiter unmittelbar zum Kunden.

⁷⁰ Österreichs Energie, Smart Metering Use Cases, Version 1.1, Stand 14. Dezember 2015, Punkt 2.1 Auslesung



(4) Der RH erheb für jeden Tag der Monate Juli und August 2022 Daten zur Erreichbarkeit der Zähler und Verfügbarkeit von Messwerten, die von den installierten intelligenten Messgeräten⁷¹ ausgelesen und in die zentralen Systeme der Landes–Netzbetreiber eingelesen wurden. Die nachstehende Tabelle fasst die Ergebnisse zusammen:

Tabelle 8: Erreichbarkeit der Smart Meter und Verfügbarkeit von Messwerten

	Median	Mittelwert
	in %	
Ausleserate jener Smart Meter, die innerhalb von 5 Tagen ihre Zählerstände zumindest einmal übertragen haben	98,9	95,7
– bereinigt ¹	98,3	95,0
täglich erreichte Ausleserate: rechtlich geforderte Verfügbarkeit (jeweils bis 12:00 Uhr am Folgetag im Webportal des Netzbetreibers)	95,3	88,5
– bereinigt ¹	95,2	87,9
Ausleserate jener Smart Meter, die innerhalb von 5 Tagen ihre Zählerstände täglich übertragen haben	92,1	82,5
– bereinigt ¹	91,0	81,3

¹ Bereinigt um nicht vergleichbare Werte: Ein Netzbetreiber meldete anstatt täglicher Werte nur einen pro Kalenderwoche; ein weiterer die Periode 20. Juli bis 15. September, einer erfasste die Verfügbarkeit binnen sieben anstatt fünf Tagen.

Quellen: Landes–Netzbetreiber; Berechnung: RH

Software–Updates und Probleme in den zentralen IT–Systemen führten dazu, dass für einzelne Tage keine oder nur wenige Messwerte vorlagen. Bei der PLC–Technologie hing die Verfügbarkeit der Messwerte nach Auskunft von Netzbetreibern vor allem auch vom Ausrollungsfortschritt ab⁷² (TZ 20):

- Fünf der acht Landes–Netzbetreiber, die überwiegend PLC einsetzen, hatten tageweise Probleme – ungeachtet des jeweiligen Standes der Ausrollung. Im betrachteten Zeitraum erreichten sie an mehreren Tagen nur etwa 35 % bis 40 % ihrer Zähler.
- Zwei dieser fünf Netzbetreiber erreichten an mehreren Tagen keine Messgeräte.

- 17.2 Der RH hielt fest, dass in den Monaten Juli und August 2022 kein Landes–Netzbetreiber mit den jeweils installierten, kommunikativen Messgeräten die tägliche Auslesung aller erfassten Messwerte erreichte. Aus Sicht des RH waren die Smart–Metering–Systeme der Landes–Netzbetreiber mit Stand Ende 2022 den geltenden Anforderungen nur bedingt gewachsen – obwohl der noch sehr niedrige Anteil an Viertel-

⁷¹ Tageswert–Smart–Meter (Standard–Konfiguration) und Viertelstundenwert–Smart–Meter (Opt–in–Konfiguration)

⁷² Bei der PLC–Kommunikation wirkt jeder Smart Meter auch als Verstärker (Repeater), der die Signale der im Verteilernetz nachgeschalteten Messgeräte verstärkt weiterleitet. Die Übertragung funktioniert im Allgemeinen zuverlässiger, wenn eine größere Anzahl von Geräten an eine Trafostation angeschlossen ist. Gleichzeitig steigt damit das Datenaufkommen.

Intelligente Messgeräte (Smart Meter) – Einführungsstand 2022

stundenwert–Smart–Metern den Systemen erst wenig abverlangte und Anwendungen, die zeitnahe Smart–Meter–Daten erforderten, noch kaum genutzt wurden.

Das Kriterium der täglichen Verfügbarkeit (der jeweils gleichen intelligenten Messgeräte an fünf Folgetagen) war bei rd. 10 % (Median) bzw. rd. 20 % (Mittelwert) der Zähler nicht erfüllt. Im Durchschnitt erhielt daher ein Fünftel der Endkunden, die mit einem Smart Meter ausgestattet waren, im betrachteten Zeitraum keine täglichen Verbrauchswerte. Der RH erachtete dies als einen Indikator für die mangelnde Stabilität der PLC–Kommunikation und verwies dazu auf seine Empfehlung in TZ 16.

- 17.3 Laut Stellungnahme der Netz Burgenland habe sich seit der RH–Abfrage durch weitere Verbesserungen der technischen und organisatorischen Prozesse die tägliche Auslesequote aller installierten Zähler auf deutlich über 99 % erhöht.

Gemäß Stellungnahme der Salzburg Netz habe sich durch eine geänderte Auslesestrategie und Clean–up–Maßnahmen die PLC–Kommunikation verbessert und an jene der Funk–Zähler angenähert: Im September und Oktober 2023 sei die täglich erreichte Ausleserate bei PLC mit durchschnittlich 95 % um einen Prozentpunkt unter der Funk–Kommunikation gelegen und seien bei mindestens einmaliger Datenübertragung binnen fünf Tagen beide Technologien bei 98 % gelegen. Nach den bisherigen Erfahrungen sei eine tägliche Datenverfügbarkeit von 100 % der Smart Meter auch mittels Mobilfunk nicht gewährleistet. Eine tägliche Datenverfügbarkeit von nahezu 100 % der Smart Meter erfordere – je nach den örtlichen Gegebenheiten – einen Mix unterschiedlicher Kommunikationstechnologien.

Auch die Vorarlberger E–Netze teilten in ihrer Stellungnahme mit, dass eine Kombination von PLC– und Funkkommunikation die bestmögliche Erreichbarkeit der Zähler sicherstelle. Zur Erzielung des wirtschaftlichen Optimums hätten sie den Großteil der Zähler mit PLC–Kommunikation ausgestattet.

- 17.4 Der RH erwiderte den Landes–Netzbetreibern von Burgenland, Salzburg und Vorarlberg, dass er keine bestimmte Technologie empfohlen hatte. Er hatte jedoch im Rahmen seiner Prüfung festgestellt, dass die Landes–Netzbetreiber – ausgenommen jene von Kärnten, Tirol und Vorarlberg – überwiegend (zu mindestens 98 %) auf die PLC–Technologie setzten (TZ 16, Tabelle 6).

Die in der Anforderungsverordnung 2011 normierte und laut Arbeitsbehelf des Branchenverbands ausgeschriebene sowie vertraglich vereinbarte Datenverfügbarkeit wurde aus Sicht des RH bisher ungenügend oder nur mit hohem Aufwand erreicht bzw. müssen Ersatzwerte gebildet werden (TZ 20). Dies, obwohl der Anteil der Smart Meter, die Viertelstundenwerte übertragen, Ende 2022 noch unter 10 % lag (TZ 19). Nach dem Arbeitsbehelf des Branchenverbands Österreichs Energie (2013) war die Störanfälligkeit von PLC zu erwarten (TZ 16). Die vom RH eingesehe-



nen Unterlagen der Landes–Netzbetreiber belegten, dass die Störungen auch tatsächlich eintraten. Auch eine hohe einmalige Ausleserate innerhalb von fünf Tagen garantierte keine stabile Datenübertragung (Tabelle 8). Die Niederlande und Italien reagierten bereits 2014 bzw. 2016 auf diese Probleme.

Marktfähigkeit der Messgeräte und Ersatzwerte

- 18.1 (1) Für das Funktionieren des Elektrizitätsmarktes haben die Marktteilnehmer⁷³ auch „Sonstige Marktregeln“ einzuhalten, die die E–Control gemeinsam mit den Marktteilnehmern erstellt, u.a. jene für die Rahmenbedingungen der Marktkommunikation.⁷⁴

Der liberalisierte Energiemarkt benötigt vereinheitlichte Datenmodelle und definierte Geschäftsprozesse für den stabilen, weitgehend automatisierten, effizienten und zeitnahen Austausch sowie Abgleich von Daten für die Marktverrechnung (Clearing⁷⁵). Die Unterschiedlichkeit der Prozesse der Netzbetreiber beeinträchtigt die Automatisierung und erschwert den Zugang für Lieferanten und Dienstleister. Auch für die mit dem vierten EU–Energierichtspaket (2019) geschaffenen neuen Marktrollen – etwa Energiegemeinschaften, Aggregatoren, aktive Konsumenten – ist ein effizienter, diskriminierungsfreier Datenaustausch umzusetzen.⁷⁶

- (2) Demnach haben die Netzbetreiber die installierten Smart Meter – nach einer maximal dreimonatigen Phase der Stabilisierung⁷⁷ – für die Marktkommunikation auf den Status SMART zu setzen. Liefert ein Zähler keine Messwerte und ist die Störung binnen 45 Kalendertagen nicht zu beheben, so ist er als „nicht marktkonform“ (NONSMART) einzustufen (TZ 17).

⁷³ z.B. Netzbetreiber, Stromlieferant, Aggregatoren, Energiedienstleister, Energiegemeinschaft und „Interessierte“ (künftige Marktteilnehmer)

⁷⁴ Sonstige Marktregeln gemäß § 22 Abs. 1 Energie–Control–Gesetz, Kapitel 5: Rahmenbedingungen für die Marktkommunikation (Erarbeitung Technischer Dokumentationen von Geschäftsprozessen, Datenformaten und der Datenübertragung, Version 2), 1. Juni 2021

⁷⁵ Clearing: Die prognostizierten Stromverbrauchs– bzw. –erzeugungsmengen können von den tatsächlichen abweichen. Die zur Stabilisierung notwendige Energie – „Regelenergie“ (physisch; Stromfluss) bzw. „Ausgleichsenergie“ (bilanziell; Geldfluss) – wird im Wettbewerb gehandelt. Im monatlichen Clearing werden die Ausgleichsenergiemengen je Marktteilnehmer für jede Viertelstunde des vergangenen Monats ermittelt. Den Ausgleichsenergiemengen je Viertelstunde wird der Clearingpreis der jeweiligen Viertelstunde zugeordnet. Marktteilnehmer, die einen Regelenergiebedarf verursacht haben, tragen die Kosten dafür.

⁷⁶ auf der Informationsplattform ebUtilities der Interessenvertretung der österreichischen Energiewirtschaft (Österreichs Energie, Fachverband der Gas– und Wärmeversorgungsunternehmungen sowie Vereinigung Österreichischer Elektrizitätswerke) zur Veröffentlichung branchenspezifischer Datenaustauschformate sowie auf der von der Energiewirtschaft angewendeten Kommunikationsplattform „Energiewirtschaftlicher Datenaustausch (EDA)“

⁷⁷ entweder als Tageswert–Smart–Meter (Standard) oder als Viertelstundenwert–Smart–Meter (Opt–in)



(3) Bei fehlenden Messwerten können die Meter–Data–Management–Systeme der Netzbetreiber Ersatzwerte bilden, etwa durch lineare Interpolation bzw. den Rückgriff auf historische Werte (z.B. gleiche Wochentage) oder anhand des entsprechenden Standardlastprofils. Für die Endkunden mussten Ersatzwerte eindeutig als solche erkennbar sein.

Eine Arbeitsgruppe der österreichischen Energiewirtschaft (ebUtilities)⁷⁸ versuchte ab dem Jahr 2021, die Regeln und Methoden der Ersatzwertbildung zu vereinheitlichen. Bis Juni 2023 gelang dies nicht, obwohl eine praktikable Lösung aus Sicht der Netzbetreiber dringlich war, da mit der Anzahl der Smart Meter auch die Zahl der nicht vorhandenen Tages– und Viertelstundenwerte stieg.

(4) Lagen Kommunikationsstörungen vor, so nahmen die Netzbetreiber bei Bedarf vor Ort Ablesungen vor, etwa bei anstehenden Jahresabrechnungen. Die Zahl der Ablesungen nahm zu, u.a. durch neue Marktakteure⁷⁹ wie Energiegemeinschaften, deren Mitglieder laufend Messwerte für ihre wechselseitigen Verrechnungen benötigten. Mit den Energiepreisen stieg auch die Nachfrage nach monatlichen Verbrauchs– und Stromkosteninformationen⁸⁰.

18.2 Der RH hielt fest, dass die stabile, zeitnahe Verfügbarkeit sowie ausreichende Kapazitäten zur Verarbeitung der Smart–Meter–Daten für den Netzbetrieb und die Marktkommunikation wesentlich sind. Dadurch sollen Netzprozesse und Marktprozesse – auf Basis realer Verbrauchswerte – effizienter und zeitnäher werden und der Clearing–Prozess einfacher.

Nach den Regeln der Marktkommunikation hatten die Netzbetreiber für Entstörungsmaßnahmen bis zu 45 Kalendertage Zeit, um marktkonform zu bleiben. Der RH bemängelte, dass mit dieser Frist der Anspruch der Endkunden auf eine monatliche Stromkosteninformation des Lieferanten nicht erfüllt werden kann. Eine Frist von 45 Tagen erlaubte auch keine effizienten, zeitgemäßen Marktprozesse, z.B. Clearing–Prozesse.

⁷⁸ ebUtilities.at ist die Informationsplattform der österreichischen Energiewirtschaft zur Veröffentlichung branchenspezifischer technischer Dokumentationen zu Geschäftsprozessen und Datenformaten für die Marktkommunikation, Quelle: ebUtilities.at, abgerufen am 18. März 2024.

⁷⁹ Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen und Energiegemeinschaften: Die teilnehmenden Netzbenutzer haben Anspruch auf die Installation eines intelligenten Messgeräts; der Netzbetreiber hat die Verbrauchsanlagen binnen sechs bzw. zwei Monaten – zur Messung und Übertragung bzw. Abrechnung der Viertelstundenwerte – mit einem Smart Meter in der Opt-in-Konfiguration auszustatten (§ 16a Abs. 5 bzw. § 16e Abs. 1 Z 1 ElWOG 2010).

⁸⁰ § 81a ElWOG 2010



Der RH wies kritisch darauf hin, dass die Anforderungen an die Datenübertragung bei einem Anteil von rd. 7 % Opt-in im Jahr 2022 noch sehr niedrig waren, gemessen an den rechtlichen Vorgaben und den Präzisierungen, welche die Arbeitsgruppen der Netzbetreiber im Wege ihres Branchenverbands erarbeitet und ihren Ausschreibungen zugrunde gelegt hatten.

Der RH verwies auf seine Empfehlung in [TZ 16](#), die Wahl der Übertragungstechnologie im Lichte der künftig angestrebten Anwendungen neu zu bewerten.

Skalierbarkeit der Datenauslesung

- 19.1 (1) Die Skalierbarkeit ist ein Maß dafür, wie gut ein System künftige Anforderungen erfüllen kann, z.B. auf Größen- oder Mengenänderungen reagiert bzw. erweiterbar ist. Hardware und Software sollen ein steigendes Datenvolumen bewältigen können. Die EU-Kommission empfahl den Mitgliedstaaten die Upgrade-Fähigkeit des Smart-Metering-Systems sicherzustellen.⁸¹ Im nationalen Recht fand sich dazu keine Entsprechung.

In Österreich sind die Messgeräte je nach Kundenwunsch verschieden konfigurierbar, wobei jedes Gerät für alle Konfigurationen einsetzbar sein muss:

Tabelle 9: Zählerkonfiguration und Datenaufkommen

	Intelligentes Messgerät Standardkonfiguration (IMS)	Intelligentes Messgerät erweiterte Konfiguration (IME)	Digitaler Standardzähler (DSZ)
Bezeichnung durch den RH	Tageswert-Smart-Meter (Standard)	Viertelstundenwert-Smart-Meter (Opt-in)	Jahreswert-Zähler (Opt-out)
Grundlage	EIWOG-Novelle 2013 (§ 84 Abs. 1)	EIWOG-Novelle 2013 (§ 84 Abs. 2)	EIWOG-Novelle 2013 (§ 83 Abs. 1)
Anteil per 31. Dezember 2021	92,5 %	4,6 %	2,9 %
Anteil per 31. Dezember 2022	90,1 %	7,2 %	2,7 %
Häufigkeit der Übertragung	Anzahl der zu übertragenden Messwerte		
täglich	1 Tageswert	96 Viertelstundenwerte	–
jährlich	365	35.040	1 Jahresverbrauchswert

EIWOG 2010 = Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz

Quellen: bezughabende Rechtsvorschriften; Netzbetreiber; Zusammenstellung: RH

⁸¹ „Empfehlung zu Vorbereitungen für die Einführung intelligenter Messsysteme“ der EU-Kommission vom 9. März 2012



Aufgrund steigender Strompreise und neuer Marktakteure verzeichneten die Landes–Netzbetreiber 2022 eine höhere Nachfrage nach Viertelstundenwert–Smart–Metern. Ihr Anteil stieg österreichweit auf 7,2 % (+57 %), bei der Kärnten Netz auf 20 %. Letzteres aufgrund eines dynamischen Einspeisetarifs des Landes–energieversorgers für Stromkunden mit Smart Meter.

(2) Gegenüber dem Tageswert–Smart–Meter erhöht sich bei einem Viertelstundenwert–Smart–Meter die Anzahl der täglich zu übertragenden Messwerte um den Faktor 96. Das wachsende Datenaufkommen benötigt mehr Bandbreite (TZ 21). Damit steigt – überwiegend auf der letzten Meile und mit der Datenübertragung über PLC – auch das Risiko von Kommunikationsstörungen sowie fehlenden Messwerten und von Abrechnungsproblemen (TZ 18)⁸².

Nach Auskunft von Landes–Netzbetreibern könne der künftige Bedarf an Übertragungsbandbreite bei der PLC–Kommunikation nicht simuliert bzw. getestet werden, weil es an jeder einzelnen Trafostation auf die örtlichen Gegebenheiten und Entfernung ankomme. Die Tiroler Netze erwarteten bei der PLC–Kommunikation bis zu einem Opt–in–Anteil von 10 % keine Kommunikationsprobleme.

(3) Die Fähigkeit ihrer IT–Systeme, auch deutlich größere Datenmengen übertragen und verarbeiten zu können, schätzten die Landes–Netzbetreiber gegenüber dem RH verschieden ein:

- Die Mehrzahl erwartete, dass ihre Systeme auch einen Opt–in–Anteil von 100 % aller installierten Zähler in ihrem Netzgebiet bewältigen könnten, dies werde sich jedoch erst im Vollausbau zeigen. Allfällige Störungen wären dann zu beheben und die Kommunikationsinfrastruktur gesamthaft weiter anzupassen bzw. zu verstärken.
- Ein Landes–Netzbetreiber hatte mit seinem Lieferanten einen Opt–in–Anteil von 40 % vereinbart; ein weiterer schätzte, dass sein IT–System im Jahr 2022 auf etwa 20 % Opt–in–Anteil ausgelegt sei.

Laut der von der E–Control beauftragten Zählerstudie vom August 2022 würde die Umstellung aller Messgeräte von Tageswert– auf Viertelstundenwert–Smart–Meter „nach Aussage von Verteilernetzbetreibern zunächst eine weitreichende Verstärkung der Kommunikationsinfrastruktur erfordern. [...] Obschon die Verpflichtung zur Übertragung dieser Datenmengen [...] bereits heute besteht, erscheint eine geeignete auslegte und organisierte Umsetzungsfrist sinnvoll.“⁸³

⁸² Gemäß § 81a Abs. 1 EIWOG 2010 ist „Endverbrauchern, deren Verbrauch mithilfe eines intelligenten Messgeräts gemessen wird, vom Lieferanten monatlich [...] eine [...] Verbrauchs– und Stromkosteninformation [...] zu übermitteln.“

⁸³ Fraunhofer–Institut für Angewandte Informationstechnik et al. (im Auftrag der E–Control), Studie zur Weiterentwicklung des österreichischen Stromzählersystems, Abschlussbericht 18. August 2022, S. 62



- 19.2 Der RH stellte fest, dass der Anteil der Viertelstundenwert–Smart–Meter (Opt–in) Ende 2022 etwa 7 % betrug. Wegen der hohen Strompreise registrierten die Landes–Netzbetreiber eine höhere Nachfrage nach Viertelstunden–Messwerten.

Er erinnerte daran, dass die EU–Vorgaben und die österreichische Rechtslage bereits vor zehn Jahren – ohne Einschränkungen – auf viertelstündliche Verbrauchsmessung und Fernablesung abstellten. Er stellte fest, dass die Landes–Netzbetreiber die rechtlichen Anforderungen sowie die in den Ausschreibungen und Verträgen ausbedungenen Soll–Ausleseraten – trotz niedrigem Opt–in–Anteil – vielfach nicht erfüllen konnten.

Der RH beurteilte die Skalierbarkeit bei einem höheren Datenaufkommen als nicht gesichert und wies kritisch darauf hin, dass eine Erhöhung des Opt–in–Anteils mit weiteren Kosten und Umsetzungsfristen einhergeht. Er verwies dazu auf seine Empfehlung in [TZ 16](#), die Wahl der Kommunikationstechnik neu zu bewerten.

Maßnahmen zur Verbesserung der Kommunikationsfähigkeit

Clean–up und Entstörungen

- 20.1 (1) Nach der Installation der Smart Meter waren regelmäßig Clean–up– und Entstörungsmaßnahmen durchzuführen, um die PLC–Datenübertragung zu stabilisieren und zu verbessern bzw. später neuerlich auftretende Störungen der Kommunikation zu beheben. Im Idealfall sollten sich die neu eingebauten Messgeräte selbstständig mit dem vorbereiteten Kommunikations– und IT–System verbinden. Vorab notwendige Fehlerbehebungen konnten die kommunikative Anbindung der Messgeräte jedoch verzögern.

Eine branchenintern vereinbarte „Prioritätenliste für den Entstörungsprozess“⁸⁴ gab für verschiedene Anwendungsfälle Entstörungsfristen von fünf bis 45 Kalendertagen vor.

(2) Die Kommunikationsprobleme betrafen vor allem die PLC–Übertragung auf der letzten Meile. Da jeder Smart Meter die Signalübertragung verstärkte, funktionierte die Übertragung im Allgemeinen zuverlässiger, sobald eine größere Anzahl von Messgeräten an eine Trafostation angeschlossen war. Allerdings stieg damit auch die

⁸⁴ z.B. Entstörung bei Prepayment–Zählern bzw. Energiegemeinschaften binnen fünf Kalendertagen, bei anstehenden Schlussabrechnungen, bei Zählern mit monatlichen bzw. mit jährlichen Rechnungen im Abrechnungsmonat binnen 14 Kalendertagen sowie bei Zählern mit Jahresrechnung (nicht im Abrechnungsmonat) binnen 45 Kalendertagen



Intelligente Messgeräte (Smart Meter) – Einführungsstand 2022

Anzahl der zu übertragenden Datenpakete und belastete wiederum die verfügbare Übertragungskapazität.

Je nach den örtlichen Gegebenheiten, der Entfernung der Zähler vom Datenkonzentrator bzw. Gateway und der Topologie der Netze (z.B. Kabeleigenschaften, Anzahl der Abzweigungen) konnten erhebliche Störeffekte oder Signaldämpfungen auftreten.⁸⁵ Die Probleme konnten mit dem Ausbau von Photovoltaik-Anlagen und Wärmepumpen sowie generell mit der Verwendung von Schaltgeräten weiter zunehmen.

(3) Nach den Kosten–Nutzen–Analysen der Jahre 2010 und 2014⁸⁶ sollte Smart Metering den Personalaufwand der Netzbetreiber für Ablesungen und sonstige Einsätze vor Ort reduzieren. Mit den zeit– und personalintensiven Clean–up– und Entstörungsmaßnahmen erfüllten sich diese Erwartungen vorerst nicht. Die meisten Landes–Netzbetreiber hielten dafür Ressourcen vor bzw. bauten ständige Teams auf, die auf PLC–Entstörung und Clean–up sowie auf das Suchen und Lokalisieren der „Störer“ spezialisiert sind. Sie gingen davon aus, dass Entstörungen immer wieder notwendig sein würden (TZ 35).

- 20.2 Der RH gab zu bedenken, dass die PLC–Kommunikation nicht nur in der Implementierung, sondern auch im operativen Betrieb laufende Entstörungen erforderte. Da verbreitete und zugelassene Geräte wie Wechselrichter von Photovoltaik–Anlagen, Gegensprechanlagen und Türöffner die PLC–Kommunikation zu stören vermochten, konnte die PLC–Technologie die erforderliche Stabilität der Datenübertragung möglicherweise nicht – oder nur durch fortlaufende, zeit– und kostenintensive Entstörungsmaßnahmen – gewährleisten.

Der RH empfahl dem Ministerium, der E–Control und den Landes–Netzbetreibern, die Kosten und den Nutzen einer stabilen, für die angestrebten Nutzenanwendungen geeigneten Datenübertragung sowie die verfügbaren Optionen, um eine solche zu gewährleisten, zeitnah zu ermitteln.

- 20.3 (1) Die E–Control teilte in ihrer Stellungnahme mit, dass die Schwierigkeiten in der Datenübertragung erst ab dem Erreichen eines bestimmten Ausrollungsgrades je Netzbetreiber und einer ausreichenden Menge an Opt–in–Fällen hinreichend gesichert feststellbar seien. Mit der Zunahme der aktiven Energiegemeinschaften im Jahr 2022 sei das Problem deutlicher geworden. Die Frist von sechs Monaten zur

⁸⁵ Sie werden durch Kundenanlagen bzw. im Ortsnetz verursacht, z.B. Netzteile, Frequenzumrichter, Satelliten–Anlagen, Gegensprechanlagen oder auch Türöffner, LED–Leuchten und Notbeleuchtungen sowie die ARU–Schränke der Telekom–Anbieter. Letztere dienen dem Zugang zu Breitband–Internet; die Telekom Kupfer–Hauszuleitungen werden in den ARU–Schränken an das Glasfaser–Leitungsnetz angeschlossen. ARU steht für Access Remote Units.

⁸⁶ Juni 2010 im Auftrag der E–Control; weiters 2010 und 2014 im Auftrag des Branchenverbands Österreichs Energie



Stabilisierung der Kommunikation und Behebung der Kommunikationsprobleme schließe eine gewisse Instabilität in der Anlaufphase ein. Die E-Control verwies dazu auf ihren Monitoringbericht 2023 (Berichtsjahr 2022), der die Probleme in der Übertragung, in den nachgelagerten IT-Systemen der Netzbetreiber sowie in der Marktkommunikation ausführlich darstelle. Für die erforderlichen Maßnahmen seien die einzelnen Netzbetreiber zuständig.

(2) Die Netz Burgenland teilte in ihrer Stellungnahme mit, dass sie in einem Pilotprojekt bereits P2P-Zähler der neuesten Generation (LTE-M plus NB-IoT) teste. Ende 2024 solle klar sein, ob damit eine höhere Verfügbarkeit (über 99,5 %) mit geringerem operativem Aufwand erreicht werde. Der Preis solcher Zähler liege derzeit beim Doppelten eines PLC-Zählers.

Wie die Kärnten Netz in ihrer Stellungnahme ausführte, seien die Störfaktoren in den Kundenanlagen bekannt und durch Messungen vor Ort bestätigt. Sie lägen vielfach außerhalb des Einflussbereichs des Netzbetreibers. Die aus Kundensicht geforderte tägliche Verfügbarkeit der Messdaten stelle die Netzbetreiber vor enorme Herausforderungen und verursache zusätzliche Kosten für Entstörungsmaßnahmen.

Laut Stellungnahme der E-Netze Steiermark könne der Nutzen noch nicht final dargestellt werden, weil die Ausrollung von Smart-Metering 1.0 noch im Gange sei. Wesentliche Nutzenanwendungen – wie etwa effizientere Netzprozesse bei Auszug und Umzug des Kunden, bei der fehlerfreien Ablesung und damit zeitnahen Abrechnung, beim Forderungsmanagement oder beim Anbieterwechsel – seien bereits beim System Smart Metering 1.0 realisiert worden. Verbesserungen in den Nutzenanwendungen seien noch möglich.

Die Wiener Netze sagten die Umsetzung zu.

20.4

(1) Der RH erwiderte der E-Control, dass die Instabilität der Datenübertragung in den Pilotprojekten der Netzbetreiber schon deutlich früher erkannt wurde. Die Monitoringberichte der E-Control vermerkten bereits ab dem Jahr 2017 „technische Probleme bei den Pilotprojekten“ (TZ 11). Aus Sicht des RH ist nicht nachvollziehbar, dass ein System erst weitgehend ausgerollt werden muss, um hinreichend gesichert feststellen zu können, dass die Probleme – die sich bereits bei geringeren Anforderungen gezeigt hatten – bei höheren Anforderungen (z.B. Zunahme der aktiven Energiegemeinschaften) noch deutlicher hervortreten.

(2) Der RH entgegnete der Kärnten Netz, dass es sich bei den „Störfaktoren in Kundenanlagen“, also in Haushalten und Unternehmen, um weit verbreitete und zugelassene Geräte handelt. Es liegt an den Netzbetreibern, technische Lösungen zu finden.



Änderung der Frequenzbänder

21.1 Bei den Pilotprojekten und zu Beginn der Umsetzung der Smart–Metering–Projekte beruhte die PLC–Kommunikation auf dem CENELEC⁸⁷–A–Band. Mit dem Projektfortschritt und den höheren Anforderungen an die Datensicherheit traten jedoch häufiger Störungen und Übertragungsprobleme auf. Sieben Landes–Netzbetreiber versprachen sich daher vom FCC–Frequenzband⁸⁸ eine größere Bandbreite und höhere Datenraten sowie eine robustere, weniger störanfällige Datenübertragung.

Bei der Beschaffung der Smart–Metering–Infrastruktur gaben die Netzbetreiber, wie von Österreichs Energie empfohlen, die mögliche (optionale) Verwendung beider Frequenzbänder vor. Einige Netzbetreiber erzielten damit tatsächlich bessere Ergebnisse und beabsichtigten Mitte 2022, die gesamte PLC–Kommunikation auf die höheren Frequenzen umzustellen. Da u.a. auch die Flugsicherung Teile des Frequenzspektrums des FCC–Bandes verwendet, mussten die Netzbetreiber Genehmigungen des Ministeriums und der zuständigen Behörde für die Flugsicherheit einholen. Sie erhielten diese ab 2019 mit bestimmten Auflagen.

21.2 Der RH stellte fest, dass sieben Landes–Netzbetreiber beide Frequenzbänder verwenden konnten. Die erhofften Verbesserungen – weniger Störungen, erhöhte Zukunftssicherheit – stellten sich jedoch auch bei der Verwendung des FCC–Bandes nur bedingt ein.

Der RH hielt kritisch fest, dass die PLC–Technologie im Verlauf der Einführungsphase trotz zahlreicher Versuche sowie zeit– und kostenintensiver Maßnahmen nur graduell verbessert werden konnte und die Vorgaben der Anforderungsverordnung 2011 nicht vollständig erfüllte. Die in den Investitionsentscheidungen angenommene Wirtschaftlichkeit der PLC–Technologie bestätigte sich nach Ansicht des RH daher nicht. Die Instabilität der Datenübertragung und die unzulängliche Performance konnten weder durch Clean–up– und Entstörungsmaßnahmen noch durch die Änderung der Frequenzbänder nachhaltig verbessert werden.

⁸⁷ Europäisches Komitee für elektrotechnische Normung (**CENELEC**, Comité Européen de Normalisation Électrotechnique). Der CENELEC–Standard wurde Anfang der 2000er Jahre als europäischer Standard definiert. Die Frequenzbänder CENELEC (3 kHz bis 9 kHz) und CENELEC–A (9 kHz bis 95 kHz) wurden für Energieversorger reserviert.

⁸⁸ **FCC** (Federal Communications Commission) ist ein amerikanischer Standard und kam Mitte der 2010er Jahre nach Europa. FCC–Frequenzband: 150 kHz bis 490 kHz.



Sonstige Anforderungen

Multi–Utility–Schnittstelle des Smart Meters

22.1 (1) Nach der Anforderungsverordnung 2011 waren die intelligenten Messgeräte mit einer bidirektionalen Schnittstelle zu anderen Spartenzählern auszustatten, z.B. Gas, Wasser sowie Wärme (TZ 12). Dies ging über die EU–Empfehlungen für intelligente Messsysteme hinaus.

(2) Einige Netzbetreiber beabsichtigten, die Multi–Utility–Schnittstelle zu nutzen; es blieb jedoch bei Test– bzw. Pilotprojekten. Nach den Monitoringberichten der E–Control wurde die Funktion nicht verwendet. Aus Sicht der Landes–Netzbetreiber fehlte dafür ein geeigneter Rahmen:

- Die Anforderungen an den Datenschutz waren nicht geklärt und Spartenzähler mit der geforderten Datensicherheit noch nicht verfügbar.
- Der Aufwand zur Einbindung dieser Zähler war hoch, u.a. weil das elektrische Netz sowie die Gas– und Wärmenetze sich nur zum Teil überlappten bzw. weil die Einbauporte der Stromzähler für andere Sparten ungünstig waren.
- Den Landes–Netzbetreibern lagen bis 2022 auch keine Anfragen von anderen Versorgungsunternehmen, etwa Gasversorgern, vor. Einzelne sprachen sich für eine Änderung der Anforderungsverordnung 2011 aus.

(3) Der RH hatte in seinem Vorbericht festgestellt, dass die Netz Niederösterreich intelligente Messgeräte ohne Multi–Utility–Schnittstelle beschafft hatte.⁸⁹

Er hatte der E–Control empfohlen, die Zweckmäßigkeit dieser Schnittstelle abzuklären und – je nach Ergebnis – entweder auf der Umsetzung dieser Vorgabe zu bestehen oder die Anforderungsverordnung 2011 anzupassen.

(4) Im Nachfrageverfahren hatte die E–Control dem RH mitgeteilt, dass sie die Situation mit der Netz Niederösterreich erörtert habe. Das Unternehmen habe zugesichert, die Anforderung umzusetzen.

(5) Der RH stellte nunmehr fest, dass die Netz Niederösterreich die Entwicklung und Implementierung der Multi–Utility–Schnittstelle bei allen Smart–Meter–Typen veranlasst hatte. Auf eine Umsetzung in den IT–Systemen verzichtete sie vorerst. Die Kosten der Nachrüstung betrugen rd. 2,4 Mio. EUR.

⁸⁹ siehe Vorbericht, TZ 27



(6) Nach dem Begutachtungsentwurf zum Energieeffizienzgesetz 2023⁹⁰ erhalten Endverbraucher künftig einen Anspruch auf individuelle Verbrauchszähler zur Feststellung des tatsächlichen Verbrauchs an Wärme, Kälte oder Trinkwarmwasser. Dies soll für bestehende und neue Gebäude mit mehreren Wohnungen oder Mehrzweckgebäude, die über eine zentrale Wärme- oder Kälteerzeugungsanlage verfügen oder über ein Fernwärme- oder Fernkältesystem versorgt werden, gelten. Die Regelung⁹¹ glich in mehreren Punkten den Einführungsbestimmungen für intelligente (Strom-)Messgeräte im ElWOG 2010, vermied allerdings jede Bezugnahme auf Smart Metering. Laut den Erläuterungen zum Entwurf sei „der Wärme- und Kältebereich nicht ident mit dem Strombereich, weder in den technischen Voraussetzungen noch in den jeweiligen zugrunde liegenden EU-rechtlichen und bezughabenden bundesgesetzlichen Bestimmungen“.

- 22.2 Der RH hielt fest, dass alle Landes–Netzbetreiber die in der Anforderungsverordnung 2011 vorgeschriebene Multi–Utility–Schnittstelle umsetzen, keiner sie jedoch nutzte. Die Vorgabe dieser Schnittstelle ging über die Empfehlung der EU–Kommission hinaus und verursachte zusätzliche Kosten – im Fall der Netz Niederösterreich rd. 2,4 Mio. EUR.

In der Begutachtung des Entwurfs des Ministeriums zum Energieeffizienzgesetz 2023 hatte der RH auch auf die mangelnde Kohärenz und Konsistenz der rechtlichen Bestimmungen zur Multi–Utility–Schnittstelle einerseits und zu den individuellen Verbrauchsmessungen für Wärme, Kälte oder Trinkwarmwasser andererseits hingewiesen.

Aus Sicht des RH bestand zudem auch das Risiko, dass die Umsetzung der Multi–Utility–Schnittstelle die Probleme der PLC–Datenübertragung weiter verschärfen könnte, weil noch mehr Daten zu übertragen wären.

- 22.3 Laut Stellungnahme der E–Control habe sie die Änderung dieser Funktionalität in ihrer Planung berücksichtigt. Sie werde voraussichtlich in eine Novelle zur Anforderungsverordnung einfließen.

⁹⁰ 5. Abschnitt: Einzelverbrauchserfassung

⁹¹ Einführung nach Feststellung der technischen Machbarkeit und kosteneffizienten Durchführung; Verordnungen der E–Control sowie Festlegungen von technischen Spezifikationen (Fernablesbarkeit, Speichertiefe und –dauer, Datenübertragung, gemäß den eich– und datenschutzrechtlichen Bestimmungen, nach anerkanntem Stand der Technik)



Kundenschnittstelle

- 23.1 (1) Zeitnahe Rückmeldungen zum Energieverbrauch können Energieeinsparungen und ein besseres Energiemanagement wesentlich unterstützen. Bereits 2012 empfahl die EU-Kommission den Mitgliedstaaten, dafür zu sorgen, dass den Endkunden ihre individuellen Verbrauchsdaten über eine genormte Schnittstelle „direkt, genau, benutzerfreundlich und zeitnahe“ bereitgestellt werden.⁹² Laut EU-Recht⁹³ sind den Endkunden nicht validierte Fast-Echtzeit-Verbrauchsdaten über eine standardisierte Schnittstelle oder über Fernzugriff leicht und sicher ohne Zusatzkosten zugänglich zu machen.
- (2) Die Anforderungsverordnung 2011⁹⁴ der E-Control trat mit 1. November 2011 – vier Monate vor den Empfehlungen der EU-Kommission – in Kraft und wurde bis zur Zeit der Gebarungsüberprüfung nicht novelliert. Sie gab eine Schnittstelle für die Kommunikation mit der Kundenanlage vor. Ab dem Einbau des intelligenten Messgeräts waren der Zugriff auf diese Schnittstelle sowie deren Spezifikationen allen Berechtigten auf Anfrage diskriminierungsfrei zur Verfügung zu stellen. Eine österreichweite Spezifikation war jedoch nicht definiert, eine einheitliche technische Lösung fehlte daher. Unterschiede bestanden je nach Hersteller etwa bei der Art der Stecker, bei den Übertragungsprotokollen und Security-Standards oder bei der Stromversorgung.
- (3) Im Jahr 2020 starteten die Verteilernetzbetreiber im Rahmen der Branchenvertretung Österreichs Energie eine gemeinsame Initiative für einen „Smart-Meter Kundenschnittstellen Adapter“ zur Standardisierung der Datenbereitstellung in der Kundenanlage. Entwicklung und Bau wurden Anfang 2021 beauftragt. Der Adapter sollte die Möglichkeit schaffen, die nahezu in Echtzeit gemessenen Daten für innovative Smart-Home-Anwendungen sowie zur Verbesserung der Energieeffizienz vor Ort zu nutzen. Für daran interessierte Endkunden (Haushalte, Gewerbe) fallen jedoch zusätzliche Kosten an.
- 23.2 Der RH hielt fest, dass die Endkunden über die Kundenschnittstelle ihren aktuellen Stromverbrauch fast in Echtzeit beobachten können, z.B. zur Anzeige im Wohnbereich oder für Smart-Home-Anwendungen, und nicht erst am Folgetag über das Webportal des Netzbetreibers. Das direkte Feedback macht den Energieverbrauch bewusst und unterstützt den sparsamen Umgang mit Energie.

⁹² „Empfehlung zu Vorbereitungen für die Einführung intelligenter Messsysteme“ der EU-Kommission vom 9. März 2012

⁹³ Art. 20 lit. a der Richtlinie (EU) 2019/944 vom 5. Juni 2019

⁹⁴ § 3 Abs. 6; siehe auch Tabelle B im Anhang A



Der RH wies kritisch darauf hin, dass die Anforderungsverordnung 2011 der E-Control – entgegen der EU-Empfehlung – keine standardisierte Kundenschnittstelle vorschrieb. Die unterschiedlichen Kundenschnittstellen der in Österreich verbauten Smart Meter erschwerten den Herstellern und Lieferanten, entsprechende Anzeigegeräte, Smart-Home-Anwendungen oder Energiemanagementsysteme österreichweit anbieten zu können.

Nach dem EU-Recht sollten für die Kunden aus der Nutzung der Schnittstelle keine zusätzlichen Kosten entstehen. Aus Sicht des RH konnte dies eine erhebliche Barriere für die Nutzung der Kundenschnittstelle darstellen – und die Nutzeneffekte für die Endkunden schmälern.

- 23.3 Laut Stellungnahme der E-Control habe sie auch die Änderung dieser Funktionalität in ihrer Planung berücksichtigt. Sie werde voraussichtlich in eine Novelle zur Anforderungsverordnung einfließen.

Kosten der Smart-Meter-Einführung

Überblick

- 24 Die Entscheidung des Wirtschaftsministers 2012, Smart Meter einzuführen, hatte sich insbesondere auf eine – im Auftrag der E-Control erstellte und 2010 vorgelegte – Kosten–Nutzen–Analyse gestützt. Diese schätzte die Investitionskosten auf rd. 830 Mio. EUR.⁹⁵ Von den Branchenvertretungen beauftragte Studien ermittelten dagegen Investitionskosten von rd. 1,6 Mrd. EUR (Jahr 2010) bzw. 1,4 Mrd. EUR (Jahr 2014).

Der RH verglich die Kostenschätzungen der Jahre 2010 bis 2014 mit den bis Ende 2021 bereits angefallenen sowie bis Ende 2024 noch geplanten Einführungskosten und überprüfte zu diesem Zweck

- das Monitoring der angefallenen Kosten ([TZ 25](#)),
- die Qualität der gemeldeten Daten ([TZ 26](#)),
- die Gesamtkosten der Einführungsphase ([TZ 27 f.](#)),
- die Abgeltung der Smart-Meter-Kosten über die regulierten Netzentgelte ([TZ 27 ff.](#) sowie
- die Finanzierung der Kosten ([TZ 31](#)).

⁹⁵ PwC Österreich (im Auftrag der E-Control), Studie zur Analyse der Kosten–Nutzen einer österreichweiten Einführung von Smart Metering (Juni 2010); 95 % Ausrollung bis 2017: Investitionskosten von 828 Mio. EUR. Der RH hatte die Kosten–Nutzen–Analyse in seinem Vorbericht (TZ 12 bis TZ 21) als methodisch mangelhaft beurteilt. Die Empfehlung des RH, die Analyse zu aktualisieren, griff das Ministerium nicht auf.



Monitoring der angefallenen Kosten durch die E–Control

25.1 Die E–Control erobt in ihrem Verfahren zur Ermittlung der Netzentgelte ab 2018 jährlich auch die Investitionskosten und Betriebskosten der Smart–Meter–Ausrollung bei jenen 60 Netzbetreibern⁹⁶, die der Kostenüberprüfung durch die E–Control unterlagen (in der Folge: **kostenüberprüfte Netzbetreiber**). Die Investitionskosten wies die E–Control erstmals im Monitoringbericht 2022 (Berichtsjahr 2021) mit einem Gesamtbetrag von 1,7 Mrd. EUR aus. Davon waren

- 1,2 Mrd. EUR bis Ende 2021 bereits angefallen und weitere
- 0,5 Mrd. EUR bis Ende 2024 (geplanter Abschluss der Ausrollung) noch zu erwarten.

Die in der Einführungsphase ebenfalls angefallenen Betriebs– und Finanzierungskosten sowie die durch den Eigenverbrauch des Smart–Metering–Systems verursachten Netzverlustkosten stellte die E–Control im Monitoringbericht nicht dar (TZ 32). Einige Netzbetreiber wiesen schon 2015 nennenswerte Kosten aus. Die E–Control analysierte die zeitliche Entwicklung und die Ursachen der Kostenunterschiede zwischen den Netzbetreibern nicht näher.

25.2 Der RH hielt kritisch fest, dass die E–Control ihrem Monitoring–Auftrag (TZ 10) nicht vollständig nachkam: Sie erobt die angefallenen Kosten erst ab 2018 und der erste Bericht im Jahr 2022 umfasste nur die Investitionskosten von rd. 1,7 Mrd. EUR bis Ende 2021. Der RH erachtete dies als wenig aussagekräftig, weil u.a. die Kosten des Betriebs, der Finanzierung sowie der Netzverluste fehlten, ebenso vergleichende Analysen der Kosten und deren Entwicklung im Zeitverlauf.

Da letztlich die Endkunden (u.a. Haushalte, Gewerbe, Industrie) die Gesamtkosten der Smart–Meter–Ausrollung über die Netzentgelte tragen, sollte das Monitoring angemessene Transparenz schaffen. Diesen Anspruch erfüllte es nach Ansicht des RH jedoch nicht.

Der RH empfahl der E–Control, die Kosten der Smart–Meter–Ausrollung im jährlichen Monitoringbericht volumnäßig darzustellen, etwa Investitions– und Betriebskosten, Finanzierungskosten und anteilige Netzverlustkosten. Die Entwicklung sollte auch im Zeitverlauf sowie auf kostenrelevante Unterschiede (etwa Topografie der Netzgebiete, Investitionszyklen, Kosten je Smart Meter) untersucht und nachvollziehbar dargestellt werden.

⁹⁶ Stand Ende 2022; auf diese 60 von insgesamt 123 Netzbetreibern entfielen rd. 98 % der österreichischen Zählpunkte; auf die neun Landes–Netzbetreiber entfielen rd. 80 %.



Qualität der erhobenen und gemeldeten Daten

26.1

(1) Im Hinblick auf eine angemessene Erstattung jener Betriebskosten, die bei den Netzbetreibern in der Phase der Projektumsetzung anfielen⁹⁷, erob die E-Control ab dem Jahr 2018 die Kosten der Ausrollung sowie die Anzahl der installierten Smart Meter (**TZ 30**). Um eine sachgemäße Kostenzuordnung sicherzustellen, erob sie neben den Smart-Meter-Betriebskosten⁹⁸ auch die Investitionskosten⁹⁹. Die der Kostenprüfung der E-Control unterliegenden Netzbetreiber hatten jeweils die Ist-Kosten der Smart-Meter-Ausrollung bis zum Jahr vor der Erhebung sowie die Plan-kosten bis zum festgelegten Abschluss der Ausrollung 2024¹⁰⁰ zu melden.

⁹⁷ Während der Regulierungsperiode 2019 bis 2023; die Erstattung erfolgt im Wege der regulierten Netzentgelte.

⁹⁸ Betrieb und Datenauslesung, einmalige Kosten für Eichtausch, Stichprobenüberprüfung, Wartung und Beglaubigung

⁹⁹ Anschaffungs- und Herstellungskosten nach definierten Anlageklassen; die Aktivierung der Smart-Meter-Investitionen erfolgte nach den Empfehlungen eines Branchengutachtens.

¹⁰⁰ Das Jahr 2023 war das letzte Erhebungsjahr in den Entgeltermittlungsverfahren 2018 bis 2021. Im Verfahren 2022 wurde die Erhebung um das Jahr 2024 erweitert.



(2) Die Landes–Netzbetreiber interpretierten die Abfrage der E–Control – mangels näherer Erläuterungen – unterschiedlich und grenzten die Kosten zeitlich bzw. sachlich nicht einheitlich ab:

Tabelle 10: Datenqualität der Smart–Meter–Kostenmeldungen

Mängel, Unklarheiten	Auswirkungen von Qualitätsproblemen	Erläuterung RH
Gesamtkosten		
fehlende Meldungen	Abschätzung der Gesamtkosten und Auswertungen im Zeitverlauf nicht möglich	in den ersten Erhebungsjahren fehlten über 30 Meldungen, 2021 und 2022 jeweils eine
zeitliche Abgrenzung unklar	Teile der Gesamtkosten fehlten; Ermittlung der Gesamtkosten nicht möglich; Ergebnis zu niedrig	Netzbetreiber meldeten nur die Kosten bis 2023, obwohl auch 2024 noch Kosten geplant waren
	zu hohe Planwerte im Jahr 2023; Jahresvergleiche nicht möglich	Netzbetreiber ordneten alle Plankosten dem Jahr 2023 zu, obwohl Ausrollung erst nach 2023 endet
unrichtige Abgrenzung der Smart–Meter–Kosten von sonstigen Netzkosten	unsachgemäße Kostenverschiebungen, nicht korrekte Höhe der Gesamtkosten verzerrt die Ermittlung des Smart–Meter–Betriebskostenfaktors ¹	Smart–Grid–Funktionen wurden dem Smart Metering zugeordnet
nur Ist–Kosten bis zum Erhebungsjahr, Planwerte bis 2024 fehlten	Ermittlung der Gesamtkosten nicht möglich; verzerrt die Ermittlung des Smart–Meter–Betriebskostenfaktors	Datenqualität verbesserte sich mit fortschreitender Ausrollung
Investitionskosten		
jährliche Buchwertveränderungen (statt Anschaffungs– und Herstellungskosten)	tatsächliche Investitionskosten höher als die gemeldeten	die Bezeichnung „CAPEX“ im Erhebungsformular führte zu Missverständnissen; ein Hinweis auf Anschaffungs– und Herstellungskosten fehlte
Betriebskosten		
unrichtige Abgrenzung von Einführungsphase und laufendem Betrieb der Smart–Meter–Infrastruktur	beeinträchtigt die korrekte Ermittlung der Betriebskosten sowie des Smart–Meter–Betriebskostenfaktors	unklar, ob laufende Betriebskosten zu melden waren oder nur nicht aktivierbare Betriebskosten des Ausrollungsprojekts (z.B. Mitarbeiter–schulungen, externe Beratungskosten)
unrichtige Zuordnung indirekter Betriebskosten zu Smart–Meter–Betriebskosten (zum Teil in voller Höhe)	beeinträchtigt die korrekte Ermittlung des Betriebskostenfaktors	Zuordnung von Overhead–Kosten war unklar, z.B. Kosten für das Callcenter nur im Ausmaß der Kundenkontakte mit Smart–Meter–Bezug
Zuordnung aktiver Eigenleistungen zu den Betriebskosten	Kennzahlen der Netzbetreiber nicht vergleichbar	

¹ pauschale Kostensätze für den Betrieb der Smart Meter in der Regulierungsperiode 2019 bis 2023

Quellen: E–Control; Landes–Netzbetreiber; Zusammenstellung: RH



Die Kostenerhebungen der E-Control reichten bis zum Jahr 2024, in dem das Ausrollungsziel laut Einführungsverordnung erreicht sein sollte. Die Einführungsphase könnte jedoch länger dauern, weil

- bei einzelnen Landes–Netzbetreibern auch im Jahr 2025 noch Kosten anfallen, die der Einführungsphase zuzuordnen sind,
- Kosten für die Ertüchtigung der Übertragungstechnologie und der zentralen IT–Systeme anfallen, infolge der sich abzeichnenden Funktionseinschränkungen ([TZ 9](#) und [TZ 18 f.](#)) und
- die Netz Oberösterreich bereits mit der Implementierung eines neuen Systems – parallel zur bestehenden Smart–Meter–Infrastruktur – begonnen hatte.

Die sachlich und zeitlich korrekte Zuordnung bzw. Abgrenzung der Smart–Meter–Kosten zur Einführungsphase ist auch für eine allfällige Analyse der Kosteneffizienz der Smart–Meter–Einführung wichtig.¹⁰¹ Unsachgemäße Kostenzuordnungen bzw.–abgrenzungen könnten den relativen Effizienzvergleich der Netzbetreiber verzerren.

26.2 Der RH stellte bei der Qualität der erhobenen bzw. gemeldeten Kosten der Smart–Meter–Ausrollung zahlreiche Mängel fest. Er führte dies darauf zurück, dass die E–Control zentrale Begriffe nicht ausreichend erläutert hatte, vor allem fehlten Erläuterungen zur zeitlichen und sachlichen Abgrenzung der Kosten. Die Unstimmigkeiten in den gemeldeten Daten zeigten sich vielfach bereits anhand von Zeitreihen und einfachen Kennzahlen.

Der RH wies kritisch darauf hin, dass mangelhafte Daten sowohl das Kostenmonitoring als auch die korrekte Ermittlung des pauschalen Smart–Meter–Betriebskostenfaktors beeinträchtigen und zu unsachgemäßen Kostenverschiebungen sowie Kostenerstattungen führen könnten.

[Der RH empfahl der E–Control](#), bei der Erhebung der Smart–Meter–Kosten die Datenqualität zu verbessern, um die pauschalen Preisansätze sowie die Kostenerstattung an die Netzbetreiber sachgemäß festzulegen und verzerrende Effekte auf die Entgeltermittlung und Effizienzfeststellung zu vermeiden. Die zeitliche und sachliche Abgrenzung von Kosten sowie die zentralen Begriffe wären daher ausreichend zu erläutern. Fehlende Daten wären einzufordern und eingelangte Daten zu plausibilisieren.

Ebenso hielt der RH fest, dass über das Jahr 2024 hinaus weitere Kosten anfallen können, die der Einführungsphase zuzurechnen sind.

¹⁰¹ Die E–Control hatte 2016 eine solche Analyse nach dem Abschluss der Ausrollung in Aussicht genommen.



Er empfahl der E-Control, die Erhebung der Smart-Meter-Kosten über das Jahr 2024 hinaus fortzusetzen, um neben den Kosten der erstmaligen Ausrollung auch die Kosten der notwendigen Ertüchtigung der Smart-Metering-Systeme zur Herstellung ihrer Funktionsfähigkeit vollständig zu erfassen.

Der RH bemängelte, dass mehrere Netzbetreiber Smart-Meter-Kosten sachlich und zeitlich nicht richtig abgrenzen und zuordnen. Die Landes-Netzbetreiber suchten ihrerseits keine Abstimmung mit der E-Control; dies erschwerte die Erhebung der Gesamtkosten der Einführungsphase durch die E-Control.

Der RH empfahl den Landes-Netzbetreibern, den Datenanforderungen der E-Control zeitgerecht und vollständig nachzukommen und allfällige Unklarheiten abzustimmen. An einer angemessen hohen Qualität der Daten über die Finanzierung der öffentlichen Stromnetze wäre auch seitens der Netzbetreiber proaktiv und eigenverantwortlich mitzuwirken.

26.3 (1) Die E-Control erachte laut ihrer Stellungnahme eine abschließende Analyse der Umstellung des Messwesens auf Smart Metering als sinnvoll. Allerdings müsse das gesonderte Monitoring beendet werden, sofern nicht wichtige Nacharbeiten erkannt würden. Mit dem zeitlichen Abstand zum Projektstart würden Abgrenzungs- bzw. Zuordnungsfragen schwieriger, etwa in welchem Ausmaß neue Vorgaben zur IT-Sicherheit¹⁰² auch dem Messwesen zuzuordnen wären. Eine laufende Parallelevaluierung erachte die E-Control als nicht zweckmäßig.

(2) Wie die Landes-Netzbetreiber von Burgenland, Oberösterreich, Salzburg und Steiermark in ihren Stellungnahmen mitteilten, hätten sie die Datenanforderungen der E-Control stets fristgerecht und vollständig beantwortet, im Falle der E-Netze Steiermark jeweils ergänzt um einen ausführlichen Projektbericht.

Laut Stellungnahme der Netz Burgenland würden die Datenanforderungen der E-Control umfangreicher und komplexer, die fristgerechte Erledigung erfordere mehr Zeit und Personal.

Die Salzburg Netz habe laut ihrer Stellungnahme mehrfach eine breiter angelegte und qualitativ verbesserte Abfrage bei der E-Control eingefordert.

Die Kärnten Netz teilte in ihrer Stellungnahme mit, die regelmäßigen Datenanforderungen der E-Control behandelt zu haben. Sie sei regelmäßig im Austausch mit der E-Control gestanden, insbesondere auch zu Inhalt und Aussagekraft der Rückmeldungen.

¹⁰² etwa infolge der NIS-2-Richtlinie (Richtlinie (EU) 2022/2555 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 14. Dezember 2022 über Maßnahmen für ein hohes gemeinsames Cybersicherheitsniveau in der Union)



Intelligente Messgeräte (Smart Meter) – Einführungsstand 2022

Die Landes–Netzbetreiber der Steiermark und von Wien bekundeten in ihren Stellungnahmen, dass die Branche für eine Weiterentwicklung der Smart–Meter–Daten–erhebung (samt Klarstellung von Begriffen sowie zeitlicher und sachlicher Abgrenzung von Kosten) zur Verfügung stehe.

- 26.4 Der RH erwiderte der E–Control, dass nicht alle Netzbetreiber den Smart–Meter–Rollout bis Ende 2024 abschließen werden und dass auch für die Herstellung der Funktionsfähigkeit der Smart–Metering–Systeme – über das Jahr 2024 hinaus – noch weitere, der Einführungsphase zuzurechnende Kosten anfallen können.

Der RH entgegnete der E–Control ferner, dass er keine Parallelevaluierung empfohlen hatte, sondern eine vollständige Darstellung der Kosten. Die Kosten, die bis zur Herstellung der Funktionsfähigkeit der Smart–Metering–Systeme anfallen, sind gemäß der Einführungsverordnung sowie im Sinne von Transparenz und Rechenschaft darzustellen. Der RH hielt daher seine Empfehlung aufrecht.

Gesamtkosten der Einführungsphase

- 27.1 (1) Auf Basis der von der E–Control erhobenen Daten ermittelte der RH die Gesamtkosten¹⁰³ der Einführungsphase, die bis Ende 2024 abgeschlossen sein sollte. Bis zum Tarifverfahren 2022 meldete die Kärnten Netz keine Planwerte für die Betriebskosten an die E–Control; der RH erob die Werte im Rahmen seiner Überprüfung. Die in der folgenden Tabelle dargestellten Kosten sind zu zwei Dritteln bereits angefallen und zu einem Drittel geplante Kosten:

Tabelle 11: Gesamtkosten der Einführungsphase

Kostenkategorie	Landes–Netzbetreiber	60 kostenüberprüfte Netzbetreiber	Österreich (hochgerechnet)
nominal, in Mio. EUR			
Investitionskosten	1.368,46	1.741,18 ¹	1.776,88
Betriebskosten	289,05	395,32 ²	403,43
Gesamtkosten	1.657,51	2.136,50	2.180,31

¹ davon bis Ende 2021: rd. 1,2 Mrd. EUR; geplant bis Ausrollungsende: rd. 540 Mio. EUR

Quelle: E–Control; Zusammenstellung: RH

² davon bis Ende 2021: rd. 230 Mio. EUR; geplant bis Ausrollungsende: rd. 165 Mio. EUR

¹⁰³ nähere Details siehe in der Tabelle C im Anhang A



Intelligente Messgeräte (Smart Meter) – Einführungsstand 2022

Die absehbaren Investitionskosten (rd. 1,780 Mrd. EUR) lagen damit deutlich über den Schätzwerten der früheren Studien und übertrafen insbesondere jene der Einführungsstudie (2010) – sie war die Grundlage für die Einführungsverordnung – um mehr als das Doppelte:

Tabelle 12: Vergleich der Investitionskosten der Einführungsphase

	Einführungsstudie (2010)	Branchenstudie (2010)	Branchenstudie (2014)	Kostenerhebung E-Control (2022)
nominal, in Mio. EUR (gerundet)				
Investitionskosten	830	1.570	1.410	1.780

Quellen: E-Control; Branchenverbände

(2) Zwei Drittel der 60 kostenüberprüften Netzbetreiber erbrachten in der Einführungsphase alle Leistungen selbst und aktivierten auch die Anlagen der Datenübertragung.¹⁰⁴ Bei dieser Gruppe betrug der Anteil der Betriebskosten an den Gesamtkosten im Durchschnitt 25 %.

Ein Drittel der Netzbetreiber lagerte die Datenübertragung an externe Anbieter aus. Bei dieser Gruppe belief sich der Anteil der Betriebskosten an den Gesamtkosten auf 31 %. Kein Netzbetreiber lagerte Smart Metering zur Gänze an einen externen Anbieter aus.

(3) Im Durchschnitt aller Landes–Netzbetreiber beliefen sich die Kosten je Smart Meter in der gesamten Einführungsphase auf¹⁰⁵

- 273 EUR Investitionskosten,
- 58 EUR Betriebskosten,
- rd. 330 EUR Gesamtkosten.

Gemäß einem Bericht der Europäischen Kommission aus 2019 lagen die durchschnittlichen Gesamtkosten bei rd. 200 EUR (Standardabweichung: 126,95) je Zähler.¹⁰⁶ Der Bericht stellte nicht auf Ist–Kosten sondern auf Ergebnisse von Kosten–Nutzen–Analysen ab; auch waren die Anforderungen an die Zählersysteme in den Mitgliedstaaten unterschiedlich.

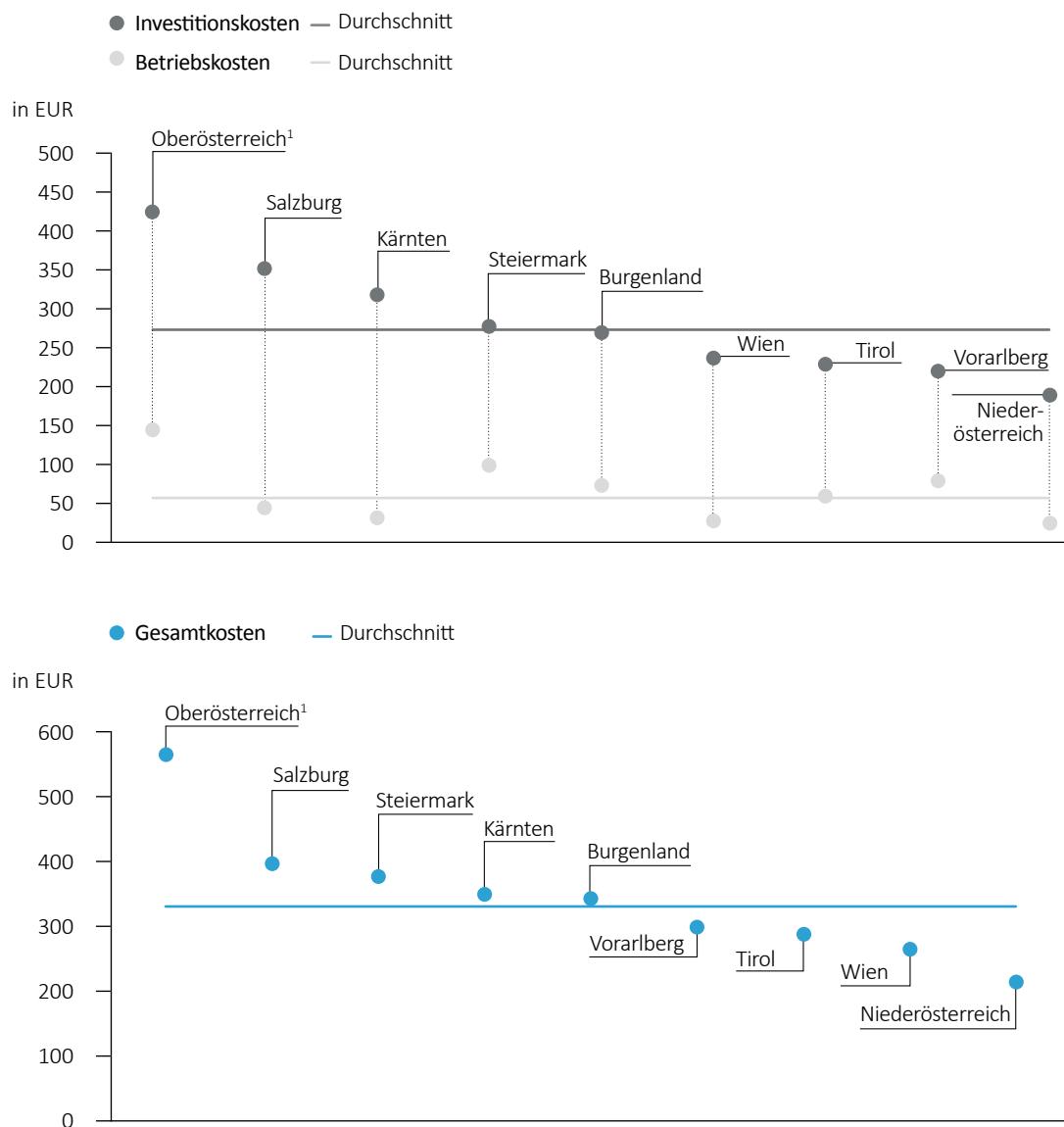
¹⁰⁴ Sie verfolgten daher eine „CAPEX–lastige“ Ausrollungsstrategie. Die Netz Burgenland, die Vorarlberger E–Netze und die Tiroler Netze lagerten die Datenübertragung an externe Dienstleister aus.

¹⁰⁵ Jeweils bis 2021 bereits angefallene und bis 2024 noch geplante Kosten. Bereinigt um die von der Netz Oberösterreich gemeldeten Kosten für die Jahre 2020 bis 2024 (sie hatte die Ausrollung 2019 abgeschlossen) ergeben sich für die Landes–Netzbetreiber durchschnittliche Investitionskosten von 267 EUR, durchschnittliche Betriebskosten von 49 EUR und durchschnittliche Gesamtkosten von 316 EUR je Smart Meter.

¹⁰⁶ Europäische Kommission, Benchmarking smart metering deployment in the EU–28, Dezember 2019, S. 55

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Investitions-, Betriebs- und Gesamtkosten der Landes–Netzbetreiber je Smart Meter in der Einführungsphase:¹⁰⁷

Abbildung 6: Investitions-, Betriebs- und Gesamtkosten je Smart Meter (Einführungsphase)



¹ Smart Metering enthält auch Kosten der Netzkomunikation; Betriebskosten umfassen die Einführungsphase, den Teil- und Vollbetrieb sowie Entstörungsmaßnahmen bis 2024; bereinigt um die Jahre 2020 bis 2024 (nach Abschluss der Ausrollung im Jahr 2019) ergeben sich Investitionskosten von 384 EUR, Betriebskosten von 83 EUR und Gesamtkosten von 467 EUR je Smart Meter.

Quellen: E-Control; Landes–Netzbetreiber; Darstellung: RH

¹⁰⁷ Infolge der Überprüfung des RH korrigierten einige Landes–Netzbetreiber ihre an die E–Control gemeldeten Daten: Wiener Netze, Netz Oberösterreich, Vorarlberger E–Netze, Netz Niederösterreich, Kärnten Netz; siehe detaillierte Kostendarstellung in Tabellen C und D im Anhang A.



Die Werte der Investitions- bzw. Betriebskosten der Landes–Netzbetreiber lagen teilweise weit auseinander, bei den Gesamtkosten näherten sie sich stärker dem Durchschnitt an. Dies ließ auf einen gewissen Ausgleich bzw. Abtausch zwischen Investitions- und Betriebskosten schließen.

Die Netz Oberösterreich, die schon ab 2003 mit der Einführung begonnen hatte, wies die höchsten Investitions- als auch Betriebskosten je Smart Meter auf. Bei den späteren Beschaffungen erzielten die Netzbetreiber deutlich günstigere Preise. Weiters ordnete die Netz Oberösterreich dem Smart Metering auch Kosten der Netzkommunikation zu, u.a. Smart–Grid–Anwendungen.

Die Salzburg Netz wies die zweithöchsten Gesamtkosten je Smart Meter auf, die niedrigsten ergaben sich für die Netz Niederösterreich und die Wiener Netze.

(4) Beim Vergleich der Kosten waren die Größe und Siedlungsstruktur des jeweiligen Netzgebiets zu berücksichtigen. Stark zersiedelte Gebiete mit geringer Zählerdichte benötigten z.B. mehr Trafostationen. Dies verteuerte die Errichtung der PLC–Kommunikation sowie die Ausrollung (z.B. längere Anfahrtswege). Um strukturellen Unterschieden Rechnung zu tragen, berücksichtigte die E–Control in ihrem Effizienzvergleich u.a. auch Struktur– und Leistungsparameter. Die Topografie des Versorgungsgebiets erklärte die Kostenunterschiede jedoch nur zum Teil. Auch die Ausgangslage der Netzbetreiber (z.B. Stand der IT–Systeme und der Netzkommunikation) spielte eine Rolle.

- 27.2 Der RH hielt fest, dass die Gesamtkosten der Verteilernetzbetreiber in der Phase der Einführung der Smart–Metering–Systeme österreichweit rd. 2,180 Mrd. EUR betragen werden, davon entfallen rd. 1,777 Mrd. EUR auf Investitionskosten und rd. 403 Mio. EUR auf Betriebskosten. Die Gesamtkosten sind noch mit Unsicherheit behaftet: Nach den Angaben der Netzbetreiber waren etwa zwei Drittel davon bis Ende 2021 bereits angefallen. Das restliche Drittel soll bis Ende 2024 anfallen. Sie liegen jedoch deutlich über der Schätzung der für die Smart–Meter–Einführung maßgeblichen Kosten–Nutzen–Analyse aus dem Jahr 2010, die von Investitionskosten in Höhe von 830 Mio. EUR ausging.

Der RH hielt weiters fest, dass aufgrund der technischen und rechtlichen Funktions einschränkungen das Risiko besteht, dass weitere Kosten anfallen werden.

- 27.3 Die Netz Oberösterreich erachtete in ihrer Stellungnahme die gewählte Datenbasis für den Kostenvergleich (Abbildung 6) als nicht sachgerecht, weil damit die Kosten für ein Metering–System im Vollbetrieb (Netz Oberösterreich) in Relation zu den Einführungskosten (andere Landes–Netzbetreiber) gesetzt würden. Zudem wären aus Sicht der Netz Oberösterreich die Kosten der Netzkommunikation herauszurechnen. In diesem Fall würden die Investitionskosten annähernd dem österreichischen



Durchschnitt (246 EUR/Zählpunkt) entsprechen. In die Betriebskosten der Startjahre fielen auch Aufwendungen infolge geänderter Anforderungen und rechtlicher Rahmenbedingungen. Netzbetreiber mit einem späteren Projektstart seien mit dieser Problematik nicht konfrontiert gewesen. Die Betriebskosten der Jahre 2008 bis 2011 (bis zur Stabilisierung der Rahmenbedingungen) wären daher aus dem Vergleich auszuklammern.

Laut Stellungnahme der Salzburg Netz sei der Kostenvergleich in Abbildung 6 mangels sachlich und zeitlich einheitlicher Abgrenzung der Kosten je Netzbetreiber nicht belastbar. Die unterschiedlichen Leistungsumfänge bzw. technischen Nutzungs dauern der eingesetzten Smart–Metering–Systeme würden dabei nicht berücksichtigt. Ein valider Kostenvergleich erfordere auch die Betrachtung der Lifecycle–Kosten, d.h. die gesamten Investitions– und Betriebskosten sowie die unterschiedlichen Lebens– bzw. Nutzungsdauern (Bandbreite von 8 bis 15 Jahren) der Smart–Meter–Technologien.

Laut Stellungnahme der Vorarlberger E–Netze werde der Kostenvergleich in Abbildung 6 kritisch gesehen. Die Zahlen seien den Meldungen der Netzbetreiber an die E–Control im Zuge der Tarifverfahren entnommen. Bei den für die Betriebskosten maßgeblichen Jahren 2022 bis 2024 handle es sich um Plan– bzw. Schätzahlen, die inzwischen bereits deutlich niedriger seien. Es sei nicht davon auszugehen, dass die Zuordnung der Kosten auf einheitlichen Kriterien beruhe. Ferner sei unplausibel, dass die Vorarlberger E–Netze ausgerechnet bei den Smart–Meter–Betriebskosten über dem Durchschnitt lägen, obwohl sie die niedrigsten Netztarife und jeweils 100 % Effizienz im Benchmarking hätten. Im Hinblick auf die Belastung der Kunden durch die Betriebskosten der Smart–Meter–Einführung sei der durchgeführte Kostenvergleich nicht relevant.

- 27.4 Zu den Stellungnahmen der Landes–Netzbetreiber von Oberösterreich, Salzburg und Vorarlberg verwies der RH auf seine Feststellungen zur eingeschränkten Qualität der von der E–Control erhobenen bzw. ihr von den Landes–Netzbetreibern gemeldeten Ist– und Plan–Kosten (Tabelle 10 in [TZ 26](#)). Daten zu den Lifecycle–Kosten lagen nicht vor.

Der RH entgegnete der Netz Oberösterreich, dass er sich bei seinen Auswertungen auf die Meldungen der Netzbetreiber an die E–Control stützte. Die E–Control selbst verwendete diese Daten in ihrem Monitoringbericht 2022. Zu der von der Netz Oberösterreich gewünschten Bereinigung der Durchschnittskosten verwies der RH auf die Fußnote zu Abbildung 6. Auch eine Bereinigung der Kosten der Netzkommunikation durch den RH hätte vorab eine sachgemäße Abgrenzung der Kosten der Smart–Meter–Kommunikation von der übrigen Kommunikation der Netz Oberösterreich erfordert. Diese zur Gänze herauszurechnen, wäre aus Sicht des RH nicht sachgemäß. Der RH anerkannte die Vorreiterrolle der Netz Oberösterreich, merkte



jedoch zu den Mehrkosten in der Startphase an, dass auch anderen Netzbetreibern schon Jahre vor dem Projektstart Kosten entstanden. Die Jahre 2008 bis 2011 im Falle der Netz Oberösterreich gänzlich herauszurechnen, wäre aus Sicht des RH sachlich ebenfalls nicht gerechtfertigt.

Der RH erwiderte den Vorarlberger E–Netzen, dass er die Gesamtkosten der Netzbetreiber nicht geprüft hatte und aus den Smart–Meter–Betriebskosten auch nicht auf die Höhe und Effizienz der Gesamtkosten geschlossen werden kann.

Betriebskosten der Einführungsphase im Zeitverlauf

- 28 Zu Beginn der Ausrollung standen den hohen Betriebskosten eine noch relativ geringe Anzahl installierter Geräte gegenüber. Die Netzbetreiber verwiesen auch auf einmalige Kosten, z.B. für Schulungen und externe Beratung. Im Zeitverlauf sanken diese jedoch. Die nachfolgende Tabelle stellt die Betriebskosten je Smart Meter im Zeitverlauf dar:¹⁰⁸

Tabelle 13: Betriebskosten der Einführungsphase je Smart Meter im Zeitverlauf

Netzgebiet der Landes–Netzbetreiber	Ist–Werte						Planwerte				
	bis 2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
in EUR											
Netz Burgenland ¹	–	813	94	29	8	6	11	–	–	–	–
Wiener Netze ²	779	290	298	721	60	22	12	12	6	4	2
Netz Oberösterreich ³	107	17	15	16	15	12	13	14	15	15	–
Vorarlberger E–Netze	–	–	1.560	1.137	614	302	56	35	22	16	–
E–Netze Steiermark	–	–	–	9.554	306	108	37	27	24	21	–
Salzburg Netz	–	–	–	–	5.934	4.667	111	14	6	4	–
Tiroler Netze	415	72	76	49	80	110	16	23	20	17	–
Netz Niederösterreich ⁴	–	–	–	–	–	–	–	459.081	12	11	7
Kärnten Netz ⁵	–	–	49	16	9	5	5	6	6	9	–

¹ Die Netz Burgenland beendete ihre Ausrollung im Jahr 2021 und meldete keine weiteren Plankosten an die E–Control.

² Die Wiener Netze planten, ihre Ausrollung im Jahr 2025 abzuschließen.

³ Die Netz Oberösterreich beendete ihre Ausrollung Ende 2019. Betriebskosten umfassen die Einführung, den Teil– und Vollbetrieb sowie Entstörungsmaßnahmen bis 2024. Grau markierte Werte: nach der Einführungsphase angefallene Betriebskosten.

⁴ Werte bis 30. September des jeweiligen Jahres aufgrund eines vom Kalenderjahr abweichenden Geschäftsjahres

⁵ Kärnten Netz meldete keine Planwerte für Betriebskosten von 2022 bis 2024 an die E–Control; Nacherhebung durch den RH.

Quellen: Landes–Netzbetreiber; Auswertung: RH

¹⁰⁸ Betriebskosten bezogen auf die bis zum jeweiligen Jahr insgesamt ausgerollten Smart Meter



Die Planwerte für das Jahr 2024 beliefen sich im Durchschnitt auf rd. 12 EUR je Smart Meter, wobei die Werte stark streuten. Der RH verwies dazu auf seine Ausführungen zur zeitlichen und sachlichen Zuordnung und Abgrenzung der Smart-Meter-Kosten (TZ 26). Die E-Control vergütete den Netzbetreibern in der Regulierungsperiode 2019 bis 2023 Betriebskosten in Höhe von rd. 16 EUR bis 21 EUR je Smart Meter (TZ 30).

Abgeltung der Smart-Meter-Kosten

Allgemeines zur Kostenabgeltung und Regulierung

29.1

(1) Die Smart-Meter-Ausrollung wird über die von den Netzkunden (Haushalte, Gewerbe, Industrie) zu zahlenden Netzentgelte finanziert. Die E-Control überprüft und reguliert die Kosten der Netzbetreiber, um die Höhe der Entgelte zu bemessen.¹⁰⁹ Seit dem Jahr 2006 bestimmt sie die Kosten im Rahmen eines mehrjährigen Anreizregulierungsmodells.¹¹⁰ Die Einführung von Smart Metering fällt vor allem in die dritte bzw. vierte Regulierungsperiode (2014 bis 2018 bzw. 2019 bis 2023). Änderungen des Regulierungsmodells von der dritten Periode auf die vierte Periode¹¹¹ betrafen u.a. auch die regulierten Kosten der Smart-Meter-Einführung.

(2) Bereits in der dritten Regulierungsperiode hatte die Branchenvertretung eine Erweiterung des Betriebskostenfaktors für die Smart-Meter-Ausrollung gefordert. Die E-Control erachtete dies in einer Phase, in der die Ausrollung bei vielen Netzbetreibern erst begonnen hatte, als nicht sachgerecht. In der vierten Regulierungsperiode führte sie einen eigenen Smart-Meter-Betriebskostenfaktor mit pauschalen Preisansätzen ein (TZ 30 f.). Sie begründete dies mit dem hohen Prüfungsaufwand und dem geringen Effizienzanreiz der sogenannten Kosten-Plus-Methode, die den Ersatz der tatsächlichen betrieblichen Mehrkosten bezweckte.

(3) In der dritten Regulierungsperiode erachtete die E-Control einen Aufschlag auf den Finanzierungskostensatz (WACC-Aufschlag), der den Netzbetreibern in der Vorperiode zustand, als sachlich nicht begründet. In der vierten Regulierungsperiode ließ sie den Aufschlag – trotz unveränderter Rechtslage – wieder auflieben, ohne die Gründe dafür in der Regulierungssystematik für 2019 bis 2023 darzulegen.

¹⁰⁹ über regulierte Komponenten der Netzentgelte (Messentgelt, Netznutzungsentgelt)

¹¹⁰ Siehe Vorbericht, TZ 24: Größere Verteilernetzbetreiber unterliegen als natürliche Monopole der Regulierung durch die E-Control. Gemäß § 59 Abs. 1 ElWOG 2010 hat die E-Control eine effiziente Implementierung neuer Technologien auf Basis angemessener Kosten sicherzustellen. Im Rahmen der Anreizregulierung gelten für Netzbetreiber individuelle Regulierungspfade mit jährlichen Produktivitätsvorgaben. Unterschreiten sie diese, so verbleibt ihnen der Zusatzgewinn.

¹¹¹ siehe dazu Tabelle E im Anhang A



- 29.2 Der RH hielt kritisch fest, dass die E-Control ab dem Geschäftsjahr 2019 auch für Smart-Meter-Investitionen einen Aufschlag auf den Finanzierungskostensatz einführte, obwohl sie einen solchen Zusatzanreiz in den Jahren 2014 bis 2018 als sachlich nicht angemessen und nicht im Einklang mit § 60 Abs. 1 ElWOG 2010 erachtet hatte. Aus Sicht des RH war ein zusätzlicher finanzieller Anreiz für ein gesetzlich angeordnetes Vorhaben auch nicht zweckmäßig. Der – nicht näher begründete – WACC-Aufschlag war finanziell zum Vorteil der Netzbetreiber und letztlich von den Endkunden zu tragen.
- Der RH empfahl der E-Control, den Finanzierungskostensatz so festzulegen, dass er die Kosten des Fremd- und Eigenkapitals der Netzbetreiber angemessen umfasst. Allfällige Aufschläge und Zusatzanreize wären in der Regulierungssystematik dem Grunde und der Höhe nach darzulegen.
- 29.3 Laut Stellungnahme der E-Control werde der sogenannte „Mark-up“ in der fünften Regulierungsperiode (2024 bis 2028) der Verteilernetzbetreiber ab 1. Jänner 2024 nicht fortgeführt. Ein expliziter Anreiz für Investitionen sei sachlich nicht mehr gegeben, der pauschale Aufschlag auf den WACC entfalls daher. Allerdings werde die Ermittlung der Zinssätze für Altanlagen und Neuinvestitionen aufgrund des deutlichen Zinsanstiegs geändert. Für Investitionen während der fünften Regulierungsperiode werde auf einen laufend aktualisierten jährlichen Durchschnitt abgestellt (bisher fünfjähriger Durchschnitt), um Finanzierungsprobleme bei stark schwankenden Zinssätzen zu vermeiden.



Betriebskostenfaktoren in der vierten Regulierungsperiode (2019 bis 2023)

- 30.1 (1) Die Vergütung der Betriebskosten erfolgte in der vierten Regulierungsperiode über einen Basis–Betriebskostenfaktor sowie über einen Smart–Meter–Betriebskostenfaktor.

Der Basis–Betriebskostenfaktor bildete Veränderungen der Betriebskosten während der Regulierungsperiode ab und berücksichtigte u.a. die Veränderung der Zählpunkte (Zuwächse und Abgänge).¹¹² Er vergütet den Netzbetreibern Mehrkosten, die z.B. aus einer höheren Siedlungsdichte entstanden. Jeder zusätzliche Zählpunkt wurde in der vierten Regulierungsperiode mit einem Preisansatz von 55,37 EUR vergütet, unabhängig von der Art der Messung bzw. des Messgeräts. Die E–Control leitete diesen Preisansatz aus den durchschnittlichen Betriebskosten des Jahres 2016 ab, die Kosten der Smart–Meter–Ausrollung berücksichtigte die E–Control dabei nicht.

- (2) Weiters erhielten die Netzbetreiber Vergütungen über den Smart–Meter–Betriebskostenfaktor, dessen Höhe von der jeweils gewählten Ausrollungsstrategie abhing:

- Eigenerbringung der Ausrollung (Betriebskostenanteil 24,6 %),¹¹³
- Auslagerung der Datenübertragung an einen Dienstleister (Betriebskostenanteil 31,0 %),¹¹⁴
- Auslagerung der Ausrollung an einen Dienstleister (diese Strategie wurde nicht gewählt).

Den Preisansatz für die „Eigenerbringung der Ausrollung“ ermittelte die E–Control als durchschnittlichen Kostensatz über alle Netzbetreiber.¹¹⁵ Er umfasste auch die Kosten von Netzbetreibern, die die Ausrollung teilweise auslagerten. Der so ermittelte Preisansatz war für Unternehmen, die eine Strategie der Eigenerbringung verfolgten – und daher niedrigere Betriebskosten aufwiesen – zu hoch.

- (3) Aus Sicht der E–Control habe der Smart–Meter–Betriebskostenfaktor der vierten Regulierungsperiode eine bessere Anreizwirkung entfaltet als die jährlichen Kostenprüfungen der Vorperiode.

¹¹² Die Differenz zwischen dem Stand des Ausgangsjahres 2016 und den einzelnen Folgejahren wird mit dem jeweiligen Preisansatz multipliziert und entweder zur regulierten Kostenbasis addiert (Zuwachs) oder von dieser subtrahiert (Abgang).

¹¹³ vom RH ermittelter Wert

¹¹⁴ vom RH ermittelter Wert

¹¹⁵ Die Datengrundlage erob die E–Control im Entgeltermittlungsverfahren 2018 (Ist–Kosten der Ausrollung Ende 2017, Plankosten bis 2023, TZ 25). In der Folge plausibilisierte sie die Preisansätze in jährlichen Erhebungen.



Die Berechnungsformel umfasste degressive sowie progressive Komponenten je Smart Meter.¹¹⁶ Die Gesamtvergütung nach dieser Formel stieg bis zu einem Ausrollungsgrad von 55 % und sank danach wieder. Daher profitierte ein Netzbetreiber bei vollständiger Eigenerbringung, wenn er rasch 55 % Ausrollung erreichte und diesen Anteil möglichst lange beibehielt. Bei Auslagerung der Datenübertragung betrug der optimale Ausrollungsgrad 78 %.¹¹⁷ Bei vollständiger Auslagerung profitierte ein Netzbetreiber, wenn er möglichst schnell 100 % erreichte. Der Smart-Meter-Betriebskostenfaktor konnte daher auch unerwünschte Anreize entfalten.

Unternehmen, die die Ausrollung innerhalb eines Jahres umsetzten (zumeist kleinere Netzbetreiber), profitierten von den Anreizwirkungen des Smart-Meter-Betriebskostenfaktors nur eingeschränkt, weil für sie nur die progressive Komponente wirkte. Nach der Ausrollung erhielten sie eine Vergütung von jährlich 1,46 EUR je Smart Meter (bzw. je nach Ausrollungsstrategie 6,21 EUR oder 26,35 EUR).

- 30.2 Der RH beurteilte die Ermittlung der pauschalen Preisansätze des Smart-Meter-Betriebskostenfaktors der vierten Regulierungsperiode als nicht sachgemäß, weil die E-Control bei der Ermittlung der Preisansätze nicht nach den unterschiedlichen Ausrollungsstrategien differenzierte. Die Vergütungen waren daher für zwei Drittel der Netzbetreiber zu hoch.

Der RH wies außerdem kritisch auf Anreizeffekte des Smart-Meter-Betriebskostenfaktors hin, die den zügigen Abschluss der Ausrollungsphase – zumindest theoretisch – verzögern konnten.

Der RH empfahl der E-Control, bei der Ermittlung der Preisansätze für den Smart-Meter-Betriebskostenfaktor nach der jeweils gewählten Ausrollungsstrategie zu differenzieren.

Zu den Datengrundlagen für die Ermittlung der Preisansätze des Smart-Meter-Betriebskostenfaktors verwies der RH auch auf seine Empfehlung an die E-Control, die Datenqualität zu verbessern (TZ 25).

- 30.3 (1) Laut Stellungnahme der E-Control erlaube der für den Basis-Betriebskostenfaktor gewählte Analyseansatz¹¹⁸ tatsächlich nur eine Bestimmung von Durchschnittskostenniveaus. Für die fünfte Regulierungsperiode habe die E-Control einen

¹¹⁶ Durch die degressive Komponente reduzierte sich die Vergütung mit fortschreitender Ausrollung, die progressive Komponente erhöhte sich mit steigendem Ausrollungsgrad.

¹¹⁷ Die Gesamtvergütung stieg nach der Formel bis zu einem Ausrollungsgrad von 78 % und sank danach wieder.

¹¹⁸ Ermittlung der Preisansätze des Basis-Betriebskostenfaktors auf Basis einer linearen Regression mit den gesamten Betriebskosten des Kostenprüfungsjahres 2016 als abhängige Variable



alternativen Analyseansatz¹¹⁹ gewählt. Dies habe jedoch zu keinen neuen Erkenntnissen geführt.

Zahlreiche Netzbetreiber hätten in der Vorbereitung auf die fünfte Regulierungsperiode ein Mehrfaches der Preisansätze des Smart-Meter-Betriebskostenfaktors gefordert, u.a. zur Inflationsabgeltung. Das neue, in der fünften Regulierungsperiode bereits eingesetzte „Messwesen inklusive Smart Metering“ sei vorab simuliert worden. Die Kosten seien anhand der Faktoren der vierten Regulierungsperiode (indexiert von 2016 auf 2021) gedeckelt worden. Die Deckelung sei in zahlreichen Fällen zur Anwendung gekommen und ein großer Teil der angemeldeten Kosten nicht berücksichtigt worden.

Die Anmerkungen des RH hätten in die Ausgestaltung der fünften Regulierungsperiode für Strom-Verteilernetzbetreiber nicht mehr einfließen können.

(2) Laut Stellungnahme der E-Netze Steiermark sei bei der Ermittlung des Basis-Betriebskostenfaktors lediglich die Abgeltung von variablen zusätzlichen Kosten sichergestellt. Hinsichtlich der Anreizwirkung des Smart-Meter-Betriebskostenfaktors sei die Berechnung durch den RH zwar rechnerisch korrekt, sie lasse aber die tatsächliche Kostenentwicklung oder betriebliche Abläufe außer Acht.

30.4 (1) Der RH erwiderte der E-Control, die für die fünfte Regulierungsperiode getroffene Neugestaltung des Systems der Abgeltung der Smart-Meter-Kosten zur Kenntnis zu nehmen.

(2) Den E-Netzen Steiermark erwiderte der RH, dass er lediglich auf „zumindest theoretisch“ mögliche nachteilige Anreizeffekte des Smart-Meter-Betriebskostenfaktors hingewiesen hatte.

Evaluierung der Preisansätze

31.1 Die E-Control behielt sich nach der „Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode“ vor, die Preisansätze des Smart-Meter-Betriebskostenfaktors mit fortschreitender Ausrollung in den Jahren 2019 bis 2023 zu evaluieren und bei Bedarf anzupassen. Sie hatte jedoch vorab nicht festgelegt, innerhalb welcher Bandbreiten bzw. bei welchen Entwicklungen Anpassungen vorgenommen werden sollten, die auch die Anreizwirkungen berücksichtigen.

¹¹⁹ Die statistische Analyse von Panel-Daten kombiniert Zeitreihen- und Querschnittsinformationen und erlaubt die Analyse von dynamischen Anpassungsprozessen.



Anhand von Evaluierungen und aktualisierten Daten berechnete die E–Control die Preisansätze neu; die Berechnungsmethodik blieb dabei unverändert (TZ 30). Im Ergebnis veränderten sich die Preisansätze im Zeitverlauf sprunghaft. Aus Sicht der E–Control bestand kein eindeutiger Trend, der Anpassungen nahelegte.

- 31.2 Der RH bemängelte, dass die E–Control für die Evaluierung der Preisansätze des Smart–Meter–Betriebskostenfaktors vorab keine Festlegungen traf, innerhalb welcher Bandbreiten oder bei welchen Entwicklungen Anpassungen erfolgen sollten.

Er empfahl der E–Control, die Modalitäten und Kriterien für allfällig notwendige Parameter–Anpassungen während einer laufenden Regulierungsperiode vorab in der Regulierungssystematik festzulegen, mit dem Ziel, die angestrebte Anreizwirkung im Zeitverlauf sicherzustellen.

- 31.3 Laut Stellungnahme der E–Control sei die Überlegung des RH nachvollziehbar, allerdings könnten klare Grenzen potenziell Fehlanreize setzen. Um die Datenmeldungen unverzerrt und unbeeinflusst zu erhalten, würden die Evaluierungen nicht veröffentlicht. Die Evaluierung zeige eine volatile Entwicklung ohne eindeutige Richtung und bestätige damit aus Sicht der E–Control das Beibehalten der Vorgangsweise.
- 31.4 Der RH erwiderte der E–Control, dass das Argument, Fehlanreize zu vermeiden, nachvollziehbar ist, das Risiko dafür jedoch durch Plausibilisierungen reduziert werden kann. Im Übrigen verwies er auf seine Gegenäußerung zu TZ 30.

Finanzierung der Kosten der Smart–Meter–Ausrollung über die Netzentgelte

- 32.1 (1) Die Kosten der Netzbetreiber (Anschaffungs– und Herstellungskosten, TZ 27) unterschieden sich in ihrer Höhe von jenen Kosten, die die Netzkunden über die von der E–Control festgelegten Netzentgelte letztlich finanzierten. Zur Ermittlung der Netzentgelte wurden die regulierten Kosten von den tatsächlichen Kosten der Netzbetreiber entkoppelt. Die E–Control erkennt – nach Prüfung – nicht immer alle von den Netzbetreibern gemeldeten Kosten in voller Höhe an.
- (2) In seinem Vorbericht hatte der RH der E–Control empfohlen, eine Ex–post–Feststellung der Gesamtkosten und eine Effizienzüberprüfung der Ausrollung zu ermöglichen.¹²⁰ Zur Höhe der bisher anerkannten bzw. über die Netzentgelte bisher vergüteten Gesamtkosten der Smart–Meter–Ausrollung konnte die E–Control dem

¹²⁰ siehe Vorbericht, TZ 24



RH jedoch keine Daten vorlegen, weil sie die Kosten der Ausrollung nicht von den übrigen Netzkosten abgrenzte. Der Monitoringbericht 2022 wies nur die von den Verteilernetzbetreibern für das Jahr 2021 gemeldeten Investitionskosten aus ([TZ 25](#)).

(3) Für das eingesetzte Kapital stand den Netzbetreibern eine angemessene Rendite zu.¹²¹ Bei Smart-Meter-Investitionskosten von 1,777 Mrd. EUR für Gesamtösterreich ([TZ 27](#)) beliefen sich die Finanzierungskosten näherungsweise auf bis zu 90 Mio. EUR pro Jahr.¹²² Diesen Betrag ordnete das Monitoring der E-Control nicht den Smart-Meter-Einführungskosten zu.

Auch der Stromeigenverbrauch der Smart Meter wurde nicht den Einführungskosten, sondern den Netzverlustkosten zugeordnet ([TZ 33](#)).

32.2 Mit Verweis auf seine Feststellungen zum Monitoring der bei den Netzbetreibern angefallenen Kosten ([TZ 25](#)) hielt der RH kritisch fest, dass die E-Control keine näheren Angaben über die von den Endkunden zu tragenden Gesamtkosten der Smart-Meter-Ausrollung machen konnte. Im Entgeltermittlungsverfahren erhob sie lediglich die Anschaffungs- und Herstellungskosten sowie die Betriebskosten der von ihr geprüften Netzbetreiber. Die Finanzierungskosten sowie die Netzverlustkosten aus dem Stromeigenverbrauch der Smart Meter ordnete sie dagegen der Einführungsphase nicht zu.

Stromeigenverbrauch der Messgeräte

33.1 (1) Die Ökodesign-Richtlinie¹²³ der EU aus dem Jahr 2005 bezweckt die umweltgerechte Gestaltung energiebetriebener Produkte. Im Oktober 2022 präsentierte die EU-Kommission einen Aktionsplan zur Digitalisierung des Energiesystems, der u.a. auch konkrete Maßnahmen zur Verringerung des Energieverbrauchs digitaler Technologien forderte.¹²⁴ Für den Bereich der Telekommunikation sprach sich die Gruppe

¹²¹ In der vierten Regulierungsperiode (2019 bis 2023) galt für Neuanlagen durchschnittlich effizienter Netzbetreiber ein Finanzierungskostensatz (WACC) von 5,20 % (vor Steuern) als angemessen. Für Bestandsanlagen betrug die Verzinsung 4,88 % (vor Steuern); siehe Tabelle E im Anhang A.

¹²² Die Finanzierungskosten veränderten sich entsprechend der Buchwertentwicklung; sie stiegen mit der Investitionstätigkeit und sanken mit der Abschreibung über die Nutzungsdauer.

¹²³ Die Richtlinie 2009/125/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 21. Oktober 2009 zur Schaffung eines Rahmens für die Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung energieverbrauchsrelevanter Produkte (Ökodesign-Richtlinie oder Energieverbrauchsrelevante Produkte-Richtlinie, ErP-RL) ist die Neufassung der Richtlinie 2005/32/EG.

¹²⁴ Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen, „Digitalisierung des Energiesystems – EU-Aktionsplan“ COM(2022) 552 final vom 18. Oktober 2022



für Frequenzpolitik bereits im November 2021 auf EU–Ebene für Standards zur Senkung des Energieverbrauchs durch energieeffiziente Komponenten aus.¹²⁵

In Deutschland kann die Bundesnetzagentur als Regulierungsbehörde¹²⁶ die Grenzen für den maximalen Eigenstromverbrauch des Smart–Metering–Systems festlegen.

(2) In Österreich bestanden keine Vorgaben zur Energieeffizienz der Messgeräte bzw. des Smart–Metering–Systems. Einzelne Landes–Netzbetreiber berücksichtigten bei der Beschaffung der Messgeräte auch den Stromverbrauch als Bewertungskriterium. Eine wirtschaftliche Betrachtung des Stromverbrauchs des gesamten Smart–Metering–Systems erfolgte jedoch nicht.

Die E–Control erheb im Rahmen ihres Smart–Meter–Monitorings Angaben zum Eigenverbrauch der intelligenten Messgeräte. Die Meldungen der Landes–Netzbetreiber beruhten nicht auf Messungen des jährlichen Eigenverbrauchs, sondern stützten sich auf die entsprechenden Angaben in den Datenblättern der Hersteller. Die Monitoringberichte der E–Control thematisierten die Energieeffizienz der Smart–Metering–Infrastruktur nicht.

Der Eigenverbrauch des Smart–Metering–Systems fiel in Österreich – als nicht gemessene Größe – unter die Netzverluste. Netzverluste entstehen – physikalisch bedingt – im Stromnetz.¹²⁷ Die von der E–Control geprüften Netzverlustkosten der Netzbetreiber wurden jährlich im Rahmen der Systemnutzungsentgelte–Verordnungen festgestellt und auf die Netzkunden (Haushalte, Gewerbe, Industrie) – im Wege der Netzentgelte – überwälzt. Die E–Control berücksichtigte die Netzverlustkosten in ihrem Effizienzvergleich, wodurch die Netzbetreiber den impliziten Anreiz hatten, ihre Netzverluste zu minimieren.

(3) Bei den zu tauschenden Ferraris–Zählern handelte es sich überwiegend um einphasige Wechselstromzähler und dreiphasige Drehstromzähler, die sich u.a. im Stromverbrauch unterschieden. Zu den stromverbrauchenden Komponenten der Smart–Metering–Infrastruktur zählten die Messgeräte und deren Kommunikationsmodule, Gateways bzw. Datenkonzentratoren und Modems für die Datenübertragung sowie IT–Server. Der Verbrauch hängt grundsätzlich davon ab, welche Daten wie oft ausgelesen wurden.

¹²⁵ Die Gruppe, in der u.a. die Mitgliedstaaten, die EU–Kommission, Regulierungsbehörden sowie das Europäische Institut für Telekommunikationsnormen vertreten sind, berät die EU–Kommission in frequenzpolitischen Fragen. Stellungnahme zur Rolle der Frequenzpolitik im Kampf gegen den Klimawandel (Radio Spectrum Policy Group, Opinion on the role of radio spectrum policy to help combat climate change, RSPG21–041 FINAL), Brüssel, 24. November 2021.

¹²⁶ § 21 Abs. 1 Z 5 bzw. § 47 Abs. 1 Z 4, Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende i.d.F. 29. August 2016

¹²⁷ gemäß § 6 Systemnutzungsentgelte–Verordnung 2018 (SNE–V 2018)



Intelligente Messgeräte (Smart Meter) – Einführungsstand 2022

Die nachfolgende Tabelle stellt die Verbrauchswerte von Komponenten der Smart-Metering-Infrastruktur dar:

Tabelle 14: Eigenverbrauch von Smart-Metering-Komponenten

Komponenten	Wechselstromzähler, einphasig	Drehstromzähler, dreiphasig
in kWh/Jahr		
intelligentes Messgerät	9,6 bis 26,3	23,7 bis 78,8
Datenkonzentror/Gateway		30 bis 131
Betrieb IT-Server pro Zählpunkt		0,3

Quellen: E-Control; Landes-Netzbetreiber; BMVIT; Zusammenstellung: RH

Der RH ermittelte für jeweils 6,2 Mio. Zählpunkte näherungsweise folgende jährliche Eigenverbrauchswerte:¹²⁸

- 130 GWh – für Smart Meter-Komponenten mit dem niedrigsten Stromverbrauch,
- 422 GWh – für Smart Meter-Komponenten mit dem höchsten Stromverbrauch.

Ein österreichweites System, das ausschließlich Smart-Meter-Komponenten mit dem höchsten Stromverbrauch einsetzt, würde demnach mehr als die dreifache Menge an Strom benötigen im Vergleich zu einem, das ausschließlich die jeweils energieeffizientesten Komponenten verwendet.

In der Realität wurden jedoch unterschiedlich energieeffiziente Komponenten beschafft. Daher wird der jährliche Eigenverbrauch nach der vollständigen Ausrolung letztlich in einem Bereich zwischen 130 GWh und 422 GWh liegen.

- 33.2 Der RH hielt kritisch fest, dass der Stromverbrauch der Smart Meter sowie der Datenkonzentratoren und Gateways nur bei einzelnen Netzbetreibern ein Beschaffungskriterium darstellte. Er hielt außerdem fest, dass die E-Control zwar Daten zum Eigenverbrauch der beschafften Messgeräte erhob, diese jedoch nicht auswertete bzw. in ihren Monitoringberichten nicht darstellte. Mangels Messungen durch die Netzbetreiber konnte die E-Control keine Aussage zum tatsächlichen Stromverbrauch des gesamten Smart-Metering-Systems und zu den damit einhergehenden Netzverlustkosten treffen. Der Energieverbrauch fiel unter die Netzverluste, die den Endkunden mit den Netzentgelten anteilig verrechnet wurden.

Der Effizienzvergleich der E-Control schuf für die Netzbetreiber zwar einen Anreiz zur Reduktion der Netzverluste, aus Sicht des RH wäre jedoch auch eine Vorgabe für den Energieverbrauch bzw. zur Energieeffizienz des Smart Metering zweckmäßig.

¹²⁸ Der RH traf folgende Annahmen: rd. 6,2 Mio. Zählpunkte, davon 77 % Drehstromzähler, 4.300 Zähler je Server im Backend-System, rd. 50.000 Gateways/Datenkonzentratoren.



Energieeffizienz und möglichst geringe Netzverluste sollten auch für die Netzbetreiber ein Thema sein, nicht zuletzt wegen der gestiegenen Energiekosten.

Der RH empfahl dem Ministerium, der E-Control und den Landes–Netzbetreibern, für die nächste Smart–Meter–Generation ein möglichst hohes Maß an Energieeffizienz sicherzustellen, um zur Reduktion der CO₂–Emissionen beizutragen und die Belastung der Endkunden mit Netzverlustentgelten gering zu halten. Vorgaben zur Begrenzung des Energieverbrauchs und zur Energieeffizienz des Smart Metering wären zu erwägen.

- 33.3 (1) Laut Stellungnahme des Ministeriums befasse sich eine Arbeitsgruppe (siehe auch [TZ 37](#)) mit der zweiten Generation von Smart Metering. Dies mit dem Ziel, im Interesse der gesamten Branche bundesländerübergreifende Standards zur Effizienzsteigerung zu etablieren.
- (2) Die E–Control teilte in ihrer Stellungnahme mit, dass sie den Energieverbrauch von intelligenten Zählern in ihren früheren Berichten nicht behandelt habe, weil die Fragestellung sehr breit sei und wissenschaftliche Untersuchungen dazu bereits vorlägen. Die E–Control habe das Thema jedoch im Monitoringbericht 2023¹²⁹ für das Berichtsjahr 2022 ausführlich behandelt. Demnach bewirke die Ausrollung von Smart Metern keine wesentliche Änderung des Gesamtstromverbrauchs.
- (3) Laut den Stellungnahmen der Landes–Netzbetreiber von Salzburg, Steiermark, Vorarlberg und Wien sei der Energieverbrauch der Messsysteme bei der Beschaffung berücksichtigt worden.

Die Landes–Netzbetreiber von Salzburg und Vorarlberg verwiesen auch auf die im Beschaffungsprozess geforderte Einhaltung der Normen mit Bezug auf Leistungsgrenzwerte und Leistungsaufnahme mit und ohne Kommunikation (EN 50470–2 und 62053–61).

Laut Stellungnahme der E–Netze Steiermark sei zum Zeitpunkt der europaweiten Ausschreibung die maximale Leistungsaufnahme der Geräte vorgegeben worden. Bei „Smart Meter 2.0“ würden die Optimierung des Energieverbrauchs sowie die Energieeffizienz der Geräte bzw. der zentralen Systeme und weitere Nachhaltigkeitskriterien jedenfalls explizit berücksichtigt.

¹²⁹ E–Control, Bericht zur Einführung von intelligenten Messgeräten in Österreich 2023, Abschnitt 5.10



Realisierte Nutzeneffekte

Allgemeines

- 34.1 (1) Smart Metering sollte für Endkunden (u.a. Haushalte und Gewerbe) und für Verteilernetzbetreiber Nutzeneffekte haben.¹³⁰ Die laut den Kosten–Nutzen–Analysen 2010 und 2014 erwarteten Effekte stellten sich nach Einschätzung des RH bis Ende 2022 wie folgt dar:

Tabelle 15: Erwartete Nutzeneffekte und Realisierung bis Ende 2022

	Nutzeneffekte laut Kosten–Nutzen–Analysen	realisierte Nutzeneffekte (Einschätzung des RH)
Endkunden	Möglichkeit für zeitnahe Verbrauchsinformation	ja
	Verbrauchsreduktion und Einsparung von Stromkosten ¹	nicht beurteilbar
	finanzielle Vorteile durch neue Tarifmodelle	eher nein
	effizienterer Anbieter– und Adresswechsel	ja
	verbessertes Kundenservice der Netzbetreiber	ja
Verteiler–netzbetreiber	geringerer Personalaufwand	nein
	effizientere Prozesse (fehlerfreie Ablesung, Abrechnung, Abschaltung, Forderungsmanagement, Anbieterwechsel)	ja
	Nutzung der Messwerte für die Netzsteuerung	nein
	Nutzung der Messwerte für das Lastmanagement	nein
	Nutzung der Messwerte für die Netzplanung	nur eingeschränkt
	verbesserte Prognose der zu transportierenden Energie Mengen	eher ja

¹ davon abgeleitet auch CO₂–Einsparungen als gesamtwirtschaftlicher Effekt

Quellen: PwC Österreich 2010; Ernst & Young 2014; Landes–Netzbetreiber; Zusammenstellung: RH

- (2) Endkunden sollten vor allem von Verbrauchseinsparungen und geringeren Stromkosten profitieren. Die Kosten–Nutzen–Analyse 2010 nahm 3,5 % Verbrauchsreduktion an sowie einen gesamtwirtschaftlichen Nutzen aus der damit verbundenen Reduktion von CO₂–Emissionen.¹³¹ Aktuelle Kundenbefragungen oder Studien zur Entwicklung des Verbrauchs oder Änderungen des Verbrauchsverhaltens nach der Installation intelligenter Messgeräte lagen nicht vor. Dienstleistungen wie Home Automation (Smart Home¹³²) hatten sich bis Ende 2022 noch nicht durchgesetzt. Die

¹³⁰ laut den Kosten–Nutzen–Analysen der Jahre 2010 bzw. 2014 (im Auftrag der E–Control bzw. der Branchenvertretung)

¹³¹ Kosten–Nutzen–Analyse 2010 im Auftrag der E–Control, S. 9

¹³² z.B. Vernetzung von Haustechnik und Haushaltsgeräten, zeit– und bedarfsgerechte Steuerung von Beleuchtung, Heizen, Kühlen oder Ladevorgängen in Verbindung mit tageszeitabhängigen, günstigen Energieangeboten



späte Standardisierung der Kundenschnittstelle begünstige die Entwicklung auch nicht ([TZ 23](#)).

Das Angebot an neuen Tarifmodellen, z.B. variable oder dynamische Stromtarife¹³³, war im Jahr 2021 gering: Vier Lieferanten boten insgesamt zehn unterschiedliche zeitabhängige, sogenannte Time-of-use-Produkte¹³⁴ für Haushaltskunden an, und sechs Lieferanten jeweils ein dynamisches Produkt mit Spotmarkt-Bepreisung. Mit dem Anstieg der Großhandelspreise verringerte sich das Angebot ab Mitte 2021; die meisten Produkte fielen bis Mitte 2022 weg.

(3) Für Netzbetreiber sollten über 80 % der Nutzeneffekte aus effizienteren Prozessen und einem niedrigeren Personalaufwand resultieren, so die Erwartung der Kosten–Nutzen–Analyse aus 2010. Nach Auskunft der Landes–Netzbetreiber standen den Kosteneinsparungen (z.B. Wegfall der Ablesungen) jedoch auch erwartete Mehrkosten gegenüber, u.a. benötigte die Betreuung des Smart–Metering–Systems qualifiziertes Personal, ebenso die Clean–up– und Entstörungs–Maßnahmen zur Stabilisierung bzw. Wiederherstellung der Datenkommunikation ([TZ 16](#) ff.).

Die Verteilernetzbetreiber könnten durch Smart Metering laufend genauere Informationen über die Netzsituation gewinnen und diese für eine zeitnahe Steuerung sowie verbesserte Planungen und Prognosen nutzen ([TZ 35](#)). Zur Zeit der Gebrauchsüberprüfung bestanden jedoch – neben Problemen bei der Datenübertragung – auch bedeutende rechtliche Einschränkungen für die Übertragung und Verwendung von Viertelstundenwerten, wie nachstehende Tabelle illustriert:

Tabelle 16: Weiterleitung und Verwendung von Viertelstundenwerten

Konfiguration	Anteil 2022 in % ¹	Messung von Viertelstundenwerten	Übertragung von Viertelstundenwerten an den Netzbetreiber; verwendbar	
			für Marktprozesse	für Netzprozesse
Viertelstundenwert–Smart–Meter (Opt–in)	7,2	ja, 96 Werte täglich	ja, 96 Werte täglich	nur in begründeten Einzelfällen bzw. im Notfall (<u>TZ 35</u>)
Tageswert–Smart–Meter	90,0	ja, 96 Werte täglich, nur beim Endkunden verfügbar	nein, 1 Tageswert täglich	
Jahreswert–Zähler	2,7	nein	nein, 1 Jahreswert	1 Jahreswert

¹ Werte gerundet

Quelle: E-Control; Zusammenstellung: RH

¹³³ Dynamische Tarife geben zeitliche Strompreisschwankungen (z.B. Strombörse) an Kunden weiter; es gibt keinen fixen Preis je kWh. Der Kunde kann seinen Stromverbrauch anhand der Strompreissignale optimieren.

¹³⁴ Vergleiche E-Control, Monitoringbericht 2022; bei zeitabhängigen Produkten können sich die Preise nach der Tageszeit oder auch nach Wochentagen, Werktagen bzw. Wochenenden oder Jahreszeiten unterscheiden.



Im Ergebnis wurde der Stromverbrauch zwar bei rd. 97 % der Endkunden, die 2022 mit einem Smart Meter ausgestattet waren, viertelstündlich gemessen, jedoch stand nicht einmal ein Zehntel dieser Viertelstundenwerte für Marktprozesse bzw. Netzprozesse zur Verfügung. Die Netzbetreiber durften diese Daten – abgesehen von Notfällen – de facto kaum verwenden.

(4) Das Erneuerbaren–Ausbau–Gesetzespaket¹³⁵ vom Juli 2021 schuf die Energiegemeinschaft als neuen Marktakteur bzw. neue Marktrolle.¹³⁶ Viertelstundenwerte sind zur Verrechnung innerhalb von Energiegemeinschaften unabdingbar. Die Landes–Netzbetreiber verzeichneten in ihren Netzgebieten ein starkes Interesse an Energiegemeinschaften. Nähere Erkenntnisse dazu lagen während der Überprüfung durch den RH noch nicht vor.

34.2 Der RH hielt kritisch fest, dass sich das Verhältnis von Kosten und Nutzen der Einführung von Smart Metering Ende 2022 sehr ungünstig darstellte. Die bis Ende 2021 angefallenen bzw. bis Ende 2024 erwarteten Investitionskosten des Vorhabens (1,777 Mrd. EUR, TZ 27) hatten sich gegenüber dem Schätzwert (830 Mio. EUR¹³⁷) mehr als verdoppelt. Die Nutzeneffekte für Endkunden und Netzbetreiber waren dagegen erst zum Teil oder noch nicht eingetreten. Die wesentlichen Gründe dafür lagen aus Sicht des RH

- in technischen Problemen, vor allem im Bereich der Datenübertragung,
- in rechtlichen Einschränkungen der Datennutzung sowie
- in der mangelnden Steuerung und Koordination des Vorhabens.

Zur Zeit der Gebarungsüberprüfung konnte Smart Metering – energiewirtschaftlich und netzbetrieblich – noch nicht im ursprünglich angestrebten Umfang genutzt werden.

Der RH empfahl dem Ministerium, der E–Control und den Netzbetreibern, sich dafür einzusetzen, dass das Nutzenpotenzial des Smart Metering sowohl für die Marktprozesse als auch für die Netzprozesse realisiert werden kann.

¹³⁵ Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren–Ausbau–Gesetz – EAG), BGBl. I 150/2021 i.d.g.F.

¹³⁶ In einer Energiegemeinschaft können sich unterschiedliche Akteure zusammenfinden und erzeugte Energie teilen; sie also gemeinsam verbrauchen, speichern und/oder verkaufen.

¹³⁷ laut der für die Einführung von Smart Metering maßgeblichen Studie im Auftrag der E–Control aus dem Jahr 2010



- 34.3 (1) Die E-Control verwies in ihrer Stellungnahme – wie auch in ihrer Stellungnahme zu TZ 35 und TZ 37 – auf ihren Monitoringbericht zur Einführung von intelligenten Messgeräten in Österreich 2023 (Berichtsjahr 2022)¹³⁸, ferner auf ihren Aktionsplan Netzanschluss¹³⁹ sowie die Smart–Meter–Strategie.
- (2) Die E–Netze Steiermark und die Wiener Netze teilten in ihren Stellungnahmen mit, dass die Empfehlung umgesetzt werde, sobald die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Verwendung der Smart–Meter–Daten für Markt– und Netzprozesse vorlägen.
- 34.4 Der RH entgegnete den E–Netzen Steiermark und den Wiener Netzen, dass die Lösung der technischen Probleme der Datenübertragung insbesondere auch den Netzbetreibern obliegt und nicht allein auf das Fehlen rechtlicher Rahmenbedingungen zurückzuführen ist.

Nutzen für die Netzbetreiber

- 35.1 (1) Gemäß § 84a Abs. 1 EIWOG 2010 dürfen Netzbetreiber Viertelstundenwerte der Endverbraucher nur auslesen und verwenden,
- wenn eine ausdrückliche Zustimmung des Endverbrauchers vorliegt oder
 - zur Erfüllung von Pflichten aus einem – vom Kunden gewählten, auf Viertelstundenwerten basierenden – Liefervertrag.

Nur „in begründeten lokalen Einzelfällen“ dürfen sie die Verbrauchsdaten auch ohne Zustimmung des Endverbrauchers aus dem Smart Meter auslesen, soweit dies „für den Zweck der Aufrechterhaltung eines sicheren und effizienten Netzbetriebs unabdingbar ist“.

§ 84a Abs. 1 EIWOG 2010 stellt vor allem auf einzelvertragliche Beziehungen zwischen Endkunden und Verteilernetzbetreibern ab. Letzteren sind jedoch auch gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen auferlegt (mit Bezug auf die Beseitigung von Netzengpässen sowie auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit) und sie sind insbesondere auch dazu verpflichtet, die Verteilernetze vorausschauend, im Sinne der nationalen und europäischen Klima– und Energieziele, weiterzuentwickeln sowie Engpässe im Netz zu ermitteln bzw. solche zu vermeiden.¹⁴⁰

¹³⁸ E-Control, Bericht zur Einführung von intelligenten Messgeräten in Österreich 2023, Abschnitt 8 (Ausblick), S. 52 ff.

¹³⁹ E-Control, Aktionsplan Netzanschluss 2023, Version 1.0 vom 5. Juli 2023, Kapitel 2.1 Planung und Beauftragung

¹⁴⁰ gemäß § 5 Abs. 2 und § 45 Z 1 und 12 EIWOG 2010



Zur Spannungs- und Frequenzerhaltung muss die eingespeiste Strommenge stets der nachgefragten Menge entsprechen. Die Netzbetriebsführung benötigt daher laufend zeitnahe Prognosen und Zustandsanalysen.¹⁴¹ Netzstabilität und Versorgungssicherheit haben auch Merkmale eines Kollektivguts, von dem alle gemeinsam profitieren und niemand einzelvertraglich ausgeschlossen werden kann.

(2) Zur Zeit der Gebarungsüberprüfung beruhte die Netzplanung auf der Niederspannungsebene vor allem auf den Jahresverbräuchen und synthetischen Standardlastprofilen von Haushalten. Aussagekräftigere Lastmodelle auf Basis von Smart-Meter-Daten verbessern die bedarfsgerechte Planung des Ausbaus der lokalen Verteilernetze, z.B. für starke gleichzeitige Lasten infolge von Ladevorgängen in privaten Ladestationen.

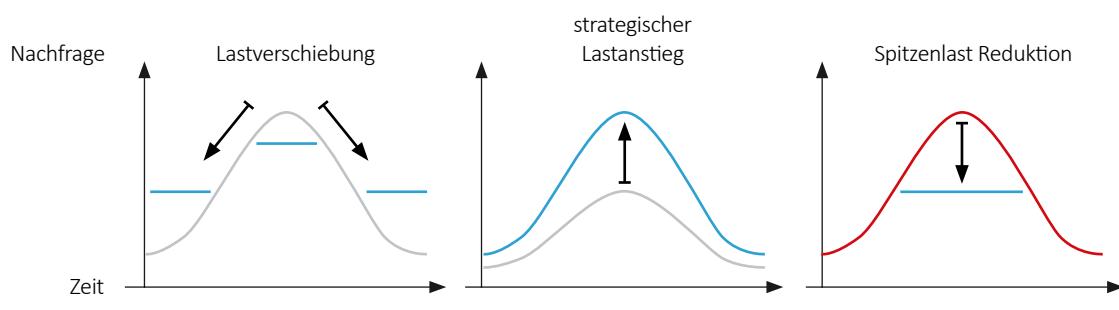
Die in Österreich eingesetzten Smart Meter können auch Parameter zur Spannungsqualität messen, u.a. Frequenz und Spannungshöhe. Smart Metering erlaubt künftig daher auch die kontinuierliche Erfassung von Netzzuständen. Die Sicherstellung der Spannungsqualität kann damit effizienter, genauer und regelmäßig erfolgen.¹⁴² Derzeit sind die Verteilernetzbetreiber u.a. verpflichtet, jährlich Messungen der Spannungsqualität an 360 verschiedenen Messstellen im gesamten Bundesgebiet für mindestens drei aufeinanderfolgende Wochen durchzuführen.

¹⁴¹ Dies betrifft zunehmend auch die bisher nicht gemessenen lokalen Verteilernetze (Niederspannungsebene).

¹⁴² Nach § 8 bzw. § 14 Abs. 3 Netzdienstleistungsverordnung Strom 2012 i.d.F. BGBl. II 192/2013 hat der Verteilernetzbetreiber für jeden Netzbenutzer in seinem Netzgebiet die Spannungsqualität an der Übergabestelle entsprechend der Norm EN 50160 sicherzustellen. Die Europäische Norm EN 50160 definiert die wesentlichen Merkmale der NetzsSpannung in öffentlichen Stromnetzen.

(3) Ebenso sollten künftig Anreize für ein netzdienliches Verhalten von Endkunden geschaffen werden, etwa entsprechende Tarife und finanzielle Abgeltungen für langsameres Laden, zeitliches Verschieben des Ladevorgangs oder kurze begrenzte Unterbrechung des Strombezugs. Die Verwendung oder das Laden bestimmter Geräte oder Anlagen kann auf lastschwache Zeiten mit geringer Stromnachfrage und günstigeren Tarifen verlegt werden. Bei Stromüberschüssen kann der Verbrauch angehoben und bei Lastspitzen gesenkt werden, wie nachstehende Abbildung illustriert:

Abbildung 7: Laststeuerung (Demand–Side–Management)



Eine intelligente Laststeuerung kann die verbraucherseitige Nachfrage vorübergehend senken und Lastspitzen glätten und damit auch die Dimensionierung der Netze und der Reservekapazitäten verbessern. Ohne genaue zeitnahe Daten müssen dagegen sowohl die Erzeugungs– als auch die Netzkapazitäten wie bisher an der maximal zu erwartenden Last ausgerichtet werden.

35.2 Der RH wies kritisch darauf hin, dass der geltende Rechtsrahmen für Smart Metering den Netzbetreibern die Nutzung von Smart–Meter–Daten (Viertelstundenwerte) für technische Analysen weitgehend verwehrte. Er hielt fest, dass die Verteilernetztreiber nach dem EIWOG 2010 auch gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen zu erfüllen, die Verteilernetze vorausschauend weiterzuentwickeln und Engpässe im Netz zu vermeiden haben. Angesichts der zunehmenden Elektrifizierung von Mobilität und Raumwärme sowie der wachsenden dezentralen Erzeugung von Photovoltaik–Anlagen erfordert dies auch auf Ebene der Niederspannungsnetze genauere und aussagekräftige Lastmodelle und Netzzustandsanalysen.

Eine bessere Netzkenntnis erlaubt auch mehr Effizienz im Netzbetrieb und eine effizientere Nutzung der verfügbaren Netzkapazitäten für die laufende Einspeisung der dezentralen Stromerzeugung bzw. für den Strombezug von Elektrofahrzeugen, ehe Netzverstärkungen oder ein großflächiger konventioneller Netzausbau notwendig werden. Laststeuerung kann unter bestimmten Voraussetzungen künftig auch



Anreize für ein netzdienliches Verbrauchsverhalten schaffen und damit die Netzsteuerung weiter verbessern und sich kostendämpfend auswirken.

Der RH empfahl dem Ministerium und der E-Control, sich dafür einzusetzen, dass die rechtlichen Bestimmungen zur Nutzung der Smart-Meter-Daten durch die Verteilernetzbetreiber für Zwecke der Systemauslegung und Netzplanung sowie des Betriebs der Stromnetze datenschutzkonform präzisiert werden. Dabei wären auch gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen im Allgemeininteresse (Mitwirkung an der Beseitigung von Netzengpässen und Gewährleistung der Versorgungssicherheit) zu berücksichtigen.

35.3 (1) Laut Stellungnahme des Ministeriums solle das neue Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG) die Aufrechterhaltung eines sicheren und effizienten Netzbetriebs, den Ausbau des Verteilernetzes und der Lastprognose für Zwecke des Netzmonitorings und die Nutzung von viertelstündlichen Energiewerten ermöglichen. Ebenso sollten die Netzbetreiber künftig die Spannungs-, Oberschwingungs- und Blindleistungswerte verwenden dürfen, um den Netzbetrieb sicher und effizient aufrechtzuerhalten, die Verteilernetze auszubauen und Wärmepumpen, Ladepunkte, Energiespeicher oder Stromerzeugungsanlagen zu integrieren. Im Einklang mit dem Datenschutz seien die Daten unverzüglich zu löschen, sobald sie für die Erfüllung der genannten Zwecke nicht mehr benötigt werden. Damit lägen im Sinne der Empfehlungen des RH zumindest die rechtlichen Grundlagen zur Realisierung des Nutzenpotenzials für Netzprozesse vor.

(2) Die E-Control verwies auf ihre Stellungnahme zu TZ 34.

(3) Laut Stellungnahme der E-Netze Steiermark werde die Empfehlung seitens der Netzbetreiber vollumfänglich unterstützt. Diese rechtlichen Grundlagen seien zwingend erforderlich, um Smart-Meter-Daten künftig auch tatsächlich für die Zwecke der Stromnetze nutzen zu können.

Die Netz Oberösterreich sah in ihrer Stellungnahme die Empfehlung zur Präzisierung des Rechtsrahmens für die Nutzung von Smart-Meter-Daten ausdrücklich positiv.



Datenschutz–Verhaltensregeln der Netzbetreiber

36.1 (1) Das EU–Recht verlangt sowohl einen „leichten Zugang zu Daten unter einheitlichen und diskriminierungsfreien Bedingungen“ als auch den „umfassenden Schutz wirtschaftlich sensibler Informationen und personenbezogener Daten der Kunden“.¹⁴³

Die Verantwortung für den Datenschutz lag bei der Unternehmensleitung der Netzbetreiber. Entscheidungsbefugte Personen wie Geschäftsführer hafteten persönlich für die Einhaltung des Datenschutzes. Verstöße gegen die EU–Datenschutz–Grundverordnung (**DSGVO**)¹⁴⁴ konnten Strafen von bis zu 20 Mio. EUR oder 4 % des erwirtschafteten Jahresumsatzes nach sich ziehen.

Die konkreten Zwecke der Messung, Weitergabe und Verwendung von Verbrauchsdaten im Rahmen der Netzprozesse und zur Aufrechterhaltung eines sicheren und effizienten Netzbetriebs waren daher gesetzlich zu regeln.

(2) In den Jahren 2016 und 2017 führten die Netzbetreiber Datenschutz–Folgeabschätzungen zur Identifikation bzw. Behebung von Problemfeldern durch. In der Folge erarbeiteten sie datenschutzrechtliche Verhaltensregeln.¹⁴⁵ Diese sollten u.a. rechtliche Unsicherheiten ausräumen, die bei der Verarbeitung von personenbezogenen Smart–Meter–Daten von Endverbrauchern bestanden. Die Verhaltensregeln entsprachen einer Selbstregulierung der Netzbetreiber sowie einem Compliance–Instrument, das eine gute Datenschutzpraxis sicherstellen soll. Die Datenschutzbehörde gab im Mai 2019 eine positive Stellungnahme zur Entwurfssatzung der Verhaltensregeln ab und genehmigte die überarbeitete Fassung mit Bescheid vom 21. Oktober 2021.

(3) Als Überwachungsstelle wurde mit Bescheid der Datenschutzbehörde vom 26. Jänner 2021 die Österreichs E–Wirtschaft Service GmbH akkreditiert, eine Tochter des Branchenverbands Österreichs Energie. Zertifizierungen¹⁴⁶ dienen als Nachweis, dass die datenschutzrechtlich nötigen technischen und organisatorischen Maßnahmen¹⁴⁷ getroffen wurden. Die Teilnahme ist fakultativ, weshalb sich Verantwortliche und Auftragsverarbeiter den genehmigten, durch eine akkreditierte Stelle überwachten Verhaltensregeln ausdrücklich unterwerfen müssen.

¹⁴³ Art. 17 Abs. 3 lit. c EU–Energiebinnenmarkt–Richtlinie 2019/944

¹⁴⁴ Verordnung (EU) 2016/679 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. April 2016 zum Schutz natürlicher Personen bei der Verarbeitung personenbezogener Daten, zum freien Datenverkehr und zur Aufhebung der Richtlinie 95/46/EG

¹⁴⁵ Verhaltensregeln gemäß Art. 40 Abs. 5 DSGVO betreffend Netzbetreiber bei der Verarbeitung von mit intelligenten Messgeräten erhobenen personenbezogenen Daten von Endverbrauchern nach §§ 83 ff. EIWO 2010; erarbeitet im Rahmen der Interessenvertretungen „Verein Österreichs E–Wirtschaft“ und „Vereinigung Österreichischer E–Werke“

¹⁴⁶ nach Art. 43 Abs. 1 lit. a DSGVO

¹⁴⁷ nach Art. 32 Abs. 1 DSGVO



- 36.2 Der RH bewertete die von der Datenschutzbehörde genehmigten Verhaltensregeln nach Art. 40 DSGVO sowie die Einrichtung einer akkreditierten Überwachungsstelle als zweckmäßig. Die Netzbetreiber verpflichteten sich damit, bei der Verarbeitung personenbezogener Daten von Endverbrauchern die Einhaltung der Datenschutzbestimmungen zu gewährleisten.

Der RH empfahl den Landes–Netzbetreibern, umgehend alle Veranlassungen zu treffen, um die Einhaltung der von der Datenschutzbehörde genehmigten und von einer akkreditierten Zertifizierungsstelle überwachten Verhaltensregeln durch eine Selbstverpflichtung sicherzustellen.

- 36.3 Die Kärnten Netz teilte in ihrer Stellungnahme mit, die Einhaltung der Verhaltensregeln durch eine entsprechende Selbstverpflichtung und eine begleitende Zertifizierung sicherzustellen.

Laut Stellungnahme der E–Netze Steiermark liege es im Interesse der österreichischen Netzbetreiber, sich durch eine Selbstverpflichtung den von der Datenschutzbehörde genehmigten Verhaltensregeln zu unterwerfen. Die Verhaltensregeln seien allerdings sehr anspruchsvoll. Die Anforderungen würden daher sukzessive umgesetzt und dann von der akkreditierten Zertifizierungsstelle geprüft.

Die Wiener Netze teilten in ihrer Stellungnahme mit, dass eine Konformitätsbestätigung sehr rasch beantragt werde.



Ausblick

- 37.1 (1) Der Rollout der ersten Generation der Zähler (Nutzungsdauer zehn bis 13 Jahre) war bei den meisten Netzbetreibern Ende 2022 noch nicht abgeschlossen. Im Rahmen des Branchenverbands startete jedoch bereits eine Initiative, die sich mit dem künftigen Messwesen, u.a. mit der Entwicklung einheitlicher technischer Standards, beschäftigte.
- (2) Die Netz Oberösterreich führt ihr Smart–Metering–System seit Mitte 2019 im „Linienbetrieb“. Bereits 2021 startete sie das Projekt „Smart Meter Upgrade“, u.a. weil Energiegemeinschaften, Photovoltaik–Anlagen und Ladeinfrastruktur Erweiterungen benötigen. Es sollen künftig auch Funkzähler eingesetzt und der Bereich der IT–Sicherheit aktualisiert werden. Die geplanten Erweiterungen erfordern eine Neuaußschreibung, weil der Hersteller bzw. Lieferant die Weiterentwicklung des bestehenden, proprietären Smart–Metering–Systems der Netz Oberösterreich einstellt.
- (3) Die im Auftrag der E–Control erstellte und im Herbst 2022 veröffentlichte Zählerstudie erörterte insbesondere nachstehende Maßnahmen zur „Weiterentwicklung des Zählersystems in Österreich“:
- deutliche Erhöhung der Anzahl an Messpunkten, die viertelstündliche Verbrauchswerte messen, auslesen und an die Netzbetreiber übertragen, um damit eine bessere Datenbasis für die Netzplanung, für realitätsgerechte Netzzustandsanalysen und den Netzbetrieb sowie für neue Stromprodukte und Tarife zu gewinnen,
 - Harmonisierung der bestehenden Zählersysteme; vor allem sollten netzrelevante Großverbraucher, die bisher über Lastprofilzähler gemessen wurden, zur Verbesserung der Messdatenbasis künftig ebenfalls mit Smart Metern ausgestattet werden,
 - Nutzbarmachung von noch nicht genutzten Möglichkeiten der Smart Meter für technische Analysen sowie weitere, künftig notwendige Funktionen.
- (4) Positionen zu übergeordneten sowie zu EU–rechtlich vorgegebenen Grundsätzen für die Ausrichtung der künftigen Smart–Metering–Systeme lagen noch nicht vor und wurden in der von der E–Control beauftragten Zählerstudie nicht oder nur am Rande erörtert, wie u.a. die Interoperabilität der Smart–Metering–Systeme¹⁴⁸, die Upgrade–Fähigkeit der Systeme, die Systemarchitektur, netzbetreiberübergreifende Synergien und Harmonisierungen sowie insbesondere auch die Weiterentwicklung der Anforderungen an die IT–Sicherheit.

¹⁴⁸ Die Datenmodelle und deren Anwendungen sollen interoperabel sein. Interoperabilität soll gewährleisten, dass ein Zähler aus einem Netzgebiet auch in einem anderen Netzgebiet – in einem anderen Bundesland oder in einem anderen Mitgliedstaat – einsetzbar wäre, so wie ein Mobiltelefon unabhängig vom Hersteller bzw. Lieferanten in jedem Netzgebiet verwendet werden kann. Dies soll die Erbringung von Energiedienstleistungen in der EU erleichtern und den Wettbewerb auf dem Endkundenmarkt fördern.



- 37.2 Der RH hob hervor, dass die Netz Oberösterreich ein proprietäres Zählersystem in Anwendung hat, das sich für manche Anwendungen nicht eignete. Sie startete daher bereits kurz nach dem Abschluss der erstmaligen Ausrollung ein Projekt zur Aktualisierung ihres Smart–Metering–Systems. Aus Sicht des RH sollten wesentliche übergeordnete Grundsätze für die Ausrichtung des künftigen Systems – auf Basis von Schlussfolgerungen aus der ersten Ausrollung – frühzeitig formuliert werden.
- Der RH empfahl dem Ministerium sowie der E–Control, die Eckpunkte, übergeordneten Grundsätze und Mindeststandards für Smart–Metering–Projekte der zweiten Generation in Abstimmung mit den Netzbetreibern und sonstigen Stakeholdern zeitnah zu formulieren. Zu diesem Zweck wären die Schlussfolgerungen aus den bisherigen Erfahrungen zu ziehen. Besondere Aufmerksamkeit wäre dabei den kritischen Schwachstellen im Bereich der Übertragungstechnologien zu widmen.
- Der RH verwies zu den Systemaspekten auch auf seine Ausführungen in [TZ 12](#) und [TZ 16](#).
- 37.3 (1) Laut Stellungnahme des Ministeriums sei mit den betroffenen Akteuren bereits eine Arbeitsgruppe gebildet worden, die sich mit der zweiten Generation von Smart Metering befasse. Das Ziel sei, im Interesse der gesamten Branche bundesländerübergreifende Standards im Sinne der Effizienzsteigerung zu etablieren.
- (2) Die E–Control verwies auf ihre Stellungnahme zu [TZ 34](#).
- (3) Die E–Netze Steiermark führten in ihrer Stellungnahme aus, dass sich eine Arbeitsgruppe der Netzbetreiber bei Österreichs Energie mit der Erarbeitung eines „Companion–Standards“ für den Rollout „Smart Meter 2.0“ befasse. Diese Anforderungen sollten – aus Sicht der E–Netze Steiermark – das Ministerium, die E–Control sowie Österreichs Energie als Vertreter der Netzbetreiber im Vorfeld gemeinsam abstimmen, als Grundlage für die Verordnungen. Die Zeit für die Fertigstellung derartiger Standards dränge, da einige Netzbetreiber ihre installierten Smart–Meter–Systeme in Kürze erneuern müssten.
- Laut Stellungnahme der Tiroler Netze sei zu dieser Empfehlung und auch zur Empfehlung des RH in [TZ 35](#) auf die wesentliche Funktion der Sicherung der Smart–Meter–Kommunikation zu verweisen.
- 38.1 (1) Bereits im April 2017 hatte die E–Control ein erstes Positionspapier zur Weiterentwicklung der Struktur der Netzentgelte („Tarife 2.0“) präsentiert. Im Jänner 2021 legte sie eine überarbeitete, aktualisierte Fassung vor („Tarife 2.1“). Die bestehende Entgeltstruktur sollte modernisiert und an die Veränderungen (zunehmende Volatilität der Erzeugung, zunehmende Elektrifizierung der Mobilität und der Wärmebeleitstellung) angepasst werden. Endkunden, die das Netz durch ihre Anwendungen



stärker belasten, sollten künftig einen höheren Finanzierungsbeitrag leisten. Die E-Control schlug daher die flächendeckende Einführung eines Leistungspreises vor. Die Basis dafür sollen die gemessenen und monatlich ausgelesenen viertelstündlichen Maximalleistungswerte der Endkunden (Haushalt, Gewerbebetrieb) sein. Die installierten Smart Meter sind technisch dazu in der Lage, die Messung und Ausleistung der Maximalleistungswerte erfordert jedoch eine Rechtsgrundlage.

(2) Zur Durchführung bestimmter Forschungs- und Demonstrationsprojekte ermöglicht § 58a ElWOG 2010¹⁴⁹ Ausnahmen bei der Festsetzung der Systemnutzungsentgelte. Ziel der Projekte sollten Erkenntnisse für die angestrebten Nutzenanwendungen sein, u.a. für die Systemintegration von erneuerbaren Energietechnologien, die Digitalisierung des Energiesystems, die Hebung von markt- oder netzseitigen Flexibilitätspotenzialen, sowie für einen bedarfsgerechten Ausbau der Verteilernetze. Der RH hatte in seinem Vorbericht empfohlen, Forschungsexpertise beizuziehen sowie angewandte Forschungskooperationen durchzuführen.¹⁵⁰

Der E-Control lagen bis 2022 insgesamt zwei Projektanträge vor, beide wurden abgewiesen. Aus Sicht der meisten Landes–Netzbetreiber waren die Modalitäten für die Durchführung solcher Projekte wenig förderlich, wegen Einschränkungen und rechtlicher Unsicherheiten sowie der aufwändigen Administration. Einzelne Landes–Netzbetreiber sprachen sich für Umsetzungsprojekte anstelle von Forschungsprojekten aus.

38.2 Der RH erachtete eine verursachergerechte Zuordnung der Netzentgelte nach tatsächlich gemessener Leistung für zweckmäßig, weil sich das Verbrauchsverhalten mit der Elektrifizierung der Bereiche Mobilität und Raumwärme zunehmend verändert. Es wird damit auch der Anreiz für Energieeffizienz und ein netzdienliches Verhalten verstärkt, auch auf der bisher nicht gemessenen Netzebene 7 (Haushalte, Kleingewerbe).

Der RH bemängelte, dass künftig mögliche Smart–Meter–Anwendungen noch kaum in einem größeren Maßstab und unter realen, örtlichen Bedingungen erprobt werden. Aus Sicht des RH sollten Forschungs– und Demonstrationsprojekte den Aufbau und Transfer von Wissen fördern und der Öffentlichkeit die konkreten Nutzeneffekte digitaler Netztechnologien für die Dekarbonisierung vermitteln.

Der RH empfahl dem Ministerium und der E–Control, die Rahmenbedingungen für die Durchführung einschlägiger Forschungs– und Demonstrationsprojekte zu verbessern. Ziel sollte sein, die Funktionen der Netze im Rahmen der Digitalisierung und Dekarbonisierung der Energiewirtschaft unter realen, örtlichen Bedingungen zu testen.

¹⁴⁹ In der Fassung BGBl. I 150/2021; ermöglicht werden soll damit die Testung digitaler Technologien in einem größeren Maßstab in sogenannten „regulatorischen Sand–boxes“.

¹⁵⁰ siehe Vorbericht, TZ 8 und TZ 42



Der RH empfahl den Landes–Netzbetreibern, für den künftigen Netzbetrieb vorrangige Forschungsthemen zu identifizieren und entsprechende Forschungs– und Demonstrationsprojekte nach Möglichkeit auch kooperativ durchzuführen. Die Ergebnisse dieser Projekte und die Nutzenpotenziale sollten auch öffentlich kommuniziert werden.

38.3 (1) Laut Stellungnahme des Ministeriums sei die in § 58a EIWOG 2010 eingeführte Möglichkeit der Ausnahme von Netzentgelten für bestimmte innovative Forschungs– und Demonstrationsprojekte dem Grunde nach auch in den Entwurf des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes (EIWG) übernommen worden. Die nähere Ausgestaltung solle der E–Control überlassen bleiben, sie könne per Verordnung Ziele und Anforderungen für eine solche Ausnahme festlegen. Ob ihr damit ausreichend Spielraum eingeräumt werde, um die Empfehlung des RH aufzugreifen, könne im Zuge des Gesetzgebungsverfahrens geklärt und die vorgeschlagene gesetzliche Regelung gegebenenfalls angepasst werden.

(2) Die Landes–Netzbetreiber von Oberösterreich, Steiermark und Wien verwiesen in ihren Stellungnahmen auf durchgeführte kooperative Forschungsprojekte und Feldversuche sowie im Falle der Steiermark auf eine sozialwissenschaftliche Begleitstudie.

Weiters teilten die E–Netze Steiermark mit, dass mit der fünften Regulierungsperiode ab 2024 ein pauschales Forschungs– und Innovationsbudget eingeführt werde.

Laut den Stellungnahmen der Landes–Netzbetreiber von Kärnten und Oberösterreich seien für Projekte dieser Art regulatorische Rahmenbedingungen erforderlich.

38.4 Der RH erwiderte den Landes–Netzbetreibern von Kärnten, Oberösterreich, Steiermark und Wien, dass neben regulatorischen Rahmenbedingungen vor allem eine starke „Ownership“ der Netzbetreiber als innovative Unternehmen (TZ 7) erforderlich ist, um die Nutzenpotenziale von Smart Metering zu realisieren. Kooperative Forschungs– und Demonstrationsprojekte können dazu beitragen.



Schlussempfehlungen

39 Zusammenfassend empfahl der RH:

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie

- (1) In Abstimmung mit der E-Control und den Netzbetreibern bzw. den Branchenverbänden wären die jeweiligen Rollen und Zuständigkeiten zu klären sowie kooperative Strukturen und Prozesse festzulegen, die den Erfolg des Gesamtvorhabens gewährleisten. (TZ 7)
- (2) Die Verantwortung gemäß Bundesministeriengesetz 1986 wäre umfassend wahrzunehmen und die strategische Begleitung des Vorhabens (Einführung Smart Metering) in Kooperation mit den zuständigen Fachressorts, Regulierungsbehörden, Branchenverbänden und Stakeholdern zu verstärken. Dies vor allem mit dem Ziel, die Nutzeneffekte aus der Einführung von Smart Metering für die Endkunden und die Volkswirtschaft zu realisieren. (TZ 7)
- (3) Die Reorganisation der für das Energiewesen zuständigen Sektion wäre zügig und mit Nachdruck weiterzuführen. Zur wirksamen Koordination und strategischen Steuerung der energiepolitischen Ziele bis 2030 wäre eine angemessene Personalausstattung sicherzustellen – gegebenenfalls auch durch ressortinterne Umschichtungen. (TZ 8)
- (4) Für staatlich initiierte, nicht allein von Marktkräften getragene Großvorhaben wären geeignete Strukturen vorzusehen, etwa eine Steuerungsgruppe, ein Lenkungsausschuss oder eine Projektorganisation, um eine mehrjährige Umsetzung strategisch zu begleiten. (TZ 8)

Energie–Control Austria

- (5) Den Berichtspflichten wäre sachgerecht und vollständig nachzukommen und vor allem auch über die Gesamtkosten der Einführungsphase von Smart Metering Transparenz zu schaffen, weil diese von den Endkunden über die regulierten Netzentgelte finanziert werden. (TZ 10)



- (6) Die Kosten der Smart–Meter–Ausrollung wären im jährlichen Monitoringbericht vollumfänglich darzustellen, etwa Investitions– und Betriebskosten, Finanzierungskosten und anteilige Netzverlustkosten. Die Entwicklung sollte auch im Zeitverlauf sowie auf kostenrelevante Unterschiede (etwa Topografie der Netzgebiete, Investitionszyklen, Kosten je Smart Meter) untersucht und nachvollziehbar dargestellt werden. (TZ 25)
- (7) Bei der Erhebung der Smart–Meter–Kosten wäre die Datenqualität zu verbessern, um die pauschalen Preisansätze sowie die Kostenerstattung an die Netzbetreiber sachgemäß festzulegen und verzerrende Effekte auf die Entgeltermittlung und Effizienzfeststellung zu vermeiden. Die zeitliche und sachliche Abgrenzung von Kosten sowie die zentralen Begriffe wären daher ausreichend zu erläutern. Fehlende Daten wären einzufordern und eingelangte Daten zu plausibilisieren. (TZ 26)
- (8) Die Erhebung der Smart–Meter–Kosten wäre über das Jahr 2024 hinaus fortzusetzen, um neben den Kosten der erstmaligen Ausrollung auch die Kosten der notwendigen Ertüchtigung der Smart–Metering–Systeme zur Herstellung ihrer Funktionsfähigkeit vollständig zu erfassen. (TZ 26)
- (9) Der Finanzierungskostensatz wäre so festzulegen, dass er die Kosten des Fremd– und Eigenkapitals der Netzbetreiber angemessen umfasst. Allfällige Aufschläge und Zusatzanreize wären in der Regulierungssystematik dem Grunde und der Höhe nach darzulegen. (TZ 29)
- (10) Bei der Ermittlung der Preisansätze für den Smart–Meter–Betriebskostenfaktor wäre nach der jeweils gewählten Ausrollungsstrategie zu differenzieren. (TZ 30)
- (11) Die Modalitäten und Kriterien für allfällig notwendige Parameter–Anpassungen während einer laufenden Regulierungsperiode wären vorab in der Regulierungssystematik festzulegen, mit dem Ziel, die angestrebte Anreizwirkung im Zeitverlauf sicherzustellen. (TZ 31)

Landes–Netzbetreiber

- (12) Künftig sollte auch der Bereich der IT–Systeme der Verteilernetzbetreiber auf Konsolidierungs– und Harmonisierungspotenziale untersucht werden. Die Erkenntnisse daraus sollten in die weitere Entwicklung des Smart Metering einfließen. Ziel sollte ein branchenweites Informations– und Kommunikationskonzept sein, das Prozessoptimierungen und ein hohes Maß an Flexibilität ermöglicht. (TZ 14)



- (13) Den Datenanforderungen der E-Control wäre zeitgerecht und vollständig nachzukommen und allfällige Unklarheiten wären abzustimmen. An einer angemessen hohen Qualität der Daten über die Finanzierung der öffentlichen Stromnetze wäre auch seitens der Netzbetreiber proaktiv und eigenverantwortlich mitzuwirken. (TZ 26)
- (14) Es wären umgehend alle Veranlassungen zu treffen, um die Einhaltung der von der Datenschutzbehörde genehmigten und von einer akkreditierten Zertifizierungsstelle überwachten Verhaltensregeln durch eine Selbstverpflichtung sicherzustellen. (TZ 36)
- (15) Für den künftigen Netzbetrieb vorrangige Forschungsthemen sollten identifiziert und entsprechende Forschungs- und Demonstrationsprojekte nach Möglichkeit auch kooperativ durchgeführt werden. Die Ergebnisse dieser Projekte und die Nutzenpotenziale sollten auch öffentlich kommuniziert werden. (TZ 38)

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie,
Mobilität, Innovation und Technologie;
Energie–Control Austria

- (16) Der rechtliche Rahmen für öffentliche Infrastrukturvorhaben sollte so gestaltet werden, dass für die zur Umsetzung verpflichteten Unternehmen daraus kein Zielkonflikt entsteht – zwischen qualitativen Vorgaben einerseits und quantitativen bzw. zeitlichen andererseits. Auf die technische Machbarkeit und die gesellschaftsrechtliche Verantwortung der Unternehmensorgane wäre dabei Bedacht zu nehmen. (TZ 5)
- (17) Das Monitoring und die Überwachung wären jeweils auf steuerungsrelevante Informationen für die Umsetzung eines Gesamtvorhabens auszurichten. Der Fortschritt des Vorhabens sollte insbesondere auch mit Blick auf die Erreichung der angestrebten Funktionen und Nutzeneffekte verfolgt werden. (TZ 11)
- (18) Das Ministerium und die E–Control sollten sich dafür einsetzen, dass die rechtlichen Bestimmungen zur Nutzung der Smart–Meter–Daten durch die Verteilernetzbetreiber für Zwecke der Systemauslegung und Netzplanung sowie des Betriebs der Stromnetze datenschutzkonform präzisiert werden. Dabei wären auch gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen im Allgemeininteresse (Mitwirkung an der Beseitigung von Netzengpässen und Gewährleistung der Versorgungssicherheit) zu berücksichtigen. (TZ 35)



- (19) Die Eckpunkte, übergeordneten Grundsätze und Mindeststandards für Smart-Metering-Projekte der zweiten Generation wären in Abstimmung mit den Netzbetreibern und sonstigen Stakeholdern zeitnah zu formulieren. Zu diesem Zweck wären die Schlussfolgerungen aus den bisherigen Erfahrungen zu ziehen. Besondere Aufmerksamkeit wäre dabei den kritischen Schwachstellen im Bereich der Übertragungstechnologien zu widmen. (TZ 37)
- (20) Die Rahmenbedingungen für die Durchführung einschlägiger Forschungs- und Demonstrationsprojekte wären zu verbessern. Ziel sollte sein, die Funktionen der Netze im Rahmen der Digitalisierung und Dekarbonisierung der Energiewirtschaft unter realen, örtlichen Bedingungen zu testen. (TZ 38)

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie,
Mobilität, Innovation und Technologie;
Energie-Control Austria; Landes-Netzbetreiber

- (21) Die Wahl der Kommunikationstechnik wäre – vor allem im Bereich der letzten Meile (vom Smart Meter zur Trafostation) – anhand der bisherigen Erfahrungen sowie mit Blick auf künftig angestrebte Funktionen und Nutzenanwendungen neu zu bewerten. (TZ 16)
- (22) Die Kosten und der Nutzen einer stabilen, für die angestrebten Nutzenanwendungen geeigneten Datenübertragung sowie die verfügbaren Optionen, um eine solche zu gewährleisten, wären zeitnah zu ermitteln. (TZ 20)
- (23) Für die nächste Smart-Meter-Generation wäre ein möglichst hohes Maß an Energieeffizienz sicherzustellen, um zur Reduktion der CO₂-Emissionen beizutragen und die Belastung der Endkunden mit Netzverlustentgelten gering zu halten. Vorgaben zur Begrenzung des Energieverbrauchs und zur Energieeffizienz des Smart Metering wären zu erwägen. (TZ 33)
- (24) Es wäre darauf hinzuwirken, dass das Nutzenpotenzial des Smart Metering sowohl für die Marktprozesse als auch für die Netzprozesse realisiert werden kann. (TZ 34)



Intelligente Messgeräte (Smart Meter) – Einführungsstand 2022



Wien, im Mai 2024

Die Präsidentin:

Dr. Margit Kraker



Anhang A

Tabelle A: Ressortbezeichnung und –verantwortliche im Energiewesen

Zeitraum	Bundesministerien-gegesetz–Novelle	Ressortbezeichnung	Bundesminister/in
1. März 2014 bis 7. Jänner 2018	BGBI. I 11/2014	Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft	1. März 2014 bis 17. Mai 2017: Dr. Reinhold Mitterlehner
			17. Mai 2017 bis 18. Dezember 2017: Mag. Dr. Harald Mahrer
			18. Dezember 2017 bis 8. Jänner 2018: Dr. ⁱⁿ Margarete Schramböck
8. Jänner 2018 bis 28. Jänner 2020	BGBI. I 164/2017	Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus	8. Jänner 2018 bis 3. Juni 2019: Elisabeth Köstinger
			3. Juni 2019 bis 7. Jänner 2020: Dipl.–Ing. ⁱⁿ Maria Patek, MBA
			7. Jänner 2020 bis 29. Jänner 2020: Elisabeth Köstinger (betraut)
seit 29. Jänner 2020	BGBI. I 8/2020	Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie	seit 29. Jänner 2020: Leonore Gewessler, BA

Quelle: Parlament; Zusammenstellung: RH



Intelligente Messgeräte (Smart Meter) – Einführungsstand 2022

Tabelle B: Intelligentes Messen – Funktionen und Anforderungen

Funktionen intelligenter Messsysteme (Empfehlungen der EU-Kommission 2012)	Anforderungen an intelligente Messgeräte in Österreich (laut § 3 IMA-VO 2011 der E-Control)
Funktionen für Endverbraucher	
– direkte, genaue, benutzerfreundliche und zeitnahe Bereitstellung der Messwerte über eine genormte Schnittstelle	– unidirektionale Ausgabe aller erfassten Daten über eine Kommunikationsschnittstelle (Abs. 6)
– ausreichend häufige Aktualisierung der Messwerte, mindestens im 15-Minuten-Takt	– Messung und Speicherung von Zählerständen, Leistungsmittelwerten oder Verbrauchswerten in einem Intervall von 15 Minuten (Abs. 2)
Funktionen für Messstellen- bzw. Netzbetreiber	
– Bereitstellung eines bidirektionalen Kommunikationskanals (Schlüsselfunktion)	– Verfügbarkeit einer bidirektionalen Kommunikationsanbindung (Abs. 1)
– Fernablesung der Zähler (Schlüsselfunktion)	– einmal tägliche Ausgabe aller bis Mitternacht des jeweiligen Kalendertages erfassten Daten bis spätestens 12:00 Uhr des Folgetages an den Netzbetreiber (Abs. 4)
– Ablesung der Messwerte für Zwecke der Netzplanung	– <i>keine Entsprechung in der Verordnung</i>
Funktionen für kommerzielle Aspekte der Energieversorgung	
– Unterstützung fortschrittlicher Tarifsysteme	– 15-Minuten-Taktung bei Opt-in-Konfiguration (siehe oben)
– Ermöglichung der Fern-Ein- und –Ausschaltung der Versorgung und/oder Lastflüsse oder der Strombegrenzung	– Absperren und Wiedereinschaltung der Kundenanlage von der Ferne und Freigabe sowie Begrenzung des maximalen Bezugs an elektrischer Leistung (Abs. 8)
Funktionen für Sicherheit und Datenschutz	
– Bereitstellung einer sicheren Datenkommunikation	– Absicherung und Verschlüsselung der intelligenten Messgeräte sowie ihrer Kommunikation nach anerkanntem Stand der Technik (Abs. 7)
– Verhinderung und Aufdeckung von Betrug	– Erfüllung der maß- und eichgesetzlichen und datenschutzrechtlichen Bestimmungen sowie des anerkannten Stands der Technik (Abs. 12) – Unterstützung eines Status- bzw. Fehlerprotokolls und Zugriffsprotokolls, Ausstattung mit einer Manipulationserkennung (Abs. 10)
Funktionen für dezentrale Erzeugung und sonstige Funktionen	
– Bereitstellung von Import- und Export-Messungen für die Erzeugung aus erneuerbarer Energie	– bei Eigenerzeugung (z.B. Photovoltaik-Anlage) zwei Smart Meter pro Zählpunkt
– Upgrade-Fähigkeit des Systems	– <i>keine Entsprechung in der Verordnung</i> – Software-Updates aus der Ferne unter Einhaltung der eichgesetzlichen Vorschriften (Abs. 11)
	– Ablage der erfassten Daten für die maximal 60 letzten Kalendertage im Gerät (Abs. 3) – Kommunikation mit vier externen Mengenmessgeräten in beide Richtungen und Gewährleistung der Datenübertragungen für diese externen Geräte (Abs. 5) – Ausstattung mit einer internen Uhr und einer Kalenderfunktion sowie deren Fernsynchronisation (Abs. 9)

IMA-VO 2011 = Intelligente Messgeräte–Anforderungen–Verordnung 2011

Quellen: Empfehlungen der EU-Kommission März 2012;
IMA-VO 2011; Zusammenstellung: RH



Intelligente Messgeräte (Smart Meter) – Einführungsstand 2022

Tabelle C: Kosten für die Smart-Meter-Ausrollung

Netzgebiet der Landes-Netzbetreiber	ausgerollte Smart Meter	Gesamt-kosten	Investitions-kosten	Betriebs-kosten ¹	Siedlungsstruktur		
					Land	gemischt	Stadt
	Stück		in 1.000 EUR		in %		
Wiener Netze ²	1.604.205	425.576	380.003	45.573	3	14	83
Netz Niederösterreich ³	820.000	175.568	155.378	20.190	59	41	0
Netz Oberösterreich ⁴	668.141	378.209	281.366	96.843	57	43	0
E-Netze Steiermark	483.297	182.304	134.143	48.161	58	33	9
Salzburg Netz	441.538	175.362	155.424	19.938	29	25	46
Kärnten Netz ⁵	298.684	104.503	94.994	9.509	67	31	2
Tiroler Netze	294.299	84.922	67.318	17.604	58	42	0
Netz Burgenland ⁶	206.800	70.903	55.723	15.180	81	19	0
Vorarlberger E-Netze	200.873	60.160	44.113	16.047	22	78	0
Summe Landes-Netzbetreiber (rd. 80 % der Zählpunkte)	5.017.837	1.657.507	1.368.462	289.045	–	–	–
Summe der 60 kostenüber-prüften Netzbetreiber (rd. 98 % der Zählpunkte)	6.179.206	2.136.505	1.741.182	395.323	–	–	–
Hochrechnung für Österreich	6.305.880	2.180.303	1.776.876	403.427	–	–	–

Rundungsdifferenzen möglich

Quellen: Netzbetreiber; E-Control; Auswertung: RH

¹ einschließlich der Kosten für Störungsbeseitigung² Die Wiener Netze planten, ihre Ausrollung im Jahr 2025 abzuschließen; Werte bis 2025 wurden inkludiert.³ Werte bis 30. September des jeweiligen Jahres aufgrund eines vom Kalenderjahr abweichenden Geschäftsjahres⁴ Die Netz Oberösterreich beendete ihre Ausrollung Ende 2019. Betriebskosten umfassen die Einführung, den Teil- und Vollbetrieb sowie Entstörungsmaßnahmen bis 2024. Nach Bereinigung der Kosten der Netz Oberösterreich für den Zeitraum 2020 bis 2024 ergeben sich Gesamtkosten von 287.697.000 EUR, Investitionskosten von 236.744.000 EUR und Betriebskosten von 50.953.000 EUR. Die Anzahl der ausgerollten Smart Meter reduziert sich bei Betrachtung bis 2019 auf 616.622 Stück.⁵ Kärnten Netz meldete keine Planwerte für Betriebskosten von 2022 bis 2024 an die E-Control; Nacherhebung durch den RH.⁶ Die Netz Burgenland beendete ihre Ausrollung im Jahr 2021 und meldete keine weiteren Plankosten.



Intelligente Messgeräte (Smart Meter) – Einführungsstand 2022

Tabelle D: Kosten je Smart Meter in der Einführungsphase

Netzgebiet der Landes–Netzbetreiber	ausgerollte Smart Meter	Gesamt-kosten	Investitions-kosten	Betriebs-kosten ¹	Siedlungsstruktur		
					Land	gemischt	Stadt
	Anzahl		in EUR je Smart Meter			in %	
Wiener Netze ²	1.604.205	265	237	28	3	14	83
Netz Niederösterreich ³	820.000	214	189	25	59	41	0
Netz Oberösterreich ⁴	668.141	566	421	145	57	43	0
E–Netze Steiermark	483.297	377	278	100	58	33	9
Salzburg Netz	441.538	397	352	45	29	25	46
Kärnten Netz ⁵	298.684	350	318	32	67	31	2
Tiroler Netze	294.299	289	229	60	58	42	0
Netz Burgenland ⁶	206.800	343	269	73	81	19	0
Vorarlberger E–Netze	200.873	299	220	80	22	78	0
Landes–Netzbetreiber (rd. 80 % der Zählpunkte)	5.017.837	330	273	58	–	–	–
kostenüberprüfte Netzbetreiber (rd. 98 % der Zählpunkte)	6.179.206	346	282	64	–	–	–
Hochrechnung für Österreich ⁷	6.305.880	346	282	64	–	–	–

Rundungsdifferenzen möglich

Quellen: Netzbetreiber; E–Control; Auswertung: RH

¹ einschließlich der Kosten für Störungsbeseitigung² Die Wiener Netze planten, ihre Ausrollung im Jahr 2025 abzuschließen; Werte bis 2025 wurden inkludiert.³ Werte bis 30. September des jeweiligen Jahres aufgrund eines vom Kalenderjahr abweichenden Geschäftsjahres⁴ Die Netz Oberösterreich beendete ihre Ausrollung Ende 2019. Betriebskosten umfassen die Einführung, den Teil- und Vollbetrieb sowie Entstörungsmaßnahmen bis 2024. Nach Bereinigung der Kosten der Netz Oberösterreich für den Zeitraum 2020 bis 2024 ergeben sich Gesamtkosten von 467 EUR, Investitionskosten von 384 EUR und Betriebskosten von 83 EUR je Smart Meter. Die Anzahl der ausgerollten Smart Meter reduziert sich bei Betrachtung bis 2019 auf 616.622 Stück.⁵ Kärnten Netz meldete keine Planwerte für Betriebskosten von 2022 bis 2024 an die E–Control; Nacherhebung durch den RH.⁶ Die Netz Burgenland beendete ihre Ausrollung im Jahr 2021 und meldete keine weiteren Plankosten.⁷ Aufgrund des Hochrechnungsfaktors auf Basis der Zählpunkte bleiben die Kostenwerte je Smart Meter konstant.



Intelligente Messgeräte (Smart Meter) – Einführungsstand 2022

Tabelle E: Parameter der dritten und vierten Regulierungsperiode

Regulierungsparameter	dritte Regulierungsperiode fünf Jahre (2014 bis 2018)	vierte Regulierungsperiode fünf Jahre (2019 bis 2023)
Abgeltungsfaktoren		
Smart-Meter–Investitionskosten	Investitionskostenfaktor: Abgeltung auf Buchwertbasis und Verzinsung mit Finanzierungskostensatz (WACC)	Kapitalkostenabgleich: Abgeltung auf Buchwertbasis und Verzinsung mit Finanzierungskostensatz (WACC)
Smart-Meter–Betriebskosten	1. Betriebskostenfaktor: pauschal 74,70 EUR je Zählpunkt (für jede Art der Messung) 2. Ersatz der tatsächlichen betrieblichen Mehrkosten für Smart Metering („Kosten–Plus“)	1. Basis–Betriebskostenfaktor: pauschal 55,37 EUR je Zählpunkt (für jede Art der Messung) 2. Smart–Meter–Betriebskostenfaktor: pauschaler Kostensatz je nach Ausrollungsstrategie
Effizienzabschläge		
auf Investitionen	– Neuanlagen (Investitionen während der Regulierungsperiode): keine Effizienzabschläge in der Regulierungsperiode – Altanlagen (als Buchwerte in der Ausgangskostenbasis inkludiert): individueller Abschlag je nach spezifischer Effizienz des Netzbetreibers	– Altanlagen: keine Abschläge
auf Betriebskosten	– Betriebskosten während der Regulierungsperiode: kein Abschlag – Betriebskosten in der Ausgangskostenbasis: Abschlag mit individueller und sektoraler Effizienzvorgabe	
Effizienzvorgaben (Höhe und Abbaudauer der Ineffizienz)		
sektorale	1,25 % p.a.	0,815 % p.a.
individuelle	netzbetreiberspezifischer Wert auf Basis von Effizienzanalysen	Abbau der Ineffizienz über zehn Jahre
Finanzierung		
Finanzierungskostensatz (WACC) ¹	– Alt– und Neuanlagen: 6,42 % p.a., bezogen auf die Buchwerte – lediglich bei einem Effizienzwert von 100 % erreichbar	effizienzabhängige Rendite: – Altanlagen: 4,38 % – 4,94 % p.a., 4,88 % p.a. bei durchschnittlicher Effizienz – Neuanlagen: 4,70 % – 5,26 % p.a., 5,20 % p.a. bei durchschnittlicher Effizienz
Inflationsfaktor	Netzbetreiber–Preisindex (57 % Tariflohnindex und 43 % Verbraucherpreisindex)	

p.a. = per annum

WACC = Weighted Average Cost of Capital

Quelle: E-Control; Zusammenstellung: RH

¹ Die Werte verstehen sich nominal, vor Steuer.



Anhang B

Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträger

Anmerkung: im Amt befindliche Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträger in **Fettdruck**

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

Aufsichtsrat

Vorsitz

Dr. Edith Hlawati (29. März 2016 bis 15. Dezember 2021)
Mag. Dorothea Herzele (seit 15. Dezember 2021)

Stellvertretung

Mag. Dorothea Herzele (29. März 2016 bis 15. Dezember 2021)
Dr. Ilse Stockinger (seit 15. Dezember 2021)

Vorstand

Dipl.–Ing. Andreas Eigenbauer (25. März 2016 bis 24. März 2021)
Dr. Wolfgang Urbantschitsch (seit 25. März 2016)
Prof. Dipl.–Ing. Dr. Alfons Haber, MBA (seit 25. März 2021)



Netz Burgenland GmbH

Aufsichtsrat

Vorsitz

Mag. Michael Gerbavits

(19. Jänner 2011 bis 28. Jänner 2021)

Mag. Reinhard Czerny, MBA

(seit 1. Februar 2021)

Stellvertretung

Dr. Alois Ecker

(11. Juli 2012 bis 28. Jänner 2021)

Mag. Dr. Stephan Sharma

(seit 1. Februar 2021)

Geschäftsführung

Ing. Peter Sinowatz

(29. September 2005 bis 30. September 2020)

Ing. Mag. Johann Wachtler

(1. Jänner 2014 bis 1. Jänner 2019)

Mag. Florian Pilz

(seit 1. Jänner 2019)

Ing. Wolfgang Trimmel, MSc

(seit 1. Dezember 2020)



KNG–Kärnten Netz GmbH

Aufsichtsrat

Vorsitz

Dipl.–Ing. Manfred Freitag

(17. November 2014 bis 30. April 2023)

Dipl.–Ing. Dr. Reinhard Draxler

(seit 30. April 2023)

Stellvertretung

Mag. Gilbert Isep

(seit 17. November 2014)

Geschäftsführung

Dipl.–Ing. Dr. Reinhard Draxler

(1. Jänner 2015 bis 30. April 2023)

Dipl.–Ing. Dr. Michael Marketz

(seit 1. Jänner 2018)

Dipl.–Ing.ⁱⁿ Eva Tatschl–Unterberger, MBA

(seit 1. Mai 2023)



Netz Niederösterreich GmbH

Aufsichtsrat

Vorsitz

Dipl.-Ing. Franz Mittermayer

(seit 23. Oktober 2017)

Stellvertretung

Mag. Stefan Szyszkowitz

(seit 31. März 2011)

Geschäftsführung

Dipl.-Ing. Heinrich Bittner

(1. Jänner 2019 bis 31. Dezember 2022)

Dipl.-Ing. (FH) Werner Hengst

(seit 1. Oktober 2017)

Ing. Harald Dammerer, MBA

(seit 1. Jänner 2023)



Netz Oberösterreich GmbH

Aufsichtsrat

Vorsitz

Dipl.–Ing. Stefan Stallinger

(10. April 2017 bis 12. Jänner 2024)

Dr. Leonhard Schitter

(seit 12. Jänner 2024)

Stellvertretung

Ing. Mag. DDr. Werner Steinecker, MBA

(10. April 2017 bis 12. Jänner 2023)

Dr. Leonhard Schitter

(24. April 2024 bis 12. Jänner 2024)

KR Dr. Andreas Kolar

(seit 12. Jänner 2024)

Geschäftsführung

Dipl.–Ing. Manfred Hofer

(seit 28. September 2005)

Dipl.–Ing. Michael Haselauer, MBA

(seit 1. Jänner 2017)



Salzburg Netz GmbH

Aufsichtsrat

Vorsitz

Mag.^a Dipl.-Ing.ⁱⁿ Dr.ⁱⁿ Brigitte Bach

(30. Juni 2022 bis 31. Dezember 2023)

Dipl.-Ing. Herwig Struber, MSc

(seit 1. Jänner 2024)

Stellvertretung

Dipl.-Ing. Stefan Stallinger, MBA

(seit 30. Juni 2022)

Geschäftsführung

Dr. Dipl.-Ing. Walter Tenschert

(1. November 2016 bis 31. Dezember 2019)

Dipl.-Ing. Herwig Struber, MSc

(1. November 2016 bis 31. Dezember 2023)

Ing. Mag. Johannes Walsberger, MSc

(seit 1. Jänner 2020)

MMag.^a Christina Staude

(seit 1. Jänner 2024)



Energienetze Steiermark GmbH

Aufsichtsrat

Vorsitz

Dipl.-Ing. (FH) Mag. (FH) Martin Graf

(seit 28. April 2016)

Stellvertretung

Dipl.-Ing. Christian Purrer

(seit 28. April 2016)

Geschäftsführung

Dipl.-Ing. (FH) Manfred Pachernegg

(seit 19. Dezember 2003)

Dipl.-Ing. Dr. Franz Strempfl

(seit 1. Jänner 2013)



TINETZ–Tiroler Netze GmbH

Aufsichtsrat

Vorsitz

Mag. Dr. Erich Entstrasser

(seit 11. Mai 2016)

Stellvertretung

Dipl.–Ing. Johann Herdina

(11. Mai 2016 bis 19. Dezember 2022)

Dipl.–Ing. Alexander Speckle

(seit 19. Dezember 2022)

Geschäftsführung

Mag. Thomas Trattler, MBA

(seit 26. September 2015)

Dipl.–Ing. Thomas Rieder, MBA

(seit 1. Oktober 2015)



Vorarlberger Energienetze GmbH

Aufsichtsrat

Vorsitz

Dr. Ludwig Summer

(seit 25. April 2014)

Stellvertretung

Dr. Christof Germann

(seit 25. April 2014)

Geschäftsführung

MMag. Gerhard Röthlin

(1. Juli 2015 bis 1. Mai 2020)

Dipl.-Ing. Johannes Türtscher

(seit 1. Dezember 2011)

Dr. Ingemar Breuss

(seit 1. Jänner 2022)



WIENER NETZE GmbH

Aufsichtsrat

Vorsitz

Dipl.-Ing. Peter Weinelt

(seit 22. März 2016)

Stellvertretung

Mag. Dr. Martin Krajcsir

(22. März 2016 bis 5. Juli 2018)

Dr. Markus Pinter

(seit 6. Dezember 2018)

Geschäftsführung

Mag. Hermann Nebel

(seit 1. Dezember 2012)

Dipl.-Ing. Gerhard Fida

(seit 1. Jänner 2015)

Dipl.-Ing. Thomas Maderbacher

(seit 15. September 2017)

R
—
H

