

Studie zur Weiterentwicklung des österreichischen Stromzählersystems

Abschlussbericht

Autoren:

Franziska Tischbein, M.Sc.

Robin Williams, M.Sc.

Prof. Dr. sc. Andreas Ulbig

Auftraggeber: E-Control

Version:

Release 1.0, 18. August 2022

Inhalt

1	Executive Summary	1
2	Projektbeschreibung.....	5
3	Ist-Zustand intelligenter Messinfrastruktur	7
3.1	Zählerlandschaft	7
3.1.1	Netzbereiche, Netzbenutzer und Zählpunkte.....	7
3.1.2	Verbaute Zählertypen und übliche Zählerfunktionen.....	9
3.1.3	Regulatorische Anforderungen.....	17
3.1.4	Kommunikationstechnische Anbindung.....	21
3.2	Anwendungsfälle einer intelligenten Messinfrastruktur.....	25
3.2.1	Netzbetreiber.....	25
3.2.2	Endkunden.....	27
3.2.3	Lieferanten/ Dienstleister.....	28
3.2.4	Energiegemeinschaften.....	29
3.2.5	Anwendungsfälle im internationalen Kontext	31
3.3	Analyse der Netznutzung.....	32
3.3.1	Netznutzung exemplarischer Haushalte	32
3.3.2	Netznutzung durch Haushalte mit PV-Anlagen und neuartigen Verbrauchern.....	34
3.3.3	Haushaltsausstattung im Jahr 2030	50
4	Maßnahmen zur Erhöhung der Netztransparenz	55
4.1	Einführung flächendeckender Viertelstundenmesswerte	55
4.1.1	Idealziel und Konsensziel.....	57
4.1.2	Definition der Netzrelevanz	58
4.1.3	Hürden und Hindernisse einer flächendeckenden Einführung von Viertelstundenmesswerten	62
4.2	Erweiterung der Pflicht für Smart Meter auf Lastprofilzähler.....	63
4.3	Vorbereitung auf zukünftige Funktionen von Smart Metern	64
4.3.1	Mögliche Funktionen	65
4.3.2	Hürden und notwendige Änderungen zur Umsetzung	68
5	Zusammenfassung und Fazit	69

6	Kontakt.....	72
7	Abbildungsverzeichnis	73
8	Tabellenverzeichnis	76
9	Literaturverzeichnis	77

1 Executive Summary

Erklärtes Ziel europäischer und nationaler Gesetzgebungen ist neben dem Ausbau Erneuerbarer Energien, zur Dekarbonisierung des Energiesektors, auch die Stärkung der Rolle von Endkunden. Das österreichische Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket (EAG) sieht u.A. eine Steigerung der jährlichen Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen um 27 TWh bis zum Jahr 2030 sowie eine starke Dezentralisierung und gleichzeitig eine Integration des Energiesystems vor. Im Clean Energy Package (CEP) der Europäischen Union sind "aktive Konsumenten" und ihre Gemeinschaften (Bürgergemeinschaften, Erneuerbare Energiegemeinschaften) sowie Aggregatoren als neue Formen der Marktteilnehmer zentrale Elemente eines Elektrizitätsmarktes.

Die durch die Energiewende tendenziell steigende Auslastung der Netzinfrastruktur stellt neue Anforderungen an die Verteilernetze. Für einen effizienteren, weiterhin sicheren Netzbetrieb und ebenso für eine effizientere, passgenaue Netzplanung, die sowohl Über- als auch Unterdimensionierungen vermeidet, braucht es die notwendige Datengrundlage über den Netzzustand und die Netzauslastung. Die hierfür relevanten Messdaten und Verbrauchsinformationen müssen möglichst flächendeckend zur Verfügung stehen. **Jeder zusätzlich verfügbare Messpunkt erhöht die Genauigkeit und Robustheit von Netzzustandsanalysen, insbesondere in den heutzutage größtenteils im Blindflug betriebenen Verteilernetzen.**

Status Quo des Smart Metering in Österreich

Smart Meter (in Regularien als „intelligentes Messgerät“ bezeichnet) und ein effizienter, diskriminierungsfreier Austausch der Messdaten sowie weiterer Daten sind ein wichtiger Bestandteil zur Umsetzung dieser Anforderungen. Daher wurde in der intelligenten Messgeräte-Verordnung (IME-VO) festgelegt, dass in Österreich bis Ende 2022 40 % und bis Ende 2024 95 % der Zählpunkte, ausgenommen jene mit Lastprofilzählern, mit einem intelligenten Stromzähler ausgestattet werden müssen.

Der vorliegende Bericht befasst sich mit dem aktuellen Stand und zukünftig zu erwartenden Anforderungen an das Zählerwesen in den Netzebenen 3 bis 7. In diesen Netzebenen sind etwa 5,87 Mio. Zähler installiert, mittels derer zusammengenommen eine jährliche Energiemenge von circa 55 Terrawattstunden gemessen und abgerechnet wird. In den unteren Netzebenen 6 und 7 kommen überwiegend einphasige Wechselstromzähler oder dreiphasige Drehstromzähler zum Einsatz (vorgesehen für Kunden mit einem Jahresenergieverbrauch von unter 100.000 kWh). Entsprechende Messgeräte summieren den Energiebezug über den betrachteten Abrechnungszeitraum auf. Bei mechanischen Ferraris-Zählern wird die verbrauchte Energie über ein Zählwerk kumulativ angezeigt. Die Differenz der Ablesungen an zwei Stichtagen ergibt die bezogene Energiemenge im Abrechnungszeitraum. Neuere, digitale Zähler

erfassen und speichern in der Regel viertelstündliche Verbrauchswerte, welche für einen gewünschten Abrechnungszeitraum aufsummiert werden können und die Erstellung von Verbrauchsprofilen ermöglichen. Zusätzlich zur Wirkenergie können digitale Zähler in der Regel auch die Blindenergie, Spannungswerte und je nach Gerätetyp Momentanwerte aufzeichnen. Neben der Auslesung der digitalen Anzeige, kann durch eine Datenanbindung eine Fernauslesung erfolgen. Mit rund 5,68 Mio. Einheiten bilden die Dreh- und Wechselstromzähler den größten Anteil an verbauten Zählerarten. So genannte leistungsgemessene Kunden haben einen höheren Jahresverbrauch (oder einer höhere Anschlussleistung) und erhalten ein Messgerät das Lastspitzen (Viertelstundenmaximum-Zähler, je nach Netzbetreiber auch unter 100.000 kWh/a verpflichtend) und gegebenenfalls ein Lastprofil (Lastprofilzähler) registriert. Zwar sind hiervon mit rund 200.000 Einheiten vergleichsweise weniger Geräte installiert, die darüber abgerechnete Energiemenge liegt pro Gerät jedoch deutlich über der eines Wechsel- oder Drehstromzählers. Anschaulich wird dies in der folgenden Tabelle.

Netzebene	Anzahl Zähler nach Zählerarten				Anzahl Zähler in jeweiliger Netzebene	Strombezug in jeweiliger Netzebene	durchschn. Strom-bezug je Zählpunkt
	Lastprofil-zähler	1/4h-Maximum-zähler	Drehstrom-zähler	Wechselstromzähler			
	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[GWh/a]	[MWh/a]
NE3	586	-	-	-	586	7.780	13.280
NE4	364	5	-	-	369	3.885	10.528
NE5	6.934	40	17	1	6.992	13.240	1.893
NE6	20.344	7.737	898	9	28.988	5.600	193
NE7	31.709	129.662	4.476.291	1.202.836	5.840.498	25.270	4

Die Pflicht zur Ausstattung mit einem Smart Meter erstreckt sich auf Endkunden mit einem Jahresenergieverbrauch von unter 100.000 kWh. Hiervon sind im Wesentlichen Dreh- und Wechselstromzähler betroffen sowie die selteneren 1/4h-Maximumzähler. Ein Smart Meter ist in diesem Kontext ein kommunikationsfähiger digitaler Stromzähler, welcher die Anforderungen aus der IMA-VO erfüllt. Eine Besonderheit des Österreichischen Smart Meter Rollout liegt in der Möglichkeit für Endkunden, zwischen drei Konfigurationen zu entscheiden. In der Standardkonfiguration werden Tageswerte aus den Viertelstundenwerten gebildet, bevor diese an den Netzbetreiber übertragen werden. In der erweiterten Konfiguration (auch genannt Opt-in) werden die gemessenen Viertelstundenwerte übertragen. Die so genannte Opt-out Konfiguration deaktiviert die Fernauslesung und ermöglicht lediglich eine kumulierte Auslesung, analog zu mechanischen Zählern. **Von den etwa 6 Mio. Zählern, die vom Rollout betroffen sind, wurden zum Dezember 2020 etwa 30 % umgerüstet. Von diesen Smart Metern waren 5,6 % als Opt-in konfiguriert und 2,8 % als Opt-out. Die restlichen 91,6 % verblieben in der Standardkonfiguration.**

Zukünftige Anwendungsfälle des Smart Metering in Österreich

Durch eine flächendeckende Smart-Meter Infrastruktur erschließen sich vielseitige Anwendungsfälle für alle relevanten Stakeholdern (Netzbetreiber, Energielieferanten, Energiegemeinschaften, Endkunden). Neben der automatisierten Fernauslesung und einer erhöhten Transparenz bzgl. der Abrechnung kann durch die verbesserte Datenlage der Netzbetrieb und die Netzplanung durch kontinuierliche Erfassung des Netzzustandes, der Netzbelastung und der Spannungsqualität erheblich effizienter gestaltet werden. Dadurch entstehen Kostensparnisse welche allen Stakeholdern zugutekommen.

Die Umstellung auf Smart Meter ist in Teilen auch durch die sich ändernde Netznutzung durch Endkunden motiviert. Zukünftig wird mit einem starken Zuwachs an PV-Anlagen, Wärmepumpen, Heimspeichern, Elektromobilität und Klimaanlage gerechnet [1, 2]. Die zunehmende Elektrifizierung der Mobilitäts- und Wärmesektoren führt zu einem höheren Energieverbrauch sowie Last-/ Erzeugungsspitzen im Verteilernetz, wie in Abbildung 1 ersichtlich. Hierbei ist mit einer Erhöhung der monatlichen Lastspitzen um bis zu 18 % im Jahr 2030 im Vergleich zum durchschnittlichen Haushalt im Jahr 2020 zu rechnen.

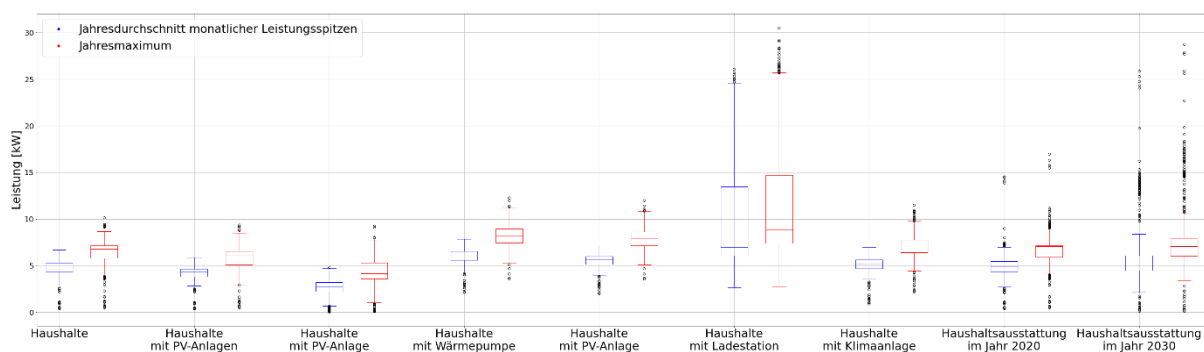


Abbildung 1 Vergleich der Leistungswerte von Haushalten mit unterschiedlichen Ausstattungen bezogen auf die Lasten (synthetische Daten von 1000 generierten Haushalten)

Dabei wird der Integration der Elektromobilität, aufgrund der vergleichsweise hohen Lastspitzen, die größte Bedeutung zukommen. Dies gilt insbesondere in Anbetracht der steigenden Zahl der Neuzulassung von privaten Kraftfahrzeugen mit Elektroantrieb.

Im Kontext steigender Anforderungen und Belastungen der Verteilernetze hat jeder zusätzliche Messpunkt einen Mehrwert für einen sicheren, effizienten Netzbetrieb. Dieser Mehrwert der Messdaten ist umso grösser, je netzrelevanter ein Kunde ist, sprich je höher die Verbrauchs- bzw. Einspeiseleistungen sind. Für die sinnvolle Erfassung des Netzzustands und der Netzbelastung sind hierbei zeitlich hochauflösende viertelstündliche Messwerte notwendig da nur so die effektiven Belastungsspitzen im Verteilernetz erfasst und im Sinne der Verursachergerechtigkeit zugeordnet werden können.

Vorschläge zur Weiterentwicklung des Smart Metering in Österreich

Smart Metering und Intelligente Messeinrichtungen (IMEs) spielen für die erfolgreiche Digitalisierung der Verteilernetze eine zentrale Rolle. Ein sicherer Netzbetrieb mit weiter zunehmender dezentraler Stromerzeugung und einer zunehmenden Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektors als auch eine kosteneffiziente Netzplanung werden ohne eine messdatenbasierte Netzzustandserfassung auch in der Niederspannungsebene nicht erreichbar sein. Hierfür sollten zum einen möglichst viele der vorhandenen IME-Messpunkte im Verteilnetz auch für technische Netzanalysen nutzbar sein (Opt-in). Zum anderen sollte die heute installierte IME-Infrastruktur auch für zukünftige Anforderungen und Anwendungsfälle flexibel und kosten-effizient nutzbar sein. Beides muss im Einklang mit dem Eichrecht und den Anforderungen des Datenschutzes geschehen.

Um den oben skizzierten Zielstellungen gerecht zu werden, sollten...

1. **... viertelstündliche Messwerte der Intelligenen Messeinrichtungen bei möglichst vielen Endkunden auch effektiv erfasst werden (Opt-in Konfiguration).** Fehlende Messpunkte führen, insbesondere bei netzrelevanten Verbrauchern, zu einer Unschärfe der Netzzustandsanalyse. Die damit einhergehende Unsicherheit in Netzbetrieb und Netzplanung führt hierbei durch höhere Netzentgelte implizit zu Mehrkosten für die Allgemeinheit.
2. **... eine Vereinheitlichung der Datenerfassung der verschiedenen Kundengruppen erreicht werden.** Die Erfassung von Messdaten aus bestehenden Lastprofilzählern (LPZ) sollte mittelfristig ebenfalls über die IME-Kommunikationsinfrastruktur geschehen. Ebenso ist bilateral zwischen Netzbetreibern und LPZ-Kunden zu prüfen, in welchen Fällen Verbrauchsmessungen auch mit den vergleichsweise günstigeren IMEs adäquat umsetzbar sind.
3. **... zukünftige Anforderungen an das Smart Metering schon heute regulatorisch und im Rollout-Prozess mitgedacht werden.** Insbesondere die zukünftige Erfassung weiterer Messwertarten, wie Blindleistungs- und Spannungsprofilaten, für neue Anwendungsfälle (z.B. Echtzeitdaten für Stromprodukte oder Netzbetrieb, automatische Netztopologieerkennung) sollte vorbereitet werden. Die am Markt verfügbaren IMEs bieten hardware-seitig meist deutlich weitergehende messtechnische Funktionalitäten als aktuell regulatorisch erforderlich. Eine spätere software-seitige Freischaltung dieser Funktionalitäten sollte hierbei im Einklang mit eichrechtlichen Anforderungen ermöglicht werden und so den andernfalls potenziell notwendigen kostspieligen Austausch von bestehenden Messeinrichtungen vermeiden helfen.

2 Projektbeschreibung

Das österreichische Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket (EAG) sieht u.A. eine Steigerung der jährlichen Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen um 27 TWh bis zum Jahr 2030 sowie eine starke Dezentralisierung und gleichzeitig eine Integration des Energiesystems vor. Eine aktive Beteiligung von Endkunden durch die Ermöglichung von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften und Bürgerenergiegemeinschaften ist eine der gesetzten Prioritäten. Dazu sind notwendige Daten und Informationen, die erst durch die Smart-Meter-Infrastruktur generiert werden können, effizient und zielführend zu verwenden.

Im Clean Energy Package (CEP) der Europäischen Union sind "aktive Konsumenten" und ihre Gemeinschaften (Erneuerbare Energiegemeinschaften) sowie Aggregatoren als neue Formen der Marktteilnehmer zentrale Elemente eines Elektrizitätsmarktes. Smart Meter und ein effizienter, diskriminierungsfreier Austausch der Messdaten sowie weiterer Daten sind ein wichtiger Bestandteil zur Umsetzung dieser Anforderungen.

Daher wurde in der intelligenten Messgeräte-Verordnung (IME-VO) festgelegt, dass in Österreich bis Ende 2022 40 % und bis Ende 2024 95 % der Zählpunkte, ausgenommen jene mit Lastprofilzählern, mit einem intelligenten Stromzähler ausgestattet werden müssen.

Vor diesem Hintergrund sollen im Rahmen dieser Studie die folgenden Maßnahmen bewertet sowie deren Auswirkungen auf relevante Stakeholder analysiert werden:

- Einführung einer verpflichtenden Messung, Auslesung und Übermittlung von viertelstündlichen Energiewerten für beide Richtungen bei allen Netznutzern an den Netzbetreiber (verpflichtende IME-Konfiguration¹ für alle Netznutzer/ Endkunden)
- Ausweitung der Einführungspflicht von Smart Metern auf Zählpunkte mit Lastprofilzählern
- Vorbereitung auf künftig notwendige Funktionen von Smart Metern

Im Rahmen dieses Projektes wurde dazu in einem ersten Schritt, dargestellt in **Kapitel 3**, die aktuelle Zählerlandschaft mit Blick auf verfügbare Zählertypen und deren Funktionalitäten sowie die heute eingesetzten Zähler erfasst. Darüber hinaus wurden die zukünftigen Netznutzer nach ihrem Lastverhalten analysiert. **Kapitel 4** erörtert die darauf aufbauend erarbeitete Argumentationskette für die Einführung einer verpflichtenden erweiterten (IME, Opt-in-)Konfiguration von Smart Metern bei allen Netzbennutzern, bei der generell viertelstündliche Energiewerte erfasst, gespeichert und täglich übermittelt werden. Zusätzlich wird die mögliche Ausweitung der Einführungspflicht von Smart Metern auf Zählpunkte mit Lastprofilzählern diskutiert. Als

¹ In der IME Konfiguration (Intelligentes Messgerät in der erweiterten Konfiguration, Opt-in) werden 15-Minuten-Werte gemessen und im Gerät gespeichert. Dabei werden einmal täglich alle gespeicherten Werte an den Netzbetreiber übermittelt.

weiterführende Überlegungen werden zudem Vorschläge für die Ergänzung der Anforderungen an Smart Meter hinsichtlich Funktionen und Datenverwendung für ausgewählte Netznutzergruppen gegeben. **Kapitel 5** fasst die zentralen Ergebnisse des Projektes zusammen.

3 Ist-Zustand intelligenter Messinfrastruktur

Die Beschreibung des Ist-Zustandes der intelligenten Messinfrastruktur erfolgt im Hinblick auf die beiden Hauptziele dieser Untersuchung:

- Erfassung der Vorteile einer intelligenten Messinfrastruktur für Endkunden² (Entnehmer/ Einspeiser) und Stromverteilernetze
- Identifikation der Voraussetzungen zur Umsetzung einer intelligenten Messinfrastruktur, einerseits mit dem vorhandenen Messgeräte-Portfolio und mit zukünftig verfügbaren Gerätegenerationen.

Im Fokus stehen dabei Anwendungsfälle, die unter Nutzung der Fähigkeiten von Smart Metern Vorteile für Endkunden, Lieferanten und Netzbetreiber schaffen.

Im folgenden Kapitel wird zunächst die **heutige Zählerlandschaft** der österreichischen Verteilernetze beschrieben. Die Daten liegen auf Ebene der Versorgungsgebiete der Netzbetreiber vor, sodass deren Siedlungsstruktur herangezogen wird, um eine Kategorisierung der Zählpunkte vorzunehmen. Zusätzlich wird betrachtet, welche Messgeräte in den verschiedenen Netzgebieten verbaut sind und welche Funktionen diese bieten. Es erfolgt ferner eine **Betrachtung der regulatorischen Vorgaben**, da diese wesentlich für die praktische Verwendung der Messgeräte sind und auch Einschränkungen vorgeben können, die nicht technischer Natur sind. Darauf aufbauend werden die **Anwendungsfälle** einer intelligenten Messinfrastruktur beschrieben. Im letzten Abschnitt des Kapitels erfolgt eine nähere Betrachtung der **Netznutzung durch PV-Anlagen und neuartige Verbraucher**.

3.1 Zählerlandschaft

3.1.1 Netzbereiche, Netzbenutzer und Zählpunkte

Die Betrachtung der Zählerlandschaft erfolgt zunächst auf Ebene der Netzbereiche. In der folgenden Tabelle sind für die 14 Netzbereiche die Anzahl der Zählpunkte, der Ausrollgrad von intelligenten Messgeräten, der Anteil von Netzbenutzern nach den Kategorien Haushalt und Nicht-Haushalt sowie der Anteil der Netznutzer nach dem Urbanisierungsgrad³ (ländlich, städtisch und intermediär) angegeben.

² Unter Endkunden sind alle Endverbraucher und Erzeuger zu verstehen, die für ihren Eigenbedarf Elektrizität kaufen bzw. überwiegend erzeugen, sowie aktive Kunden und Teilnehmer einer organisatorischen Marktrolle wie z.B. Energiegemeinschaften, Aggregatoren, Regelenergieanbieter. Endkunden sind Haushalte, Kleinstunternehmen sowie „Nicht-Haushalte“.

³ Urbanisierungsgrad nach Eurostat: betrachtete Gebiete werden in 1 km²-Raster unterteilt; In städtischen Gebieten leben mind. 50 % der Einwohner (Einw.) in Rastern mit > 1.500 Einw. / km². In ländlichen Gebieten leben mind. 50 % der Einw. in Rastern mit < 300 Einw. / km². In intermediären Gebieten leben weniger als 50 % der Einw. In städtischen Rastern und weniger als 50 % der Einwohner in ländlichen Rastern.

Tabelle 1 Struktur der Netzbereiche nach Haushalten / Nicht-Haushalten sowie ländlichen, intermediären und städtischen Netzbenutzern. Ländliche und intermediäre Schwerpunkte sind durch dunkel- bzw. hellgrüne Felder hervorgehoben, städtisch geprägte Netzbereiche erhalten einen grauen Hintergrund.

Netzbereich	Anzahl Zählpunkte	Smart Meter Ausrollungsgrad (Stand 2020)	Netzbenutzerkategorie ⁴		Siedlungsstruktur		
			Haushalte	Nicht-Haushalte	Ländlich	Intermediär	Städtisch
Burgenland	218.866	93%	83%	17%	81%	19%	0%
Graz	195.443	15%	81%	19%	0%	0%	100%
Innsbruck	118.716	3%	85%	15%	2%	7%	91%
Kärnten	307.224	54%	82%	18%	67%	31%	2%
Klagenfurt	86.106	64%	76%	24%	8%	0%	92%
Kleinwalsertal	3.873	99%	64%	36%	100%	0%	0%
Linz	311.385	74%	84%	16%	23%	23%	53%
Niederösterreich	904.811	13%	82%	18%	59%	41%	0%
Oberösterreich	780.215	97%	71%	29%	57%	43%	0%
Salzburg	441.253	0%	81%	19%	29%	25%	46%
Steiermark	777.219	10%	66%	34%	58%	33%	9%
Tirol	361.810	10%	66%	34%	58%	42%	0%
Vorarlberg	239.419	11%	85%	15%	22%	78%	0%
Wien	1.550.746	12%	83%	17%	3%	14%	83%

Aus der obenstehenden Tabelle geht hervor, dass es sowohl stark städtisch geprägte Netzbereiche gibt (Wien, Klagenfurt, Graz, Innsbruck) als auch intermediäre (Vorarlberg, Linz, Salzburg) und ländliche (Kärnten, Oberösterreich, Burgenland). Aus Daten der E-Control ergibt sich die folgende in der Tabelle 2 dargestellte Aufteilung der Netzbenutzer in städtisch, intermediär und ländlich mit jeweiligem Anteil an nicht-Haushalten sowie der durchschnittlichen Energieabgabe pro Netzbenutzer (angegeben als Gesamtwert über alle Netzebenen und gesondert für die Niederspannungsebene, in der die Smart Meter überwiegend zum Einsatz kommen). Die Anzahl der Netzbenutzer in ländlich und städtisch geprägten Gebieten ist jeweils rund 2 Mio. Einen etwas kleineren Anteil stellen die Netzbenutzer in intermediären Gebieten dar, mit etwa 1,6 Mio.

⁴ gem. §2 Abs 2 Elektrizitätsstatistikverordnung und gem. §1 Abs 2 E-EnLD-VO wird unterschieden: „Haushalte“ sind Endverbraucher, die elektrische Energie vorwiegend für private Zwecke verwenden. „Nicht-Haushalte“ sind Endverbraucher, die elektrische Energie vorwiegend für Zwecke der eigenen wirtschaftlichen Tätigkeit verwenden.

Tabelle 2 Anzahl Netzbenutzer in Österreich aufgeteilt in ländliche, intermediäre und städtische Siedlungsstruktur. Rechnerische Energieabgabe pro Netzbenutzer nach Siedlungsstruktur

	Ländlich	Intermediär	Städtisch
Netzbenutzer [in 1.000]	2.007	1.618	2.004
Anteil Nicht-Haushalte	22 %	19 %	17 %
Energieabgabe pro Netzbenutzer (Gesamt) [MWh/a]	11,6	11,6	7,4
Energieabgabe pro Netzbenutzer (Niederspannung) [MWh/a]	6,4	6,0	4,6

Aus den Daten zur Energieabgabe in den Netzgebieten, in Kombination mit den Informationen zur Siedlungsstruktur dieser Netzgebiete, lassen sich grobe Aussagen zum durchschnittlichen Strombezug eines Netzbenutzers in den unterschiedlichen Kategorien ableiten. In Netzgebieten mit stärker ländlich oder intermediär geprägter Siedlungsstruktur, wird im Durchschnitt pro Netzbenutzer mehr Energie bezogen. Da die Energieabgabe an Haushalte und nicht-Haushalte nicht gesondert ausgewiesen wird, kann dieser Unterschied durch den höheren Anteil an Industrie- und Gewerbekunden zurückzuführen sein.

3.1.2 Verbaute Zählertypen und übliche Zählerfunktionen

Die Wahl für ein Messsystem ist abhängig von mehreren Faktoren wie der notwendigen Granularität der Messwerte beim Endkunden, der Netzebene des Netzanschlusses und den örtlichen Bedingungen hinsichtlich der Kommunikationsanbindung. Daraus ergeben sich Anforderungen an Geräteeigenschaften wie der verwendeten Messtechnik, den erfassten Parametern, der Messgenauigkeit und Kommunikationsfähigkeit. Im Kontext des Smart Meter Rollouts gibt es regulatorische Vorgaben, die im Abschnitt 3.1.3 näher beschrieben werden. Da diese zum Teil als Mindestanforderungen an Funktionalitäten formuliert sind und die konkrete technische Umsetzung von den einzelnen Netzbetreibern und Gegebenheiten am Zählpunkt abhängt, kommen unterschiedliche Systeme und Konfigurationen mit zum Teil deutlich erweitertem Funktionsumfang zum Einsatz.

Im folgenden Unterkapitel liegt der Fokus weitestgehend auf den Messsystemen, die in österreichischen Haushalten und Kleinunternehmen⁵ zum Einsatz kommen. Konventionelle Zähler, in der Regel so genannte Ferraris-Zähler, funktionieren als Summenzähler, die fortlaufend den

⁵ Nach § 7 Abs. 1 Z. 33 EIWOG 2010: Unternehmen mit weniger als 50 Beschäftigten, weniger als 100 000 kWh/Jahr an Elektrizität verbrauchen und einen Jahresumsatz oder eine Jahresbilanzsumme von höchstens 10 Millionen Euro.

Strombezug erfassen und in einer mechanischen Anzeige als Gesamtverbrauch in Kilowattstunden (kWh) anzeigen. Mittels einer Vorort-Auslesung zu einem jährlichen Stichtag wird die Differenzsumme gebildet, welche den kumulativen Jahresstromverbrauch bzw. den Verbrauch im Ablesezeitraum wiedergibt. Durch den Smart Meter Rollout werden die Ferraris-Zähler weitestgehend durch elektronische Zähler ersetzt, die zudem über eine Kommunikationsanbindung verfügen. Diese Geräte erstellen je nach Konfiguration, in vorgegebenen Zeitintervallen automatisch Differenzsummen. Dadurch werden zum Beispiel viertelstündliche oder tägliche Verbräuche ermittelt. Außerdem besitzen diese Geräte mehrere Register, in festgelegte Messwerte, wie z.B. der Verbrauch in verschiedenen Tarifzeiten, maximale Tages- oder Monatsleistung, udgl., gespeichert werden können. Diese können aus der Ferne ausgelesen werden und als Grundlage für Abrechnungen herangezogen werden. Sowohl mechanische als auch elektronische Zähler können an einphasigen (Wechselstrom) oder dreiphasigen (Drehstrom) Ausführungen vorkommen und werden daher oft als Wechselstrom- bzw. Drehstromzähler bezeichnet⁶.

In einigen Abschnitten werden Lastprofilzähler referenziert, wie sie bei Endkunden mit einem Jahresverbrauch größer 100.000 kWh oder einer Anschlussleistung größer 50 kW vorgeschrieben sind (§ 17 Abs. 2 EIWOG 2010). Diese sind in den betrachteten Netzebenen keine Haushalte, sondern Gewerbe- und Industriebetriebe unterschiedlicher Größen. Lastprofilzähler registrieren viertelstündlich den Energieverbrauch und ermöglichen somit die Auslesung eines viertelstundenscharfen Lastprofils. Der höhere Verbrauch der Großkunden geht oft mit einer höheren Anschlussleistung einher. Dadurch kommen insbesondere bei Lastprofilzählern auch sogenannte Wandlermessungen zum Einsatz, bei denen der Strombezug nicht direkt durch das Messgerät geleitet wird, sondern ein separater Messstrom in Wandlerwindungen induziert wird, der eine geringere Spannung und / oder Stromstärke aufweist. Im geringen Umfang sind die Wandlermessungen bei Zählpunkten ohne Lastprofilzähler vorhanden, etwa wenn die Bedarfsdeckung des Kunden eine höhere Absicherung als 63 A erfordert und dadurch der Grenzwert in den Technischen Ausführungsbestimmungen des jeweiligen Netzbetreibers überschritten wird⁷.

Als Zwischenlösung, zwischen den meist in Haushalten installierten Smart Metern und den bei Großverbrauchern installierten Lastprofilzählern, werden auch sogenannte Viertelstunden-Maximumzähler (1/4-h-Maximumzähler) eingesetzt. Je nach Netzbetreiber werden hier unterschiedliche Kriterien zugrunde gelegt, einige Beispiele sind ein Jahresverbrauch von über

⁶ Wechselstromzähler sind Energiemessgeräte für den haushaltsüblichen Einphasenwechselstrom mit dreidadriger Verkabelung. Somit unterscheidet sich der Wechselstromzähler im Vergleich zum Drehstromzähler nur durch die Beschränkung auf eine Phase.

⁷ Siehe Ausführungsbestimmungen der Oberösterreichischen Verteilnetzbetreiber: Netz Oberösterreich GmbH

25.000 kWh (Salzburg Netz GmbH), eine Anschlussleistung größer 50 kW bei einem Jahresverbrauch unter 100.000 kWh (Kärnten Netz GmbH), oder eine Sicherungsnennstromstärke der Nachzählersicherung von größer 36 A (Netz Niederösterreich GmbH). Entsprechende 1/4-h-Maximumzähler ermitteln pro Monat den maximalen viertelstündlichen Verbrauch. Über das Jahr betrachtet wird aus den zwölf Maximalwerten ein Mittelwert gebildet, der als Abrechnungsgrundlage z.B. für den Leistungspreis im Netznutzungsentgelt dient.

Verbaute Zählerarten und Gerätetypen

Tabelle 3 zeigt die in den Netzebenen drei bis sieben verbauten Zählerarten sowie deren Ausstattung mit einem Hoch-, Mittel- oder Niederspannungswandler und der Installation als Smart Meter. Die Zahlen stammen aus individuellen Rückmeldungen der Netzbetreiber gegenüber E-Control im Rahmen des Smart Meter-Monitorings [3]. In den oberen Netzebenen drei bis fünf kommen überwiegend Lastprofilzähler zum Einsatz. In den beiden unteren Netzebenen sechs und sieben, in denen deutlich mehr Zählpunkte angeschlossen sind, sind Zähler mit Leistungsmessung verbaut, die viertelstündliche Maxima erfassen, sowie die in Haushalten üblichen Drehstrom- und Wechselstromzähler.

Tabelle 3 Verbaute Zählerarten in den Netzebenen 3 bis 7 aufgeschlüsselt nach Lastprofilzählern, Viertelstunden-Maximum-Zählern, Dreh- und Wechselstromzählern, mit/ohne Messwandler und als Smart Meter (Bezugs-, Einspeise- und Zweirichtungszähler. Stand 2020 [3]).

	Lastprofilzähler				1/4-h-Maximumzähler				Drehstrom		Wechselstrom	
	HSW	MSW	NSW	-	NSW / Smart	NSW	Smart	-	Smart	-	Smart	-
Ges.	255	6.402	46.686	6.594	1.111	15.000	6.466	114.867	1.367.235	3.109.971	246.032	956.814
NE3	245	105	218	18	-	-	-	-	-	-	-	-
NE4	4	332	17	11	-	5	-	-	-	-	-	-
NE5	-	5.764	1.137	33	-	35	-	5	2	15	-	1
NE6	-	170	20.102	72	273	3.714	682	3.068	439	459	1	8
NE7	6	31	25.212	6.460	838	11.246	5.784	111.794	1.366.794	3.109.497	246.031	956.805

NE: Netzebene; NSW: Niederspannungswandler; MSW: Mittelspannungswandler; HSW: Hochspannungswandler; Smart: Zähler verfügt über eine Kommunikationseinheit die in der IKT -Infrastruktur zur direkten oder indirekten Kommunikation mit dem zentralen System des Netzbetreibers verwendet wird.

Abbildung 2 zeigt die Anteile der unterschiedlichen Zählerarten nach Netzebene, die Farben ergeben sich aus Tabelle 3. Blaue Umrandungen zeigen potenziell kommunikative Smart Meter. Als potenziell kommunikative Zähler sind alle elektronischen Zähler gemeint, die zum Zeitpunkt der Datenerhebung noch nicht an das zentrale System angeschlossen waren.

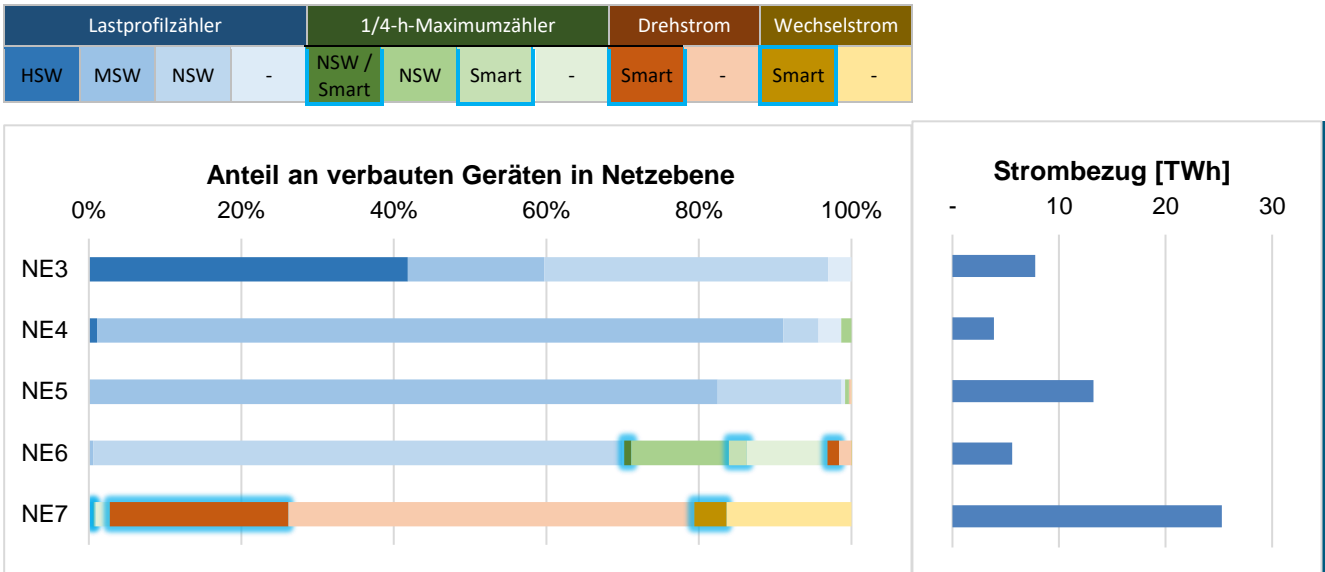


Abbildung 2 Links: Anteile der unterschiedlichen Zählerarten an den jeweiligen verbauten Geräten in einer Netzebene (Bezugszähler). **Rechts:** Bezogene Strommenge nach Netzebene in TWh für das Jahr 2020.

Ausgehend von den in Abbildung 2 aufgezeigten gesamten Bezugsmengen und den in Tabelle 3 angegebenen Zähleranzahlen in den Netzebenen, lassen sich durchschnittliche Strombezugsmengen pro Zähler errechnen. Diese sind in Tabelle 4 angegeben und verdeutlichen die Relevanz einzelner Zählpunkte in den oberen Netzebenen, im Hinblick auf die gemessenen Energiemengen.

Tabelle 4 Strombezug nach Netzebenen im Jahr 2020 sowie durchschnittlicher jährlicher Stromverbrauch an Zählpunkten nach Netzebene.

Netzebene	Strombezug in Netzebene [GWh/a]	durchschnittlicher Strombezug an Zählpunkten [MWh/a]
NE 3	7.780	13.280
NE 4	3.885	10.528
NE 5	13.240	1.893
NE 6	5.600	193
NE 7	25.270	4

Im Folgenden werden die Dreh- und Wechselstromzähler näher betrachtet. Diese stellen zahlenmäßig den größten Anteil der betrachteten Zählpunkte. Tabelle 5 gibt eine Übersicht der am

häufigsten verbauten Gerätetypen in den jeweiligen ein- und dreiphasigen Ausführungen, wobei die einphasige Ausführung den Wechselstromzählern und die dreiphasige den Drehstromzählern entspricht. Aus Datenerhebungen der E-Control von Verteilernetzbetreibern zur jährlichen Berichtserstellung zum Smart Meter Rollout [3] gehen im Wesentlichen sieben Hersteller von Smart Metern hervor: Iskraemeco, KAIFA, Kamstrup, Landis+Gyr, Echelon, Sagemcom und Siemens.

Tabelle 5 Nach Aussage der Verteilernetzbetreiber am häufigsten eingesetzte Smart Meter Modelle.

Hersteller	Gerätebezeichnung	Phasen
Iskraemeco	AM550 1ph	1
	AM550 3ph	3
KAIFA	MA110M	1
	MA309M	3
Kamstrup	Omnipower 1	1
	Omnipower 3	3
Landis+Gyr	E450 PLC G3 1ph	1
	E450 PLC G3 3ph	3
Echelon	Typ 83332-3IAAD	1
	Typ 83334-3IABDA	3
Sagemcom	S210	1
	T210	3
Siemens	AG TD-3510/11	3
	AG TD-3512	1
	IMx50	1

In Tabelle 6 werden die Zählertypen den Verteilernetzbetreibern und deren respektiven Anzahlen an Zählpunkten zugeordnet. Hierbei ist anzumerken, dass entsprechende Daten nicht für sämtliche Netzbetreiber vorliegen, jedoch etwa 87 % der Zählpunkte in Österreich von den Datenmeldungen abgedeckt sind. Außerdem werden in der folgenden Tabelle keine Ausrollungsgrade berücksichtigt, sondern es wird davon ausgegangen, dass weitere Installationen in den Netzgebieten mit den bereits vorhandenen Gerätetypen erfolgen werden und die Anteile der Hersteller an den Zählpunkten den Zustand bei einem vollständigen Rollout widerspiegeln.

Aufgrund der Tatsache, dass vor allem größere Netzbetreiber Geräte mehrerer Hersteller einsetzen, kann keine genaue Zuordnung der einzelnen Hersteller bzw. Gerätetypen zu den Zählpunkten erfolgen. So bleibt festzuhalten, dass insbesondere Siemens (mind. 11,4 %) und KAIFA (14,5 %) größere Marktanteile besitzen. Hinzu kommen Marktanteile von Iskraemeco, KAIFA, Landis+Gyr, Sagemcom und Siemens in einem nicht weiter aufzuschlüsselnden Block von etwa 55 % der Zählpunkte in Österreich. Kleinere Marktanteile von Echelon (1,8 %), Kamstrup (0,1 %), Landis+Gyr (3,3 %) und Sagemcom (1,1 %) wurden von Netzbetreibern

gemeldet, die exklusiv solche Geräte beschafft haben. Für die weiteren 13 % der betrachteten Messgeräte liegen keine genaueren Daten vor.

Tabelle 6 Übersicht der eingesetzten Gerätetypen mit Zuordnung zu Netzbetreibern und Zählpunkten (Abschätzung anhand Daten des Smart Meter-Monitoring Berichts, Stand 2020) [3].

Zähler- typ(en)	Netzbetreiber	Zählpunkte (je Zählertyp je Netzbetreiber und Hersteller)	Zählpunkte (je Herstel- ler gesamt)	Anteil an Zählpunkten in AT
Echelon	Energie Klagenfurt GmbH	86.844	112.214	1,8%
	E-Werk Stadler GmbH	-		
	Gemeinde Kematen	-		
	Stadtwerke Schwaz GmbH	15.494		
	Stadtwerke Wörgl GmbH	9.876		
KAIFA	Salzburg Netz GmbH	449.993	909.017	14,5%
	Vorarlberger Energienetze GmbH	216.498		
	TINETZ-Tiroler Netze GmbH	242.526		
Kamstrup	Anton Kittel Mühle Plaika GmbH	276	6.033	0,1%
	Polsterer Kerres Ruttin Holding GmbH	-		
	Feistritzthaler Elektrizitätswerk eGen	-		
	Kraftwerk Glatzing-Rüstorf eGen	5.757		
Lanids +Gyr	Netz Burgenland GmbH	208.146	208.146	3,3%
Sagemcom	E-Werk Gösting Stromversorgungs GmbH	29.177	69.037	1,1%
	Stadtwerke Köflach GmbH	10.833		
	Ebner Strom GmbH	7.350		
	Elektrizitätswerk Mariahof GmbH	-		
	Elektrizitätswerk Perg GmbH	7.614		
	Elektrizitätswerke Eisenhuber GmbH & Co KG	2.758		
	Energie Güssing GmbH	-		
	Elektrowerk Schöder GmbH	-		
	Energieversorgungsunternehmen der Florian Lugitsch Gruppe GmbH	-		
	P.K. Energieversorgungs-GmbH	-		
Stadtwerke Voitsberg GmbH	11.305			
Siemens	Netz Oberösterreich GmbH	652.958	708.622	11,3%
	Wels Strom GmbH	55.664		
Diverse: Iskraemeco; KAIFA; Landis+Gyr; Sagemcom; Sie- mens	Stromnetz Graz GmbH & Co KG	186.178	3.413.084	54,6%
	Wiener Netze GmbH	1.574.440		
	KNG-Kärnten Netz GmbH	308.812		
	Netz Niederösterreich GmbH	846.450		
	Energienetze Steiermark GmbH	497.204		
	Summe Zählpunkte (mit vorliegenden Daten)	5.426.153		86,8%
	Summe Zählpunkte (Österreich)	6.252.000		

Übliche Zählerfunktionen

Anhand der veröffentlichten Datenblätter und Informationsbroschüren lassen sich die in Tabelle 7 aufgeführte Funktionalitäten für die eingesetzten Smart Meter nennen. Aufgrund der unterschiedlichen Informationsgehalte der Datenblätter und Broschüren ist nicht auszuschließen, dass vereinzelt Funktionen nicht aufgeführt werden, die tatsächlich vorhanden sind. Außerdem ist zu beachten, dass die beim Endkunden verbauten Zähler gegenüber den Datenblättern einen verminderten Funktionsumfang aufweisen können. Gründe hierfür sind unterschiedliche Produktserien /-generationen, Einschränkungen in der Kommunikationsanbindung oder vorgenommene Softwarekonfigurationen.

Tabelle 7 Funktionalitäten der an häufigsten in Österreich eingesetzten Smart Meter

Hersteller	Siemens [4],	Iskraemeco [5]	Echelon [6], [7], [8], [9]	KAIFA [10]	Landis+Gyr [11], [12], [13]	Sagemcom [14], [15], [16]	Kamstrup [17], [18]
Gerätebezeichnung	TD-3510 / 3511 / 3512	AM550	NES 8332X	MA110M / MA309M	E450	S210 / T210	OMNI-POWER 1/3
Wirkleistung (P) +/-	x	x	x	x	x	x	x
Blindleistung (Q) +/-	x	x	x	x	x	x	x
Spannung (U)	x	x	x	x	x	x	x
Frequenz (f)	x	x	x	x	x		x
Abschaltvorrichtung	x	x	x	x	x	x	x
Lastbegrenzer	x	x	x	x	x	x	x
Genauigkeitsklasse**	2 - 3	1 - 3	1 - 2	1 - 3	1 - 2	1 - 2	1 - 2
Netzqualität							
Anstieg	x	x	x	x			x
Absenkung	x	x	x	x			x
Min / Max	x	x	x	x			x
Asymmetrie*		x	x	x			x
Ausfälle	x	x	x	x	x	x	x
THD*	x		(x)***				

* Daten liegen nicht für alle Zählertypen vor

** Die Genauigkeit eines Zählers wird in Genauigkeitsklassen angegeben, wobei der Zahlenwert der relativen Fehlergrenze in Prozent entspricht. Niedrigerer Wert für Wirkleistung, oberer für Blindleistung

*** Vierte Gerätegeneration

Hinsichtlich der Messparameter verfügen alle gelisteten Zähler in ihrer Standardausführung über die Möglichkeit, Wirk- und Blindleistung in Liefer- sowie Bezugsrichtung zu messen. Dabei können die Messwerte derart integriert werden, dass die Leistungsmittelwerte von unterschiedlichen Zeitintervallen bestimmt werden. Die Länge dieser Intervalle (z.B. 15 min, 1 h, 1 d) hängt von der Konfiguration der Geräte ab. In Summe wird dadurch aus den Wirkleistungen,

für einen betrachteten Abrechnungszeitraum, die am Zählpunkt bezogene elektrische Arbeit ermittelt und in Tarifregistern gespeichert. Die Tarifregister sind für unterschiedliche Werte vorhanden, etwa maximaler viertelstündlicher Leistungswert im Monat oder Viertelstundenwerte, Tageswerte und Jahreswerte. Zusätzlich dazu gehören Spannungs- und Frequenzmessungen in der Regel zu den Standardfunktionalitäten, ebenso wie die Fähigkeit, den Stromanschluss aus der Ferne, oder automatisch anhand eines Grenzwertes, auszuschalten. Die Genauigkeitsklassen werden als Spanne meist zwischen Klasse 1 und Klasse 3 angegeben (Ausführung nach Kundenwunsch), wobei der untere Wert die Genauigkeitsklasse der Wirkleistungsmessung wiedergibt (meist zwischen Klasse 1 und 2 wählbar) und der obere Wert den der Blindleistungsmessung (meist zwischen Klasse 2 und 3). Für viele, vor allem neuere und dreiphasige, Geräte werden auch Messwerte aus dem Bereich „Netzqualität“ („Power Quality“) erfasst. Diese bieten Informationen hinsichtlich des Netzzustandes und umfassen meist Spannungsdaten (Anstieg, Absenkung, Minimum, Maximum, Ausfälle) und in einigen Fällen Messungen der harmonischen Oberschwingungen durch nichtlineare Verbraucher⁸. Weniger weit verbreitet und zudem stark an kundenspezifische Konfigurationen geknüpft ist die Fähigkeit der Geräte, externe Lasten einzeln zu- und abzuschalten oder zu steuern.

3.1.3 Regulatorische Anforderungen

Wichtige Rahmenbedingungen, um die Mehrwerte intelligenter Messsysteme für Endkunden, Lieferanten und Netzbetreiber kosteneffizient zu realisieren, sind durch rechtliche Vorgaben bestimmt. Dies betrifft unter anderem Mindestanforderungen zum Funktionsumfang der Messgeräte, eichrechtliche Vorgaben und Datenschutzbestimmungen bei der Verwendung erhobener Messdaten. Hinzu kommen weitere Faktoren wie die Kommunikationsanbindung und weitere Schnittstellen an den Geräten, die in ihrer Ausprägung zumindest teilweise vorgegeben sind.

Mit dem 3. EU-Binnenmarktpaket [19] wurde 2009 das Zielbild einer EU-weiten Einführung von intelligenten Messsystemen beschlossen. In der aktuellen Richtlinie zum Elektrizitätsbinnenmarkt RL (EU) 2019/944 wird bis 2024 eine Abdeckung von 80 % der Zählpunkte angestrebt. Als Entscheidungsgrundlage für die Umsetzbarkeit des Smart Meter Rollouts in den einzelnen Mitgliedsstaaten waren nationale Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen vorgesehen.

Nach dem positiven Befund der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung [19] wurden in Österreich die für Smart Meter relevanten Aspekte des 3. Binnenmarktpakets durch das 2010 beschlossene Energiewirtschafts- und Organisationsgesetzes (EIWOG) in nationales Recht umgesetzt.

⁸ Nichtlineare Verbraucher sind Geräte, die aufgrund von elektronischen Bauteilen die sinusförmige Netzspannung durch Aufprägung von z. B. Oberschwingungen in davon abweichende Spannungsverläufe modulieren. Dazu gehören z. B. Netzteile von Ladekabeln, Frequenzumrichter und Induktionskochherde.

Grundlegende Anforderungen an Smart Meter in Österreich wurden im EIWOG (insbesondere § 83 und 84a⁹) festgelegt und durch die Intelligente Messgeräte-Anforderungsverordnung (IMA-VO 2011) konkretisiert. Der Aspekt der Datenbereitstellung und -visualisierung für Endkunden wird durch die Datenformat- und Verbrauchsinformationsdarstellungsverordnung (DAVID-VO 2012) geregelt. Als Besonderheit weist der Österreichische Smart Meter Rollout die Möglichkeit für Endkunden auf, zwischen unterschiedlichen Konfigurationen zu wählen. Hervorzuheben ist die so genannte Opt-out Konfiguration, die Endkunden nach §1 Abs. 6 der IME-VO zusteht. Dadurch wird ein verbautes Smart Meter hinsichtlich der Granularität gemessener und übermittelter Energiewerte sowie weiterer, fernsteuerbarer Funktionen limitiert. In der Opt-out Konfiguration werden keine Werte, bis auf den Energiebezug, gespeichert und der Zählerstand darf nur anlassbezogen (Jahresabrechnung, Tarifwechsel, Umzug oder Auszug) ausgelesen werden. Zudem dürfte der jährlich höchste Vierteilstundenwert gespeichert werden, falls das Messgerät dazu technisch in der Lage ist. Somit existieren in dieser Konfiguration keine Einschalt-, Abschalt- und Leistungsbegrenzungsfunktionen.

Die folgende Tabelle 8 zeigt eine Gegenüberstellung der Anforderungen an Smart Meter in verschiedenen Ländern. Dabei werden sowohl EU-Länder (DACH-Raum sowie Italien und Schweden, welche den ersten Rollout bereits vollendet haben) als auch außereuropäische Gesetzgebung (Australien, mit weit fortgeschrittenem Rollout) betrachtet. Beim Vergleich mit Tabelle 7 (Funktionsumfang der in Österreich verbauten Smart Meter) kann festgehalten werden, dass die eingesetzten Smart Meter in österreichischen Verteilernetzen die geforderten Funktionalitäten meist übertreffen. Dies gilt insbesondere für neuere Gerätegenerationen und dreiphasige Ausführungen.

Über den Spalten mit den regulatorischen Anforderungen der einzelnen Länder sind Jahreszahlen angegeben, die den Beginn des Smart Meter Rollouts wiedergeben. Daran ist eine Zunahme der funktionalen Anforderungen an Smart Meter im Verlauf der Zeit erkennbar. In Italien und Schweden wurden, beispielsweise, die Rollouts der ersten Smart Meter Generationen bereits vor einigen Jahren abgeschlossen, diese Länder befinden sich im zweiten Rollout. In solchen Fällen werden zwei Spalten aufgeführt, um die regulatorischen Anpassungen im Rahmen neuer Generationen von Smart Metern aufzuzeigen.

Im Allgemeinen folgen die Vorgaben in der Regel der Europäischen Empfehlung, welche die Messung der Wirkleistung, eine Kundenschnittstelle¹⁰, Fernauslesung, Fernabschaltung, Störungsprotokollierung, Update-Fähigkeit und die Möglichkeit flexibler Stromprodukte fordert. Als

⁹ § 84a wurde in der Novelle 2013 ergänzt (BGBl I 174/2013)

¹⁰ Eine Kundenschnittstelle dient dazu, den Endkunden zeitnah, hochaufgelöste Messdaten bereitzustellen, ohne dass diese zunächst über den Netzbetreiber bzw. Messstellenbetreiber erfasst und ausgegeben werden.

Intervall für die Erfassung der eingespeisten und bezogenen Energiewerte wird von allen Regularien (aktueller Generationen) 15 Minuten gefordert. Die italienische Gesetzgebung erwähnt darüber hinaus hochaufgelöste Messungen für Mehrwertdienste, die bis zu einer Granularität von einer Sekunde (Momentanwert der Leistung) reichen können¹¹. Dies stellt allerdings keine feste Vorgabe dar. Einen deutlichen Unterschied lässt sich zur australischen Gesetzgebung¹² feststellen. Hier findet eine Anpassung der Haushaltsstrommessung und der Marktprozesse an die Dispatch-Prozesse statt, welche in 5 Minuten-Intervallen abgerechnet werden¹³.

Bei neueren Regularien, etwa in Schweden¹⁴ und Australien, sind getrennt erfasste Messungen der Blindleistung, Spannung und zum Teil der Stromstärke Standard. Bei der – eher als theoretisches Zukunftsszenario zu betrachtenden – deutschen Regulatorik für die zweite Generation der Smart Meter¹⁵ werden zudem Steuerungsfunktionen vorgegeben. Diese finden aktuell auch in der Schweizer Gesetzgebung Berücksichtigung¹⁶, wenn auch explizit als mögliche Erweiterung und nicht als Mindestanforderung.

¹¹ Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 87/2016/R/eel

¹² National Electricity Rules - Schedule 7.5 Requirements of minimum services specification

¹³ National Electricity Amendment – Five Minute Settlement Rule

¹⁴ Summary of the report from Ei about smart meters (Ei R2017:08)

¹⁵ Technische Richtlinie BSI TR-03109-1 Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems Version 1.1

¹⁶ Grundlagen der Ausgestaltung einer Einführung intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher in der Schweiz - Technische Mindestanforderungen und Einführungsmodalitäten

Tabelle 8 Vergleich nationaler Vorgaben zu technischen Mindestanforderungen an Smart Meter sowie Empfehlungen seitens der Europäischen Kommission (EC).

Land		Österreich [20], [21]	Schweiz [22]	Australien [23], [24]	Italien [25]		Schweden [26] [27]		Deutschland [28]		Empf. EC** [19]	
Generation					1	2	1	2	1	2 ⁶		
Start Rollout		2012 ¹⁷	2017	2011	2001	2017	2003	2019	2021			
Messwerte / Funktionen	Wirkleistung (P) +/-	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
	Blindleistung (Q) +/-		x	x	x	x		x		x	x	
	Spannung (U)		x ⁴	x	x	x		x		x		
	Strom (I)			x				x		x		
	Frequenz (f)			x								
	Granularität*	Tage	365 ¹			10		30				
		Stunden	24 ²					1	1			
		Minuten	15 ³	15	5 ⁵		15	15	15	15	15	
		Sekunden					1 ⁴				60 ⁴	
	Fernabschaltung		x ^{1X}	x	x	x	x		x		x	x
	Lastbegrenzer		x ^{1X}			x	x				x	x
	Kundenschnittstelle		x	x	x		x	x	x		x	x
Störungsmeldung /-logging		x	x	x		x	x	x		x	x	
Firmware-Updates		x	x			x		x	x	x	x	
Steuerungsfunktionen***			x							x		

* Granularität der übermittelten Wirkarbeit
¹ in der Opt-out Konfiguration
^{1X} bei Opt-out deaktiviert
² in der Standardkonfiguration
³ in der erweiterten Konfiguration

** Empfehlung der Europäischen Kommission
*** technische Umsetzung nicht definiert
⁴ nicht eichpflichtig
⁵ seit Oktober 2021
⁶ noch keine Verbindlichkeit der TR-03109-1 Version 1.1

¹⁷ Erste Geräte wurden bereits im Jahr 2009 von manchen Netzbetreibern, vor allem in Oberösterreich, installiert. Gesetzliche Verpflichtung zur Installation gibt es erst seit dem Inkrafttreten der IME-VO, also ab dem 24.04.2012, und ursprünglich war die Verpflichtung bis Ende 2015 einen Ausrollungsgrad von 10 % zu erreichen.

3.1.4 Kommunikationstechnische Anbindung

Eine wesentliche Charakteristik von Smart Metern ist deren Fähigkeit zur bidirektionalen Kommunikation mit einem Backend-System, um Mess- oder Logdaten zu übermitteln und Software-Updates zu erhalten. Viele Geräte sind in der Lage einfache Schaltbefehle, etwa das Ein- oder Ausschalten eines Nachtspeicherofens über Relais, umzusetzen. Aus Gesprächen mit Branchenvertretern, Netzbetreibern und Geräteherstellern geht hervor, dass die Kommunikationstechnik derzeit ein signifikanter Flaschenhals bei der Hebung von Potentialen aktueller Generationen von Smart Metern ist. Demnach ist die Gewährleistung hoher Verfügbarkeiten erforderlich, um die täglich anfallenden Daten aus denen als IME¹⁸ und IMS¹⁹ konfigurierten Smart Metern in die IT-Systeme der Netzbetreiber zu transportieren. Die Anbindung von Smart Metern in Österreich erfolgt häufig über einen Datenkonzentrator. Dieser befindet sich meist in der örtlichen Transformatorstation und empfängt die Daten der Zähler üblicherweise über die leitungsgebundene Powerline Communication (PLC). Abhängig von den örtlichen Gegebenheiten und Entfernungen der Zähler zum Datenkonzentrator kann es zu erheblichen Störeffekten bei PLC kommen, sodass eine andere Übertragungstechnologie gewählt wird. Hierfür eignen sich sogenannte Punkt-zu-Punkt-Verbindungen (P2P), die zum Teil über das Mobilfunknetz (GSM, UMTS, GPRS) realisiert werden und die Zählerdaten direkt und ohne einen zwischengeschalteten Datenkonzentrator in das IT-System der Verteilernetzbetreiber übertragen. Abbildung 3 zeigt die Häufigkeit der verwendeten Übertragungstechnologien, woraus deutlich hervorgeht, dass Powerline Communication (PLC) als Standardlösung eingesetzt wird [3]. An zweiter Stelle wird von den Netzbetreibern Radio Mesh Technology²⁰ (RMT) angeführt, wobei diese mit etwas über 100.000 in Betrieb genommenen Einheiten bereits deutlich seltener zum Einsatz kommt. Zwischen 1.000 und 40.000 Einheiten werden, in absteigender Reihenfolge, mit dem Mobilfunkstandard Global System for Mobile Communications (GSM), dem im Heimnetz gebräuchlichen Wireless Local Area Network (WLAN), dem 3G Mobilfunk Universal Mobile Telecommunications System (UMTS), dem ebenfalls im GSM-Netz eingebrachten General Packet Radio Service (GPRS) und mit Glasfaser-Lichtwellenleitern (LWL) angebunden.

¹⁸ In der IME Konfiguration (Intelligentes Messgerät in der erweiterten Konfiguration, Opt-in) werden 15-Minuten-Werte gemessen und im Gerät gespeichert. Dabei werden einmal täglich alle gespeicherten Werte an den Netzbetreiber übermittelt.

¹⁹ Die Abkürzung IMS steht für Intelligentes Messgerät in der Standardkonfiguration. Hier werden 15-Minuten-Werte gemessen, wobei nur ein Energiewert pro Tag an den Netzbetreiber übermittelt wird.

²⁰ Radio Mesh Technologie ist ein Sammelbegriff für Funkübertragung mittels vermaschter Sender / Empfänger. Zähler leiten hierbei als gegenseitig Signale weiter, z.T. werden mehrere Frequenzbänder simultan verwendet um höhere Abdeckung zu gewährleisten. Je nach baulichen Gegebenheiten werden zusätzliche Antennen und Verstärker punktuell eingesetzt.

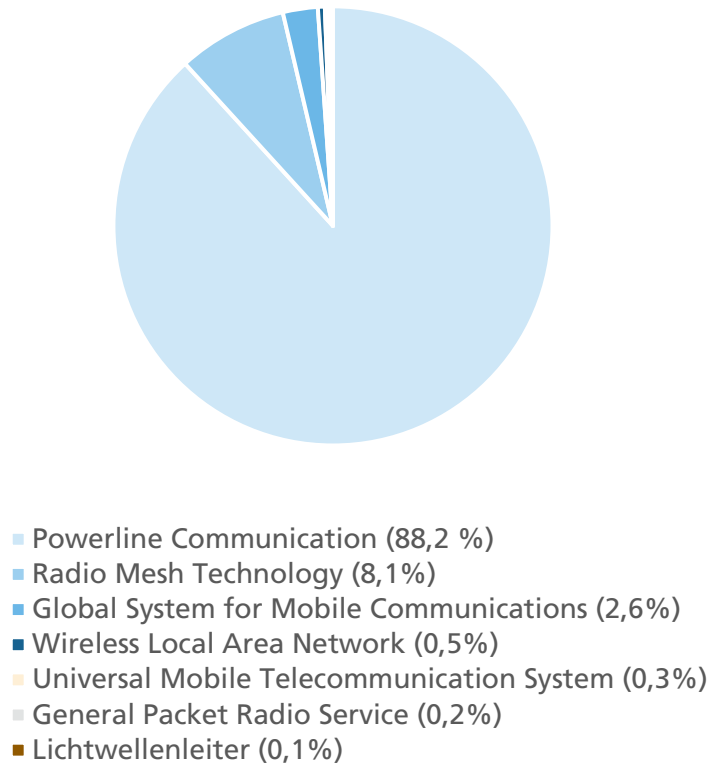


Abbildung 3 Übersicht der Häufigkeit von eingesetzten Kommunikationstechnologien zwischen Zählern und Datenkonzentratoren.

Für einen Zählpunkt kann von etwa 250 Byte pro übertragenem Messwert ausgegangen werden. In diesem Datenpunkt sind in der Regel folgende Informationen enthalten: die Zählpunktbezeichnung, der Zeitstempel, der Zählerstand sowie anderer Messwert- oder Zusatzinformationen wie ein geloggtetes Ereignis und eine Signatur. Hinzu kommen Overhead-Daten aus den Applikations- oder Transportschichten der verwendeten Datenprotokolle. Bei einer Erfassung von viertelstündlichen Leistungsdurchschnitten ergäbe dies etwa ein Kilobyte pro Stunde und 288 Kilobyte pro Monat [29], [30]. Bei tausend Zählpunkten wären dies etwa 24 Megabyte pro Tag, die an einem Datenkonzentrator ankommen und weitergeleitet werden müssen. Hinzu kommen Status-/ Datenabfragen im Bedarfsfall und Software-Updates, die eine bidirektionale Verbindung benötigen und mitunter die Übertragung größerer Datenmengen in einem überschaubaren zeitlichen Rahmen erfordern.

Die folgende Tabelle 9 zeigt eine Übersicht von Kommunikationstechnologien mit deren grundlegenden Eigenschaften wie Datenrate, Reichweite und Latenz sowie Einschätzungen zur Eignung bei unterschiedlichen Szenarien wie der Eindringung in Bauten oder der Schwarzfallfestigkeit²¹. Es wird ersichtlich, dass die als derzeitiger Standard eingesetzte PLC-Technologie

²¹ Schwarzfallfest bedeutet, dass die Funktion auch im Falle eines Stromausfalls gegeben ist.

einige Stärken aufweist, insbesondere die gute, für leitergebundene Übertragungstechnologien inhärente, Durchdringung von Bausubstanz. Die moderate Datenrate dürfte für die meisten Anwendungsfälle ausreichend sein. Einer der größten Vorteile liegt in den Anschaffungskosten, da die PLC Übertragung auf den bereits vorhandenen Kabeln des Verteilernetzbetreibers erfolgen kann.

Allerdings gehen aus Tabelle 9 mögliche Störungen der PLC-Übertragung auf Grund von Kabelbeschaffenheit, verbauten Muffen, oder EMV²² Störquellen nicht hervor [31]. In diesem Hinblick können Punkt-zu-Punkt (P2P) Funktechnologien, realisiert etwa durch Mobilfunkmodule, einige Vorteile hinsichtlich der Zuverlässigkeit bieten. Dies ist ein Aspekt, der aus Gesprächen mit Geräteherstellern hervorging. In einer Untersuchung der Datenübertragung von circa 36.200 P2P-angebundenen Zählern und 14.400 per PLC angebundenen Zählern, wurden die Erreichbarkeiten unter Verwendung der jeweiligen Technologie verglichen. In einem Zeitraum von etwa vier Wochen waren an allen Tagen zwischen 81 % und 86 % der P2P-Zähler erreichbar. Für die PLC-Zähler lagen die Werte im gleichen Zeitraum zwischen 73 % und 75 % [32].

²² Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) bezeichnet die Fähigkeit eines technischen Gerätes, andere Geräte nicht durch ungewollte elektrische oder elektromagnetische Effekte zu stören oder durch andere Geräte gestört zu werden.

Tabelle 9 Vergleich möglicher Übertragungstechnologien [33], [34]

Technologie	Max. Datenrate pro Gerät		Aufwand Deep-Indoor-Abdeckung	Reichweite	Übertragungsverzögerung	Aufwand für Schwarzfallfestigkeit	Langer Lebenszyklus	Kosten für Aufbau und Betrieb
	Downlink	Uplink						
<i>lizensiert</i>	[Mbit/s]	[Mbit/s]		[km]	[ms]			
Enhanced Data Rates for GSM Evolution (EGDE)	0,384	0,384	Moderat	1,9	208	Sehr hoch	5-10 Jahre	Kosteneffizient
Universal Mobile Telecommunications System (UMTS)	14,4	5,76	Hoch / nicht realisierbar	1,55	85	Sehr hoch	Langfristigkeit unsicher	Kosteneffizient
Long Term Evolution (LTE)	300	100	Moderat	2,9	37	Sehr hoch	15+ Jahre	Kosteneffizient
eMTC (LTE)	0,3	0,375	Gering	7,4	200 / 600	Sehr hoch	Langfristigkeit unsicher	Kosteneffizient
Narrowband-IoT (NB-IoT)	0,023	0,063	Gering	12,8	1100 / 8300	Sehr hoch	15+ Jahre	Kosteneffizient
CDMA 450	3	1,5	Gering	6,7	500	Hoch	Langfristigkeit unsicher	Eingeschränkt kosteneffizient
Satellitenkommunikation	0,5	0,5	Hoch / nicht realisierbar	36	1000	Gering	10-15 Jahre	Sehr kostenintensiv
<i>nicht lizenziert</i>								
WLAN (Wireless Local Area Networks, IEEE 802.11n)	150-600	150-600	Kaum realisierbar	0,1	20	Sehr hoch	15+ Jahre	Kosteneffizient
WLAN-IoT (IEEE 802.11ah)	1,3	1,3	Erhöht	1	60	Hoch	Langfristigkeit unsicher	Kosteneffizient
LoRaWAN	0,05	0,05	Gering	11	1000	Mittel	10-15 Jahre	Kosteneffizient
SigFox	0,001	0,001	Gering	10	bis zu 6000	Mittel	5-10 Jahre	Sehr kosteneffizient
<i>Leitergebunden</i>								
Narrowband PLC (NB-PLC)	0,08	0,08	Gering	8	450	Hoch	Langfristigkeit unsicher	Eingeschränkt kosteneffizient
Broadband PLC (BB-PLC)	200	200	Gering	1,5	50	Sehr hoch	10-15 Jahre	Eingeschränkt kosteneffizient
Digital Subscriber Line (xDSL)	100	100	Gering	1	10	Sehr hoch	10-15 Jahre	Eingeschränkt kosteneffizient
Koaxial-Kabel	10.000	1.000	Gering	60	20	Sehr hoch	15+ Jahre	Eingeschränkt kosteneffizient
Fiber-To-The-Home (FTTH)	10.000	2.500	Gering	100	2	Sehr hoch	15+ Jahre	Kostenintensiv

3.2 Anwendungsfälle einer intelligenten Messinfrastruktur

Im Zuge der Dekarbonisierung des Energiesektors werden vermehrt dezentrale Erzeugungsanlagen und neuartige Verbraucher, z. B. Wärmepumpen, in die unteren Netzebenen integriert. Durch die volatile Erzeugung und neuartigen Lastspitzen besteht ein erhöhter Bedarf der Netzzustandsschätzung und der aktiven Netzbetriebsführung sowie gegebenenfalls ein Netzausbaubedarf. Für die Netzzustandsschätzung und die aktive Netzbetriebsführung stehen aktuell die Daten entweder nicht zur Verfügung oder können nicht uneingeschränkt genutzt werden. Daher wird vermehrt auf Netzaus- bzw. -umbau zurückgegriffen, was sich in höheren Netzentgelten widerspiegelt. Ein verringerter Netzausbaubedarf und die damit im Zusammenhang stehenden Kosten kommen somit sowohl dem Netzbetreiber als auch den Endkunden zugute.

Smart Meter bilden somit die technische Basis für eine Vielzahl von Anwendungsfällen in den Bereichen Netzbetrieb, Strommarkt, Energieeffizienz und „Smart Home“ mit unterschiedlichen Vorteilen für die Stakeholdergruppen „Dienstleister / Lieferanten“, „Netzbetreiber“ und „Endkunden“.

Im Folgenden werden die Anwendungsfälle für diese unterschiedlichen Stakeholdergruppen näher erläutert. Dabei wird näher auf die jeweiligen Vorteile und aktuellen Hürden eingegangen.

3.2.1 Netzbetreiber

Für Netzbetreiber bieten Smart Meter aktuell den Vorteil der Automatisierung von Datenverwaltung bzw. Management von z.B. Verbrauchs- und Einspeisemengen. Durch die Kommunikationsfähigkeit der Geräte entfallen manuelle Zählerablesungen, und auch mögliche Ablesefehler durch das Personal. Dadurch werden die Ableseprozesse wesentlich vereinfacht und es können Kosten gespart werden.

Zusätzlich stellen Smart Meter eine Grundlage zur Effizienzsteigerung bzgl. der Netzplanung und des -monitorings dar. Durch die erhobenen Daten bzgl. Verbrauch und Erzeugung können, unter anderem durch State Estimation Verfahren, Auslastungen der Betriebsmittel bestimmt werden. Somit ermöglicht die verbesserte Datenlage ein konsistentes Monitoring der Netzauslastung was als Basis für Planung, Ausbau und Betrieb, z.B. Energiemanagement in Smart Grids oder Steuerungsmöglichkeiten von kleinen Anlagen, dient. Außerdem kann, basierend auf den erhobenen Daten und Wetterprognosen, die zukünftige Last- und Einspeisesituation abgeschätzt werden, sodass eine bestmögliche Ausnutzung der Netze und eine optimierte Netzplanung ermöglicht werden. Dadurch können erhebliche Kosten gespart werden, was sich in reduzierten Netzentgelten widerspiegelt

In Experteninterviews hat sich allerdings gezeigt, dass die heutzutage eingesetzten Netzplanungsverfahren in den meisten Fällen auf den Jahresverbräuchen der Endkunden und veralteten Standardlastprofilen basieren. Auch hier liegen die Gründe in der mangelnden Verfügbarkeit besserer Daten bei den Netzbetreibern oder der fehlenden Eindeutigkeit der rechtlichen Lage hinsichtlich der Datennutzung. Während historische Werte für die Netzplanung sinnvoll eingesetzt werden können und auch anlassbezogenes Auslesen für Planungszwecke ausreichend, sind für den Netzbetrieb Echtzeitwerte²³ relevant. Zusätzlich wird bei der Netzplanung von hohen Gleichzeitigkeitsfaktoren der neuartigen Verbraucher, z. B. privater Laststationen, ausgegangen und Lastmanagementverfahren nicht berücksichtigt. Somit werden Netze mit den aktuellen Verfahren jederzeit für das Worst Case Szenario von starken, gleichzeitig auftretenden Lasten ausgelegt, welche in der Form im normalen Netzbetrieb nicht auftreten. Dadurch werden Netze zum Teil deutlich stärker als nötig ausgebaut mit entsprechend hoch ausfallenden Netzausbaukosten.

Nach Aussagen der Netzbetreiber-Branche werden die von Smart Metern erhobenen Daten derzeit nur in Ausnahmefällen für Planungszwecke verwendet. Dies liegt unter anderem an der unklaren rechtlichen Lage durch den Paragraphen § 84a EIWOG 2010, welches ein Hindernis zur Verwendung der Daten zur Netzplanung birgt. Allerdings sind die gesetzlichen Anforderungen gemäß § 45 EIWOG 2010 und die Einhaltung der vereinbarten Spannungsqualität gemäß EN50160 durch den Verteilernetzbetreiber gemäß § 8 END-VO 2012 verpflichtend zu gewährleisten, wozu ausreichende Daten für den Netzbetrieb und die Netzplanung notwendig sind. Daher besteht aus Sicht der Branche ein eindeutiger Wunsch zur Verwendung der Daten für Netzplanungszwecke und somit zur Überarbeitung des Paragraphen § 84a EIWOG 2010. [35]

Mit Blick auf die Nachbarländer zeigt sich, dass z. B. in der Schweiz nach Artikel 8d der Stromversorgungsverordnung (StromVV) vom 14. März 2008²⁴ die von Smart Metern erhobenen Daten uneingeschränkt für den Netzbetrieb und die Netzplanung verwendet werden dürfen.

Grundsätzlich kann durch die von Smart Metern erhobenen Daten sowohl die Transparenz der unteren Netzebenen als auch Netzplanung und Netzbetrieb stetig verbessert werden. Dabei kann basierend auf der direkten Übertragung von Lastgängen der Netzzustand durch statische Verfahren in nahezu Echtzeit geschätzt werden. Somit können z. B. mögliche Engpässe identifiziert und behoben werden, Netzverluste können identifiziert werden und die Auslastung eigener Assets kann optimiert werden, wodurch dezentrale Erzeugungsanlagen effizienter in das System integriert werden können. Dies bietet den Verteilernetzbetreibern den Vorteil von hohen Kosteneinsparungen, welche wiederum den Kunden zugutekommen.

²³ Dabei werden mindestens Energiewerte in viertelstündlicher Granularität benötigt.

²⁴ Stand 01. Juni 2021

Zusätzlich bieten Smart Meter den Anwendungsfall des verursachergerechten Lastabwurfs, der aktuell wegen fehlenden regulatorischen Regeln nicht zur Anwendung kommt. Diese Funktionalität hätte den Vorteil, dass die Kunden eigenständig einen Schwellwert bezogen auf den Leistungsabruf festlegen können. Somit beabsichtigen sie diesen Schwellwert nicht zu überschreiten, was mit Kostenvorteilen für den Kunden verbunden werden könnte. Andererseits könnte regulatorisch eine Grenze festgelegt werden, um für das Netz kritische Verhalten einzuschränken.

3.2.2 Endkunden

Für Endkunden bieten Smart Meter vielseitige Anwendungsfälle und Vorteile welche im Folgenden näher erläutert werden.

Durch die bessere Datenlage wird den Endkunden eine bessere Informationslage bzgl. des eigenen Verbrauchs geboten. Aktuell können Endkunden nur ihren Jahresenergieverbrauch beobachten, während durch den Einsatz von Smart Metern der Lastverlauf granularer aufgelöst werden kann. Dadurch können Endkunden ein besseres Verständnis bzgl. ihres eigenem Verhalten entwickeln. Durch den Wegfall der manuellen Zählerablesung durch die automatische Fernauslesung entfallen mögliche Fehlerauslesungen und deren Folgen (Rückfragen, Korrektur, fehlerhafte Abrechnungen). Durch regelmäßige Fernauslesungen können kürzere Rechnungsintervalle etabliert werden, wobei in jedem Intervall nur die verbrauchte Energie abgerechnet wird. Dadurch existiert ein geringes Risiko von hohen Nachzahlungen. Zusätzlich können, durch die Kostenersparnisse der Netzbetreiber, welche in Kapitel 3.2.1 erläutert wurden, den Endkunden geringere Netzentgelte in Rechnung gestellt werden, wodurch Kostenersparnisse entstehen.

Zukünftig bieten Smart Meter den Endkunden den Vorteil neuartigen Stromprodukten mit zeitlich variablen Preisen. Dabei entstehen Kostenersparnisse, wenn Kunden ein gewisses Maß an Flexibilität aufbringen können. Ein weiterer Vorteil welchen Smart Meter mit sich bringen ist die Umsetzung von Lastmanagement. Dabei können andere Akteure, z.B. der entsprechende Verteilernetzbetreiber, zentral die Kundenanlagen steuern und zu dynamischen Blockzeiten abregeln. Dadurch kann den Endkunden ein reduziertes Netzentgelt angeboten werden. Das netzdienliche Handeln der Endkunden ist dabei auch ein direkter Vorteil für die Netzbetreiber. Zur Umsetzung dieses Vorteils muss rechtlich geklärt werden, wer die Erlaubnis zur Abschaltung oder Steuerung von Kundenanlagen hat und in welchen Fällen eine Steuerung stattfinden darf. Zusätzlich müssen Smart Meter mit der entsprechenden Steuerfunktion ausgestattet sein.

3.2.3 Lieferanten/ Dienstleister

Für Lieferanten finden Smart Meter direkte Anwendung in verbesserten Prognosen und Anwendung bei den dynamischen und innovativen Preismodellen und ihrer Abrechnung sowie bei aktiven Endkunden und jenen, die an einer organisatorischen Marktrolle teilnehmen. Dabei kann durch die verbesserte Prognose von Verbrauch und Erzeugung, von Netzbenutzern mit Smart Metern und Energiegemeinschaften, die Beschaffung der Ausgleichsenergie optimiert und dynamische Energiepreismodelle ins Angebot aufgenommen werden. Im Folgenden werden diese Anwendungen näher erläutert.

Bisher orientieren die sich auf dem Markt für Endkunden angebotenen Preismodelle und Produkte in ihrer Auslegung an den Durchschnittskosten der Stromerzeugung. Die verwendeten Preismodelle bieten für den Endkunden keine Anreize, seine Nachfrage zu verlagern und somit netzdienlich zu handeln. Durch die granulare Messung von Lastgängen bieten Smart Meter jedoch viele neue Ansätze für die Abrechnung der genutzten Energie, welche Endkunden durch monetäre Anreize zum netzdienlichen Handeln in Form der Lastverschiebung bewegen. Grundsätzlich muss für alle Formen der Abrechnung der Lastgang des Endkunden mit einer Granularität von mindestens 15 Minuten erfasst und übertragen werden. Da die Abrechnung in den meisten Fällen erst zu Ende des Monats erfolgt, muss in der Regel keine Echtzeit-Datenübertragung für Abrechnungszwecke erfolgen.

Ein beliebter Ansatz sind dabei Modelle mit einer zeitabhängigen Abrechnungsstruktur. Dabei hängt der Preis, der für jede abgenommene Stromeinheit berechnet wird, von einem gewählten Zeitraum ab. Der Zeitraum kann entweder saisonal gestaltet werden oder sich an Wochentagen oder Tageszeiten orientieren, wodurch die angebotenen Produkte sich in ihrer Komplexität unterscheiden. Zusätzlich kann bei der Gestaltung des Preises zwischen statisch und dynamisch unterschieden werden.

Bei sogenannten **Time-of-Use (TOU) Preismodellen** orientiert sich der Strompreis an der zeitlichen Struktur der Nachfrage. Somit werden auf Basis historischer Lastkurven von Angebot und Nachfrage zeitlich variierende Preise ermittelt. Da diese zeitvariablen Preise langfristig im Voraus festgelegt werden, wird dieses Modell auch als statisch bezeichnet. Durch die langfristige Planung werden somit keine kurzzeitigen Schwankungen durch die volatile Erzeugung und Nachfrage in der Preisgestaltung abgebildet. Bei der einfachsten Form eines TOU-Preismodells existieren zwei Preisperioden, beispielsweise Tag- und Nachttarif, welches in Deutschland bereits oft in Kombination mit Nachtspeicherheizungen und in Österreich unter anderem bei Wärmepumpen angeboten wird. [36]

In Österreich wird diese Form der Preisgestaltung bereits für Gewerbekunden ab 100.000 kWh pro Jahr von der Next Kraftwerke AT GmbH angeboten. In einer der angebotenen Preisgestal-

tungsformen wird der Tag in 6, 12 oder 24 Zeitzonen (abhängig vom Kundenwunsch) eingeteilt, wobei die Zeitzonenpreise bei Vertragsabschluss mit dem Kunden abgestimmt werden [37].

In Italien ist das TOU-Preismodell mit einer Einteilung in zwei Preiszonen seit Juli 2010 bereits Standard für Privatkunden. Dabei hat sich gezeigt, dass die Endkunden ihren Energieverbrauch verlagern, um sich an die zeitabhängigen Stromkosten anzupassen [38]. In der Schweiz und Australien werden TOU-Preismodelle (sowohl statisch als auch dynamisch) mit festen Hoch- und Niederphasen, teilweise auch wochentags und/oder jahreszeitlich differenziert, bereits flächendeckend für Haushalte, Gewerbe, Dienstleistung und Industrie angeboten [39] [40].

Eine weitere Form der Preisgestaltung ist die **Preisgestaltung und Orientierung am Spotmarktpreis**. Dabei werden die Preise entsprechend festgelegter Zeitintervalle den Marktgegebenheiten angepasst. In dieser Form der Preisgestaltung können die Preise entweder am Vortag basierend auf Day-Ahead-Prognosen oder tagesaktuell basierend auf dem Spotmarktpreis gestaltet werden. Da somit dynamisch auf volatile Erzeugung und Nachfrage eingegangen wird, zählt diese Gestaltungsform zu den dynamischen Preismodellen. Die Grundidee dieser Gestaltungsform folgt dem Beispiel aus anderen Branchen, beispielsweise der Öl- oder Lebensmittelindustrie. [36]

Diese Form der Preisgestaltung wird in Österreich z. B. von dem Stromlieferant aWATTar GmbH angeboten. Dabei ändern sich die Strompreise stündlich basierend auf dem Verlauf des Spotmarktpreises [41]. Zusätzlich wird diese Form der Preisgestaltung unter anderem auch von der Next Kraftwerke AT GmbH für Gewerbekunden angeboten [37].

Studien aus unterschiedlichen Ländern haben gezeigt, dass die Spannweite der erwarteten Akzeptanz von TOU-Preismodellen mit 1 % bis 43 % sehr groß ist. Eine große Abhängigkeit besteht von den Bemühungen, die Endkunden für dieses Preismodell zu gewinnen. Da Endkunden nur selten die Stromlieferanten wechseln, muss zunächst die Trägheit der Endkunden überwunden werden. Daher besteht ein hohes Risiko, dass ein Großteil der Endkunden nicht in die neuen Produkte wechseln wird. Zusätzlich hat sich gezeigt, dass dynamische Modelle mit Echtzeitpreisen weniger beliebt sind als statische TOU-Preismodelle. [42]

3.2.4 Energiegemeinschaften

Ein neues Geschäftsmodell für Dienstleister liegt in dem Betrieb einer Energiegemeinschaft. Innerhalb der Energiegemeinschaft folgt die Aufteilung des Strombezugs entweder einem statischen Ansatz mit fix zugewiesenen Anteilen oder einem dynamischen Modell, welches sich an Angebot und Nachfrage orientiert.

In Experteninterviews haben sich Energiegemeinschaften als direkter Anwendungsfall von Smart Meter Technik herausgestellt. Innerhalb einer Energiegemeinschaft können sich unterschiedliche Akteure für einen Energieaustausch zusammenschließen. Dadurch wird die Energie innerhalb der Gemeinschaft gemeinsam verbraucht, gespeichert und/oder verkauft. Dadurch wird den Teilnehmern einer Energiegemeinschaft eine proaktive Teilnahme an der Energiewende ermöglicht, dezentrale Erzeugungssysteme können effizienter in das System integriert werden und es ergeben sich monetäre Vorteile durch den Handel innerhalb der Gemeinschaft.

Voraussetzung zur Teilnahme an einer Energiegemeinschaft ist ein intelligentes Messgerät und die Zustimmung zur Übertragung von mindestens Viertelstundenleistungswerten (Opt-in). Die Granularität hängt dabei von der Ausgestaltung der Energiegemeinschaft ab. In Experteninterviews mit relevanten Stakeholdern haben sich dabei zwei unterschiedliche Ausgestaltungsmöglichkeiten herausgestellt. Einerseits werden die übertragenen Viertelstunden-Energiewerte zu Abrechnungszwecken verwendet. In dieser Ausgestaltungsform der Energiegemeinschaft erfolgt aufgrund der zeitlich verzögerten Datenübertragung die Abrechnung nachträglich. Anwendungsfälle wie Peer-to-peer-Trading oder Lastmanagement sind dadurch nicht umsetzbar. In der Praxis hat sich gezeigt, dass aufgrund der recht langfristig gestalteten Installationszeit und Inbetriebnahme der intelligenten Messsysteme von insgesamt 6 Monaten der Beitritt einer Energiegemeinschaft für einen Großteil der Netzbenutzer eine große Hürde birgt. Aus diesem Grund und durch die Bereitstellung der Messdaten am Folgetag über die EDA-Plattform²⁵ hat sich eine zusätzliche Ausgestaltungsform von Energiegemeinschaften gebildet. Um eine möglichst zeitnahe Datenübertragung zu ermöglichen und die Granularität der Messwerte zu erhöhen, haben bestimmte Energiegemeinschaften ihre eigenen kommunikative Messsysteme entwickelt und bei den Teilnehmern installiert. Dabei werden Spannung- und Leistungsmesswerte im sekundlichen Takt erfasst und dementsprechend abgerechnet. Zusätzlich ist durch die direkte Datenübertragung und feine Granularität Lastmanagement durchführbar. Langfristig kann, bei entsprechender Anpassung der Granularität und der Datenübertragung, innerhalb aller Energiegemeinschaften ein optimierter Energieaustausch stattfinden. Zusätzlich können durch entsprechende Steuerfunktionen Anlagen für aggregierte Systemdienstleistungen eingesetzt werden.

Eine Übersicht der Anwendungsfälle mit den benötigten Messwerten, der rechtlichen Grundlage und der jeweiligen Umsetzbarkeit ist in Tabelle 10 zu finden.

²⁵ Die EDA-Plattform ist eine Plattform, welche den Datenaustausch und die Abwicklung von Prozessen zwischen Energiedienstleistern und Energiegemeinschaften ermöglicht.

Tabelle 10 Übersicht Anwendungsfälle und Anforderungen an die Messwerte (Messwerte P: Wirkleistung; Q: Blindleistung; U: Spannung; THD: Total Harmonic Distortion / harm. Oberschwingungen, t: Zeitintervall)

Anwendungsfall	Messwert				Rechtliche Grundlage / Anpassung	Umsetzbarkeit	Datenverfügbarkeit
	P	Q	U / THD	t			
Time of Use Produkte	X			15 min	-	Kurz-/ mittelfristig	Ex-Post
Verursachergerechter Lastabwurf	X			Momentanwert	Rechtliche Grundlage muss angepasst werden	Kurz-/ mittelfristig	(Echtzeit)
Netzplanung	X	X	X	≤ 15 min	Klarstellung Datennutzung durch Netzbetreiber (EIWOG 2010)	kurz-/ mittelfristig	Ex-Post
Netzbetrieb /-zustands-schätzung	X	X	X	≤ 15 min	Klarstellung Datennutzung durch Netzbetreiber (EIWOG 2010)	mittel-/ langfristig	Echtzeit
Energiegemeinschaften (Abrechnung)	X			≤ 15 min		Kurz-/ mittelfristig	Ex-Post
Energiegemeinschaften (optimierter Energieaustausch)	X			≤ 1 min		Langfristig	Echtzeit
Netztopologie / Bestimmung Schaltzustände ²⁶			X	10 min	Anpassung zur Nutzung von Spannungswerten (Anp. EIWOG 2010)	langfristig	Echtzeit

3.2.5 Anwendungsfälle im internationalen Kontext

In Experteninterviews haben sich neben den in bereits aufgeführten Anwendungsfällen noch die Anwendung von Smart Meter Daten zur Identifikation von Stromdiebstahl und nicht technischen Verlusten, welche in Italien einer der Hauptgründe des ersten Smart Meter Rollouts waren, herausgestellt.

²⁶ Eine detaillierte Beschreibung des Anwendungsfalls kann in Kapitel 4.3.1 gefunden werden.

Durch die Digitalisierung der Verteilernetze können der Diebstahl von Strom und nicht technische Verluste, welche präzise Probleme in Indien, Südostasien und Südamerika sind, bei hoher Durchdringung von Messtechnik mittels Datenanalyse aufgedeckt und genauer als bisher lokalisiert werden.

Dabei werden Kontrollmessungen an weiteren Knoten des Netzes mit den Messwerten an Kundenanlagen verglichen, um mögliche Unterschiede zu detektieren und zu lokalisieren. [43] [44]

3.3 Analyse der Netznutzung

Die später in Kapitel 4.1 auszuarbeitende Argumentation hinsichtlich der Einführung einer IME-Pflicht erfordert als Basis unter anderem die Analyse der aktuellen und zukünftigen Netznutzer. In den folgenden Unterkapiteln wird daher näher auf die aktuelle Netznutzung, die zunehmende Elektrifizierung und zukünftig mögliche Lastprofile eingegangen.

3.3.1 Netznutzung exemplarischer Haushalte

Durch unterschiedliche Lebensgewohnheiten (Anzahl der im Haushalt lebenden Personen, Tagesrhythmus, etc.) sowie Haushaltsausstattungen (Haushaltsgeräte, neuartige Verbraucher, Überschusseinspeisung (PV-Anlagen, kleinen Windkraftwerken) etc.) ergeben sich für alle Endkunden unterschiedliche Lastprofile mit anderen Lastspitzen und Jahresverbräuchen. Um trotz der unterschiedlichen Lebensgewohnheiten eine Grundlage für Planungs- und Prognosezwecke zu haben, wurden 1999 im Auftrag des BDEW (damaliger VDEW) sogenannte Standardlastprofile für Gewerbe-, Haushalts- und Landwirtschaftskunden entwickelt [45]. Das Standardlastprofil H0 bildet eine große Anzahl an gemittelten Haushalten ab und spiegelt somit nicht Lastspitzen einzelner Endkunden wieder. Daher eignet sich ihre Verwendung nicht für den Netzbetrieb und Planung.

Die österreichische Tarifstruktur der Netzentgelte ist maßgeblich durch den Leistungspreis gekennzeichnet, welcher entweder am Jahresdurchschnitt monatlicher Leistungsspitzen (Verrechnungsleistung) oder an vereinbarten Ersatzwerten (bspw. Abgeleitet aus der Auslösestromstärke der Hausanschlussicherung), orientiert ist. Daher gilt es die Verteilung des Jahresdurchschnittes monatlicher Leistungsspitzen zu untersuchen. Abbildung 4 zeigt die Verteilungen des Jahresdurchschnittes monatlicher Leistungsspitzen²⁷ und des höchsten gemessenen viertelstündlichen Leistungswertes, auch Jahresmaximum genannt, von 2700 Kunden der Netzebene 7 zwischen August 2016 und Juli 2019. Dabei lässt sich in beiden Verteilungen

²⁷ Um den Jahresdurchschnitt monatlicher Leistungsspitzen zu ermitteln, wird für jeden Monat der maximale viertelstündliche Leistungswert ermittelt und der Mittelwert aller 12 Werte berechnet.

eine breite Streuung erkennen. Weiters ist zu erkennen, dass 25 % der Kunden einen Jahresdurchschnitt monatlicher Leistungsspitzen von unter 3 kW aufweisen und 75 % der Kunden unter 4,9 kW. Der Median, welcher durch die horizontale grün-gefärbte Linie markiert wird, liegt bei 3,9 kW. Für das Jahresmaximum ergeben sich analog die Werte zu 4,1 kW (25 %), 6,3 kW (75 %) und 5 kW (Median).

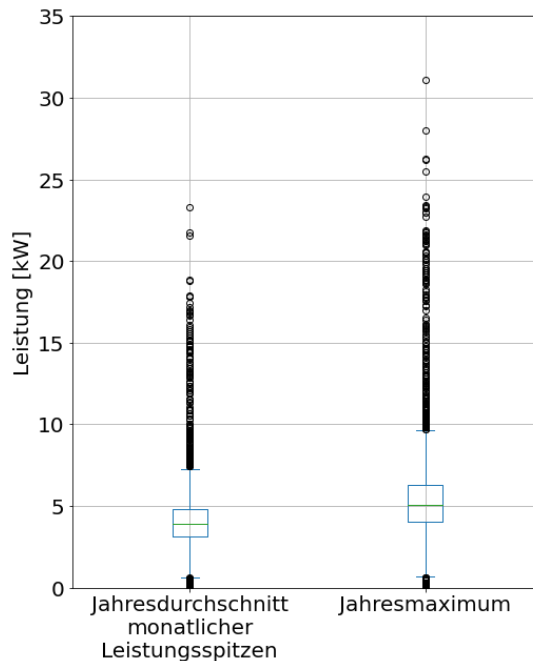


Abbildung 4 Boxplot zu dem Jahresdurchschnitt monatlicher Leistungsspitzen und dem Jahresmaximum (gemessene Daten von 2700 exemplarischen Haushalten auf NE7)

Abbildung 5 zeigt den Jahresdurchschnitt monatlicher Leistungsspitzen aufgetragen gegen den Jahresenergieverbrauch der Stichprobengruppe. Dabei zeigt sich ein wurzelförmiger Zusammenhang, bei dem der Jahresdurchschnitt monatlicher Leistungsspitzen nur leicht mit dem Jahresenergieverbrauch steigt. Angesichts der breiten Streuung ist festzuhalten, dass es nur sehr bedingt möglich ist, vom Jahresenergieverbrauch auf den Jahresdurchschnitt monatlicher Leistungsspitzen zu schließen. Beispielsweise reicht die Bandbreite der Jahresdurchschnittswerte monatlicher Lastspitzen der exemplarischen Haushalte mit einem Jahresenergieverbrauch von rund 3.000 kWh von unter 1 kW bis etwas 12 kW.

Nachfolgend werden daher die Aspekte der zunehmenden Elektrifizierung aktueller und zukünftiger Netzbenutzer beleuchtet und eine Abschätzung der zukünftig zu erwartenden Leistungsspitzen gegeben.

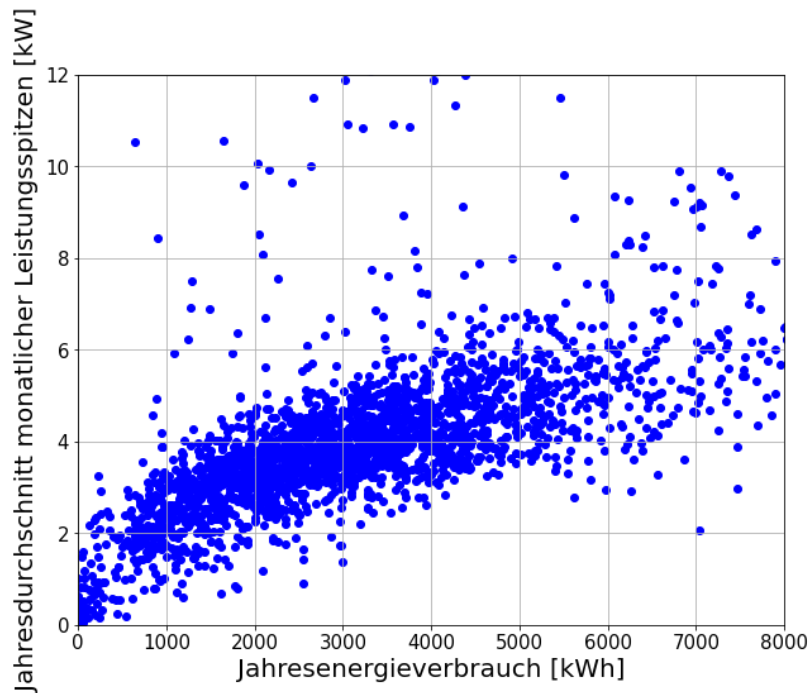


Abbildung 5 Jahresdurchschnitt monatlicher Leistungsspitzen in Abhängigkeit des Jahresenergieverbrauchs (gemessene Daten von 2700 exemplarischen Haushalten auf NE7)

3.3.2 Netznutzung durch Haushalte mit PV-Anlagen und neuartigen Verbrauchern

Im Zuge der Dekarbonisierung des Energie- und Mobilitätssektors werden stetig neuartige Erzeuger und Verbraucher, wie z. B. private Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen), Heimspeicher, Wärmepumpen, private Ladestationen für Elektrofahrzeuge und Klimaanlage, in die unteren Netzebenen integriert. Durch diese neuartigen Anlagen und Verbraucher ist mit hohen Leistungsspitzen als auch Dauerlasten, sowohl auf Seiten der Verbraucherlast als auch der Einspeisung, zu rechnen. Dabei muss beachtet werden, dass diese Leistungsspitzen im Vergleich zu den Lastzyklen klassischer Haushaltsverbraucher mitunter deutlich länger auftreten, so z.B. bei Ladevorgängen von Elektroautos als auch bei den Lastzyklen von Wärmepumpen an kalten Wintertagen. Die aktuelle Verbreitung dieser Anlagentypen im Referenzjahr 2020 ist in Tabelle 11 aufgelistet. Um die Auswirkungen der neuartigen Kundenanlagen auf die heute und zukünftig zu erwartenden Leistungsspitzen näher zu untersuchen, wurden mit Lastprofilgeneratoren des IAEW Lastprofile erstellt. Dafür wurden probabilistische Lastprofile von 15 unterschiedlichen Haushaltsgeräten mit einer Bottom-Up-Modellierung erzeugt und anschließend auf unterschiedlichen Ebenen aggregiert. Die resultierenden Lastprofile wurden plausibilisiert und für eine große Anzahl an Haushalten mit den VDE Standardlastprofilen verglichen. Dabei zeigt sich eine hohe Übereinstimmung mit den Standardlastprofilen, wobei Lastspitzen durch Unsicherheiten in der zeitlichen Verwendung und die Vielfalt der unterschiedlichen Leistungen

von Haushaltsgeräten von der Realität abweichen können. Um die witterungsabhängigen Kundenanlagen (PV-Anlagen, Klimaanlage) zu simulieren, wurde ein Temperatur- und Sonneneinstrahlungsverlauf der Testreferenzregion 15 (Südbayern) aus dem Jahr 2015 verwendet.

Tabelle 11 Durchdringung relevanter neuartiger Kundenanlagen in Österreich im Jahr 2020 [2] [1] [46]

Anlagentyp	Verbreitung (proz. Anteil der Haushalte)
Photovoltaik-Anlage (PV-Anlage) ²⁸	2%
Heimspeicher ²⁹	0,45%
Wärmepumpe ²⁹	8,7%
Private Ladestation / Elektroautos ²⁹	0,9%
Klimaanlage ³⁰	1,1%

Basierend auf den unterschiedlichen Anlagentypen und deren Durchdringungsraten in Tabelle 11 ergeben sich viele unterschiedliche Kombinationsmöglichkeiten.

Im Folgenden wird zunächst die Netznutzung klassischer Haushaltslasten sowie der einzelnen neuartigen Technologien zusammen mit klassischen Haushaltslasten untersucht. Anschließend wird die Netznutzung bei Kombination mehrerer Anlagentypen basierend auf den Durchdringungsraten aller Technologien in Österreich betrachtet. Die im Folgenden diskutierten Fallbezeichnungen sind:

- Netznutzung durch klassische Haushaltslasten
- Netznutzung durch Haushalte mit PV-Anlagen
- Netznutzung durch Kombination von PV-Anlagen und Heimspeichern
- Netznutzung durch Haushalte mit Wärmepumpen
- Netznutzung durch Haushalte mit Elektromobilität
- Netznutzung durch Haushalte mit Klimaanlage
- Haushaltsausstattung im Jahr 2020

Bei der Ergänzung der Haushalte um neuartige Verbraucher und PV-Anlagen, wurden die Kennzahlen der unterschiedlichen Technologien zufällig den Haushalten und somit auch den Haushaltsgrößen zugeordnet. Somit kann einem 1-Personen Haushalt eine Wärmepumpe mit

²⁸ Die Durchdringungsrate der PV-Anlagen wurde anhand des Quotienten aus der Gesamtanzahl der PV-Anlagen und der Gesamtanzahl der Haushalte in Österreich abgeschätzt [1].

²⁹ Die Durchdringungsraten der Heimspeicher, Wärmepumpen und der privaten Ladestationen ergeben sich aus den Zahlen der Studie „Flexibilitätsangebot und -Nachfrage im Elektrizitätssystem Österreichs 2020/2030“ entweder direkt oder durch Quotientenbildung mit der Gesamtanzahl der Haushalte in Österreich [2].

³⁰ Die Durchdringungsrate der Klimaanlage anhand des Quotienten aus der Gesamtanzahl der Klimaanlage und der Gesamtanzahl der Haushalte in Österreich abgeschätzt [46].

höheren Wärmebedarf als einem 4-Personen Haushalt zugeordnet werden. Dieses Vorgehen wird einerseits durch die mangelnde Datenlage bzgl. des Zusammenhangs zwischen Haushaltsgröße und den Kennzahlen unterschiedlicher Technologien als auch durch unterschiedliche bauliche Beschaffungen begründet. Somit können in Einzelfällen jedoch in der Realität selten vorkommende Kombinationen aus Haushaltsgröße, eingesetzten Technologien und Kennzahlen auftreten, wodurch es zu Abweichungen in den Lastspitzen kommen kann. Dies ist jedoch, aufgrund der mangelnden Datenlage, unvermeidbar. Daher wird an dieser Stelle auf einen detaillierten Vergleich mit den in Kapitel 3.3.1 dargestellten Daten verzichtet.

Netznutzung durch klassische Haushaltslasten

Um die Netznutzung durch klassische Haushaltslasten zu untersuchen wurden 1000 unterschiedliche Haushaltslastprofile mit am IAEW bestehenden Tools, basierend auf stochastischen Analysen, simuliert. Die generierten Haushaltslastprofile spiegeln unterschiedliche Lebensformen, Wohnarten und alle haushaltsüblichen Elektrogeräte wider. Die simulierte Verteilung der pro Haushalt lebenden Personen entspricht dabei der über Österreich gemittelten Verteilungen der Haushaltsgrößen. Abbildung 6 zeigt die Verteilung des Jahresdurchschnittes monatlicher Leistungsspitzen der 1000 simulierten Haushalte und deren Zusammenhang mit dem Jahresenergieverbrauch. Der Median der Jahresdurchschnittliche monatlicher Leistungsspitzen entspricht dabei rund 4,8 kW und der Median des Jahresmaximums 6,7 kW. Die Abweichung von rund 23 % bezogen auf den Jahresdurchschnitt monatlicher Leistungsspitzen von den in Kapitel 3.3.1 vorgestellten realen Messdaten lassen sich dabei durch Unsicherheiten und Abweichung der verwendeten Haushaltsgeräte und deren zeitlichen Verwendung erklären, da es in den synthetisch generierten Lastprofilen vorkommen kann, dass Kombinationen aus Haushaltsgeräten gleichzeitig oder länger angeschaltet sind, als es in der Realität vorkommen könnte.

Grundsätzlich eignen sich sowohl der Jahresdurchschnitt monatlicher Leistungsspitzen als auch das Jahresmaximum, um den Einfluss der Technologien auf die erwartenden Netzbelastungen näher zu untersuchen. Allerdings spiegelt der Jahresdurchschnitt monatlicher Leistungsspitzen das Verhalten der Endkunden wider, während das Jahresmaximum dem Worst Case Szenario entspricht, was im Zweifel nur einem Ausnahmezustand entspricht. Daher fokussieren sich die folgenden Analysen auf den Jahresdurchschnitt monatlicher Leistungsspitzen. Aus Gründen der Vollständigkeit, und zur Abschätzung des Worst Case Szenario, wird das Jahresmaximum trotzdem graphisch dargestellt.

Anhand der Gegenüberstellung der durchschnittlichen monatlichen Leistungswerte und dem jeweiligen Jahresenergieverbrauch lässt sich eine Korrelation zwischen den aufgetragenen Größen erkennen. Zusätzlich zeigt sich, dass die Höhe der Lastspitze beinahe unabhängig von der Haushaltsgröße ist. Für den direkten Vergleich mit den heutzutage verwendeten Stan-

Standardlastprofilen wurde der Zusammenhang zwischen dem Durchschnitt monatlicher Leistungsspitzen und dem Jahresenergieverbrauch der Standardlastprofile in Abbildung 6 ergänzt. Dabei zeigt sich ein linearer Zusammenhang mit weitaus niedrigeren Leistungsspitzen als bei den simulierten Lastprofilen. Der Grund dafür ist, dass Standardlastprofile gemittelte und normierte Lastverläufe einer großen Anzahl an Haushalten repräsentieren, sodass Leistungsspitzen – zu Mittag und am Abend – nur in stark geglätteter Form auftreten. Somit sind die Standardlastprofile nicht für Netzplanungszwecke geeignet.

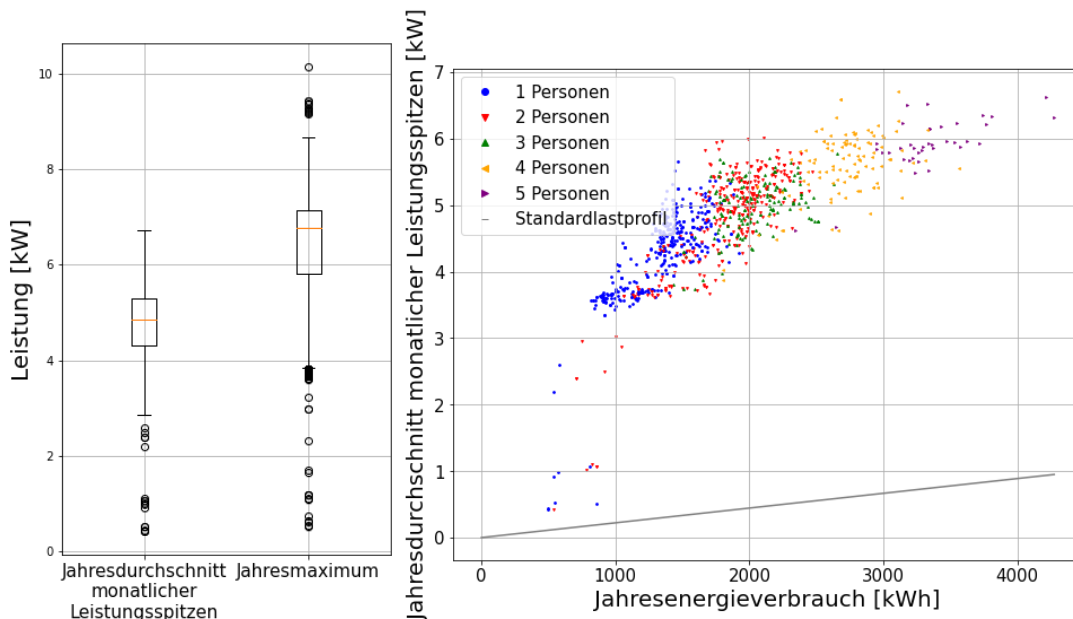


Abbildung 6 Boxplot des Jahresdurchschnittes monatlicher Leistungsspitzen und der Jahresmaxima (links) und Abhängigkeit des Jahresdurchschnittes vom Jahresenergieverbrauch (rechts) (synthetische Daten von 1000 generierten Haushalten)

Haushalte mit Photovoltaik-Anlagen

Im Jahr 2020 betrug die gesamte installierte Leistung aus Photovoltaik-Anlagen in den unteren drei Netzebenen (Netzebenen 5 – 7) 1.333 MW, wovon rund 77 % (1.027 MW) in Netzebene 7 installiert waren [2]. Bei einer Anzahl von insgesamt 78.403 Anlagen entspricht dies rund 13 kWp/Anlage aufgeteilt auf rund 2 % der Haushalte in Österreich [1]. Allerdings liegt die typische installierte Leistung von privaten Dachanlagen bei 5-10 kWp. Daher wird in dieser Analyse von einer zwischen 5 kWp und 10 kWp gleichverteilten installierten Leistung ausgegangen.

Betrachtet man die Anzahl der installierten Photovoltaik-Anlagen in Abhängigkeit vom Urbanisierungsgrad in Abbildung 7, zeigt sich, dass der Großteil der PV-Anlagen (rund 66 % der Gesamtanzahl) in ländlichen Gebieten installiert war. Abbildung 7 zeigt die Anzahl der PV-Anlagen pro 1000 Einwohner jeder Gemeinde in Abhängigkeit vom Urbanisierungsgrad der jeweiligen Gemeinde als zweidimensionales Histogramm. Somit existieren z.B. rund 160 Gemeinden mit circa 17 PV-Anlagen pro 1000 Einwohner.

Dies lässt sich dadurch erklären, dass sich der Großteil der Einfamilienhäuser in ländlichen Gebieten befindet und diese ein größeres Potential für die Installation von dezentralen Erzeugungsanlagen bieten.

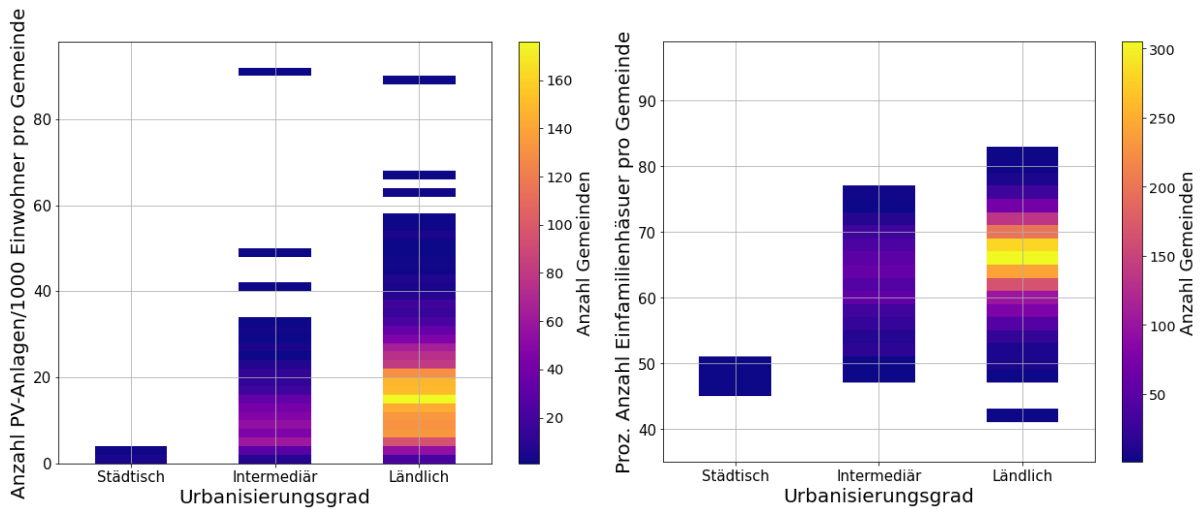


Abbildung 7 Anzahl der installierten PV-Anlagen und Anzahl der Einfamilienhäuser in Abhängigkeit des Urbanisierungsgrades [1] [47]

Um die durch PV-Anlagen verursachten Erzeugungsspitzen und die Auswirkung auf den Jahresverbrauch abzuschätzen, wurden basierend auf den Ausbaustatistiken Erzeugungsprofile erstellt und näher untersucht. Dabei wurde ein exemplarischer Sonneneinstrahlungsverlauf verwendet und die Ausrichtung sowie die installierte Leistung, von 5 kWp bis 10 kWp, der simulierten PV-Anlagen variiert. Abbildung 8 zeigt den Erzeugungsverlauf einer beispielhaften PV-Anlage über ein Jahr.

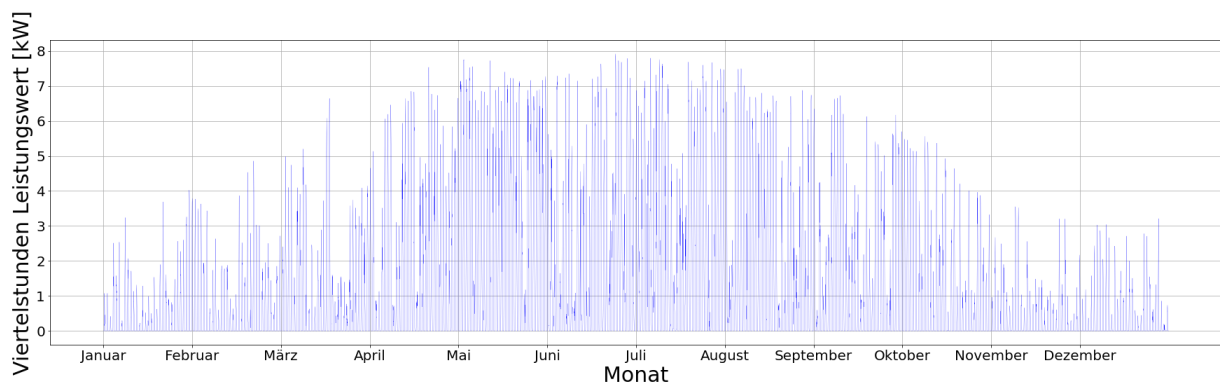


Abbildung 8 Exemplarischer Erzeugungsverlauf einer PV-Anlage mit einer installierten Leistung von 8 kWp (synthetische Daten)

Unter der Annahme, dass der von den PV-Anlagen erzeugte Strom zunächst für den Eigenbedarf verwendet wird und der Überschuss ins Netz eingespeist wird, ergeben sich die in Abbildung 9 gezeigten Leistungswerte der Haushalte mit PV-Anlagen. Dabei wird zwischen Zeitpunkten mit Netto-Strombezug („Last“) und Zeitpunkten mit Netto-Einspeisung („Einspeisung“)

unterschieden. An der Verteilung des Jahresdurchschnittes monatlicher Leistungsspitzen bezogen auf die Last ist ersichtlich, dass der Median auf rund 4,3 kW gefallen ist, was einer Reduktion von circa 10 % (bezogen auf den Wert der Haushaltslast) entspricht.

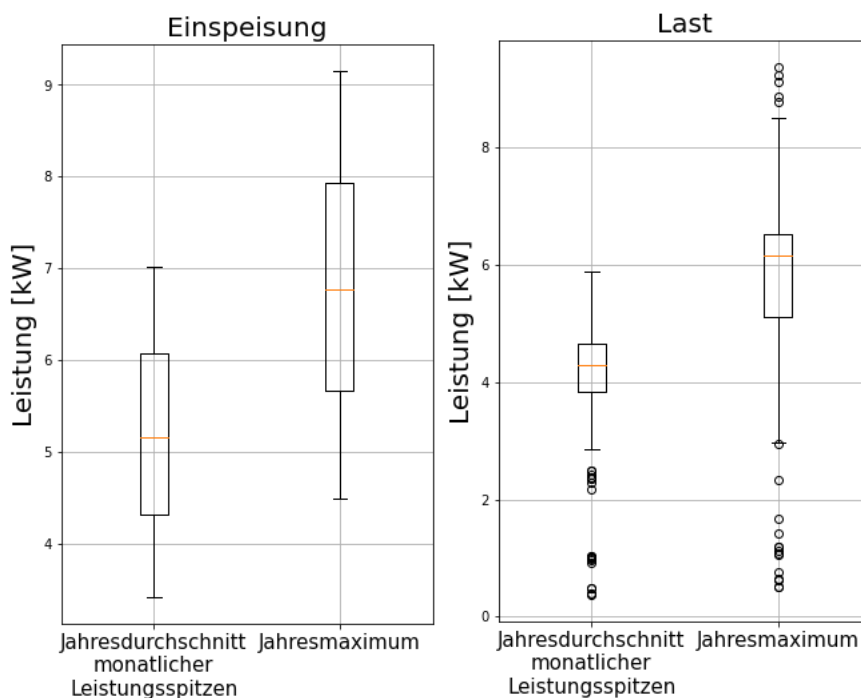


Abbildung 9 Boxplot des Jahresdurchschnittes monatlicher Leistungsspitzen und des Jahresmaximum (Einspeisung und Last) von Haushalten mit PV-Anlage (synthetische Daten von 1000 generierten Haushalten)

Da die typischen Lastprofile von Haushalten und die Erzeugungsprofile von PV-Anlagen asynchron zueinander verlaufen, PV-Anlagen also zu Zeitpunkten ihre Peak Leistung erreichen, wenn ein Großteil der Haushalte nur geringe Lasten haben, wird der größte Teil des erzeugten Stroms ins Netz eingespeist. Dadurch entstehen einerseits hohe Einspeisungsspitzen und andererseits ist der gewünschte Effekt der Lastreduzierung nur minimal bemerkbar. Anhand der Verteilung der Einspeisung von Haushalten mit PV-Anlagen ist erkennbar, dass der Median des Jahresdurchschnittes monatlicher Leistungsspitzen, bezogen auf die Einspeisung, rund 5,2 kW beträgt. Dabei ist jedoch, aufgrund der höheren Sonneneinstrahlung, in den Sommermonaten mit monatlichen Erzeugungsspitzen in der Größenordnung der installierten Leistung der PV-Anlagen zu rechnen.

Außerdem muss beachtet werden, dass PV-Anlagen in räumlicher Nähe zueinander einen Gleichzeitigkeitsfaktor von nahezu 1 aufweisen, sodass deren Leistungsspitzen bzgl. der Einspeisung beinahe gleichzeitig eintreten und somit eine hohe Netzbelastung bedingen.

Netznutzung durch Haushalte mit PV-Anlage und Heimspeicher

Um den Eigenverbrauch des aus PV-Anlagen erzeugten Stroms zu optimieren und Einspeisungsspitzen zu reduzieren, bietet sich die Installation eines Heimspeichers an. Im Betrieb wird die

über den aktuellen Verbrauch hinausgehende generierte Leistung im Heimspeicher zwischengespeichert, sodass der eigene PV-Strom auch zu Dunkelzeiten verwendet werden kann. Heimspeicher bieten daher ein großes Potential für unterschiedliche Lastmanagementverfahren. Die Anwendungsarten von Heimspeichern lassen sich in die Kategorien „nutzerbezogen“, „marktorientiert“ und „netzdienlich“ einteilen. Unter „nutzerbezogen“ fallen dabei unter anderem die Anwendung zur Eigenverbrauchsoptimierung und der Notstromversorgung. In der Eigenverbrauchsoptimierung wird die überschüssige Energie aus der eigenen PV-Anlage im Heimspeicher zwischengespeichert und zu einer späteren Zeit verwendet. Zu den marktorientierten Anwendungen zählen z. B. Kostenoptimierung auf Basis von Spotmarktpreisen bei dynamischen Preismodellen oder Flexibilitätsleistungen (z.B. Regelreserve). Netzdienliche Anwendungen sind unter anderem der Einsatz zur Spannungshaltung und der Spitzenglättung [48].

Da Heimspeicher üblicherweise in Kombination mit PV-Anlagen installiert werden, wird in dieser Studie nur die Kombination dieser beiden Anlagen mit einer Eigenverbrauchsoptimierung betrachtet. Bei der Eigenverbrauchsoptimierung wird zunächst der PV-Strom zur Deckung der Haushaltslast verwendet. Dabei wird der Energieüberschuss, bei ausreichender Speicherkapazität, im Heimspeicher zwischengespeichert. Somit wird nur ins Netz eingespeist, wenn der Heimspeicher vollständig aufgeladen ist. Sofern der PV-Strom den Eigenbedarf nicht decken kann, wird die im Heimspeicher zwischengespeicherte Energie, zur Deckung der Haushaltslast verwendet. Somit ist bei der Verwendung eines Heimspeichers in der Eigenverbrauchsoptimierung zumindest tendenziell mit geringeren Last- als auch Einspeisungsspitzen, verglichen zu Haushalten mit PV-Anlagen ohne Heimspeicher, zu rechnen.

Da es derzeit keine oder nur unzureichende Anreize für die Reduktion von Last- und Einspeisungsspitzen für Endkunden gibt, wird das Potenzial von Heimspeichern zur Reduktion von Leistungsspitzen nur ungenügend genutzt. Weder haben klassische Eigenverbrauchsoptimierungen eine Reduktion von Leistungsspitzen als explizites Ziel, noch sind typische Heimspeicher für diesen Zweck dimensioniert.

Im Jahr 2020 betrug die Anzahl an Heimspeichern in Österreich rund 18.000 Anlagen mit einer im Durchschnitt installierten Leistung von rund 3,5 kW [2]. Für eine optimale Nutzung des Heimspeichers orientiert sich heutzutage die Gesamtkapazität des Heimspeichers (in kWh) an der installierten Leistung der PV-Anlage (in kWp). Somit wird hier von Speicherkapazitäten im Bereich 5-10 kWh ausgegangen, welche an die installierte Leistung der PV-Anlage gekoppelt sind.

Abbildung 10 zeigt den Last gegenüber dem Netz (Haushaltslast abzüglich dem PV-Eigenverbrauch) eines exemplarischen Haushaltes mit PV-Anlage und Heimspeicher mit Eigenverbrauchsoptimierung.

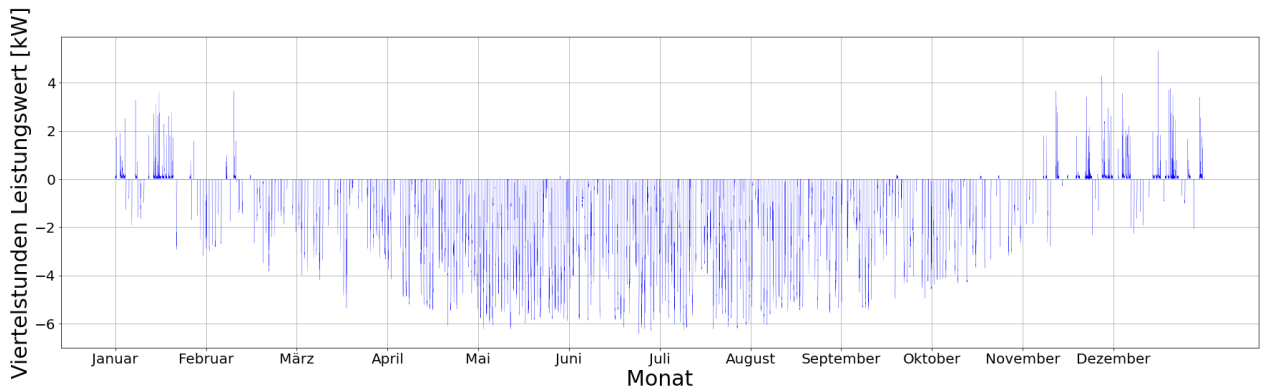


Abbildung 10 Exemplarischer Lastverlauf eines Haushaltes mit PV-Anlage (6,5 kWp installierte Leistung) und Heimspeicher (6,5 kWh Gesamtkapazität und 3.5 kW installierter Leistung) mit Eigenverbrauchsoptimierung (synthetische Daten)

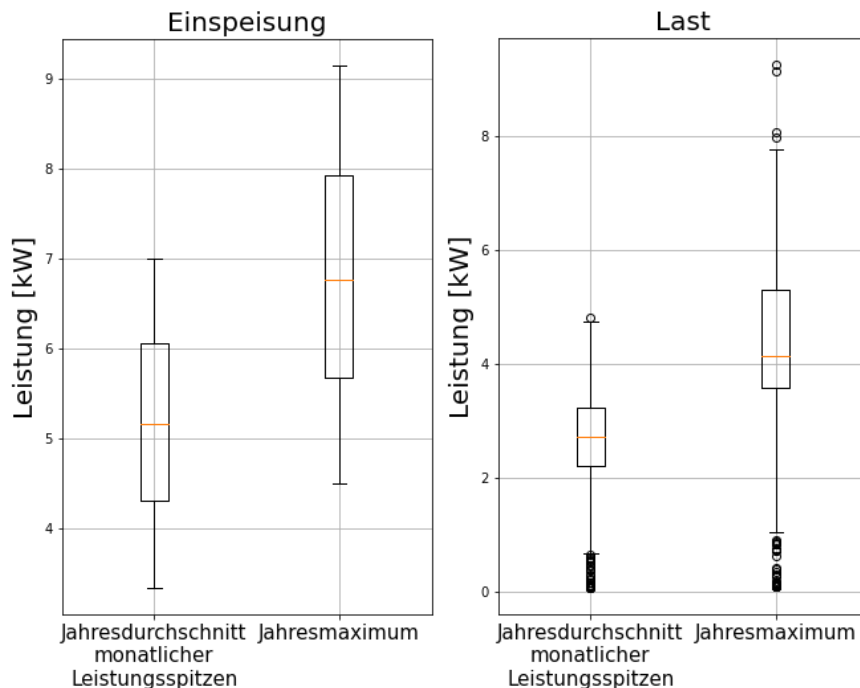


Abbildung 11 Boxplot des Jahresdurchschnittes monatlicher Leistungsspitzen und des Jahresmaximum von Haushalten mit PV-Anlage und Heimspeicher bei Eigenbedarfsoptimierung (synthetische Daten von 1000 generierten Haushalten)

Durch den Einsatz eines Heimspeichers in Kombination mit einer PV-Anlage kann der Gleichzeitigkeitsfaktor von PV-Anlagen verringert werden. Auf Basis wirtschaftlicher Kriterien ausgelegte Heimspeicher verfügen über eine relativ geringe Speicherkapazität in Relation zur Stromerzeugung an sonnigen Tagen, wie in Abbildung 12 exemplarisch gezeigt. Dadurch können die hohen Einspeisespitzen nicht reduziert werden, was sich in den Verteilungen in Abbildung 11 und dem exemplarischen Lastverlauf in Abbildung 12 widerspiegelt. Dabei ist an der Verteilung des Jahresdurchschnittes monatlicher Leistungsspitzen bezogen auf die Einspeisung ersichtlich, dass der Median auf rund 5,1 kW gefallen ist, was einer Reduktion von ca. 2 % entspricht. Diese Reduktion kann durch eine höhere Speicherkapazität vergrößert werden.

Eine signifikante Reduktion der Einspeisespitzen ist jedoch nur zu erwarten, wenn dies ein Ziel der Speicheroptimierung darstellt; in der gegenständlichen Betriebsweise mit Eigenverbrauchsoptimierung ist dies nicht der Fall.

Auch die Gleichzeitigkeitsfaktoren werden in dem hier exemplarisch betrachteten Fall nicht reduziert, sodass PV-Anlagen auch in Kombination mit einem Heimspeicher das Netz durch Einspeisung belasten können.

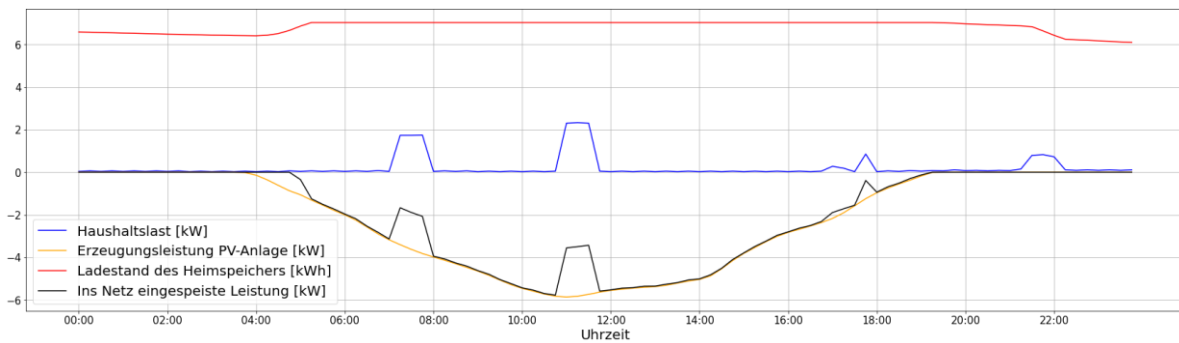


Abbildung 12 Exemplarischer Tageslastverlauf eines Haushaltes mit PV-Anlage (6 kWp installierte Leistung) und Heimspeicher (6 kWh Gesamtkapazität und 3.5 kW installierter Leistung) mit Eigenverbrauchsoptimierung (synthetische Daten)

Auf Lastseite lässt sich eine Verringerung des Medians des Jahresdurchschnittes monatlicher Leistungsspitzen von 43 % auf rund 2,7 kW erkennen.

Netznutzung durch Haushalte mit Wärmepumpe

Im Zuge der Elektrifizierung des Wärmesektors werden stetig Wärmepumpen in Gebäuden installiert. Das Integrationspotenzial von Wärmepumpen liegt dabei größtenteils bei privaten Einfamilienhäusern in ländlichen Gebieten.

Um den Lastverlauf von Wärmepumpen zu simulieren, wurde der Innentemperaturverlauf von unterschiedlichen Haushalten, mit variierenden Haushaltsgrößen und Bausubstanzen, basierend auf dem Außentemperaturverlauf der Region Schutterwald (Baden-Württemberg) aus dem Jahr 2018 ermittelt. Basierend auf diesen Temperaturverläufen wurde der Wärmebedarf und daraus resultierend die benötigte elektrische Leistung bestimmt um eine Innentemperatur von 21 °C zu halten. Die Umrechnung des Wärmebedarfs in elektrische Leistung erfolgte dabei mittels

$$P_{th} = P_{el} \cdot COP \cdot \eta.$$

Dabei entspricht COP dem theoretischen, temperaturabhängigen Wirkungsgrad und η einem Korrekturfaktor, welcher Verlustfaktoren mitberücksichtigt. Die modellierten Wärmepumpen entsprechen Sole-Wasser- und Luft-Wasser-Wärmepumpen.

Abbildung 13 zeigt den Verlauf der viertelstündlichen Leistungswerte einer exemplarischen Wärmepumpe über ein Jahr. Der ausgeprägte Peak Anfang Februar kann dabei durch einen Kälteeinbruch erklärt werden.

Anhand der Verteilung des Jahresdurchschnittes monatlicher Leistungsspitzen in Abbildung 14 ist erkennbar, dass der Median auf rund 6,1 kW steigt, was einer Zunahme von rund 27 %, bezogen auf die reinen Haushaltslasten, entspricht. Betrachtet man nur die Wintermonate (Januar-April und September-Dezember) steigt der Median auf rund 6,6 kW was einer Zunahme von rund 37 % entspricht. Zusätzlich muss beachtet werden, dass die Profile einer Wärmepumpe grundsätzlich dem Verlauf der Außentemperatur folgen, sodass auch hier hohe Gleichzeitigkeitsfaktoren entstehen können. In Kombination mit den hohen installierten Leistungen können somit vergleichsweise hohe Lasten entstehen.

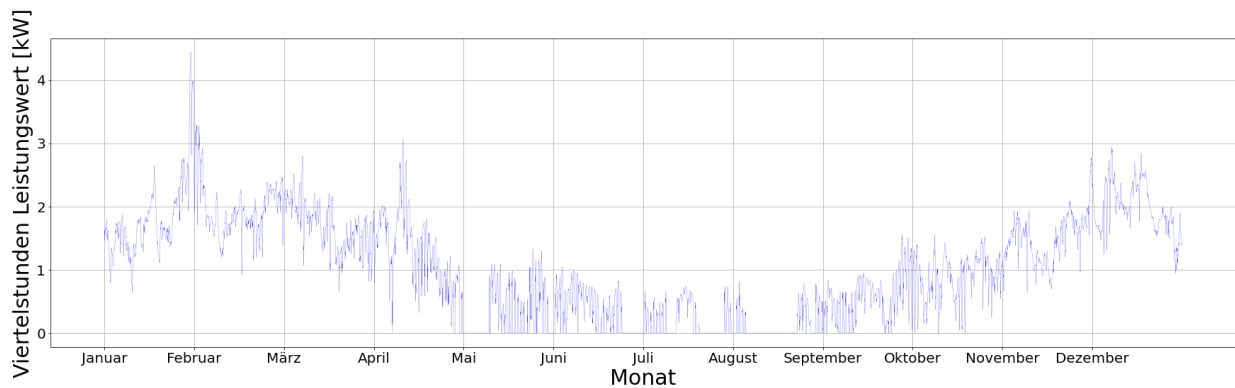


Abbildung 13 Lastverlauf einer exemplarischen Wärmepumpe (synthetische Daten)

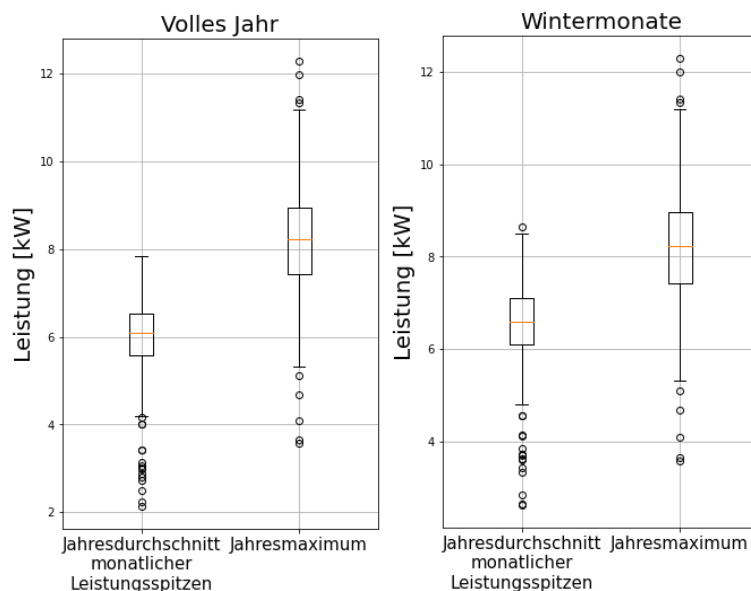


Abbildung 14 Boxplot des Jahresdurchschnittes monatlicher Leistungsspitzen und des Jahresmaximums von Haushalten mit Wärmepumpe für das vollständige Jahr und die Wintermonate (synthetische Daten von 1000 generierten Haushalten)

Netznutzung durch Haushalte mit PV-Anlage und Wärmepumpe

Aufgrund aktueller Förderungen für PV-Anlagen und Wärmepumpen bei Neubauten und Sanierung im Rahmen der „raus aus Öl und Gas“ Förderungsaktion und die Sanierungsoffensive 2021/2022 ist zukünftig mit einer Vielzahl an Haushalten dieser Anlagenkombination zu rechnen [49] [50]. Um den Einfluss dieser Anlagenkombination zu untersuchen wurden 1000 synthetische Lastprofile um die Last- und Erzeugungsprofile von Wärmepumpen und PV-Anlagen ergänzt. Die Dimensionierung der Anlagen und die Erzeugung der Profile entsprechen dabei dem Vorgehen der obigen Abschnitte.

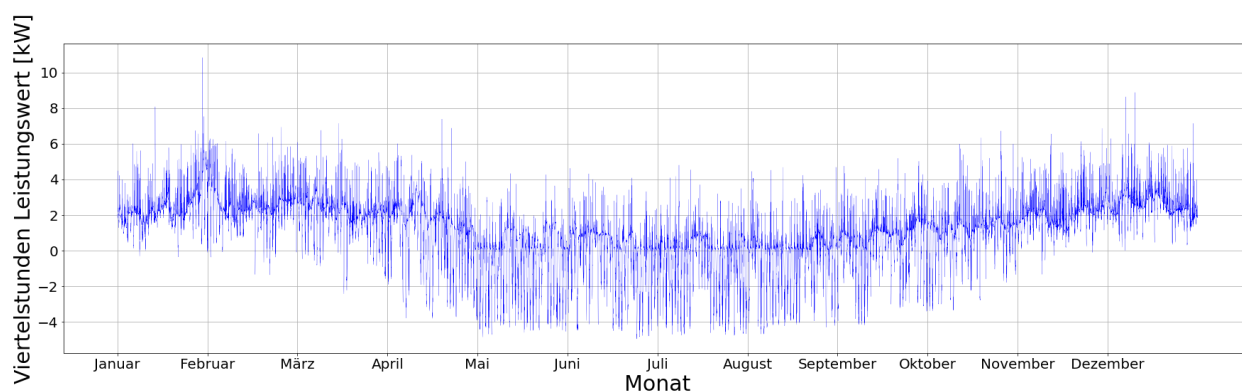


Abbildung 15 Verlauf der Haushaltslast abzüglich des PV-Eigenverbrauchs eines Haushaltes mit PV-Anlage (5 kWp installierte Leistung) und Wärmepumpe (synthetische Daten)

Abbildung 15 zeigt den Last- und Erzeugungsverlauf eines Haushaltes mit PV-Anlage (6 kWp installierte Leistung) und Wärmepumpe. Anhand der Verteilung des Jahresdurchschnittes monatlicher Leistungsspitzen in Abbildung 16 lässt sich eine Reduzierung der Last von rund 8 %, bezogen auf den Median des Jahresdurchschnittes monatlicher Leistungsspitzen von Haushalten mit Wärmepumpe, auf 5,6 kW. Zusätzlich reduziert sich auf Seiten der Einspeisung der Median des Jahresdurchschnittes monatlicher Leistungsspitzen um 15 %, bezogen auf Haushalte mit PV-Anlagen, auf 4,4 kW. Dabei muss berücksichtigt werden, dass besonders in den Wintermonaten der von PV-Anlagen erzeugte Strom fast vollständig zur Deckung der Haushaltlasten und der Lasten der Wärmepumpe ausreicht, siehe Abbildung 15. Dadurch wird in den kälteren Jahreszeiten kaum erzeugter Strom ins Netz eingespeist, sodass der Mittelwert der Monatsspitzen bezogen auf die Einspeisung reduziert wird. Für Netzplanungszwecke werden daher regelmäßige Viertelstundenmesswerte benötigt um die Varianz zwischen Tages- als auch Jahreszeiten vollständig abzudecken.

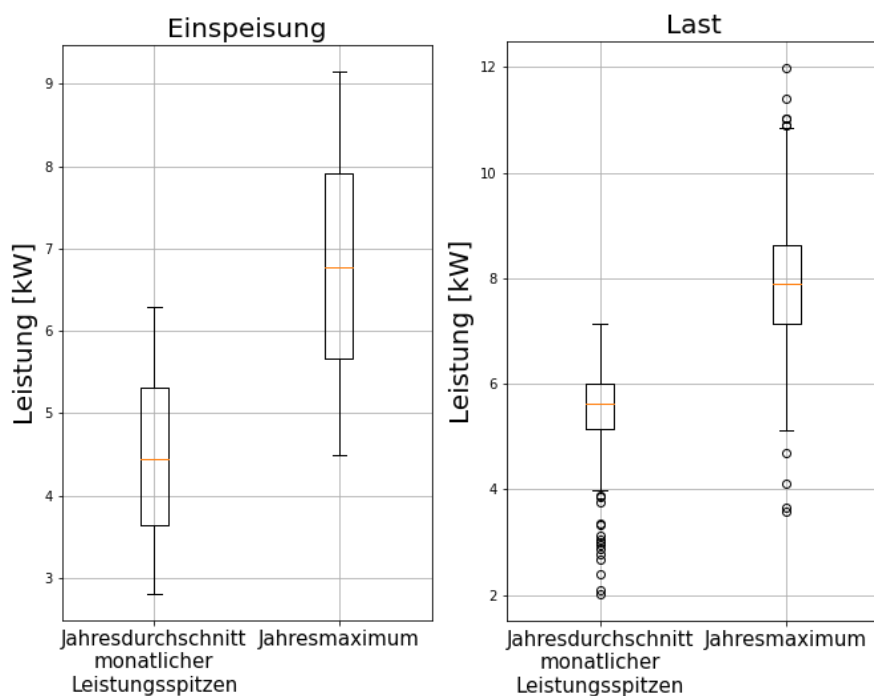


Abbildung 16 Boxplot des Jahresdurchschnittes monatlicher Leistungsspitzen und des Jahresmaximums von Haushalten mit PV-Anlage und Wärmepumpe (synthetische Daten von 1000 generierten Haushalten)

Netznutzung durch Haushalte mit Elektromobilität

Im Zuge der Elektrifizierung des Mobilitätssektors werden immer mehr herkömmliche Fahrzeuge durch Elektroautos ersetzt. Derzeit liegt der Anteil an Elektroautos in Österreich bei rund 1 % des PKW-Bestands, wovon, basierend auf unterschiedlichen Studien, 60-80 % der Ladevorgänge in Privathaushalten stattfinden [51] [52]. Um die Auswirkung von privaten Ladesäulen auf die Haushaltslastprofile abzuschätzen, wurden Haushaltslastprofile um synthetische Lastprofile von Ladestationen mit unterschiedlichen Fahrzeugmodellen, Reichweiten und Ladeleistungen (2,3 kW (40 %), 3,7 kW (20 %), 11 kW (20 %) und 22 kW (20 %))³¹ ergänzt. Grundsätzlich sind auch bei Ladestationen unterschiedliche Lastmanagementverfahren möglich. Die einfachste Form des Lastmanagements sind Sperrzeiten von Ladevorgängen. Dabei werden zu bestimmten Uhrzeiten alle Ladestationen von den Verteilernetzbetreiber für Ladevorgänge gesperrt³². Andere Ansätze sind z.B. die prozentuale Absenkung des Ladestroms bei Netzengpässen und Spannungsgesteuertes Laden bei dem der Ladestrom zur Einhaltung des Spannungsniveaus angepasst wird. Somit kann zukünftig mit einer Reduzierung der

³¹ Aktuell existieren keine öffentlichen Daten bzgl. der Verteilung der Ladeleistung von privaten Ladestationen. Daher wurde für diese Studie, in Anlehnung an den Annahmen anderer Studien, eine annähernde Gleichverteilung angenommen, wobei die Häufigkeit von Ladestationen mit 3,4 kW doppelt gewichtet wurde [51].

³² Diese Form des Lastmanagements wird beispielsweise in Deutschland von der Westnetz GmbH durchgeführt und wurde auf Grundlage von § 14a EnWG umgesetzt, wodurch dem Endkunden reduzierte Netzentgelte angeboten werden [68].

durch Ladevorgänge auftretenden Leistungsspitzen gerechnet werden. In dieser Studie wurde kein Lastmanagementverfahren bei Ladevorgängen angewendet. Um den Effekt der reduzierten Lastspitzen jedoch nicht außer Acht zu lassen, wurde die Ladeleistung von 2,3 kW im Vergleich zu den anderen Ladeleistungen doppelt gewichtet. Somit wurde die Reduzierung der Leistungsspitzen in dieser Studie beachtet, ohne sich auf ein Lastmanagementverfahren zu beschränken.

Abbildung 17 zeigt den Lastverlauf einer exemplarischen Ladestation mit 11 kW Ladeleistung über ein Jahr. Dabei ist eine leichte Variation der Häufigkeit der Ladevorgänge zwischen Sommer- und Wintermonaten zu erkennen, was durch die Temperaturabhängigkeit der Akkumulatoren erklärt werden kann.

Durch die hohen installierten Leistungen der Ladesäulen steigt der Median der Jahresdurchschnittlichen monatlichen Leistungswerte auf rund 7 kW, was einer Steigerung um rund 45 % im Vergleich zu den klassischen Haushaltslasten. Zusätzlich können bei privaten Ladestationen hohe Gleichzeitigkeitsfaktoren auftreten. Bei geringen Ladeleistungen ergeben sich höhere Gleichzeitigkeitsfaktoren als bei hohen Ladeleistungen wie in Abbildung 19 ersichtlich, da der Ladeprozess länger dauert. Zusätzlich sinken die Gleichzeitigkeitsfaktoren mit der Anzahl an Fahrzeugen, da bei steigender Anzahl die Wahrscheinlichkeit sinkt, dass alle Fahrzeuge gleichzeitig laden.

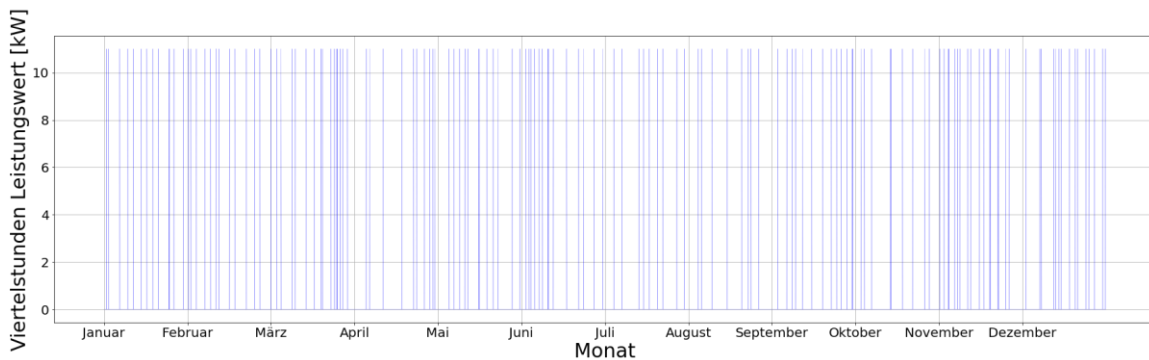


Abbildung 17 Lastverlauf einer exemplarischen Ladestation mit einer Ladeleistung von 11 kW (synthetische Daten)

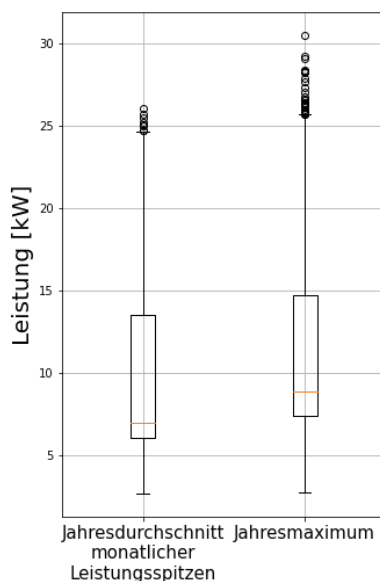


Abbildung 18 Boxplot des Jahresdurchschnittes monatlicher Leistungsspitzen und des Jahresmaximum von Haushalten mit privater Ladeinfrastruktur (synthetische Daten von 1000 generierten Haushalten)

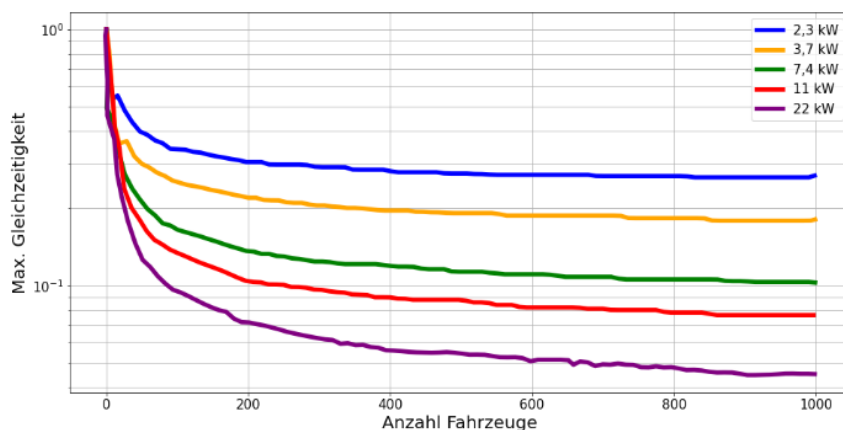


Abbildung 19 Maximale Gleichzeitigkeit innerhalb eines Jahres der abgefragten Ladeleistung in Abhängigkeit von der installierten Ladeleistung in halblogarithmischer Auftragung (synthetische Daten)

Netznutzung durch Haushalte mit Klimaanlage

Aufgrund des Klimawandels und den somit stetig steigenden Temperaturen ist ein starker Zuwachs an Klimaanlage in privaten Haushalten zu erwarten. Aktuell besitzen rund 0,9 % der Haushalte in Österreich eine Klimaanlage, wobei die Leistung der haushaltsüblichen Geräte in dem Bereich 2 – 3,8 kW³³ liegt. Basierend auf einem exemplarischen Temperaturverlauf wurden Lastprofile von klassischen Haushaltslasten um den Lastgang von Klimaanlage mit unterschiedlichen Leistungen ergänzt, um den Einfluss von Klimaanlage auf die zu erwartenden Leistungswerte zu quantifizieren. Dabei wurde dieselbe Methode wie bei der Erstellung der Wärmepumpenprofile gewählt um eine Innentemperatur von 21 °C zu halten, wobei erneut

³³ Die Leistung der haushaltsüblichen Klimageräte wurde basierend auf den angebotenen Gerätetypen klassischer Hersteller (z.B. LG und Mitsubishi) bestimmt und darauf aufbauend eine Gleichverteilung der Leistung zwischen 2 kW und 3,8 kW angenommen.

der Temperaturverlauf der Testreferenzregion 15 (Südbayern) aus dem Jahr 2015 verwendet wurde.

Abbildung 20 zeigt den Lastverlauf einer exemplarischen Klimaanlage über ein Jahr. Dabei folgt das Lastprofil der Klimaanlage dem Profil der Außentemperatur, wodurch hohe Gleichzeitigkeitsfaktoren zu erwarten sind.

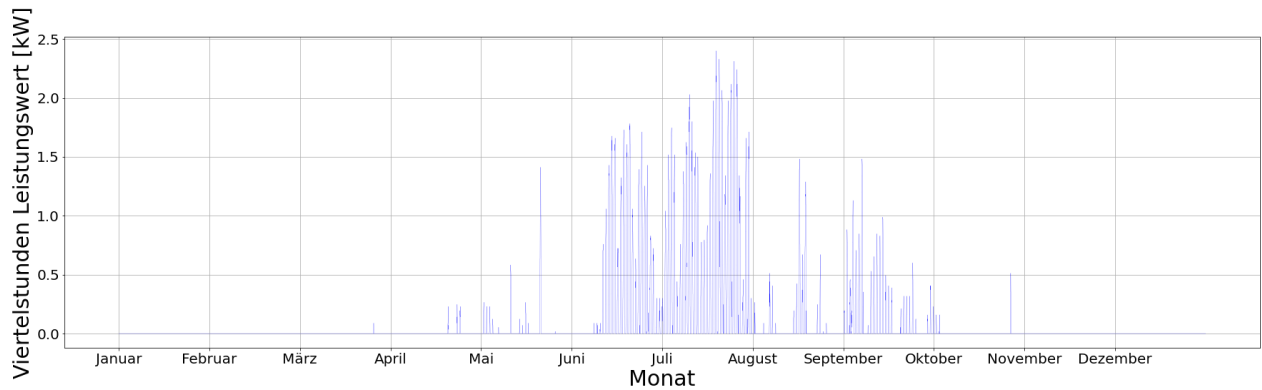


Abbildung 20 Lastverlauf einer exemplarischen Klimaanlage (synthetische Daten)

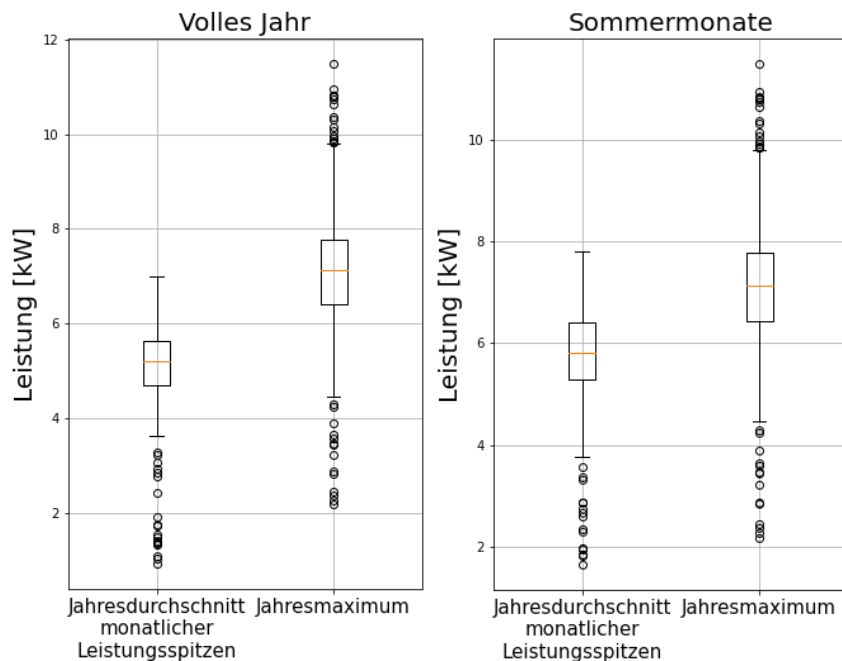


Abbildung 21 Boxplot des Jahresdurchschnittes monatlicher Leistungsspitzen und des Jahresmaximum von Haushalten mit Klimaanlage für das vollständige Jahr und die Sommermonate (synthetische Daten von 1000 generierten Haushalten)

Durch die Ergänzung der Haushaltslastprofile steigt der Median des Jahresdurchschnittes monatlicher Leistungswerte auf rund 5,2 kW, wie sich anhand der Verteilung in Abbildung 21 erkennen lässt. Bezogen auf den Median des Jahresdurchschnittes monatlicher Leistungsspitzen der reinen Haushaltslasten entspricht dies einer Steigerung von 8 %. Dies kann dadurch erklärt werden, dass Klimaanlage hauptsächlich an warmen Sommertagen aktiv verwendet.

Somit schränkt sich die Hauptnutzungszeit auf Juni bis August/ September ein. Dadurch verändern sich bei der Berechnung des Jahresdurchschnitts monatlicher Leistungsspitzen von Haushalten mit Klimaanlage im Vergleich zu Haushalten ohne Klimaanlage nur 3-4 Werte, was bei der Mittelung der Werte nur einen scheinbar kleinen Einfluss hat. Betrachtet man alleine die Sommermonate Juni – September steigt der Median des Jahresdurchschnittes monatlicher Leistungsspitzen auf 5,8 kW, was einer Steigerung von 20 % bezogen auf den Median der klassischen Haushaltslasten entspricht.

Haushaltsausstattung im Jahr 2020

Um den Einfluss unterschiedlicher Anlagenkombinationen zu untersuchen, wurden zusätzlich Haushaltslastprofile mit zufälligen, auf den Durchdringungsraten aus Tabelle 11 basierenden Anlagenkombinationen ergänzt. Somit entsprechen die erzeugten Lastprofile der durchschnittlichen Haushaltsausstattung der Netzbenutzer in Österreich. Abbildung 22 zeigt die Verteilung der resultierenden Leistungswerte bezogen auf Einspeisung und Lasten.

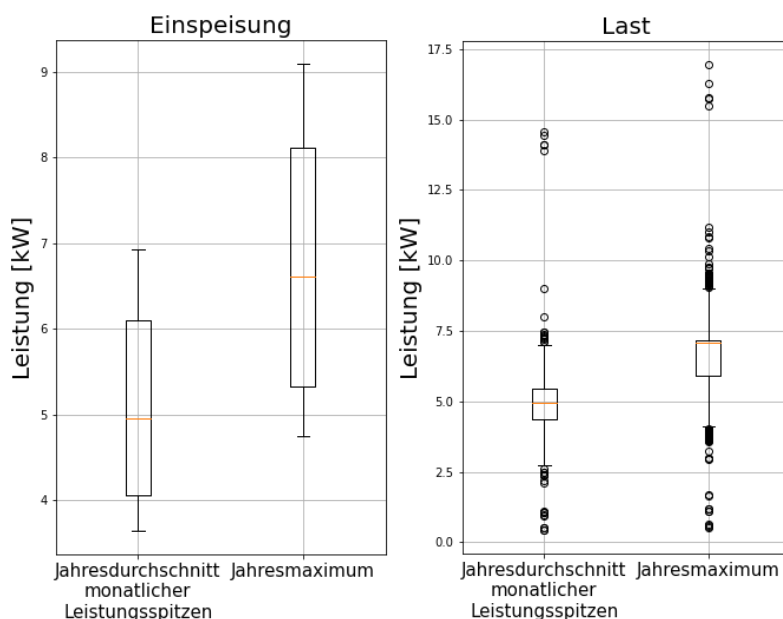


Abbildung 22 Boxplot des Jahresdurchschnittes monatlicher Leistungsspitzen und des Jahresmaximum aufgeschlüsselt nach Einspeisung (synthetische Daten von Haushalten mit Eigenerzeugung) und Last für Haushalte mit einer dem Jahr 2020 entsprechenden Ausstattung (synthetische Daten von 1000 generierten Haushalten)

Anhand der Verteilung des Jahresdurchschnittlich monatlicher Leistungsspitzen lässt sich erkennen, dass der Median des Jahresdurchschnittes monatlicher Leistungsspitzen bezogen auf die Last rund 4,9 kW entspricht, was einer Steigerung von rund 2 % zu Haushalten mit klassischen Haushaltslasten entspricht. Dies kann durch die aktuell geringen Durchdringungsraten

der neuartigen Verbraucher erklärt werden. Basierend auf der Verteilung des Jahresdurchschnittes monatlicher Leistungsspitzen bezogen auf die Einspeisung lässt sich für Haushalte mit Eigenerzeugung aus PV-Anlagen ein Median von 4,9 kW erkennen.

Zusätzlich zeigt sich anhand der Gegenüberstellung der Jahresdurchschnittliche der monatlichen Leistungsspitzen und dem Jahresenergieverbrauch in Abbildung 23, dass vom dem Jahresenergieverbrauch kaum Rückschlüssen auf den Jahresdurchschnitt monatlicher Leistungsspitzen möglich sind. Zudem bilden sich in der Verteilung Cluster heraus, welche den Haushalten mit und bzw. ohne neuartige Verbraucher entsprechen. Außerdem lässt sich an dem zu höheren Jahresenergieverbräuchen verschobenem Cluster erkennen, dass die Haushaltsgröße kaum Einfluss auf den Jahresdurchschnitt monatlicher Leistungsspitzen und den Jahresenergieverbrauch hat.

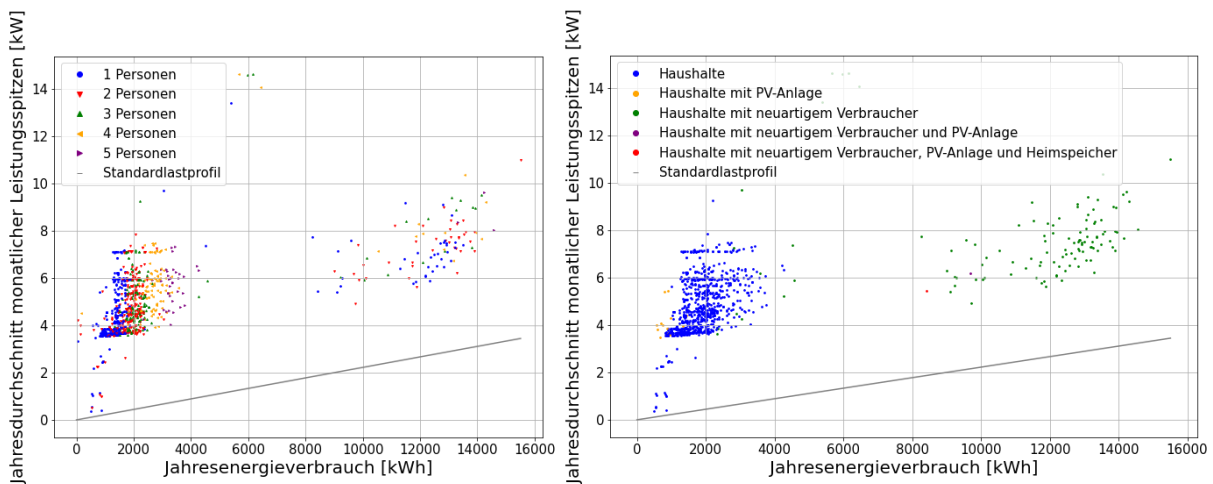


Abbildung 23 Abhängigkeit des Jahresdurchschnittes vom Jahresenergieverbrauch für Haushalte mit einer dem Jahr 2020 entsprechenden Ausstattung aufgeschlüsselt nach der Haushaltsgröße und nach Kategorien der Haushaltsausstattung (synthetische Daten von 1000 generierten Haushalten)

3.3.3 Haushaltsausstattung im Jahr 2030

Bis zum Jahre 2030 ist ein starker Anstieg bei neuartigen Kundenanlagen zu erwarten. Tabelle 12 zeigt die für das Jahr 2030 erwarteten Durchdringungsraten für neuartige Kundenanlagen. Durch die höhere Durchdringung dieser neuartigen Kundenanlagen werden in vielen Fällen höhere Lastspitzen sowie insbesondere durch Wärmepumpen und Elektromobilität auch höhere Jahresverbräuche erwartet.

Tabelle 12 Prognostizierte Durchdringung relevanter neuartiger Kundenanlagen im Jahr 2030 [2] [1]

Anlage	Verbreitung (proz. Anzahl der Haushalte)
Photovoltaik-Anlage ³⁴	14,6%
Heimspeicher ³⁵	7%
Wärmepumpe ³⁵	16,2%
Private Ladestation/ Elektroautos ³⁵	20%
Klimaanlage ³⁶	2%

Zum Verständnis des Lastverhaltens zukünftiger Haushalte in Österreich wurden erneut Lastprofile mit unterschiedlichen Anlagenkombinationen, diesmal basierend auf den für 2030 prognostizierten Durchdringungsraten, generiert. Abbildung 24 zeigt die Verteilung des Jahresdurchschnittes monatlicher Leistungsspitzen und des Jahresmaximums aufgeschlüsselt nach Einspeisung und Last für 1000 generierte Haushalte mit Anlagenkombinationen entsprechend den erwarteten Durchdringungsraten für das Jahr 2030. Dabei entspricht der Median des Jahresdurchschnittes monatlicher Leistungsspitzen der Lasten rund 5,2 kW, was einer Zunahme um rund 8 % bezogen auf die reinen Haushaltslasten entspricht. Zusätzlich ist eine starke Zunahme von Ausreißern bzgl. hoher Lastspitzen zu erkennen. Diese Ausreißer können dabei durch die Verwendung von Wärmepumpen und Ladestationen mit hohen installierten Leistungen erklärt werden. Auf Seiten der Einspeisung ergibt sich ein Median von 5,5 kW.

³⁴ Die Durchdringungsrate der PV-Anlagen wurde basierend auf dem Zuwachs der installierten Leistung und der Durchdringungsrate aus dem Jahr 2020 hochskaliert.

³⁵ Die Durchdringungsraten der Heimspeicher, Wärmepumpen und privaten Ladestationen ergeben sich in analoger Weise zu dem Vorgehen in Kapitel 3.3.2. entweder direkt oder durch Quotientenbildung mit der Gesamtanzahl der Haushalte in Österreich basierend auf den Zahlen der Studie „Flexibilitätsangebot und -Nachfrage im Elektrizitätssystem Österreichs 2020/2030“ [2].

³⁶ Die Durchdringungsrate der Klimaanlagen wurde anhand der Rate aus dem Jahr 2020 und dem Zuwachs an Neubauten abgeschätzt.

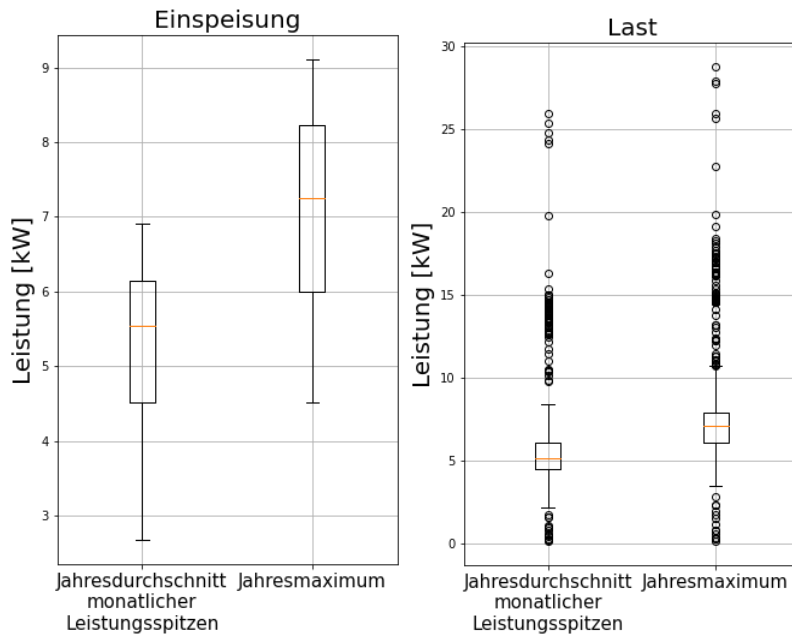


Abbildung 24 Boxplot des Jahresdurchschnittes monatlicher Leistungsspitzen und des Jahresmaximum aufgeschlüsselt nach Einspeisung und Last für Haushalte mit einer dem Jahr 2030 entsprechenden Ausstattung (synthetische Daten von 1000 generierten Haushalten)

Abbildung 25 und Abbildung 26 zeigen die grafische Gegenüberstellung der obigen Analyse aufgeschlüsselt nach Last und Einspeisung. Dadurch werden die Unterschiede und Gemeinsamkeiten der Verteilungen des Jahresdurchschnittes monatlicher Leistungsspitzen und des Jahresmaximums von Haushalten mit allen untersuchten Anlagenkombinationen verdeutlicht. Deutlich ersichtlich ist, dass Ladestationen den gravierendsten Einfluss auf die zu erwartenden Lastspitzen haben.

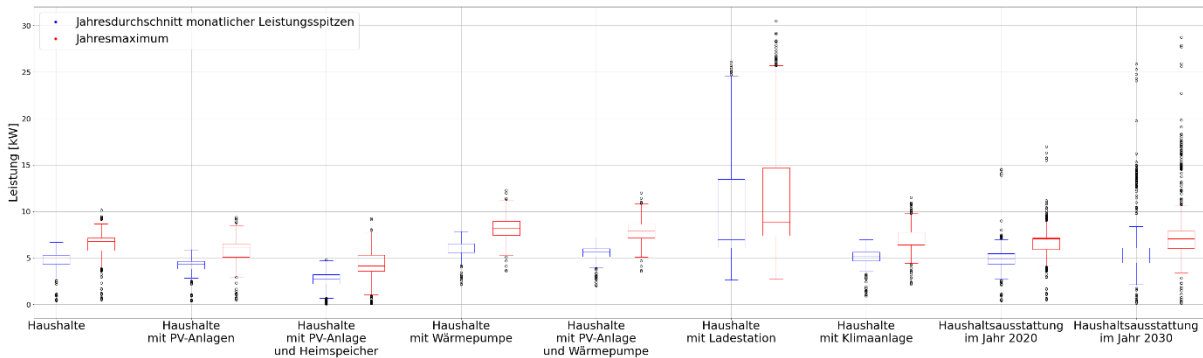


Abbildung 25 Vergleich der Leistungswerte von Haushalten mit unterschiedlichen Ausstattungen bezogen auf die Lasten (synthetische Daten von 1000 generierten Haushalten)

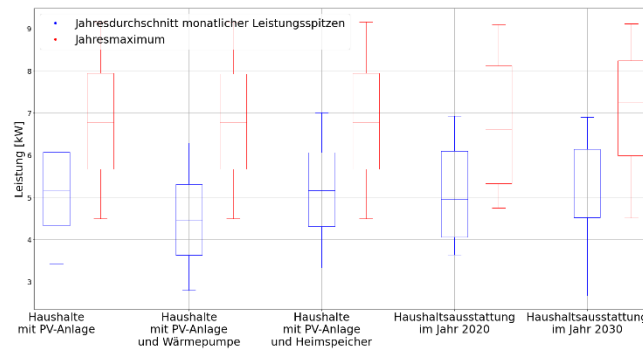


Abbildung 26 Vergleich der Leistungswerte von Haushalten mit unterschiedlichen Ausstattungen bezogen auf die Einspeisung (synthetische Daten von 1000 generierten Haushalten)³⁷

Anhand der Verteilung des Jahresdurchschnittes monatlicher Leistungsspitzen in Abhängigkeit des Jahresenergieverbrauchs in der linken Auftragung von Abbildung 27 zeigt sich, dass die Anzahl der im Haushalt lebenden Personen kaum Einfluss auf die betrachteten Größen hat. Aufschlussreicher ist die auf der rechten Seite gezeigte Gruppierung nach unterschiedlichen Kategorien der Haushaltsausstattung. Dabei lassen sich erneut mehrere Cluster erkennen, welche den unterschiedlichen Ausstattungen entsprechen. Deutlich zu erkennen ist ein Zusammenhang von Haushalten mit neuartigen Verbrauchern, insbesondere Wärmepumpen und Ladestationen, und einer Zunahme des Jahresdurchschnittes monatlicher Leistungsspitzen.

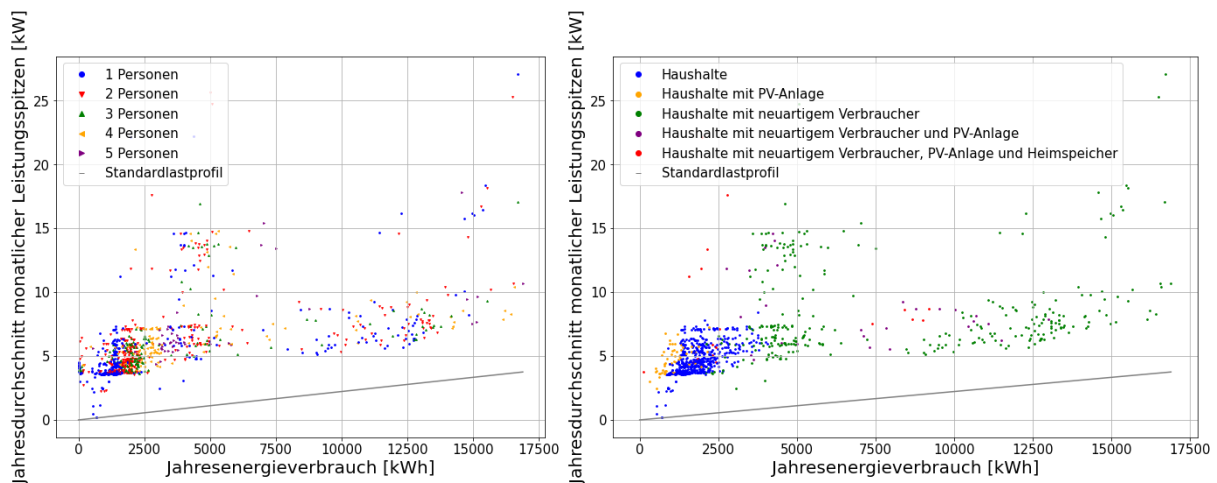


Abbildung 27 Abhängigkeit des Jahresdurchschnittes vom Jahresenergieverbrauch für Haushalte mit einer dem Jahr 2030 entsprechenden Ausstattung aufgeschlüsselt nach der Haushaltsgröße und nach Kategorien der Haushaltsausstattung (synthetische Daten von 1000 generierten Haushalten)

Die Analyse zeigt, dass die neuartigen Kundenanlagen und Erzeuger maßgeblich Einfluss auf die monatlichen und jährlichen Spitzenleistungswerte haben. Zusätzlich hat sich ergeben, dass Gleichzeitigkeitsfaktoren zukünftig, insbesondere für die Netzplanung und den Netzbetrieb, eine wichtige Rolle spielen. Diese Schlussfolgerung wurde in Experteninterviews mit

³⁷ Aufgrund von unterschiedlichen Anzahlen an mit PV-Anlagen ausgestatteten Haushalten kann es zu Unstimmigkeiten und Unterschieden in den Verteilungen kommen.

Software Dienstleistern für die Netzplanung zudem bestätigt. Somit ist es zukünftig, insbesondere durch die Zunahme von PV-Anlagen und neuartigen Verbrauchern unbedingt notwendig, Leistungsspitzen zu erfassen. Wenn im zukünftigen regulatorischen Rahmen weiterhin für Haushaltskunden eine Opt-out-Möglichkeit von viertelstündlicher Messwerterfassung vorgesehen wird, sollten auch in diesem Fall Leistungsspitzen erfasst werden.

4 Maßnahmen zur Erhöhung der Netztransparenz

Im vorherigen Kapitel wurden die Herausforderungen durch die zukünftige Netznutzung von dezentralen Einspeisern und neuartigen Verbrauchern dargestellt. Intelligente Messsysteme bieten die Möglichkeit, diesen Herausforderungen zu begegnen. Im folgenden Abschnitt werden daher unterschiedliche Maßnahmen diskutiert, die dazu beitragen können, die Möglichkeiten und Potenziale von intelligenten Messsystemen besser für das gesamte System nutzbar zu machen.

4.1 Einführung flächendeckender Viertelstundenmesswerte

Durch die Wahlmöglichkeit bei der Konfiguration des intelligenten Messsystems erhalten Endkunden zwar zusätzliche Optionen, dies erzeugt jedoch einen organisatorischen Mehraufwand und führt dazu, dass einige mögliche Vorteile für Kunden und das Energiesystem ungenutzt bleiben.

Aus Erhebungsdaten, die von E-Control zur Verfügung gestellt wurden, geht hervor, dass etwa 92 % der Smart Meter in der Standard-Konfiguration IMS, welche sowohl den Verbrauchswert pro Tag als auch die Viertelstundenwerte speichern und jedoch nur den Verbrauchswert pro Tag an den Netzbetreiber übertragen, installiert wurden. Hinzu kommen 2 % der Zähler, die in der Opt-out-Variante konfiguriert sind. Folglich nutzen lediglich 6 % der Zähler die Möglichkeit der viertelstündlichen Messwerterfassung und Übermittlung an den Verteilernetzbetreiber, etwas weniger als die Hälfte davon, gewährt dem Lieferanten Zugriff auf die gemessenen Viertelstundenwerte. Dies hat mit Blick auf die derzeitigen und zukünftigen Potentiale von Smart Metern gleich mehrere Nachteile:

- Wie aus dem Abschnitt 3.3 Analyse der Netznutzung hervorgeht, ist es notwendig viertelstündliche Messwerte zu erfassen und auszulesen, um kritische Lasten zu identifizieren. In Abschnitt 3.2.1 wurde diskutiert, dass dadurch den Verteilernetzbetreibern Informationen für eine kosteneffiziente Planung von Netzausbaumaßnahmen fehlen. Dieser Effekt wird sich in Zukunft noch verstärken, wenn die Elektrifizierung des Mobilitäts- und Wärmesektors voranschreitet.
- Im Positionspapier „Tarife 2.1“ der E-Control wird verdeutlicht, dass in der Netzebene 7 ein Ungleichgewicht bei der Belastung der Kleinverbraucher durch die pauschalierte Komponente des Netznutzungsentgeltes besteht [53]. Eine verursachergerechte Kostenverteilung würde die Erhebung einer gemessenen Leistungskomponente darstellen. Diese ist jedoch an die Verfügbarkeit entsprechender Daten aus dem Messgerät geknüpft, im oben erwähnten Fall sind dies monatliche Leistungsspitzen.

- Eine in der Richtlinie (EU) 2019/944 des Winterpakets [54] (auch CEP „Clean Energy Package“) der EU-Kommission geforderte Stärkung der Endkunden im Stromsektor erfordert, dass diesen neben den transparenten Verbrauchsdaten auch Stromprodukte und Flexibilitätsoptionen zur Verfügung stehen. Bei geringer Verfügbarkeit von viertelstündlichen Messwerten und einem kleinen potenziellen Kundenkreis bleibt das Anbieten von entsprechenden Produkten für Lieferanten und andere Dienstleister unwirtschaftlich. Dies wiederum bedeutet, dass Anreize für Endkunden fehlen, sich potenziell systemdienlich zu verhalten, etwa durch die Verschiebung von energieintensiven Verbräuchen (Ladevorgang beim E-Fahrzeug, Trockner, Wärmepumpe) in Zeiten mit geringer Nachfrage oder hoher Erzeugung durch Erneuerbare Energien.

Nach Aussage von Branchenvertretern der Netzbetreiber, von Lieferanten und von Smart Meter Herstellern kann davon ausgegangen werden, dass eine verbesserte Datenlage und die zeitnahe Datenübermittlung in den unteren Netzebenen zukünftig weitere Vorteile ermöglichen würde:

- Durch das bessere Wissen um das Verbrauchsverhalten der eigenen Kunden können Lieferanten genauere Prognosen erstellen, sodass ein geringerer Regelreservebedarf besteht. Dadurch werden Unsicherheiten reduziert und ein effizienterer Systembetrieb mit geringeren Kosten für Systemdienstleistungen ermöglicht. Denkbar ist, dass sich dies in attraktiveren Produkten für Endkunden durch eine verursachergerechte Aufteilung der Ausgleichsenergiekosten widerspiegelt.
- Durch besser prognostizierbaren Energiebezug würde sich die notwendige Regelreserve und deren Einsatz verringern, wodurch der Betrieb des elektrischen Energiesystems kosteneffizienter erfolgen könnte.
- Auch für Netzbetreiber können zukünftig weitere Kosteneinsparpotenziale dadurch entstehen, dass flächendeckend verfügbare Daten bereitstehen. Neben der Netzplanung können zeitnah erhobene Daten von Verbrauch und Einspeisung, in Kombination mit Messwerten aus Transformatorstationen, einen effizienteren Netzbetrieb ermöglichen. Netze könnten so näher an der Belastungsgrenze betrieben werden, Störfälle würden vermindert und mehr Kapazitäten könnten den Netznutzern zur Verfügung gestellt werden. Dadurch würden Kostensenkungen für die allgemeine Bereitstellung der Stromversorgung, gegenüber dem klassischen Netzbetrieb, erwartbar. Dieser Vorteil gilt umso mehr, da die in Zukunft prognostizierte Elektrifizierung weiterer Sektoren zu einer deutlichen Mehrbelastung der Netze führen wird und ein Netzbetrieb nach heutigen Standards nur durch vorherigen Ausbau möglich wäre.

- Für Netzbenutzer können sich weitere Vorteile ergeben, da die standardmäßige Verfügbarkeit von hochaufgelösten Messwerten in der Kundenanlage auch zu neuen Angeboten von Produkten zur Verbrauchsanalyse und -optimierung führen kann. Hierdurch werden Einsparpotenziale besser erkannt und umgesetzt.

4.1.1 Idealziel und Konsensziel

Mit Blick auf die oben aufgeführten Effekte einer flächendeckenden Erfassung von 15-minütigen Energiewerten stellt die Umstellung sämtlicher Messgeräte in die IME-Konfiguration den Idealfall dar. Dadurch entstünde die bestmögliche Datenlage für Endkunden, Lieferanten und Verteilernetzbetreiber, um kostenoptimale Entscheidungen zu treffen. Hardwareseitig lassen sich diese Potenziale mit den aktuell verfügbaren Generationen der Smart Meter realisieren.

Die vollständige Umstellung würde jedoch zusätzliche Aufwände bei der Kommunikationsinfrastruktur mit sich bringen. Zudem könnte dies von individuellen Netzbenutzern als Einschränkung der eigenen Wahlmöglichkeit gesehen werden. Es ist daher sinnvoll, ein Konsensziel zu formulieren, um die positiven Effekte der Umstellung weitestgehend zu erhalten und dennoch Flexibilität für Endkunden und Infrastrukturanbieter zu ermöglichen. In diesem Zusammenhang kommt die in Abschnitt 3.3 beschriebene Netznutzerklassifizierung zum Tragen.

Durch die Festlegung von Schwellenwerten mit Bezug auf die Anschlussleistung, ab der eine Übermittlung von Viertelstundenwerten erforderlich ist, könnten Endkunden weiterhin die Option erhalten, Daten in deutlich reduziertem Umfang an den Netzbetreiber zu übermitteln. Bemessungsgrundlage für die Einhaltung des Schwellwertes könnten beispielsweise monatliche Leistungsspitzen sein, die auch in der Opt-out Konfiguration erfasst werden müssten. Dabei sollten Ausschlusskriterien festgehalten werden, wie das Vorhandensein relevanter Verbraucher oder Erzeugungsanlagen (z.B. Wärmepumpe, E-Fahrzeug, PV-Anlage), die eine Übermittlung der Viertelstundenwerte erfordern. Zusätzlich wäre die Klassifizierung von netzrelevanten Anschlussleistungen und Erzeugern / Verbrauchern ein wesentlicher Schritt, um die Verursachergerechtigkeit bei der Kostenzuordnung herzustellen.

Mit Blick auf die gestiegenen Anforderungen an die Telekommunikationsinfrastruktur könnte im Rahmen des Konsensziels, übergangsweise, eine größere Flexibilität bei der Verwendung von Ersatzwerten eingeräumt werden, um den praktischen Herausforderungen einer flächendeckenden, zeitnahen Datenübertragung, zu begegnen. Ein internationales Beispiel in diesem Zusammenhang ist die Messwert-Konsolidierung im Schweizer Messwesen. Demnach werden fehlende Daten zunächst durch Ersatzwerte ergänzt und nach einer sechsmonatigen Konsolidierungsphase, bei der fehlende Datenpunkte nachgeliefert werden können, als abrechenbaren Werte übernommen [55]. Die in der IMA-VO geforderte Speicherung der Messwerte für 60 Kalendertage bildet hierfür eine geeignete Grundlage.

4.1.2 Definition der Netzrelevanz

Um den Begriff der Netzrelevanz zu definieren, können unterschiedliche Kenngrößen näher betrachtet werden. Basierend auf der Analyse der Netznutzung in Kapitel 3.3 hat sich gezeigt, dass der Durchschnitt monatlicher Lastspitzen und der maximale Leistungswert über ein Jahr hinweg mehr Aussagekraft bzgl. der Netzauslastung besitzen als der Jahresenergieverbrauch. Zusätzlich spiegelt der Durchschnitt monatlicher Leistungsspitzen eher das Kundenverhalten wieder als ein einzelner Maximalwert. Daher kann der Durchschnitt monatlicher Leistungswerte als Indikator für die Netzrelevanz herangezogen werden. Das Ziel ist daher die Bestimmung eines Schwellwerts, ab dem eine Notwendigkeit der Auslesung von Viertelstundenenergiewerten oder mindestens monatlichen Leistungsspitzen bestehen sollte.

Definition der Netzrelevanz in anderen Ländern

In den Nachbarländern Österreichs gibt es unterschiedliche Definitionen und Herangehensweisen der Netzrelevanz.

In der Schweiz sieht das Bundesamt für Energie im Rahmen der Stromversorgungsverordnung (StromVV) vor, dass alle Stromzähler schrittweise durch Smart Meter ersetzt werden. Somit werden alle Netzbenutzer gleichgestellt und es muss kein Schwellwert der Leistungswerte bestimmt werden. Grundsätzlich können sich Netzbenutzer den Einbau eines Smart Meters ablehnen, jedoch kann in diesem Fall der Netzbetreiber, nach Art. 8a der StromVV, die dadurch entstehenden Mehrkosten der Messung vom Zeitpunkt der Verweigerung an dem Netzbenutzer individuell in Rechnung stellen. [56]

In Deutschland gilt nach §29 des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG), dass nur bestimmte Netzbenutzer mit Smart Metern auszustatten sind. Eine Einbaupflicht gilt bei Netzbenutzern mit einem Jahresverbrauch über 6.000 kWh/a, bei installierten Anlagen über 7 kW und bei einer Vereinbarung nach §14a des Energiewirtschaftsgesetzes, nach dem die Netzbenutzer ihre Anlagen dem Verteilernetzbetreiber zur Steuerung freigeben.

Zusätzlich kann sich die Definition der Netzrelevanz an den Anschluss- und Anmelderegeln im DACH-Raum orientieren.

In den Technischen Anschlussbedingungen in Deutschland für den Anschluss an das Niederspannungsnetz ist festgelegt, dass unter anderem neue Kundenanlagen, Erzeugungsanlagen (z. B. PV-Anlagen), Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge, Geräte mit einer Nennleistung größer 12 kVA, festinstallierte Geräte zur Beheizung oder Klimatisierung (z. B. Wärmepumpen oder Split-Klimaanlagen) und Heimspeicher mit Einspeisung ins öffentliche Netz dem Verteilernetzbetreiber zu melden und teilweise zustimmungspflichtig sind [57]. Nach dieser Definition gelten all diese Anlagen als netzrelevant.

Eine, in der Umsetzung einfach zu handhabende, Definition der Netzrelevanz ist die Orientierung an der Maximallast einer einzelnen Phase von ca. 3,7 kW. Dieser Leistungswert wird z. B. in Deutschland vom VDE/FNN als Meldegrenze für E-Ladepunkte [58] und in der Schweiz vom VSE für sämtliche dezentralen Anlagen (Erzeuger, Verbraucher, Speicher) [59] herangezogen. Die Leistungsgrenze für einphasige Anschlüsse (3,68 kW/4,6 kVA) wird ebenfalls in den VDE-Anwendungsregeln [VDE AR-N 4105 (2011) und (2018)] als Grenzwert der untersten Leistungskategorie für EE-Erzeuger und, aufbauend hierauf, für Energiespeicher [60] verwendet.

Definition der Netzrelevanz anhand von Leistungswerten

Eine Pflicht für Smart Meter könnte daher dann gelten, wenn eine Phase regelmäßig vollständig ausgelastet ist. Dies wäre bei einer länger anhaltenden Belastung der einzelnen Phase von 3,68 kW/4,6 kVA (je nach Absicherung der Leitung) gegeben. Für die Messung solch einer länger anhaltenden Belastung bietet sich der 15-minütige Leistungsmittelwert, wie ihn Smart Meter standardmäßig erfassen, im Gegensatz zu Momentanleistungswerten, die nur wenige Smart Meter erfassen können, an. Kurzfristige momentane Lastspitzen, wie ihn klassische Haushaltsverbraucher wie elektrische Backöfen und Herdplatten kombiniert für wenige Sekunden bis Minuten erzeugen können, wären von dieser Regelung faktisch nicht betroffen, da deren 15-minütiger Leistungsmittelwert nicht oder nur in seltenen, ungünstigen Kombinationen den besagten Schwellwert erreichen würden.

Anhand der in Abbildung 28 dargestellten realen Daten würde diese Definition zu einer Pflicht der Erfassung von Viertelstundenwerten bei rund 80 % der Haushalte bei Betrachtung des Jahresmaximums und zu rund 50 % bei Betrachtung des Jahresdurchschnittes monatlicher Leistungsspitzen führen. Allerdings wurden diese Daten im Zeitraum von 2016 bis 2019 aufgenommen, weswegen eine Vielzahl neuartiger Verbraucher in dieser Statistik nicht enthalten sind. Somit ist zu erwarten, dass die Durchdringungsraten bei zeitaktuellen Daten deutlich höher sind. Basierend auf den synthetischen Lastprofilen würde dies zu einer möglichen Opt.-Out Konfiguration, bei Betrachtung des Jahresdurchschnittes monatlicher Leistungsspitzen, bei rund 17 % der Endkunden aktuell und rund 13 % der Endkunden im Zielbild 2030 führen.

Basierend auf den in der Analyse der Netzbenutzer erstellten synthetischen Lastprofile würde eine Pflicht für Smart Meter in der erweiterten Konfiguration (IME) ab einem Schwellwert von 3,7 kW Durchschnittslast über den 15-minütigen Messintervall bedeuten, dass mindestens 90 % aller Haushalte mit allen unterschiedlichen Anlagenkombinationen von der IME-Pflicht betroffen wären. Typische Haushaltslasten haben kurzfristig mitunter deutlich höhere Lastspitzen, eine Durchschnittslast von mehr als 3-4 kW wird aber nur selten erreicht.

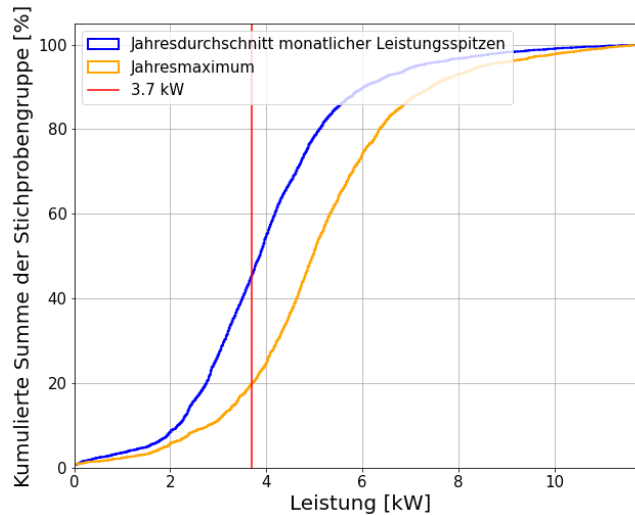


Abbildung 28 Kumulierte Verteilung der Leistungswerte (gemessene Daten von 2700 exemplarischen Haushalten auf NE7)

Für eine detaillierte Analyse der Abhängigkeit der durchschnittlichen monatlichen Leistungswerte und des Jahresenergieverbrauchs wurde der Verlauf der Verteilung in Abbildung 5 gemittelt und die entsprechenden Konfidenzintervall bestimmt, dargestellt in Abbildung 29.

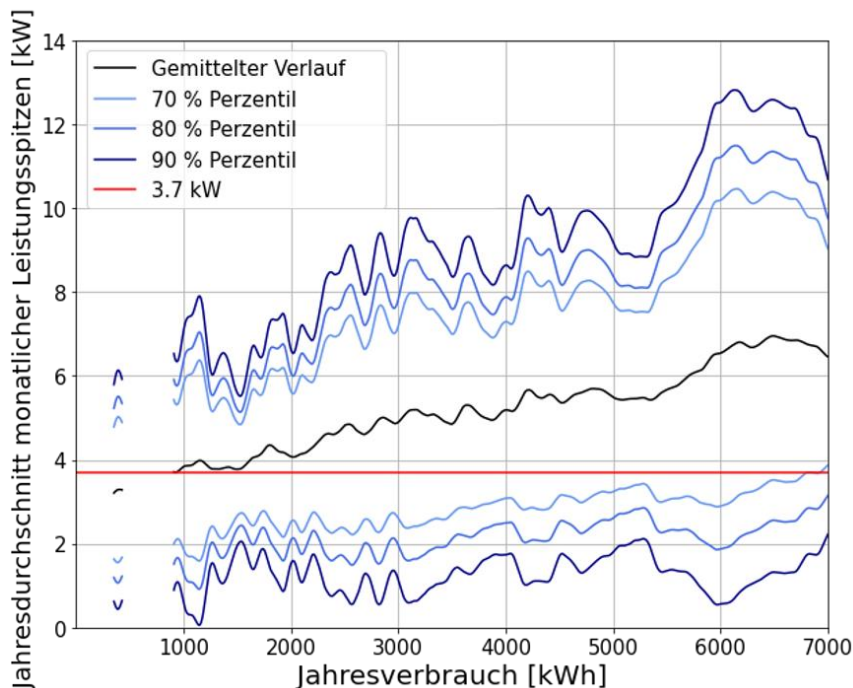


Abbildung 29 Ausgleichskurve des Jahresdurchschnittes monatlicher Leistungsspitzen in Abhängigkeit des Jahresenergieverbrauchs (reale Daten)

Die durch die Konfidenzintervalle gekennzeichneten Flächen spiegeln dabei den Parameterbereich für eine bestimmte Menge der Stichprobengruppe wieder. Somit zeigen z. B. die in hellblau gefärbten Linien den Bereich, in dem rund 70 % der gemessenen Netzbenutzer liegen. Somit ist deutlich erkennbar, dass nicht nur der mittlere Verlauf, sondern auch ein großer

Teil der Netzbenutzer, gerade bei höheren Jahresverbräuchen, oberhalb des vorgeschlagenen Schwellwert liegt. Basierend auf den vorliegenden, realen Daten würde dies zu einer IME-Pflicht bei rund 50 % der Endkunden führen, wie in Abbildung 28 ersichtlich. Allerdings spiegeln diese Daten nicht die aktuelle Durchdringung von neuartigen Verbrauchern in Österreich wieder, womit der reale Durchdringungsgrad weit höher liegen wird. Basierend auf der Analyse der Netznutzung in Kapitel 3.3 hat sich gezeigt, dass zukünftig durch die höheren Durchdringungsraten von Kundenanlagen höhere Lastspitzen auftreten werden. Somit werden zukünftig mehr Endkunden über dem Schwellwert einer verpflichtenden IME-Konfiguration liegen.

4.1.3 Hürden und Hindernisse einer flächendeckenden Einführung von Viertelstundenmesswerten

Kommunikationstechnologien

Die Umstellung aller Messgeräte in die IME-Konfiguration würde nach Aussage von Verteilernetzbetreibern zunächst eine weitreichende Verstärkung der Kommunikationsinfrastruktur erfordern. Besondere Ansprüche bestehen dabei an die Verfügbarkeit der IKT, welche zuverlässig die tägliche Datenübermittlungen sämtlicher Zählpunkte ermöglichen muss. Während die derzeitige Standardkonfiguration eine Übermittlung eines Tagesenergiewerts erfordert, fallen bei der Erfassung von viertelstündlichen Messwerten 96 Werte pro Tag an. Obschon die Verpflichtung zur Übertragung dieser Datenmengen, gesetzt den Fall, jegliche Netzbenutzer würden dies verlangen, bereits heute besteht, erscheint eine geeignet ausgelegte und organisierte Umsetzungsfrist sinnvoll. So kann die Umstellung auf die zuverlässige Übermittlung von 96 Werten pro Tag technisch sichergestellt werden. Anschließend besteht für Verteilernetzbetreiber und Anbieter von innovativen Stromprodukten die Möglichkeit, besser abgestimmt auf die Bedürfnisse und Erwartungen der Netzbenutzer einzugehen und die erforderlichen Prozesse frühzeitig zu organisieren und zu kommunizieren.

Datenschutz

Ein zentraler Diskussionspunkt bei der Betrachtung von Smart Metern mit Messdaten von höherer Granularität ist der Datenschutz sowie das Wahlrecht des Kunden diesbezüglich. Durch die Ausweitung der viertelstündlichen Messwerterfassung auf den Großteil der Netzbenutzer besteht die Möglichkeit, dass Proponenten einer möglichst strengen Auslegung von datenschutzrechtlichen Fragen den Versuch unternehmen, ein starkes öffentliches Interesse für ihr Anliegen zu generieren. In diesem Zusammenhang könnte es vorteilig sein, die Festlegungen des ersten Absatzes des § 84a Abs. 1 EIWOG 2010 auf ausreichende Klarheit bezüglich der Messdatenerhebung und -verwendung zur Aufrechterhaltung eines sicheren und effizienten Netzbetriebes zu überprüfen und gegebenenfalls Empfehlungen zur Nachschärfung vorzubereiten. Außerdem können Maßnahmen vorbereitet werden, um Ansätze wie die Verhaltensregeln³⁸ nach Art. 40 DSGVO [61], bei welchen sich Netzbetreiber eigene Datenschutzvorgaben ausarbeiten und sich verpflichten diese einzuhalten, niederschwellig aufzubereiten und einem breiten Publikum von Netzkunden zu kommunizieren. Dadurch könnte Bedenken seitens kritisch eingestellter Endkunden begegnet werden. Ein Positiv-Beispiel für eine solche Regelung ist die Pseudonymisierung von personenbezogenen Daten bzw. deren Weitergabe in *geeignet aggregierter Form* an die relevanten Akteure in der Schweiz nach Art. 8d Abs. 2 lit. A StromVV.

³⁸ Artikel 40 der Datenschutzgrundverordnung (DSGVO) sieht vor, dass Verbände und andere Vereinigungen, Verhaltensregeln ausarbeiten, mit denen die Anwendung der Verordnung branchenspezifisch präzisiert wird.

Eichrecht

Eine weitere Hürde stellt im Hinblick auf das Konsensziel die erfolgte Konfiguration einiger Geräte im Opt-out Modus dar. Deren Funktionsumfang ist, bedingt durch die Konfiguration, auf die Übermittlung von jährlichen Messwerten beschränkt und sieht auch keine Fernabschaltung vor. Für eine Erfassung und Übermittlung von monatlichen Leistungsspitzen, sowie ein Auslösen von Breaker oder Fernabschaltung, wäre eine Rekonfiguration notwendig. Nach Aussagen von Branchenexperten dürfte eine solche Rekonfiguration eine neue Eichung bzw. den Austausch von bereits installierten Geräten notwendig machen. Nach Daten der E-Control vom Erhebungsjahr 2020 lag die Opt-out-Quote bei circa 2,8 %. Ausgehend von einem zuvor erfolgten, vollständigen Rollout auf die Gesamtheit der etwa 6,2 Mio. Zählpunkte, wären dies etwa 170.000 Geräte. Hinsichtlich Kosteneffizienz wäre es erstrebenswert, im Fall von Rekonfigurationen einfachere und kostengünstigere Lösungen als den Austausch bzw. die Neueichung von Smart Metern zu ermöglichen. Ob eine dahingehende Änderung des Eichrechtes eine realistische Option darstellt, wäre zu prüfen.

4.2 Erweiterung der Pflicht für Smart Meter auf Lastprofilzähler

Neben den eingehend betrachteten Wechsel- und Drehstromzählern können auch Lastprofilzähler, wie sie für Kunden mit einem Jahresverbrauch größer 100.000 kWh oder einer Anschlussleistung größer 50 kW gefordert sind, durch Smart Meter realisiert werden. Aus internen Daten der E-Control geht hervor, dass derzeit österreichweit etwa 60.000 Lastprofilzähler an unterschiedlichen Netzebenen angeschlossen sind, wie in Tabelle 3 ersichtlich. Rückmeldungen zu einer schriftlichen Erhebung sowie Gespräche mit Branchenvertretern der Verteilernetzbetreiber ergaben, dass die Implementierung in Form eines Smart Meters bereits vereinzelt umgesetzt wird. Vorteile liegen demnach in der Kostenersparnis aufgrund der gemeinsamen Nutzung der Kommunikationsinfrastruktur für Smart Meter. Derzeit werden konventionelle Lastprofilzähler zum Teil durch kundenindividuelle Kommunikationslösungen angebunden, wodurch ein Mehraufwand bei Planungs- und Wartungsprozessen entstehen kann. Sofern eine Vorort-Ablesung stattfindet, können die Kosten dafür durch die Messwertübertragung vermieden werden. Zusätzlich können Skaleneffekte bei der Hardwarebeschaffung zum Tragen kommen.

Aus Rückmeldungen von Netzbetreibern geht hervor, dass die Kosten für die Einrichtung eines Lastprofilzählpunktes in etwa doppelt so hoch sind, wie die Kosten für einen Zählpunkt bei einem Endkunden, welche in Studien zwischen 110 €³⁹ und 316 €⁴⁰ angenommen werden [62]

³⁹ Die Kosten umfassen die Hardwarekosten für den Stromzähler und das Kommunikationsmodem (pro Zähler)

⁴⁰ Die Kosten umfassen dabei die Capex als auch Opex Kosten, sodass sich diese aus Anschaffungskosten, Personalkosten (z.B. bei der Installation) und laufenden Betriebskosten (z.B. für die Kommunikationsinfrastruktur) zusammensetzen.

[19]. Angesichts der erwartbar hohen Kosten bei der Umsetzung von kundenindividuellen Mess- und Datenübertragungskonzepten kann hier von einer Ersparnis bei der Beschaffung sowie bei dem Messstellenbetrieb ausgegangen werden, sofern ein Austausch oder eine Neuanschaffung anstehen.

Beim Einsatz von Smart Metern in der Rolle der Lastprofilzähler bei größeren Endkunden ergeben sich jedoch nach Aussage der Netzbetreiber und Gerätehersteller einige Unterschiede in den Anforderungen im Vergleich zu den Messgeräten bei kleineren Endkunden. Oftmals werden Lastprofilzähler als Wandlermessungen implementiert. Bei Anschlüssen mit einer Vorsicherung größer 63 A werden der Strom (und in der Mittelspannung auch die Spannung) vor der Messung umgewandelt. Während dies aus messtechnischer Sicht keine Herausforderung darstellt, lassen sich dadurch einige funktionale Anforderungen, die in der IMA-VO an intelligente Messsysteme gestellt werden, nicht ohne erheblichen Zusatzaufwand umsetzen:

- Aufgrund der Umsetzung als Wandlermessung kann die Abschaltung des Netzan schlusses durch die üblichen Smart Meter nicht erfolgen, da der Strom nicht direkt durch den Zähler fließt und ein entsprechend dimensionierter (externer) Leistungsschalter erhebliche Mehrkosten bedeuten würde.
- Die Bereitstellung einer Multi-Utility-Schnittstelle für Zähler weiterer Sparten beim Großkunden kann mit den vorhandenen Geräten nicht kosteneffizient gewährleistet werden, da die Ausgestaltung der Spartenzähler sehr kundenindividuell erfolgt (erforderliche Messgenauigkeit, Granularität, Datenübermittlung).

Wichtig bei der Implementierung einer entsprechenden regulatorischen Neuregelung ist daher die Berücksichtigung der oben genannten Limitationen, um keine rechtliche Unsicherheit oder unverhältnismäßige Aufwände zu generieren. Zusätzlich dazu sollte der weitere Betrieb von Bestandsanlagen, welche zum Teil unter der Annahme längerer Lebenszyklen angeschafft wurden, geregelt werden. Der vorzeitige Austausch neuerer Bestandsanlagen könnte durch großzügige Übergangsfristen vermieden werden.

4.3 Vorbereitung auf zukünftige Funktionen von Smart Metern

Die in den vorherigen Kapiteln beschriebenen Vorteile und Potenziale gehen von den Funktionalitäten aktueller Generationen von Smart Metern aus. Aus Gesprächen mit Geräteherstellern geht hervor, dass bei Smart Metern zukünftig eine weitere Bandbreite an Funktionen genutzt werden wird. Aus Sicht des Regulators ist es daher sinnvoll, den potenziellen Mehrwert solcher Funktionen zu erfassen und eine etwaige Formulierung als Mindestanforderung zukünftiger Smart Meter zu prüfen. Die von heutigen Smart Metern erfassten Messwerte decken die grundlegenden Anforderungen an die Verbrauchsvizualisierung für Netzbenutzer, Verbrauchsdatenübermittlung an Lieferanten sowie an die Erfordernisse seitens der Netzplanung

ab (wobei letzteres noch rechtliche Unsicherheiten birgt, siehe Abschnitt 4.1.3). Zukünftig könnten hier durch eine höhere Granularität der Messwerte, präzisere Analysen als Entscheidungsgrundlagen ermöglicht werden.

Im Folgenden werden neue Anwendungsfälle vorgestellt, die auf zum Teil vorhandenen, aber ungenutzten Funktionen der Messgeräte beruhen -wie Daten zur Netzqualität- oder noch nicht vorhandene Funktionalitäten, wie digitale Steuerungsausgänge, zur genaueren Ansteuerung von Einspeisern und Verbrauchern im Verteilernetz. Gemein ist diesen Funktionen, dass sie erst durch eine höhere Granularität der Messdaten effektiv implementiert werden können.

4.3.1 Mögliche Funktionen

In Experteninterviews sowie bei der Recherche haben sich vielseitige zukünftige Anwendungsfälle und Funktionen für unterschiedliche Stakeholder herausgestellt. Dabei ist jedoch, insbesondere im Bereich der Haushaltszähler, zu beachten, dass die Stückzahl der installierten Geräte im Bereich einiger Millionen liegt. Somit bringen zusätzliche Funktionalitäten und auch geringe Mehrkosten der einzelnen Geräte hohe Kostenfaktoren mit sich. Somit sind unnötige Funktionalitäten, Nachrüstungen, modulare Aufbauten, etc. zu vermeiden. Dieser Aspekt wird im Folgenden zusätzlich andiskutiert.

Messung von Oberschwingungen

Aufgrund der raschen Zunahme nichtlinearer⁴¹ Verbraucher durch die Energie- und Mobilitätswende, z. B. Wechselrichter in PV-Anlagen und Ladesäulen, gewinnt der Einfluss von Oberschwingungen auf die Spannungsqualität stetig Bedeutung. Oberschwingungen können dabei die Funktion von anderen Geräten beeinträchtigen und können zu einer unzulässig hohen Strombelastung des Neutralleiters führen, weswegen der maximale Anteil an Oberschwingungen durch die Norm IEC 61000-3-2 geregelt ist. Da durch die vermehrte Integration dezentraler Erzeugungsanlagen und Ladeinfrastruktur zukünftig mehr Wechselrichter Bestandteil elektrischer Verteilernetze sind, gilt es den Anteil der Oberschwingungen zum Erhalt der Spannungsqualität stetig zu überwachen. In Experteninterviews hat sich gezeigt, dass im europäischen Ausland, z. B. in Norwegen, bereits Probleme der Spannungsqualität durch Oberschwingung auftreten. Heutzutage sind die meisten Energiemessgeräte jedoch nur für eine Messung von sinusförmigen Wellen ausgelegt, weswegen der Anteil der Oberschwingungen nicht gemessen und überwacht werden kann. Daher wäre es sinnvoll, zukünftige Generation von Smart Metern mit einer Messfunktion von Oberschwingungen bis zu einer relevanten Frequenz aus-

⁴¹ Nichtlineare Verbraucher sind Geräte, die aufgrund von elektronischen Bauteilen die sinusförmige Netzspannung durch Aufprägung von z. B. Oberschwingungen in davon abweichende Spannungsverläufe modulieren. Dazu gehören z. B. Netzteile von Ladekabeln, Frequenzumrichter und Induktionskochherde.

zustatten. In Studien wurde gezeigt, dass Oberschwingungen einen Fehler der Leistungsmessung von bis zu 6 % hervorrufen können. Der Messfehler hängt dabei von dem verwendeten Zählertyp, den Netzbedingungen und den untersuchten Verbrauchern ab. Das Vorzeichen der Abweichung wird dabei durch die Art des Stromkreises (induktiv oder kapazitiv) bestimmt [63]. Da sich die Technik der Leistungselektronik, und somit der Anteil der erzeugten Oberschwingungen, stetig verbessert, während der Anteil an Leistungselektronik stetig wächst, kann heutzutage nicht abgeschätzt werden, wie hoch der Messfehler durch Oberschwingungen zukünftig sein wird. Ein anderer Anwendungsfall von Oberschwingungen liegt in der Netzmodellierung. Studien haben gezeigt, dass basierend auf Spannungszeitreihen (Spannungsbandmessungen bei 50Hz) Netzmodelle über Spannungs-korrelationsanalysen erstellt werden können. Bei Verwendung von Zeitreihen der Oberschwingungen und harmonischen Verzerrungen kann eine verbesserte Genauigkeit erzielt werden. Damit ergibt sich ein Verfahren, welches basierend auf vorhandenen Messwerten jederzeit die aktuelle Netztopologie berechnen kann. Dadurch können z. B. veränderte Schalterstellungen ohne zusätzliche Messtechnik im Netz erkannt werden. Dies reduziert die Hardware- und somit die Kostenaufwände. Zusätzlich kann die automatisierte, topologische Zuordnung von Messtechnik die Integration von erneuerbaren Energien durch ein verbessertes Monitoring vereinfachen. Außerdem verbessern aktuelle und vollständige Netzmodelle die Netzzustandsschätzung und -prognose [64].

In Experteninterviews mit Smart Meter Herstellern hat sich ergeben, dass eine Erweiterung der Smart Metern um die Messfunktion von Oberschwingungen einen erheblichen Kostenfaktor mit sich bringt und aktuell nicht wirtschaftlich ist.

Datenanalyse in intelligenten Messgeräten (Edge-Computing)

Grundsätzlich können die von Smart Metern erhobenen Daten vielseitig angewendet werden. In vielen Fällen sind die in Kapitel 3.2 aufgeführten Anwendungsfälle und Funktionen jedoch nicht möglich, da die Anforderungen an die Granularität der Messwerte und die Rate der Datenübertragung sehr hoch sind, keine ausreichende Kommunikationsbandbreite zur Verfügung steht und die Ressourcen für die Analyse einer großen Datenmenge begrenzt sind. Eine Möglichkeit, diesen Herausforderungen zu begegnen, besteht in der Verlagerung der Datenanalyse in die Transformatorstationen des Netzbetreibers oder in die intelligenten Messgeräte am Übergang zur Kundenanlage (Edge-Computing). Dies ermöglicht erhebliche Verbesserungen in Bezug auf Genauigkeit, Latenz und Bandbreitenbedarf für Smart-Grid-Anwendungen sowie die Umsetzung von Echtzeit-Anwendungen wie z. B. Demand Response und die Lokalisierung von Störquellen. Die Verlagerung der Datenanalyse in die intelligenten Messgeräte bietet außerdem den Vorteil, dass nur ein Bruchteil der Daten das Gerät verlassen muss und die Daten somit sicher gegen Datendiebstahl sind. [65]

Bei den aufgrund von Netzanalysen dimensionierten Maßnahmen im Verteilernetz bleibt zunächst die Frage offen, wo diese bestimmt, dimensioniert und angesteuert werden. Dabei sind

unterschiedliche Ansätze bzw. Kombinationen aus diesen denkbar. Einerseits ist eine zentrale Koordinierung ausgehend von den Netzleitsystemen der Verteilernetzbetreiber unabdingbar. Informationen über den Netzzustand an den einzelnen Messpunkten sollten hier zusammenlaufen. Gleichzeitig bietet der Edge-Computing Ansatz die Möglichkeit, Analysen dezentral vorzunehmen und bei klar definierten Zuständen Meldungen an das Netzleitsystem zu übermitteln und gegebenenfalls auch Schalthandlungen vorzunehmen.

In Experteninterviews mit Smart Meter Herstellern hat sich ergeben, dass bei einem Großteil der Haushalte heutzutage keine Notwendigkeit der Erweiterung um die Edge-Computing Funktionalität besteht. Aktuell wird diese Funktionalität nur in einzelnen Fällen und sehr wichtigen Kunden aus Sicht der Netzrelevanz verwendet. Allerdings haben Experteninterviews mit Energiegemeinschaften gezeigt, dass Edge Computing einen erheblichen Vorteil für sie bietet. Daher bieten einzelne Energiegemeinschaften bereits eigens entwickelt und hergestellte Smart Meter mit Edge Computing Funktionalitäten an, welche nicht auf dem öffentlichen Markt zugänglich sind. Somit ist für diese Stakeholdergruppe eine Erweiterung der Funktionalität wirtschaftlich.

Integration der Steuerfunktionen

Derzeit bieten viele Smart Meter Schaltkontakte und Relais, mit denen einfache Steuerfunktionen umgesetzt werden können. Die Umsetzbarkeit erweiterter Steuerungsfunktion hängt stark von Prozessen zur Standardisierung ab. Eine kosteneffiziente Lösung erfordert branchenweite Standards, die eine Implementierung in der Hardware berechenbar und skalierbar machen.

Der aktive Eingriff in Erzeugung und Verbrauch auf Ebene der Kleinverbraucher kann durch eine Reihe von Rahmenbedingungen motiviert sein. Aktive Lastanpassungen von Geräten in Kundenanlagen könnten aufgrund von Preissignalen erfolgen oder unter netzdienlichen Gesichtspunkten erforderlich sein. Dazu gehören etwa Maßnahmen zur Spannungshaltung, Blindleistungskompensation und Frequenzregelung. Die Steuerung über Smart Meter, oder zumindest die Steuerung basierend auf hochaufgelösten Daten, ist eine logische Schlussfolgerung der zunehmenden Netztransparenz durch die Verfügbarkeit von Messdaten. Entsprechende Flexibilität sind zudem förderlich für die Integration einer hohen Anzahl von dezentralen Erzeugungsanlagen in den unteren Netzebenen.

Bei der Integration der Steuerfunktion zur Lastbegrenzung muss jedoch beachtet werden, dass kurzzeitig hohe Einschaltströme vorkommen können. Daher sollen die Leistungsgrenze und die Zeitspanne zur Auslösung dementsprechend aus der Zentrale eingestellt werden.

4.3.2 Hürden und notwendige Änderungen zur Umsetzung

Bei den zukünftig möglichen Funktionen von intelligenten Messgeräten kann von ähnlichen Hürden und Herausforderungen wie bei der Einführung flächendeckender Viertelstundemesswerte ausgegangen werden. Insbesondere würden die Bedenken und Herausforderungen hinsichtlich des Datenschutzes und der Messwertübertragung durch die granularen Messwerte und echtzeitnahe Übertragung potenziert werden. Hier könnte ein ähnliches Vorgehen wie im Abschnitt 0 im Sinne einer öffentlich kommunizierten Verhaltensregeln zum Datenschutz der Netzbetreiber bedacht werden. Zumal wären Anpassungen des EIWOG 2010 und der IMA-VO erforderlich, um eine Verfügbarkeit und Nutzung von höherfrequenten Messwerten zu ermöglichen.

Mit Hinblick auf mögliche Steuerungsfunktionen sollte ein besonderes Augenmerk darauf gerichtet werden, sichere Kommunikationstechnik fortlaufend zu gewährleisten. Dies beinhaltet die Möglichkeit, Software-Aktualisierungen einzuspielen, um dem sich wandelnden Stand der Technik entsprechend zu folgen. In Experteninterviews hat sich ergeben, dass die aktuelle Übertragungszeit von Steuersignalen im Bereich einiger Minuten liegt, was eine Hürde für die Umsetzung von Echtzeit-Steuerbefehlen darstellt. Zusätzlich existiert die Problematik, dass eine Implementierung von Edge-Computing-Fähigkeiten auf Ebene der Transformatorstationen, aufgrund der End-to-End Verschlüsselung zwischen Zähler und Datenzentrale unter derzeitigen Vorgaben der datenschutzrechtlichen Selbstverpflichtung der Netzbetreiber nicht stattfinden kann. Hier sollte die Möglichkeit vorgesehen werden, dass da die Daten an den Transformatorstationen entschlüsselt werden dürfen.

5 Zusammenfassung und Fazit

Im Rahmen dieser Studie wurden unterschiedliche Maßnahmen bezüglich der zukünftigen Entwicklungen der Zählerlandschaft in Österreich bewertet.

Die erste bewertete Maßnahme beinhaltet die **Einführung von Auslesung und Übermittlung von flächendeckenden viertelstündlichen Energiewerten (Einspeisung und Bezug)**. Hintergrund sind die zu erwartenden Lastspitzen in den unteren Netzebenen bei zunehmender Durchdringung von dezentralen Erzeugungsanlagen, z. B. Photovoltaik-Anlagen, und neuartigen Verbrauchern, z. B. Elektromobilität und Wärmepumpen. **Die Einführung bringt weitreichende Vorteile, unter anderem eine wesentlich verbesserte Datenbasis für Netzplanung und -betrieb, leistungsorientierte kostenverursachergerechte Tarifierung sofern auch die entsprechenden gesetzlichen Rahmenbedingungen für die Verwendung von Smart Meter-Daten geschaffen werden.**

Eine verbesserte Messdatenbasis ermöglicht zum einen die realitätsgetreuere Netzzustandsanalyse und erlaubt so einen effektiveren, bedarfsgerechten Netzausbau. Zum anderen sind so auch Neugestaltungen der Stromprodukte, z.B. flexible Stromtarife mit Anreizen zur Lastverschiebung, kostenverursachungsgerechte Netztarifierung und die Bereitstellung detaillierter Verbrauchsdaten für Netzbetreiber, Stromlieferanten und Netzbenutzer möglich. Dies erlaubt die aktivere Teilnahme von Endkunden und ist unter anderem auch Grundvoraussetzung⁴² für die Teilnahme an Energiegemeinschaften.

Eine entsprechende Ausweitung der IME-Pflicht würde eine Umstrukturierung der Konfigurationsmöglichkeiten bedeuten, sodass die Standardkonfiguration wegfällt und die Ausgestaltung der Opt-out-Konfiguration angepasst werden muss. Dies würde eine Anpassung der rechtlichen Lage bzgl. der Nutzung der gemessenen Daten erfordern. Hinzu kommen Datenschutz-Aspekte, die eine öffentliche Reaktion und ggf. Ablehnung unter einigen Netzbenutzern hervorrufen könnten. Hier gilt es, gezielt Informationsmöglichkeiten zum Umgang mit Endkundendaten bereitzustellen.

In Anbetracht vor allem der erwarteten Widerstände gegenüber der Anpassung der Gerätekonfiguration scheint es vor allem **im Sinne der Verursachergerechtigkeit angebracht, einen leicht nachvollziehbaren, transparenten Schwellwert für die Netzrelevanz festzulegen, ab dem eine verpflichtende Auslesung und Übermittlung von viertelstündlichen Energiewerten aus Sicht des Netzbetriebs notwendig wird.** Der Begriff Netzrelevanz kann dabei anhand des Durchschnitts der monatlichen maximalen viertelstündlichen Leistungswerte definiert werden und kann sich an den bestehenden Leistungsstufen und Meldepflichten im DACH-Raum orientieren. Dabei haben sich Schwellwerte von 3,7 kW bzw. kVA und

⁴² vgl § 16e Abs 1 Z 1 EIWOG 2010

4,6 kVA, als Durchschnittslast über den 15-minütigen Messintervall der intelligenten Messgeräte, in diversen technischen Regelwerken und Empfehlungen zu Anschlussbedingungen für EE-Erzeuger, Energiespeicher und Ladestationen als sinnvoll herausgestellt. Als viertelstündliche Durchschnittswerte können mit diesen Schwellwerten die netzrelevanten Endkunden robust identifiziert werden. Dies sind aktuell ca. 90 % aller Haushaltskunden (2020) und wird, aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektors, ca. 95 % aller Haushaltskunden im Jahr 2030 umfassen. Insbesondere sind damit alle Haushalte mit neuartigen Verbrauchern mit hohen, netzrelevanten Dauerleistungen, wie Wärmepumpen, Elektroauto-Ladestationen und Klimaanlage, und/oder dezentraler Einspeisung wie PV-Anlagen erfasst. Für Endkunden mit der Opt-out-Konfiguration müssten in Abstimmung mit betroffenen Interessensgruppen, wie Verbraucherschützern und Netzbetreibern, praktikable Prozesse für den Fall der Schwellwertüberschreitung ausgearbeitet werden. Denkbar sind, bei mehrfacher Überschreitung, Pönalisierungen in Form von Einmalzahlungen oder ein verpflichtender Opt-in.

Die zweite diskutierte Maßnahme ist die Erweiterung der Pflicht für Smart Meter auf Lastprofilzähler. Dies ermöglicht relevante Vorteile für Endkunden sowie Netzbetreiber.

Die Implementierung der Lastprofilmessung würde im Gegensatz zu heutigen Verfahren weniger stark kundenspezifisch erfolgen müssen, da Geräte und Kommunikationstechnik bereits erprobt und ein Back-End-System zur Verfügung steht. Aus Gesprächen mit Netzbetreibern und Branchenvertretern geht hervor, dass dies bereits an einigen Stellen umgesetzt wird. Die Anforderungen aus der IMA-VO bezüglich der Fernabschaltung und der Möglichkeit der Anbindung von Spartenzählern sind für Lastprofilzähler anzupassen bzw. zu streichen, da diese bei Geräten mit Wandlermessung nicht kosteneffizient umsetzbar sind.

Aus technischer Sicht sprechen allerdings wenige Argumente gegen die Nutzung von Smart-Meter-Infrastruktur durch Lastprofilzähler. Mit leichten Anpassungen der entsprechenden Regulatorik und angemessenen Umsetzungsfristen sowie Bestandsschutzregelungen ließe sich eine stark vereinheitlichte Vorgehensweise für Netzbetreiber und Kunden mit Lastprofilzähler bewirken.

Die letzte betrachtete Maßnahme umfasste die **Bestimmung zukünftig erforderlicher Funktionen von Smart Metern** sowie deren Anwendungsfälle. Dies ist insbesondere wichtig, nachdem sich zwar die Hardware-Konfiguration von Smart Metern in einen de-facto Industriestandard eingeschwungen hat, bei dem - zusätzlich zur Wirk- und Blindleistung (die in Bezugs- sowie Einspeiserichtung ermittelt wird) - auch Messwerte wie Frequenz und Momentanwerte der Spannung erfasst werden. Allerdings bestehen gewisse Unterschiede in den Funktionalitäten insbesondere im Umfang der Netzqualitätsmesswerte (wie Spannungseinbrüche, Überspannungen, Asymmetrien), den erzielten Messgenauigkeiten und der Gestaltung der Steue-

rungsausgänge. Die Gespräche mit Herstellern und Netzbetreibern ergaben zudem, dass intelligente Messgeräte bereits heute weitreichende Funktionen besitzen, die vom regulatorischen Rahmen nicht thematisiert und von den Netzbetreibern nicht genutzt werden. Dies hat mehrere Gründe, darunter Unsicherheiten bezüglich des Datenschutzes und damit bezüglich der Nutzbarkeit von Messdaten für technische Analysen. Durch klarere gesetzliche Vorgaben und eine verstärkte IKT-Infrastruktur würden mehr Funktionen der intelligenten Messgeräte nutzbar werden, insbesondere hinsichtlich echtzeitnaher Netzzustandsanalysen und Einspeise-/ Lastmanagement im Verteilernetz.

In Zukunft werden Verteilernetze stärker an der Belastungsgrenze betrieben werden müssen, da vermehrt Einspeiser und neuartige Verbraucher an die bestehende Netzinfrastruktur angeschlossen sind und ein großflächiger konventioneller Netzausbau in vielen Fällen weder schnell umgesetzt noch ökonomisch sinnvoll wäre. Für eine weiterhin sichere Stromversorgung ist somit eine höhere Datenverfügbarkeit sowohl auf Ebene der Endkunden als auch im Hinblick auf Parameter des Netzbetriebs, wie z. B. Spannungs- und Frequenzmesswerte sowie Oberschwingungen erforderlich. Anhand dieser Daten sind in Zukunft auch **dezentrale Steuerungsfunktionen und Schalthandlungen** denkbar, die eine Flexibilisierung im Hinblick auf Erzeugung und Verbrauch ermöglichen.

Um die Potenziale aus neuen Smart Meter Funktionen zuverlässig heben zu können, rücken neben den erforderlichen Anpassungen im regulatorischen Rahmen, analog zu den Erfordernissen für eine standardisierte Erfassung der Viertelstundenwerte, auch verstärkt Aspekte der **Cyber-Sicherheit** in den Fokus. Da beispielsweise nicht auszuschließen ist, dass Cyber-Risiken und Einfallstore in vorhandener Software entdeckt werden, ist ein flexibles Aktualisierungs-Regime der Firmware intelligenter Messgeräte vorzusehen. Dies würde ebenso das nachträgliche Freischalten hardware-seitig schon vorhandener zusätzlicher Funktionalitäten von Smart Metern, wie die Erfassung weiterer Messwertarten oder die Steuerung flexibler Lasten, kosteneffizient erleichtern. **Eichrechtliche Hindernisse sollten durch geeignete Festlegungen zu Firmware-Updates im Mess- und Eichrecht adressiert werden, um das technische Potenzial von Smart Metern als Mess- und perspektivisch auch Steuergeräte umfänglich und sicher nutzen zu können.**

Auch gilt es, geeignete Standards hinsichtlich der Netzqualitätsparameter zu definieren, die kostengünstig in Smart Metern auf Haushaltsebene umgesetzt werden können. Dazu zählen zum Beispiel die erfassten Parameter und Zeitintervalle, die erforderliche Genauigkeit und die Häufigkeit der Datenübertragung.

6 Kontakt

Für Fragen jedweder Art sind die Ansprechpartner unter den folgenden Mail-Kontaktadressen und Telefonnummern erreichbar.

Ansprechpartner

Name	Mail	Telefon
Tischbein, Franziska	f.tischbein@iaew.rwth-aachen.de	+49 241 80 93049
Williams, Robin	robin.patrick.williams@fit.fraunhofer.de	+49 241 80 49207
Ulbig, Andreas	a.ulbig@iaew.rwth-aachen.de	+49 241 80 96419
Offergeld, Thomas	thomas.offergeld@fit.fraunhofer.de	+49 241 80 94958

7 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Vergleich der Leistungswerte von Haushalten mit unterschiedlichen Ausstattungen bezogen auf die Lasten (synthetische Daten von 1000 generierten Haushalten)	3
Abbildung 1 Links: Anteile der unterschiedlichen Zählerarten an den jeweiligen verbauten Geräten in einer Netzebene (Bezugszähler). Rechts: Bezogene Strommenge nach Netzebene in TWh für das Jahr 2020.	12
Abbildung 2 Übersicht der Häufigkeit von eingesetzten Kommunikationstechnologien zwischen Zählern und Datenkonzentratoren.....	22
Abbildung 3 Boxplot zu dem Jahresdurchschnitt monatlicher Leistungsspitzen und dem Jahresmaximum (gemessene Daten von 2700 exemplarischen Haushalten auf NE7)	33
Abbildung 4 Jahresdurchschnitt monatlicher Leistungsspitzen in Abhängigkeit des Jahresenergieverbrauchs (gemessene Daten von 2700 exemplarischen Haushalten auf NE7)	34
Abbildung 5 Boxplot des Jahresdurchschnittes monatlicher Leistungsspitzen und der Jahresmaxima (links) und Abhängigkeit des Jahresdurchschnittes vom Jahresenergieverbrauch (rechts) (synthetische Daten von 1000 generierten Haushalten) ...	37
Abbildung 6 Anzahl der installierten PV-Anlagen und Anzahl der Einfamilienhäuser in Abhängigkeit des Urbanisierungsgrades [1] [47].....	38
Abbildung 7 Exemplarischer Erzeugungsverlauf einer PV-Anlage mit einer installierten Leistung von 8 kWp (synthetische Daten).....	38
Abbildung 8 Boxplot des Jahresdurchschnittes monatlicher Leistungsspitzen und des Jahresmaximum (Einspeisung und Last) von Haushalten mit PV-Anlage (synthetische Daten von 1000 generierten Haushalten).....	39
Abbildung 9 Exemplarischer Lastverlauf eines Haushaltes mit PV-Anlage (6,5 kWp installierte Leistung) und Heimspeicher (6,5 kWh Gesamtkapazität und 3.5 kW installierter Leistung) mit Eigenverbrauchsoptimierung (synthetische Daten).....	41
Abbildung 10 Boxplot des Jahresdurchschnittes monatlicher Leistungsspitzen und des Jahresmaximum von Haushalten mit PV-Anlage und Heimspeicher bei Eigenbedarfsoptimierung (synthetische Daten von 1000 generierten Haushalten)	41
Abbildung 11 Exemplarischer Tageslastverlauf eines Haushaltes mit PV-Anlage (6 kWp installierte Leistung) und Heimspeicher (6 kWh Gesamtkapazität und 3.5 kW installierter Leistung) mit Eigenverbrauchsoptimierung (synthetische Daten)	42

Abbildung 12 Lastverlauf einer exemplarischen Wärmepumpe (synthetische Daten)	43
Abbildung 13 Boxplot des Jahresdurchschnittes monatlicher Leistungsspitzen und des Jahresmaximums von Haushalten mit Wärmepumpe für das vollständige Jahr und die Wintermonate (synthetische Daten von 1000 generierten Haushalten)	43
Abbildung 12 Verlauf der Haushaltslast abzüglich des PV-Eigenverbrauchs eines Haushaltes mit PV-Anlage (5 kWp installierte Leistung) und Wärmepumpe (synthetische Daten).....	44
Abbildung 14 Boxplot des Jahresdurchschnittes monatlicher Leistungsspitzen und des Jahresmaximums von Haushalten mit PV-Anlage und Wärmepumpe (synthetische Daten von 1000 generierten Haushalten)	45
Abbildung 15 Lastverlauf einer exemplarischen Ladestation mit einer Ladeleistung von 11 kW (synthetische Daten)	46
Abbildung 16 Boxplot des Jahresdurchschnittes monatlicher Leistungsspitzen und des Jahresmaximum von Haushalten mit privater Ladeinfrastruktur (synthetische Daten von 1000 generierten Haushalten)	47
Abbildung 17 Maximale Gleichzeitigkeit innerhalb eines Jahres der abgefragten Ladeleistung in Abhängigkeit von der installierten Ladeleistung in halblogarithmischer Auftragung (synthetische Daten)	47
Abbildung 18 Lastverlauf einer exemplarischen Klimaanlage (synthetische Daten).....	48
Abbildung 19 Boxplot des Jahresdurchschnittes monatlicher Leistungsspitzen und des Jahresmaximum von Haushalten mit Klimaanlage für das vollständige Jahr und die Sommermonate (synthetische Daten von 1000 generierten Haushalten)	48
Abbildung 20 Boxplot des Jahresdurchschnittes monatlicher Leistungsspitzen und des Jahresmaximum aufgeschlüsselt nach Einspeisung (synthetische Daten von Haushalten mit Eigenerzeugung) und Last für Haushalte mit einer dem Jahr 2020 entsprechenden Ausstattung (synthetische Daten von 1000 generierten Haushalten).....	49
Abbildung 21 Abhängigkeit des Jahresdurchschnittes vom Jahresenergieverbrauch für Haushalte mit einer dem Jahr 2020 entsprechenden Ausstattung aufgeschlüsselt nach der Haushaltsgröße und nach Kategorien der Haushaltsausstattung (synthetische Daten von 1000 generierten Haushalten)	50
Abbildung 24 Boxplot des Jahresdurchschnittes monatlicher Leistungsspitzen und des Jahresmaximum aufgeschlüsselt nach Einspeisung und Last für Haushalte mit einer dem Jahr 2030 entsprechenden Ausstattung (synthetische Daten von 1000 generierten Haushalten).	52

Abbildung 22 Vergleich der Leistungswerte von Haushalten mit unterschiedlichen Ausstattungen bezogen auf die Lasten (synthetische Daten von 1000 generierten Haushalten)52

Abbildung 23 Vergleich der Leistungswerte von Haushalten mit unterschiedlichen Ausstattungen bezogen auf die Einspeisung (synthetische Daten von 1000 generierten Haushalten).....53

Abbildung 25 Abhängigkeit des Jahresdurchschnittes vom Jahresenergieverbrauch für Haushalte mit einer dem Jahr 2030 entsprechenden Ausstattung aufgeschlüsselt nach der Haushaltsgröße und nach Kategorien der Haushaltsausstattung (synthetische Daten von 1000 generierten Haushalten)53

Abbildung 26 Kumulierte Verteilung der Leistungswerte (gemessene Daten von 2700 exemplarischen Haushalten auf NE7)60

Abbildung 27 Ausgleichskurve des Jahresdurchschnittes monatlicher Leistungsspitzen in Abhängigkeit des Jahresenergieverbrauchs (reale Daten)60

8 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Struktur der Netzbereiche nach Haushalten / Nicht-Haushalten sowie ländlichen, intermediären und städtischen Netzbenutzern. Ländliche und intermediäre Schwerpunkte sind durch dunkel- bzw. hellgrüne Felder hervorgehoben, städtisch geprägte Netzbereiche erhalten einen grauen Hintergrund.....	8
Tabelle 2 Anzahl Netzbenutzer in Österreich aufgeteilt in ländliche, intermediäre und städtische Siedlungsstruktur. Rechnerische Energieabgabe pro Netzbenutzer nach Siedlungsstruktur.....	9
Tabelle 3 Verbaute Zählerarten in den Netzebenen 3 bis 7 aufgeschlüsselt nach Lastprofilzählern, Viertelstunden-Maximum-Zählern, Dreh- und Wechselstromzählern, mit/ohne Messwandler und als Smart Meter (Bezugs-, Einspeise- und Zweirichtungszähler. Stand 2020 [3]).....	11
Tabelle 4 Strombezug nach Netzebenen im Jahr 2020 sowie durchschnittlicher jährlicher Stromverbrauch an Zählpunkten nach Netzebene.....	12
Tabelle 5 Nach Aussage der Verteilernetzbetreiber am häufigsten eingesetzte Smart Meter Modelle.	13
Tabelle 6 Übersicht der eingesetzten Gerätetypen mit Zuordnung zu Netzbetreibern und Zählpunkten (Abschätzung anhand Daten des Smart Meter-Monitoring Berichts, Stand 2020) [3].....	15
Tabelle 7 Funktionalitäten der an häufigsten in Österreich eingesetzten Smart Meter.....	16
Tabelle 8 Vergleich nationaler Vorgaben zu technischen Mindestanforderungen an Smart Meter sowie Empfehlungen seitens der Europäischen Kommission (EC).....	20
Tabelle 9 Vergleich möglicher Übertragungstechnologien [33], [34]	24
Tabelle 10 Übersicht Anwendungsfälle und Anforderungen an die Messwerte (Messwerte P: Wirkleistung; Q: Blindleistung; U: Spannung; THD: Total Harmonic Distortion / harm. Oberschwingungen, t: Zeitintervall)	31
Tabelle 11 Durchdringung relevanter neuartiger Kundenanlagen in Österreich im Jahr 2020 [2] [1] [46]	35
Tabelle 12 Prognostizierte Durchdringung relevanter neuartiger Kundenanlagen im Jahr 2030 [2] [1]	51

9 Literaturverzeichnis

- [1] Statistik Austria, „Photovoltaikanlagen in Österreich,“ [Online]. Available: https://www.statistik.at/atlas/?mapid=them_energie_klimafonds&layerid=layer1&sublayerid=sublayer0&languageid=0&bbox=912963,5754341,2087036,6345658,8. [Zugriff am 17.03.2022].
- [2] T. Esterl, A. Zegers, J. Spreitzhofer, G. Totschnig, S. Knöttner, S. Übermasser, F. Leimgruber, H. Brunner, R. Schwalbe, D. Suna, G. Resch, F. Schöniger, S. von Roon, T. Hübner, K. Ganz, F. Veitengruber, L. Freiberger und A. Djamali, „Flexibilitätsangebot und -Nachfrage im Elektrizitätssystem Österreichs 2020/2030,“ 2021.
- [3] E-Control, „Bericht zur Einführung von Intelligenten Messsystemen in Österreich 2021,“ Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control), Wien, 2021.
- [4] S. AG, „AMIS Multifunktionszähler Benutzerhandbuch TD-351x / EMVK30 & EMAS30,“ SIEMENS AG, München, Deutschland, 2008.
- [5] Iskraemeco, Energy Measurement and Management, „SMART AM550 Modular Electricity Meter,“ Iskraemeco, Energy Measurement and Management, Kranj, Slovenien, 2008.
- [6] Echelon, „EM-1021 SINGLE-PHASE IEC RESIDENTIAL ELECTRICITY METER,“ Echelon, USA, 2006.
- [7] Echelon, „EM-1023 POLY-PHASE IEC RESIDENTIAL ELECTRICITY METER,“ Echelon, USA, 2006.
- [8] Network Energy Services, „Generation 4 MTR 3000 IEC Poly Phase Meters,“ Network Energy Services, San Jose, USA.
- [9] Network Energy Services, „MTR 1000 IEC Single Phase Smart Meters - A Proven Residential Smart Meter and Powerful Grid Sensor All-in-One,“ Network Energy Services, San Jose, USA.
- [10] Shenzhen Kaifa Technology Co, Ltd., „BENUTZERHANDBUCH WECHSELSTROMZÄHLER MA110M,“ Shenzhen Kaifa Technology (Chengdu) Co, Ltd., Chengdu, China.

- [11] GTD Ingenieros Consultores, „ANÁLISIS NORMATIVO DE SISTEMAS DE MEDICIÓN, MONITOREO Y CONTROL EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN,“ GTD Ingenieros Consultores, Las Condes, Kolumbien, 2017.
- [12] Netz Burgenland Strom GmbH, „Smart Meter – der neue intelligente Stromzähler Zählertyp Landis+Gyr,“ Netz Burgenland Strom GmbH, Eisenstadt, 2015.
- [13] Landis+Gyr AG, „E450 Serie 4 G3-PLC IDIS 1-Phase - Technische Daten,“ Landis+Gyr AG, Zug, Schweiz, 2016.
- [14] Netz Niederösterreich GmbH, „Smart Meter - Kundenschnittstelle P1,“ Netz Niederösterreich GmbH, Maria Enzersdorf, 2020.
- [15] Sagemcom, „Technische Spezifikation für die Dreh- und Hochstromzählern,“ Sagemcom, Rueil-Malmaison Cedex, Frankreich.
- [16] Sagemcom, „Technische Spezifikation für die Wechselstromzählern,“ Sagemcom, Rueil-Malmaison Cedex, Frankreich.
- [17] Kamstrup A/S, „Data Sheet - OMNIPower Single Phase,“ Kamstrup A/S, Skanderborg, Dänemark, 2021.
- [18] Kamstrup A/S, „Kamstrup OMNIPower Drehstromzähler - Datenblatt,“ Kamstrup A/S, Skanderborg, Dänemark, 2013.
- [19] EUROPEAN COMMISSION Directorate-General for Energy, „Benchmarking smart metering deployment in the EU-28,“ EUROPEAN COMMISSION Directorate-General for Energy, Brüssel, Belgien, 2019.
- [20] Nationalrat, „Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 – EIWOG 2010),“ Nationalrat, Wien, 2010.
- [21] E-Control, „Verordnung der E-Control, mit der die Anforderungen an intelligente Messgeräte bestimmt werden (Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011 – IMA-VO 2011),“ E-Control, Wien, 2011.
- [22] UVEK, „Grundlagen der Ausgestaltung einer Einführung intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher in der Schweiz - Technische Mindestanforderungen und Einführungsmodalitäten,“ Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK, Bern, Schweiz, 2014.

- [23] AEMC, „National Electricity Rules Version 179,“ Australian Energy Market Commission, Sydney, Australien, 2018.
- [24] AEMC, „National Electricity Amendment (Five Minute Settlement) Rule,“ Australian Energy Market Commission, Sydney, Australien, 2017.
- [25] D. Serra, D. Mardero, L. Di Stefano und S. Grillo, „Post-Metering Value-Added Services for Low Voltage Electricity Users: Lessons Learned From the Italian Experience of CHAIN 2,“ *Applied Energy*, vol. 304, 15 Dezember 2021.
- [26] Y. Huang, E. Grahn, C. J. Wallnerström und L. Jaakonatti, „Smart meters in Sweden – Lesson learned and new regulations,“ in *Conference: 3rd AIEE Symposium on Current and Future Challenges to Energy Security*, Mailand, Italien, 2018.
- [27] L. Jaakonatti, „Summary of the report from Ei about smart meters (Ei R2017:08),“ Energimarknadsinspektionen, Stockholm, 2018.
- [28] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, „Technische Richtlinie BSI TR-03109-1,“ Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, Berlin, Deutschland, 2021.
- [29] C. Aichele, „Die Smart Energy Technologie,“ in *Smart Energy*, Wiesbaden, Deutschland, Vieweg+Teubner Verlag | Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, 2012, pp. 53-71.
- [30] W. Luan, D. Sharp und S. LaRoy, „Data Traffic Analysis of Utility Smart Metering Network,“ BC Hydro, Burnaby, Kanada, 2013.
- [31] Y. Khadour, „Eignung von Niederspannungsverteilstellen für Powerline Communication,“ Fakultät für Ingenieurwissenschaften der Universität Duisburg-Essen, Duisburg, Deutschland, 2003.
- [32] G. M. Fleischhacker, „Digitalisierung in der Niederspannungsnetzführung,“ Institut für Elektrische Anlagen Technische Universität Graz, Graz, 2019.
- [33] WIK, „Gutachten Digitalisierung der Energiewende Topthema 3: TK-Netzinfrastruktur und TK-Regulierung,“ WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste, Berlin, 2018.
- [34] F. E. Abrahamsen, Y. Ai und M. Cheffena, „Communication Technologies for Smart Grid: A Comprehensive Survey,“ MDPI, Basel, Schweiz, 2021.

- [35] Österreichs Energie / AK Verteilnetze, „Entwicklung des Datenbedarfs in der Stromnetzplanung durch die Energiewende - Expertise des Arbeitskreises Verteilnetze (Nenning et al.),“ 2021.
- [36] E. Dütschke, M. Unterländer und M. Wietschel, „Variable Stromtarife aus Kundensicht - Akzeptanzstudie auf Basis einer Conjoint-Analyse,“ 2012.
- [37] Next Kraftwerke AT GmbH, „Next Kraftwerke,“ [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.at/produkte/stromverbraucher>. [Zugriff am 17 03 2022].
- [38] S. Maggiore, M. Gallanti, M. Benini und W. Grattieri, „Evaluation of the effects of a tariff change on the Italian residential customers subject to a mandatory time-of-use tariff,“ 2013.
- [39] Eidgenössisches Department für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation; Bundesamt für Energie, „Smart Metering für die Schweiz – Potenziale, Erfolgsfaktoren und Massnahmen für die Steigerung der Energieeffizienz,“ 2009.
- [40] Ausgrid. [Online]. Available: <https://www.ausgrid.com.au/Your-energy-use/Meters/Time-of-use-pricing>. [Zugriff am 17 03 2022].
- [41] aWATTar GmbH, [Online]. Available: <https://www.awattar.at/tariffs/hourly>. [Zugriff am 17 03 2022].
- [42] M. J. Nicolson, M. J. Fell und M. G. Huebner, „Consumer demand for time of use electricity tariffs: A systematized review of the empirical evidence,“ 2018.
- [43] Aktiengesellschaft Siemens, „Verfahren zum Erkennen von Stromdiebstahl in einem Niederspannungsnetz“. 80333 München Patent EP 2 910 903 A1, 20 02 2014.
- [44] M. M. Buzau, J. Tejedor-Aguilera, P. Cruz-Romero und A. Gómez-Expósito, „Detection of Non-Technical Losses Using Smart Meter Data and Supervised Learning,“ IEEE Transactions on Smart Grid, 2019.
- [45] VDEW, „Repräsentative VDEW-Lastprofile,“ 1999.
- [46] „Branchenradar - Klimasplitgeräte in Österreich 2022,“ [Online]. Available: <https://www.branchenradar.com/de/studien/energie-und-heizsysteme/klimasplitgeraete-in-oesterreich-2022/>. [Zugriff am 26 04 2022].
- [47] S. Austria, „Gliederungen nach städtischen und ländlichen Gebieten,“ [Online]. Available:

- https://www.statistik.at/web_de/klassifikationen/regionale_gliederungen/stadt_land/index.html. [Zugriff am 23 04 2022].
- [48] dena-NETZFLEXSTUDIE, *Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung*, Berlin, Deutschland, 2016.
- [49] Bundesministerium für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort, „raus aus Öl und Gas 2021/2022,“ [Online]. Available: https://www.oesterreich.gv.at/themen/bauen_wohnen_und_umwelt/energie_sparen/1/raus_aus_oel.html. [Zugriff am 04 05 2022].
- [50] Bundesministerium für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort, „Sanierungsoffensive 2021/2022,“ [Online]. Available: https://www.oesterreich.gv.at/themen/bauen_wohnen_und_umwelt/energie_sparen/1/sanierungsoffensive.html. [Zugriff am 04 05 2022].
- [51] C. M. Vergewall, M. R. Trageser und M. Kurth, „MODELLING OF LOCATION AND TIME DEPENDENT CHARGING PROFILES OF ELECTRIC VEHICLES BASED ON HISTORICAL USER BEHAVIOUR,“ CIRED 2021 - The 26th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, 2021.
- [52] A. Windt und O. Arnhold, „Ladeinfrastruktur nach 2025/2030: Szenarien für den Markthochlauf,“ Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur, 2020.
- [53] E-Control, „TARIFE 2.1 WEITERENTWICKLUNG DER NETZENTGELTSTRUKTUR FÜR DEN STROMNETZBEREICH,“ Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control), Wien, 2021.
- [54] EUROPÄISCHES PARLAMENT UND DER RAT DER EUROPÄISCHEN UNION, „RICHTLINIE (EU) 2019/944 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES,“ DAS EUROPÄISCHES PARLAMENT UND DER RAT DER EUROPÄISCHEN UNION, Brüssel, Belgien, 2019.
- [55] Verband Schweizer Elektrizitätsunternehmen, „Standardisierter Datenaustausch für den Strommarkt Schweiz,“ Verband Schweizer Elektrizitätsunternehmen VSE, Aarau, Schweiz, 2018.
- [56] Schweizerische Eidgenossenschaft, „Stromversorgungsvorordnung Art. 8a Intelligente Messsystem“.
- [57] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, „Technische Anschlussbedingungen TAB 2019 für den Anschluss an das Niederspannungsnetz,“ 2019.

- [58] FNN und VDE, „Netzintegration Elektromobilität,“ 2020.
- [59] Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE), „Werkvorschriften CH - Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss von Verbraucher-, Energieerzeugungs- und elektrischen Energiespeicheranlagen an das Niederspannungsnetz,“ 2021.
- [60] FNN und VDE, „Anschluss und Betrieb von Speicher am Niederspannungsnetz (2019),“ 2019.
- [61] Österreichs E-Wirtschaft, „Verhaltensregeln nach Art 40 DSGVO für Netzbetreiber bei der Verarbeitung von mit intelligenten Messgeräten erhobenen personenbezogenen Daten von Endverbraucher nach den §§ 83 ff. EIWOG 2010,“ Österreichs E-Wirtschaft, Wien, 2019.
- [62] PwC Österreich, „Studie zur Analyse der KostenNutzen einer österreichweiten Einführung von Smart Metering,“ Wien, 2010.
- [63] A. Haas, J. Niitsoo, P. Taklaja und I. Palu, „Analysis of electricity meter under distorted load conditions,“ 2012.
- [64] J. D. Watson, J. Welch und N. R. Watson, „Use of Smart Meter Data to determine Distribution system topology,“ 2016.
- [65] T. Sirojan, S. Lu und E. Ambikairajah, „Embedded Edge Computing for Real-time Smart Meter Data Analytics,“ 2019.
- [66] BNetzA, „Anlage 2 zum Beschluss BK6-16-200 - Wechselprozesse im Messwesen (WiM),“ Bundesnetzagentur, Bonn, 2016.
- [67] BDEW, „EDI@Energy Codeliste der OBIS-Kennzahlen für den deutschen Energiemarkt,“ Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., Berlin, 2017.
- [68] Westnetz GmbH, „Elektromobilität: Was ist die netzdienliche Steuerung nach §14a des Energiewirtschaftsgesetzes?,“ 2022. [Online]. Available: <https://www.westnetz.de/de/faq/elektromobilitaet.html>. [Zugriff am 2022 05 04].
- [69] M. Hinterstocker, S. v. Roon und M. Rau, „Bewertung der aktuellen Standardlastprofile Österreichs und Analyse zukünftiger Anpassungsmöglichkeiten im Strommarkt,“ in *13. Symposium Energieinnovationen 12.-14.02.2014*, Graz, Austria, 2014.

