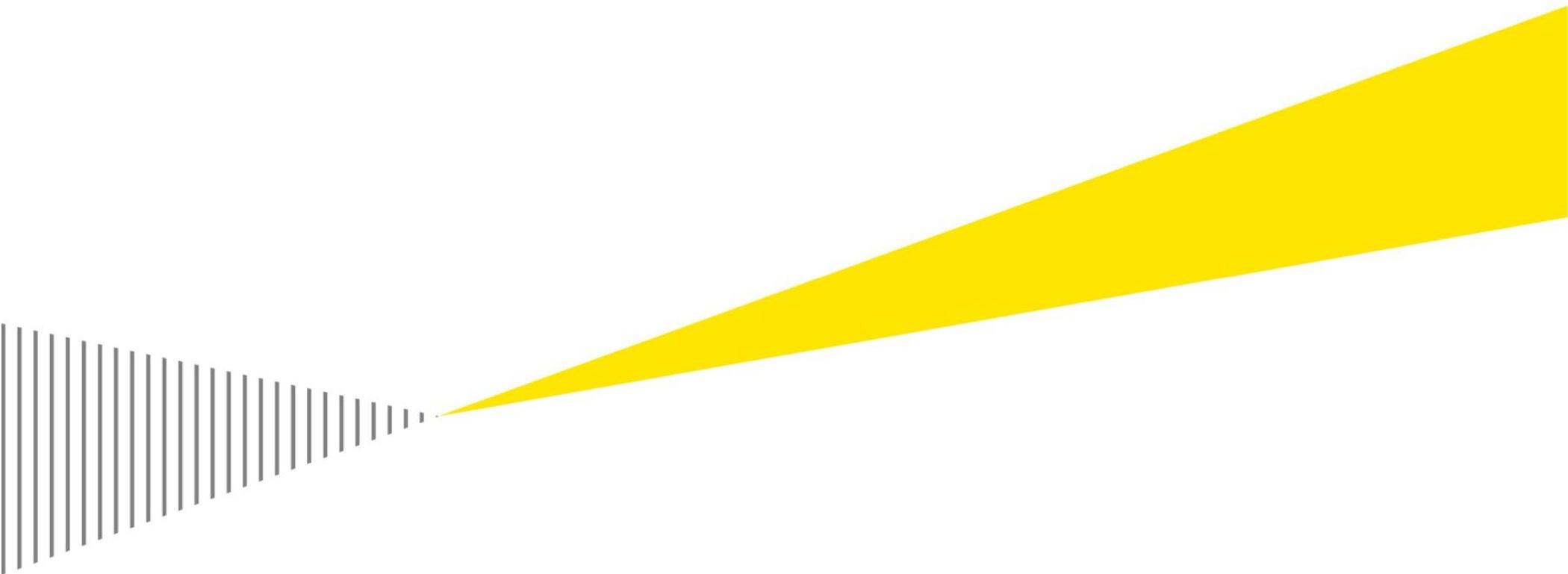


Ernst & Young

„Kosten-Nutzen-Analyse für
einen flächendeckenden Einsatz
intelligenter Messgeräte“



EY

Building a better
working world

Inhalt

1	Einleitung.....	6
1.1	Hintergrund und Ziele des Gutachtens	6
1.2	Vorgehensweise.....	6
2	Gesetzlicher und politischer Rahmen	9
2.1	Politischer Rahmen	9
2.2	Die gesetzlichen Rahmenbedingungen	10
2.2.1	Europäische Union.....	10
2.2.2	Österreich.....	13
3	Technologie- und Funktionsanalyse	16
3.1	Konventionelle Zähler	16
3.2	Mindestanforderungen/-funktionalitäten intelligenter Messgeräte	17
3.3	Kommunikationstechnologien	20
3.4	IT-Systeme	21
3.5	Beschreibung der untersuchten Systemvariante	28
4	Szenarienentwicklung	29
4.1	Überblick zu den betrachteten Szenarien	29
4.1.1	Methodik und Basisannahmen.....	29
4.1.2	Österreich-Status-Quo-Szenario.....	34
4.1.3	Zukunfts-Szenario	35
5	Monetarisierung der Kosten und Nutzen	36
5.1	CAPEX	36
5.1.1	Investitionen Messeinrichtung	36
5.1.2	Investitionen in IT-Systeme	38
5.1.3	Investitionen in Kommunikationstechnologien.....	39
5.1.4	Erzeugung	39
5.1.5	Übertragung	40
5.1.6	Verteilung.....	40
5.1.7	Vermiedene Investitionen in konventionelle Zähler	40
5.2	OPEX	41
5.2.1	IT-Wartungs- und Betriebskosten	41
5.2.2	Kosten für das Netzmanagement und Anfangskosten	41
5.2.3	Kommunikations-/Datenübertragungskosten	42
5.2.4	Kosten für das Management von Szenarios	42
5.2.5	Ersatz/Ausfall intelligenter Messgeräte	42
5.2.6	Rückgang der Erlöse	42
5.2.7	Erzeugung	43
5.2.8	Übertragung	43
5.2.9	Verteilung.....	43

5.2.10	Ablesung.....	43
5.2.11	Call-Center/Kundenbetreuung.....	44
5.2.12	Schulungskosten (z.B. Kundenbetreuer und Installateure)	44
5.2.13	Betriebs- und Instandhaltungskosten für Messgeräte.....	45
5.2.14	Zuverlässigkeit (Wert des volkswirtschaftlichen Schadens)	45
5.2.15	Umwelt	46
5.2.16	Energieversorgungssicherheit.....	46
5.2.17	Verlorene Aufwendungen für zuvor installierte (herkömmliche) Zähler	46
5.3	Nutzen.....	46
5.3.1	Stromkosteneinsparungen.....	47
5.3.2	Prozessverbesserungen	48
5.4	Zusammenfassung.....	50
6	Ergebnisse und Bewertung der Kosten-Nutzen-Betrachtungen	51
6.1	Ergebnisse für die untersuchten Szenarien.....	51
6.1.1	Österreich-Status-Quo-Szenario.....	51
6.1.2	Zukunfts-Szenario	54
6.2	Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen	56
6.3	Zusammenfassende Bewertung der Szenarien.....	57
7	Ableitung von Handlungsempfehlungen	59
7.1	Rolloutstrategie	60
7.2	Anpassung des gesetzlichen und regulatorischen Rahmens.....	61
8	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	62
I.	Begriffsdefinitionen.....	64
II.	Glossar.....	65
III.	Literatur- und Quellenverzeichnis.....	68
IV.	Teilnehmer der Expertenpanels im Rahmen der Studie	70

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entscheidungspfad "Opt-Out-Wahlrecht"	14
Abbildung 2: Strukturbild Kommunikationsnetz	19
Abbildung 3: Übersicht der neuen und anzupassenden IT-Systeme für intelligente Messgeräte.....	22
Abbildung 4: Übersicht der neuen und anzupassenden IT-Systeme nach Marktteilnehmer.....	27
Abbildung 5: Technisches Konstrukt der untersuchten Systemvariante.....	28
Abbildung 6: Vorgehensweise Szenarienentwicklung und -bewertung	29
Abbildung 7: Zeitlicher Verlauf des Rollouts	58

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Empfehlungen der EU an die Mindestanforderungen intelligenter Messgeräte.....	18
Tabelle 2: Gemeinsame Basisannahmen für die betrachteten Szenarien	30
Tabelle 3: Verteilung Zählpunkte – Stadt/Land.....	31
Tabelle 4: Anzahl Zählpunkte der Haushalte – Stadt/Land.....	31
Tabelle 5: Anzahl Zählpunkte der Gewerbebetriebe - Stadt/Land	32
Tabelle 6: Anzahl Zählpunkte der Landwirtschaft - Stadt/Land	32
Tabelle 7: Aufteilung des Jahresnettostromverbrauchs nach Kundengruppen	33
Tabelle 8: Annahmen zur Haushaltskundenstruktur nach Verbrauchsklassen.....	33
Tabelle 9: Annahmen Strompreise	34
Tabelle 10: CAPEX Messeinrichtung.....	38
Tabelle 11: IT-Investitionen.....	38
Tabelle 12: Gerätekosten Kommunikation	39
Tabelle 13: Weitere Kommunikationskosten	39
Tabelle 14: Vermiedene Investitionen in konventionelle Zähler	40
Tabelle 15: IT-Wartungs- und Betriebskosten.....	41
Tabelle 16: Kommunikationskosten	42
Tabelle 17: Ausfallquote und Austauschkosten intelligenter Messgeräte	42
Tabelle 18: Ablesekosten.....	44
Tabelle 19: Verringerung der Call-Center/Kundenbetreuungskosten.....	44
Tabelle 20: Schulungskosten.....	44
Tabelle 21: Zählereigenstromverbrauch.....	45
Tabelle 22: Instandhaltungskosten	45
Tabelle 23: Verringerung des volkswirtschaftlichen Schadens.....	46
Tabelle 24: Einsparpotenziale Stromverbrauch und Stromkosten durch intelligente Messgeräte	48
Tabelle 25: Verringerung der Stückkosten pro Abrechnung	49
Tabelle 26: Verringerung des Stromdiebstahls.....	49
Tabelle 27: Verringerung der Erlöse/Forderungskosten für nicht bezahlten kontrahierten Strom	50
Tabelle 28: Sonstige Nutzeffekte	50
Tabelle 29: Ausbau intelligenter Messgeräte im Ö-Status-Quo-Szenario	52
Tabelle 30: Ergebnisse Ö-Status-Quo-Szenario	52
Tabelle 31: Ausbau intelligenter Messgeräte im Zukunfts-Szenario	54
Tabelle 32: Ergebnisse Zukunfts-Szenario	55
Tabelle 33: Sensitivität Erhöhung der Opt-Out Quote	56
Tabelle 34: Sensitivität Wegfallen der nationalen Eichung des Lastprofils und der Blindenergie.....	57
Tabelle 35: Zusammenfassung der Szenarienergebnisse – Gesamtsicht	57
Tabelle 36: Charakteristika des empfohlenen Zukunfts-Szenarios.....	59

1 Einleitung

1.1 Hintergrund und Ziele des Gutachtens

Die Stromrichtlinie im Dritten EU-Binnenmarktpaket sieht die Einführung von „intelligenten Messsystemen“ vor, die die aktive Beteiligung der Verbraucher am Stromversorgungsmarkt unterstützen. Bis 2020 sollen danach 80 Prozent der Verbraucher mit derartigen intelligenten Messsystemen ausgestattet werden. Die Mitgliedsstaaten können die Einführung von einer Kosten-Nutzen-Analyse abhängig machen, „bei der alle langfristigen Kosten und Vorteile für den Markt und die einzelnen Verbraucher geprüft werden sowie untersucht wird, welche Art des intelligenten Messens wirtschaftlich vertretbar und kostengünstig ist und in welchem zeitlichen Rahmen die Einführung praktisch möglich ist“.¹

Die gesetzliche Grundlage der Einführung intelligenter Messgeräte² in Österreich bildet die im Dezember 2010 vorgenommene Novellierung des Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetzes (nachfolgend EIWOG), mit der die Umsetzung des Dritten Binnenmarktpaketes erfolgte. Hier wurden erstmals Rahmenbedingungen über eine österreichweite Einführung von intelligenten Messgeräten (engl. „Smart Meter“) festgelegt.

Ziel des Rollouts ist entsprechend § 1 IME-VO, dass jeder Netzbetreiber erstens bis Ende 2015 mindestens 10 vH, zweitens bis Ende 2017 mindestens 70 vH und, drittens im Rahmen der technischen Machbarkeit, bis Ende 2019 mindestens 95 vH der an das Netz angeschlossenen Zählpunkte mit einem intelligenten Messgerät ausstattet.

Durch einen Nationalratsbeschluss am 3. Juli 2013 wurde nachträglich in das EIWOG ein Wahlrecht für den Endkunden eingebracht, mit dem sich jeder Endkunde aus der Verpflichtung zum Einbau von Smart Metern entziehen kann („Opt-out“-Wahlrecht). Damit besteht nun erhebliche Unsicherheit für alle Marktteilnehmer, inwieweit die festgelegten Rolloutquoten tatsächlich zu Stande kommen werden.

Die erfolgte Anpassung in der Gesetzgebung einerseits und weiterer Erkenntnisfortschritt in Österreich, aber auch in anderen EU-Mitgliedsstaaten (z.B. Deutschland und Belgien) andererseits haben dazu geführt, dass die für den Rollout verantwortlichen Netzbetreiber sehr unterschiedliche Positionen im Hinblick auf die tatsächlichen Verpflichtungen und die damit verknüpften Kosten für einen Rollout in Österreich verbinden. Vor diesem Hintergrund gab die Interessensvertretung der Österreichischen Energiewirtschaft (nachfolgend Oesterreichs Energie) der Ernst & Young Wirtschaftsprüfungsgesellschaft GmbH (nachfolgend „EY“) den Auftrag, in einer weiteren Kosten-Nutzen-Analyse³ eine gesamtwirtschaftliche Bewertung des Rollouts von intelligenten Messgeräten in Österreich unter Berücksichtigung des geänderten Gesetzesrahmens durchzuführen.

1.2 Vorgehensweise

Die Erstellung des Gutachtens orientiert sich an den Empfehlungen der EU-Kommission vom 9. März 2012 zur Vorbereitung für die Einführung intelligenter Messsysteme (2012/148/EU). Es wurden folgende Hauptschritte durchgeführt:

- ▶ Beschreibung der Technologien (Messeinrichtung, Kommunikationssystem, IT-Systeme), Elemente und Ziele
- ▶ Darstellungen der Anlagen in Form von Funktionalitäten
- ▶ Festlegung der zu untersuchenden Szenarien

¹ EU-Richtlinie: 2009/72/EG, 2009.

² In Österreich wird der Begriff Messgerät als Synonym für den Begriff Messsystem verwendet.

³ Bereits im Jahre 2010 wurde in zwei Studien die gesamtwirtschaftlichen Folgen einer flächendeckende Einführung von Smart Metern untersucht. Dazu zählen: Capgemini Consulting Österreich AG (2010): Analyse der Kosten - Nutzen einer österreichweiten Smart Meter Einführung, Studie in Auftrag von Oesterreichs Energie sowie PwC (2010): Studie zur Analyse der Kosten-Nutzen einer österreichweiten Einführung von Smart Metering, Studie in Auftrag von E-Control. Das Ergebnis der PwC Studie war in allen rechnerischen Szenarien positiv, sodass eine rasche Einführung von Smart Metern mit einem Zielkorridor von 95 Prozent aller Zählpunkte in Österreich befürwortet wurde.

- ▶ Monetarisierung der Nutzeffekte nach Markttrollen
- ▶ Ermittlung und Quantifizierung der Kosten
- ▶ Vergleich von Kosten und Nutzeffekten

Gesetzlicher und politischer Rahmen

Der Rollout von intelligenten Messgeräten in Österreich unterliegt einer Vielzahl von gesetzlichen Bestimmungen und Rechtsverordnungen. Eine Beschreibung wesentlicher Rechtsvorschriften und Richtlinien erfolgt in Kapitel 2 des Gutachtens.

Technologie- und Funktionsanalyse

Die eingesetzten Messgeräte müssen besonderen Anforderungen genügen, die bereits in Rechtsverordnungen festgelegt sind. Die in den Szenarien untersuchte österreichische Systemvariante, insbesondere: Messeinrichtung i.e.S., Kommunikationssystem, Datenverarbeitungssystem wird im Kapitel 3 näher erläutert.

Szenarientwicklung

Im Rahmen des Gutachtens werden zwei Szenarien für einen möglichen Rollout intelligenter Messgeräte in Österreich betrachtet (s. Kapitel 4). Das Österreich-Status-Quo-Szenario geht von den derzeitigen gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen und keinen weiteren Eingriffen und Veränderungen aus. Zudem wird ein Zukunfts-Szenario betrachtet, das einen unter Kosten-Nutzen-Aspekten für Österreich zu empfehlenden Rollout widerspiegelt.

Monetarisierung von Kosten und Nutzen

In Kapitel 5 werden die Kosten und der Nutzen quantifiziert und monetarisiert. Die Ermittlung und Quantifizierung der Kosten erfolgte in Anlehnung an den Empfehlungen der EU.

Vergleich von Kosten und Nutzen

Die (quantitativen) Ergebnisse im Rahmen einer Gegenüberstellung von Kosten und Nutzen für jedes der o.g. Szenarien werden ausführlich in Kapitel 6 dargestellt und erläutert. Für jedes Szenario wird eine Bruttobetrachtung vorgenommen, d.h. Kosten und Nutzen werden separat für jedes Szenario ermittelt und mit einem sogenannten hypothetischen Nullszenario verglichen. Im Nullszenario werden keine intelligenten Messgeräte verbaut, die derzeitigen rechtlichen Rahmenbedingungen werden für die Berechnungen quasi außer Kraft gesetzt.

Ergänzt werden die Kosten-Nutzen-Analysen um Sensitivitätsanalysen. Diese zeigen zum einen die Robustheit der gewählten Rolloutstrategien auf, zum anderen werden darüber Maßnahmen identifiziert, die zu einem verbesserten Kosten-Nutzen-Verhältnis beitragen könnten.

Die durchgeführten Kosten-Nutzen-Analysen basieren auf einem für den Rollout intelligenter Messgeräte entwickelten modularen, quantitativen Modell, in welches die zu ermittelnden relevanten Eingangsgrößen, wie direkte Kosten im Zusammenhang mit dem Rollout intelligenter Messgeräte, technische Daten und Funktionalitäten der Messgeräte, demografische Daten, Daten zum Stromerzeugungssystem, rechtliche Rahmenbedingungen sowie finanz- und volkswirtschaftliche Parameter einfließen und modelliert wurden.

Bewertung und Ableitung von Handlungsempfehlungen

Die Bewertung der Szenarien und die Ableitung von Handlungsempfehlungen schließt sich in Kapitel 7 an. Dabei wird eine Empfehlung zu der Rolloutstrategie gegeben und insbesondere auf folgende Einzelfragen eingegangen:

- ▶ Empfehlung einer optimalen Rolloutstrategie
- ▶ Gesetzlicher und regulatorischer Anpassungsbedarf

Mit dem Rollout intelligenter Messgeräte sind verschiedene, teilweise widersprüchliche Zielsetzungen verbunden. An diesen Zielen muss sich die abschließende Bewertung der untersuchten Szenarien ausrichten. Dabei sind insbesondere folgende Ziele mit- und gegeneinander abzuwägen:

- ▶ Der Schwerpunkt der Kosten-Nutzen-Analyse liegt auf Fragen der Wirtschaftlichkeit eines Rollouts:
 - ▶ Die gesamtwirtschaftliche Kosten/Nutzen-Betrachtung sollte positiv sein. Der Rollout und Einsatz intelligenter Messgeräte darf die Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung nicht gefährden. Die aus dem Rollout und dem Einsatz intelligenter Messgeräte verursachten zusätzlichen Kosten sind daher möglichst gering zu halten.
 - ▶ Der Rollout intelligenter Messgeräte muss für die wirtschaftlichen Akteure (Netzbetreiber, Gerätehersteller etc.) wirtschaftlich attraktiv sein, indem ein notwendiges Maß an Investitionssicherheit gewährleistet ist und Skaleneffekte erzielt werden können.

Die Bewertung dieser wirtschaftlichen Fragen erfolgt anhand unterschiedlicher Kriterien:

- ▶ Das Verhältnis von langfristigen Gesamtkosten zu Gesamtnutzen; gemessen am Netto-Kapitalwert.
- ▶ Das gesamte Investitionsvolumen und damit die Frage nach der Gesamtbelastung des Energieversorgungssystems.
- ▶ Die Verteilung der Kosten und des Nutzens auf die verschiedenen Marktrollen. Dabei sollten Kosten des Rollouts möglichst verursachungsgerecht von den einzelnen wirtschaftlichen Akteuren getragen werden (Verursachungsprinzip).
- ▶ Zusätzlich ist eine Gewichtung der Zahlungsströme nach dem Zeithorizont vorzunehmen. Dies erfolgt grundsätzlich über eine Diskontierung der Zahlungsströme.

Hohe Bedeutung kommt zudem den weiteren, nicht quantifizierten Zielen zu. So tragen Umweltverträglichkeit und Nachhaltigkeit unmittelbar zur Energiewende bei. Intelligente Messgeräte können hierzu einen Beitrag leisten. Insofern sind diese Ziele aus gutachterlicher Sicht ebenfalls einzubeziehen:

- ▶ Umweltverträglichkeit und Nachhaltigkeit des Energieversorgungssystems:
 - ▶ Reduzierung des Energieverbrauchs und effizientere Nutzung der vorhandenen Ressourcen: Intelligente Messgeräte sollten auf möglichst wirtschaftliche Art und Weise zur Erhöhung und Förderung der Energieeffizienz beitragen.

Schließlich ist die praktische Umsetzbarkeit eines Szenarios zu betrachten. Insbesondere sollten die Systemhersteller, Netzbetreiber und sonstigen in den Rollout eingebundenen Marktteilnehmer in der Lage sein, die angestrebten Rolloutquote an intelligenten Messgeräten auch tatsächlich herstellen, einbauen und die daraus folgenden Konsequenzen in ihren IT-Systemen und Geschäftsprozessen zeitnah umsetzen zu können.

Je nachdem welche Ziele bei den letztendlichen politischen Entscheidungen in den Vordergrund gestellt werden, fällt die Bewertung von Szenarien und deren Ergebnisse unterschiedlich aus. Im Rahmen dieses Gutachtens werden deshalb Empfehlungen abgegeben, die immer in Abhängigkeit von unterschiedlichen Schwerpunktsetzungen bei politischen Entscheidungen zu sehen sind.

Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Eine Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse rundet das Gutachten in Kapitel 8 ab.

2 Gesetzlicher und politischer Rahmen

2.1 Politischer Rahmen

Seit der Liberalisierung des Energiebinnenmarktes im Jahr 1998 haben politische Ziele auf europäischer und nationaler Ebene den Strom- und Gassektor maßgeblich beeinflusst. Ein wesentliches Ziel der europäischen Energiepolitik besteht in einer deutlichen Reduzierung der CO₂-Emissionen. Intelligente Netze („Smart Grids“) und intelligente Messgeräte werden dabei immer wieder als wesentlicher Baustein einer Energiestrategie und Voraussetzung zur Verwirklichung der Reduktionsziele angesehen.⁴

Die Europäische Kommission geht davon aus, dass die Strompreise bis 2030 weiter steigen werden und in intelligente Netze sowie in verbesserte Technologien zur effizienten Produktion, Übertragung und Speicherung von Energie investiert werden muss. Die hierfür erforderlichen Investitionen werden nach Ansicht der Kommission durch eine nachhaltige Stärkung der europäischen Wirtschaft, der Schaffung neuer Arbeitsplätze und einer größeren Unabhängigkeit von Energieimporten aufgewogen.

Intelligente Messsysteme als Teil eines „intelligenten Netzes“ können neben der Messung der Arbeit (kWh) auch die zeitlich bestimmbare Stromleistung (kW) messen. Der Kunde kann je nach Ausstattung des intelligenten Messgerätes erkennen, wann wie viel Strom verbraucht wurde. Intelligente Messsysteme sollen in der Lage sein, Kunden, Netzbetreibern, Stromlieferanten und Abrechnungsdienstleistern Daten zur Verfügung zu stellen, um hierdurch beispielsweise das Netz besser stabilisieren zu können, Erneuerbare Energien besser in das Netz zu integrieren oder eine Abrechnung schneller vorzunehmen.

Die Politik erwartet von intelligenten Messgeräten grundsätzlich folgende Vorteile:⁵

- ▶ Beschleunigte und vereinfachte Zählerablesung
- ▶ Genaue Rechnungslegung, sowie schnellere Kundenwechselprozesse und Abrechnung bei Wechsel des Versorgers
- ▶ Erhöhte Transparenz über monatliche Verbrauchsinformationen der tatsächlich ausgelesenen Werte
- ▶ Steigerung der Energieeffizienz durch Transparenz beim Kunden, wann dieser wie viel Energie verbraucht
- ▶ Neue Produkte wie z.B. zeit- und lastabhängige Tarife, die bei entsprechender Reaktion des Verbrauchers zu einer Senkung der Ausgaben für Strom führen können
- ▶ Stabilisierung des Gesamtsystems durch transparente „Echtzeitmessung“ des Stromverbrauchs aller Netznutzer

Vor diesem Hintergrund wurden und werden auf europäischer und nationaler Ebene gesetzliche und regulatorische Rahmenbedingungen geschaffen, um die Einführung von intelligenten Messgeräten voranzutreiben und zu unterstützen.

⁴ Vgl. EU-Kommission: „Energiefahrplan 2050“, 2011.

⁵ Vgl. z.B. E-Control, 2012a.

2.2 Die gesetzlichen Rahmenbedingungen

Im Folgenden werden die wesentlichen rechtlichen europäischen Richtlinien und österreichischen gesetzlichen Regelungen skizziert und teilweise kurz erläutert. Auf eine ausführliche Kommentierung wird an dieser Stelle verzichtet. Einzelne Rechtsvorschriften werden an späteren Stellen des Gutachtens zur Erläuterung entsprechender inhaltlicher Sachverhalte ggf. erneut aufgegriffen.

2.2.1 Europäische Union

Auf europäischer Ebene sind insbesondere die EU-Binnenmarktrichtlinie 2009/72/EG, die Energieeffizienzrichtlinie 2006/32/EG sowie die Energieeffizienzrichtlinie 2012/27/EG für die Einführung von intelligenten Messsystemen relevant.

EU-Binnenmarktrichtlinie 2009/72/EG

Mit der Richtlinie 2009/72/EG⁶, (nachfolgend „RL 2009“ genannt) wurde auf europäischer Ebene die Bedeutung intelligenter Messsysteme bzw. intelligenter Netze für die Förderung der Energieeffizienz hervorgehoben.

In den Erwägungsgründen heißt es: „Um die Energieeffizienz zu fördern, empfehlen die Mitgliedstaaten oder, wenn dies von einem Mitgliedstaat vorgesehen ist, die Regulierungsbehörden nachdrücklich, dass die Elektrizitätsunternehmen den Stromverbrauch optimieren, indem sie beispielsweise Energiemanagementdienstleistungen anbieten, neuartige Preismodelle entwickeln oder gegebenenfalls intelligente Messsysteme oder intelligente Netze einführen.“⁷

Mit der EU-Binnenmarktrichtlinie sind vielfältige Wirkungen auf Endkunden verbunden. Zum Schutz der Kunden sind verschiedene Maßnahmen vorgesehen, die sich auch auf intelligente Messsysteme beziehen.⁸ Die Mitgliedsstaaten gewährleisten, „dass intelligente Messsysteme eingeführt werden, durch die die aktive Beteiligung der Verbraucher am Stromversorgungsmarkt unterstützt wird.“⁹ Dabei kann die Einführung dieser Messsysteme einer wirtschaftlichen Bewertung unterliegen, „bei der alle langfristigen Kosten und Vorteile für den Markt und die einzelnen Verbraucher geprüft werden sowie untersucht wird, welche Art des intelligenten Messens wirtschaftlich vertretbar und kostengünstig ist und in welchem zeitlichen Rahmen die Einführung praktisch möglich ist.“¹⁰

In der Richtlinie wird ferner bestimmt, dass entsprechende Bewertungen bis 3. September 2012 stattfinden sollen.¹¹ Die Mitgliedsstaaten oder eine von ihnen benannte zuständige Behörde erstellen anhand dieser Bewertung einen Zeitplan mit einem Planungsziel von 10 Jahren für die Einführung der intelligenten Messsysteme. Wird die Einführung intelligenter Messsysteme positiv bewertet, so werden mindestens 80 Prozent der Verbraucher bis 2020 mit intelligenten Messsystemen ausgestattet. Des Weiteren sollen die Messsysteme auf europäischer Ebene „interoperabel“ sein, um den gemeinsamen Ausbau des Elektrizitätsbinnenmarktes zu unterstützen.¹²

EU-Energieeffizienzrichtlinie 2006/32/EG

Die Europäische Union (nachfolgend EU) hat mit der Richtlinie 2006/32/EG¹³ (nachfolgend „RL 2006“ genannt) neben der vorgenannten Richtlinie den ursprünglichen rechtlichen Rahmen für die Erfassung und informative Abrechnung des Energieverbrauchs durch „individuelle Zähler“ geschaffen.

Sie sieht vor, dass alle Endkunden in den Bereichen Strom, Erdgas, Fernheizung und/oder Kühlung und Warmwasserverbrauch individuelle Zähler zu wettbewerbsorientierten Preisen erhalten sollen, die den tatsächlichen Energieverbrauch des Endkunden und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln. Voraus-

⁶ EU-Richtlinie: 2009/72/EG, 2009.

⁷ EU-Richtlinie: 2009/72/EG, 2009, Art. 3 Ziff. 11.

⁸ Vgl. EU-Richtlinie: 2006/32/EG, 2006.

⁹ EU-Richtlinie: 2009/72/EG, 2009, Ziff. 2 Abs. 1 Anhang I.

¹⁰ EU-Richtlinie: 2009/72/EG, Ziff. 2. Abs. 1 Anhang I.

¹¹ Vgl. EU-Richtlinie: 2009/72/EG, 2009, Ziff. 2 Abs. 2 Anhang I.

¹² Vgl. EU-Richtlinie: 2009/72/EG, 2009, Ziff. 2 Abs. 3-5 Anhang I.

¹³ EU-Richtlinie: 2006/32/EG, 2006.

setzung hierfür ist, dass die Einführung technisch machbar, finanziell vertretbar und im Vergleich zu potentiellen Energieeinsparungen angemessen ist.¹⁴

Bei Ersetzen bestehender Zähler sollen stets individuelle Zähler zu wettbewerbsorientierten Preisen geliefert werden. Ausnahmen bestehen für die Fälle, dass eine technische Machbarkeit nicht gegeben ist oder im Vergleich zu den langfristig geschätzten potentiellen Einsparungen keine Kostenwirksamkeit erreicht werden kann. Individuelle Zähler sind ebenfalls zu wettbewerbsorientierten Kosten einzubauen, soweit neue Gebäude mit neuen Anschlüssen ausgestattet werden oder Gebäude größeren Renovierungen im Sinne der Richtlinie 2002/91/EG¹⁵ unterzogen werden.¹⁶

Dem Kunden sollen mit der Abrechnung geeignete Angaben zur Verfügung gestellt werden, die ihm ein umfassendes Bild der gegenwärtigen Energiekosten vermittelt. Die Abrechnung auf der Grundlage des tatsächlichen Verbrauchs wird so häufig durchgeführt, dass die Kunden in der Lage sind, ihren eigenen Energieverbrauch zu steuern.¹⁷

EU-Energieeffizienzrichtlinie 2012/27/EU

Während die EU-Energieeffizienzrichtlinie lediglich von individuellen Zählern spricht, nutzt die Richtlinie 2012/27/EU aufbauend auf der EU-Binnenmarktrichtlinie an einigen Stellen den Begriff des „intelligenten Zählers“ und den Begriff des „intelligenten Verbrauchserfassungssystems“. Bezugnehmend auf die EU Richtlinie 2009/72/EG verwendet die EU-Energieeffizienzrichtlinie dann den Begriff des „intelligenten Verbrauchserfassungssystems“ synonym zum Begriff des intelligenten Messsystems.¹⁸

Die europäische Union hat mit der Richtlinie 2012/27/EU¹⁹ (nachfolgend „Richtlinie 2012“ genannt), den rechtlichen Rahmen für die Einführung intelligenter Messsysteme konkretisiert. Die Richtlinie 2012 wurde am 05.12.2012 verabschiedet und muss von den Mitgliedsstaaten innerhalb von 18 Monaten, d.h. bis spätestens 05. Juni 2014, in nationales Recht umgesetzt werden. Bis zu einer Umsetzung gilt die bisherige Rechtslage auf Grundlage der umgesetzten Richtlinie 2009, die durch das Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften umgesetzt wurde.

In der Begründung der Richtlinie 2012 wird hervorgehoben, dass Effizienzsteigerungen und Einsparungen durch den breiten Einsatz von intelligenten Messsystemen berücksichtigt werden sollen.²⁰ Im Einklang mit der RL 2009 wird an dem Ziel festgehalten, bis 2020 80 Prozent der Verbraucher bei positiver, also kostenwirksamer Bewertung, mit intelligenten Stromzählern auszustatten.²¹ Die erforderliche „kostenwirksame Bewertung“ zieht sich somit wie ein roter Faden durch die europäischen Richtlinien, um zu gewährleisten, dass die Einführung von intelligenten Messsystemen nur dann erfolgen soll, wenn dies in Summe auch zu gesamtwirtschaftlichen Vorteilen führt.

Die Mitgliedsstaaten sollen sicherstellen, dass „soweit es technisch machbar, finanziell vertretbar und im Vergleich zu potentiellen Energieeinsparungen verhältnismäßig ist, (...) alle Endkunden in den Bereichen Strom, Erdgas (...) individuelle Zähler zu wettbewerbsfähigen Preisen erhalten sollen, die den tatsächlichen Energieverbrauch des Endkunden genau widerspiegeln und Informationen über die tatsächliche Nutzungszeit bereitstellen.“²² Die Vorgabe der Richtlinie besagt damit lediglich, dass jeder Endverbraucher seinen eigenen Zähler erhalten soll.

Des Weiteren wird ein besonderer Schwerpunkt bei einer nach dem Dritten Binnenmarktpaket möglichen Einführung von intelligenten Messsystemen darauf gelegt, dass der Endkunde umfassende Information bzw. Vorteile der zusätzlichen Daten vermittelt bekommt und über die Möglichkeiten des intelligenten Messsystems aufgeklärt wird.²³ Gleichsam soll er sich auf eine sichere Datenkommunikation und den Schutz seiner Privatsphäre verlassen können. Im Falle des Einbaus sollen intelligente Messsysteme tech-

¹⁴ EU-Richtlinie: 2006/32/EG, 2006, Art. 13 Abs. 1.

¹⁵ EU-Richtlinie: 2002/91/EG, 2002.

¹⁶ EU-Richtlinie: 2006/32/EG, 2006, Art. 13 Abs. 2.

¹⁷ EU-Richtlinie: 2006/32/EG, 2006, Art. 13 Abs. 2, Satz 2 und 3.

¹⁸ „Was den Strombereich anbelangt, so sollten im Einklang mit der Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt ... mindestens 80 % der Verbraucher bis 2020 mit intelligenten Verbrauchserfassungssystemen ausgestattet werden, falls die Einführung intelligenter Zähler positiv bewertet wird.“ EU-Richtlinie: 2012/27/EU, 2011, Ziff. 27 der Begründung.

¹⁹ EU-Richtlinie: 2012/27/EU, 2011.

²⁰ EU-Richtlinie: 2012/27/EU, 2011, Nr. 26.

²¹ EU-Richtlinie: 2012/27/EU, 2011, Nr. 27, 31.

²² EU-Richtlinie: 2012/27/EU, 2011, Art. 9.

²³ EU-Richtlinie: 2012/27/EU, 2011, Art. 9 Abs. 2.

nisch auch den vom Endkunden in das Netz eingespeisten Strom erfassen können, was im Besonderen dem politisch geforderten Zubau von Erneuerbaren Energien und deren Einspeisung auf der Niederspannungsebene, z.B. Photovoltaikanlagen, Rechnung trägt. Ebenso kann der Kunde Dritten Zugriff auf die Messdaten gewähren.

Zudem sollen die Mitgliedstaaten sicherstellen, „dass die Endkunden die Möglichkeit eines leichten Zugangs zu ergänzenden Informationen haben, mit denen sie den historischen Verbrauch detailliert selbst kontrollieren können.“²⁴ Wie der „leichte Zugang“ zu ergänzenden Informationen, deren Inhalt noch in Artikel 10 der Richtlinie präzisiert wird, erfolgen soll, wird nicht weiter ausgeführt. Mit einem abgesetzten Display in der Wohnung dürfte diese Forderung erfüllt sein, mit einem Display am Zähler, der sich häufig in weniger leicht zugänglichen Kellerräumen befindet, dagegen nicht.

Die neue Richtlinie konkretisiert damit im Wesentlichen den bisherigen Ansatz für eine nach dem Dritten Binnenmarktpaket in der Hoheit der Mitgliedstaaten liegende (nach positiver Kosten-Nutzen-Bewertung) flächendeckende Einführung intelligenter Messsysteme und stellt den Kunden hinsichtlich Datenzugang, Datenverwendung und Datenschutz in den Mittelpunkt.

Messinstrumente-Richtlinie (MID-Richtlinie)

Mit der Europäischen Messgeräte-Richtlinie (MID) 2004/22/EG vom 31. März 2004 wurden die Anforderungen an Messgeräte harmonisiert. Die MID gilt unter anderem für Wasser-, Gas-, Elektrizitäts- und Wärmezähler und spezifiziert grundlegende Anforderungen an diese Messgeräte. Anforderungen nach der ersten Inbetriebnahme, wie beispielsweise Verkehrsfehlergrenzen, Nacheichung und Eichgültigkeitsdauer, unterliegen nationalem Recht.

Entsprechend Artikel 8 Abs. 1 MID darf kein Mitgliedsstaat Regelungen erlassen, die die Markteinführung und die Verwendung MID-konformer Messgeräte behindern. Sämtliche Änderungen der in der MID festgelegten Verfahren oder der Wunsch zur Schaffung neuer Normen müssen gem. Artikel 16 MID dem Messgeräteausschuss zur Beratung und Entscheidung vorgelegt werden. Dem Messgeräteausschuss gehören alle EU-Mitgliedsstaaten sowie die EU-Kommission an.

Datenschutz und -sicherheit finden nur sehr allgemein Beachtung innerhalb der MID: „Ein Messgerät muss ein hohes Niveau an Messsicherheit gewährleisten, damit die Betroffenen den Messergebnissen vertrauen können; Entwurf und Herstellung müssen hinsichtlich der Messtechnik und der Sicherheit der Messdaten ein hohes Qualitätsniveau aufweisen.“²⁵

Zwar fordern Richtlinien neueren Datums der EU die Mitgliedstaaten dazu auf, bei intelligenten Messsystemen Datenschutz und Datensicherheit im Wege des „data protection by design“ zu berücksichtigen, demgegenüber verwehrt die MID den Mitgliedstaaten jedoch jegliche Vorgaben für Messeinrichtungen. Da diese aber notwendiger Bestandteil eines Messsystems sind, sorgt der insoweit inkonsistente europäische Rechtsrahmen für Umsetzungsschwierigkeiten, Rechtsunsicherheiten und verursacht unnötige Kosten. Gerade auch unter den Aspekten von Datenschutz und Datensicherheit wäre die Möglichkeit zu „data protection by design“-Vorgaben der Mitgliedstaaten gegenüber Messeinrichtungen notwendig, um das notwendige Maß an Sicherheit gewährleisten zu können. Messeinrichtungen könnten ansonsten die europäisch geschützte Schwachstelle innerhalb von intelligenten Messsystemen sein.

²⁴ EU-Richtlinie: 2012/27/EU, 2001, Art. 10 Abs. 2.

²⁵ EU-Richtlinie: 2004/22/EG, 2004, Anhang I.

2.2.2 Österreich

Die maßgeblichen gesetzlichen Grundlagen im Zusammenhang mit dem Einsatz von intelligenten Messgeräten in Österreich sind:

- ▶ das Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz (EIWOG),
- ▶ die Intelligente-Messgeräte-Anforderungsverordnung (IMA-VO),
- ▶ die Intelligente-Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO),
- ▶ die Datenformat- und Verbrauchsinformationsdarstellungsverordnung (DAVID-VO), sowie
- ▶ Eichrechtliche Bestimmungen (MEG).

Diese werden im Folgenden kurz skizziert.

Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz (EIWOG)

Der österreichische Gesetzgeber verankerte im Februar 2011 eine Bund-Länder Vereinbarung über die Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie (2006/32/EG) im Art 15a BV-G. Da die Kompetenz für Energieeffizienzmaßnahmen bei den Ländern liegt, jedoch einige Bereiche wie etwa Verkehrs- oder Elektrizitätswesen in der Bundeskompetenz sind, befähigt das BV-G zum koordinierten Vorgehen bei der Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie 2009/72/EG.

Die Richtlinie 2009/27/EU wurde vom österreichischen Gesetzgeber bereits durch das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (nachfolgend EIWOG 2010) in nationales Recht verankert. Das EIWOG 2010 enthält erstmals Rahmenbedingungen über die Einführung von intelligenten Messgeräten in Österreich. Somit erteilte der Gesetzgeber folgende Verordnungsermächtigungen:

- ▶ Der Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (nachfolgend E-Control) für die Verabschiedung der „Intelligente Messgeräte-Anforderungsverordnung 2011 (nachfolgend IMA-VO 2011).
- ▶ Dem Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend (nachfolgend BMWFJ) für die Verabschiedung der „Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung 2012“ (nachfolgend IME-VO 2012) und der „Datenformat- und Verbrauchsinformationsdarstellungsverordnung“ (nachfolgend DAVID-VO 2012).

Des Weiteren bestimmte der Gesetzgeber, dass die Netzbetreiber für die Umsetzung verantwortlich zu machen sind.²⁶ Damit hat der österreichische Gesetzgeber frühzeitig die Einführung intelligenter Messgeräte für Österreich geregelt.

Im Detail wurden Rahmenbedingungen für die Messdaten von intelligenten Messgeräten geschaffen, welche den Netzbetreiber verpflichten, den täglichen Zählerstand zum Zwecke der Verrechnung, Kundeninformation und Energieeffizienz zu erfassen und zu speichern sowie tägliche Verbrauchsdaten im Internet kostenlos zur Verfügung zu stellen. Der Stromlieferant ist dazu verpflichtet auf der Basis der Daten des Netzbetreibers monatlich Verbrauchs- und Stromkosteninformationen an den Endkunden zu übermitteln.²⁷

Opt-Out

Über einen Nationalratsbeschluss vom 3. Juli 2013 wurde das Opt-Out-Wahlrecht im EIWOG ergänzt. Mit dem Opt-Out-Wahlrecht können sich Endkunden der Verpflichtung zum Einbau von intelligenten Messgeräten entziehen.²⁸ Jedoch steht diese Regelung im Widerspruch zu den Zielvorgaben der IME-VO 2012 bis Ende 2019 mindestens 95 Prozent aller Zählpunkte mit intelligenten Messgeräten auszustatten.²⁹ Damit besteht nun erhebliche Unsicherheit bei den Marktteilnehmern, inwieweit die festgelegten Rolloutquoten tatsächlich zu Stande kommen werden. Nachfolgend ist die durch das Gesetz gegebene Interpretationsunsicherheit mit Hilfe eines Entscheidungspfades visuell dargestellt:

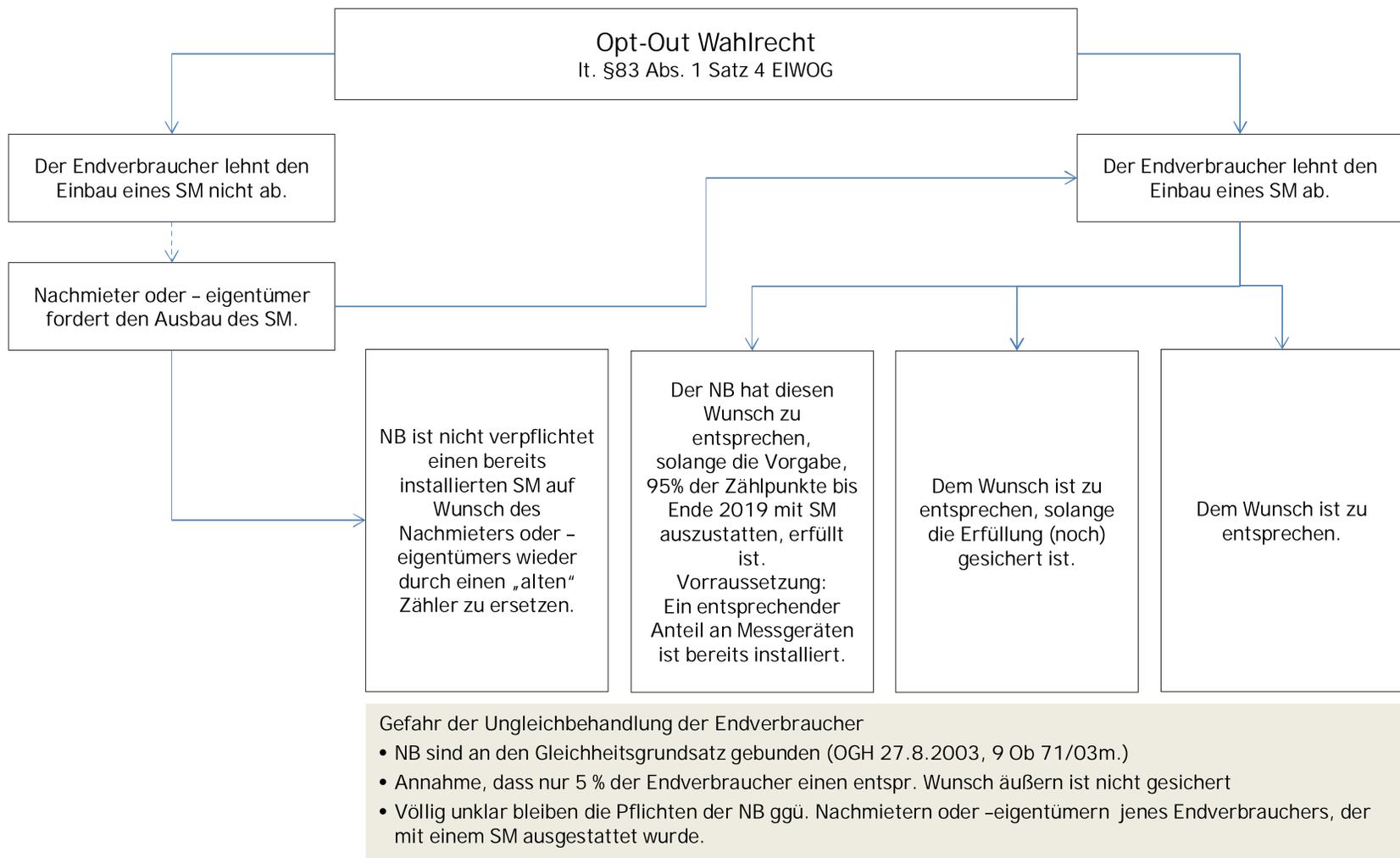
²⁶ § 83 Abs. 1 Satz 4 EIWOG, 2013.

²⁷ § 84 EIWOG, 2010.

²⁸ § 83 Abs. 1 Satz 4 EIWOG, 2010.

²⁹ § 1 Abs. 1 IME-VO, 2012.

Abbildung 1: Entscheidungspfad "Opt-Out-Wahlrecht"



Quelle: Ernst & Young in Anlehnung an Knyrim & Trieb, 2013/12

Des Weiteren hat der Netzbetreiber die ausdrückliche Zustimmung des Endverbrauchers zur Auslesung der „Viertelstundenwerte“ einzuholen, wenn und soweit die Werte nicht schon zur Vertragserfüllung (Tarifabrechnung) erforderlich sind.³⁰

Intelligente Messgeräte-Anforderungsverordnung (IMA-VO 2011)

Im November 2011 ist durch die IMA-VO 2011 eine Mindestanforderung an die Funktionalität von intelligenten Messgeräten durch ein österreichisches Bundesgesetz festgelegt worden. Mit Bezug auf den § 7 Abs. 1 Z 31 EIWOG 2010 ist ein „intelligentes Messgerät“ eine technische Einrichtung, die den tatsächlichen Energieverbrauch und Nutzungszeitraum zeitnah misst, und die über eine fernauslesbare, bidirektionale Datenübertragung verfügt“. Die wesentlichen Anforderungsbestimmungen intelligenter Messgeräte gemäß § 7 Abs. 1 Z 31 EIWOG 2010 werden im Kapitel 3.2 zusammengefasst.

Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO 2012)

Mit der IME-VO 2012 hat der Verordnungsgeber die Einführung intelligenter Messgeräte in Österreich beschlossen. Mit Bezug auf das EIWOG 2010 und die IMA-VO 2011 enthält die IME-VO 2012 die Rahmenbedingungen für den flächendeckenden Rollout von intelligenten Messgeräten.

Demnach sind bis Ende 2015 mindestens 10 Prozent, bis Ende 2017 mindestens 70 Prozent, und – im Rahmen der technischen Machbarkeit – bis Ende 2019 mindestens 95 Prozent aller Zählpunkte mit intelligenten Messgeräten auszustatten.³¹ Bereits eingebaute oder beschaffte intelligente Messgeräte, auch wenn sie die IMA-VO 2011 Anforderungen nicht erfüllen, können weiterhin genutzt und auf die Zielverpflichtung angerechnet werden. Des Weiteren sind lastgemessene Endkunden von der Zielverpflichtung ausgeschlossen.

Der Netzbetreiber, welcher für die technische Umsetzung der Verordnung verantwortlich ist, besitzt die Informationspflicht über den Einbau von intelligenten Messgeräten und den Rahmenbedingungen. Darüber

³⁰ § 84 a Abs. 1 EIWOG, 2010.

³¹ § 1 IME-VO, 2012.

hinaus hat der Netzbetreiber zum 31. März jeden Jahres über die Projektpläne, Fortschritte der Installation von Intelligenten Messgeräten, Kosten, Erfahrungen sowie dem Datenschutz, die Verbrauchsentwicklung und Netzsituation Bericht abzulegen. Das Überwachungsorgan ist die E-Control, welche einmal jährlich einen Bericht zur Einführung von intelligenten Messgeräten veröffentlicht.

Datenformat- und Verbrauchsinformationsdarstellungsverordnung (DAVID-VO 2012)

Die DAVID-VO 2012 regelt die Bestimmungen zu den Daten, welche der Netzbetreiber dem Lieferanten zur Verfügung stellen muss sowie den Detaillierungsgrad und die Form der Bereitstellung der Verbrauchsinformationen.

Die wesentlichsten Eckpunkte der DAVID-VO 2012 sind u.a.:

a) Übermittlung von Daten vom Netzbetreiber an den Lieferanten

Der Netzbetreiber muss die Verrechnungsdaten an die Energie-Lieferanten monatlich übermitteln bzw. spätestens bis zum 10. des darauffolgenden Kalendermonats. Dabei muss der Netzbetreiber die Daten vor dem Zugriff Dritter schützen sowie eine Datenverschlüsselung bei Datenübermittlung an den Lieferanten garantieren.

b) Anforderungen zur Darstellung der Verbrauchsdaten durch den Netzbetreiber

Der Netzbetreiber muss eine kundenfreundliche Website zur Verfügung stellen, welche die täglichen Daten für den Kunden im Webportal darstellt, d.h. insbesondere alle Verbrauchsdaten (in kWh) und Lastkurven (in kW) in der kleinst-verfügbaren Zeiteinheit, Vergangenheitswerte der letzten drei Jahre, Kennzahlen auf Basis allgemein und individuell gestaltbarer Daten, Vergleichsmöglichkeiten und repräsentative Vergleichswerte, individuell gestaltbaren Einstellungsvarianten der Daten und Hinweise zum verbrauchsreduzierten Umgang sowie eine Druck- und Speicherfunktion der Daten.

c) Darstellung der Verbrauchsinformationen durch Lieferanten

Der Energie-Lieferant hat dem Endverbraucher eine monatliche Verbrauchs- und Kosteninformationen kostenlos zu senden, falls gewünscht auch in Papierform.

Eichrechtliche Bestimmungen

Es dürfen nur Messgeräte verwendet werden, die den eichrechtlichen Vorschriften entsprechen. Nach dem Maß- und Eichgesetz, (nachfolgend „MEG“ genannt), bedürfen Messgeräte zur Bestimmung der elektrischen Energie und der elektrischen Leistung einer Eichung.³²

Die intelligenten Messgeräte fallen unter die eichrechtlichen Vorschriften. Zähler mit Leistungs- und Lastgangmessung müssen zusätzlich zu den MID Vorschriften auch den Vorschriften des Bundesamtes für Eich- und Vermessungswesen entsprechen und benötigen für diese Messgrößen eine nationale Eichung. Die eichrechtliche Gültigkeitsdauer beträgt acht Jahre.³³ Wird die Messrichtigkeit der Zähler und Zusatzeinrichtungen vor Ablauf der Gültigkeitsdauer der Eichung durch eine Stichprobenprüfung nachgewiesen, verlängert sich die Gültigkeit um jeweils fünf Jahre.³⁴ Bisherige Zähler haben eine eichrechtliche Gültigkeitsdauer von 16 Jahren.³⁵

³² § 8 Abs. 1 Nr. 4 MEG; Bundesgesetz vom 5. Juli 1950 über das Maß- und Eichwesen (Maß- und Eichgesetz - MEG).

³³ § 15 Z 6 MEG.

³⁴ § 1 Verordnung des Bundesministers für wirtschaftliche Angelegenheiten über die Verlängerung der Nacheichfrist für Elektrizitätszähler und elektrische Tarifgeräte, StF: BGBl. II Nr. 62/1999.

³⁵ § 15 Z 9 MEG.

3 Technologie- und Funktionsanalyse

Im Rahmen der Technologie- und Funktionsanalyse werden im Folgenden die wesentlichen technologischen Elemente intelligenter Messgeräte näher spezifiziert.

3.1 Konventionelle Zähler

Im ersten Abschnitt werden die herkömmlichen Zählertypen beschrieben. Bei den konventionellen Zählern ist zwischen Standardlastprofil (SLP)-Zählern und Lastprofilzählern zu differenzieren.

SLP-Zählsystem (Standardlastprofil-Zähler)

In der Vergangenheit war es technisch nicht möglich oder wirtschaftlich nicht vertretbar, Daten zum Stromverbrauch verbrauchs- und zeitgenau zu erheben. Stattdessen beschränkte man sich darauf, den Verbrauch einmal pro Jahr abzulesen und anhand der Differenz, die sich aus dem Vorjahreswert und dem aktuellen Wert ergab, die Rechnung zu erstellen. Dies erfolgt überwiegend mit Hilfe des sogenannten Ferrariszählers. Auch 2012 ist diese Technologie mit insgesamt rd. 5,75 Mio. Zählpunkten³⁶ (bei insgesamt 5,8 Mio. Zählpunkten in 2012) das mit Abstand am weitesten verbreitete.

Um den in Abhängigkeit der Jahres- und Tageszeit schwankenden Strombedarf zu antizipieren, werden Standardlastprofile eingesetzt. Diese stellen repräsentative Lastprofile dar, die den durchschnittlichen Verbrauch einer Kundengruppe aufzeigen sollen. Das Lastprofil der Kundengruppe HO beispielsweise stellt den durchschnittlichen Verlauf des Stromverbrauchs der privaten Haushalte in Österreich dar. Häufig wird hierbei auf die Standardlastprofile der E-Control zurückgegriffen.³⁷

Der Ferrariszähler, benannt nach seinem Erfinder Galileo Ferraris, misst den Stromverbrauch anhand einer Aluminiumscheibe, auf die mit Hilfe eines Magnetfeldes ein bestimmtes Drehmoment ausgeübt wird. Dieses Drehmoment ist zu jedem Zeitpunkt proportional zur elektrischen Wirkleistung. Der Ferrariszähler überträgt die Anzahl der Umdrehungen der Aluminiumscheibe auf ein Rollenzählwerk, das den entsprechenden Wert als Energie (in Kilowattstunden) anzeigt und für den Endverbraucher oder einen Dritten ablesbar macht. Die Eichfrist eines Ferrariszählers beträgt 16 Jahre.³⁸ Allerdings werden nicht alle Zähler nach 16 Jahren überprüft, sondern es wird auf Grundlage einer repräsentativen Stichprobe geprüft, ob diese korrekt arbeiten, so dass die Nutzungsdauer der Ferrariszähler i.d.R. deutlich über 16 Jahren liegt (35 Jahre).

Lastprofilzähler

Bei Kunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100.000 kWh und 50 kW Anschlussleistung³⁹ erfolgt die Erfassung mittels Lastprofilzähler. Normalerweise handelt es sich hierbei um Gewerbe- oder Industriekunden. Der Lastprofilzähler erfasst für jeweils 15 Minuten die durchschnittliche Leistung und häufig auch den Blindstromverbrauch. Diese Messwerte werden monatlich fernausgelesen.

Für die Datenübertragung wird zusätzlich zum Lastprofilzähler eine Telekommunikationseinrichtung benötigt. Dafür ist ein Telekommunikationsanschluss wie etwa ein Telefonanschluss oder eine Funklösung erforderlich.⁴⁰ Falls der Kunde den Strom aus dem Mittel- oder Hochspannungsnetz bezieht, benötigt man zusätzliche Spannungswandler. Die Abrechnung für RLM-Kunden erfolgt monatlich. Sämtliche Abrechnungen werden elektronisch versandt. Papierrechnungen per Post werden hier i.d.R. nicht verwendet.

Die genannten Systeme, die auch heute noch vorwiegend im Betrieb sind, werden im Folgenden als „konventionelle Zähler“ bezeichnet.

³⁶Quelle: Oesterreichs Energie, 2014.

³⁷Vgl. dazu E-Control, 2012b.

³⁸§ 15 Abs. 9 MEG.

³⁹Vgl. dazu E-Control, 2012b.

⁴⁰Branchenübliche Praxis.

3.2 Mindestanforderungen/-funktionalitäten intelligenter Messgeräte

Ausgehend von den allgemeinen Mindestanforderungen an intelligente Messgeräte, wie sie von der EU formuliert sind, sowie deren Konkretisierungen in der IMA-VO 2011, erfolgt in diesem Absatz eine Beschreibung der Anforderungen an intelligente Messgeräte.

Mindestanforderungen/-funktionalitäten der EU Empfehlungen

Die „Empfehlung der Kommission vom 9. März 2012 zu Vorbereitungen für die Einführung intelligenter Messsysteme“ (2012/148/EU),⁴¹ die den EU-Mitgliedsstaaten als Orientierung bei der Konzeption und dem Betrieb intelligenter Messgeräte dienen soll, beinhalten u.a. folgende allgemeine Anforderungen und Mindestfunktionsanforderungen an intelligente Messgeräte:

- ▶ Im Fokus der allgemeinen Anforderungen stehen die Datensicherheit und die Informationspolitik gegenüber den Endkunden, deren personenbezogene Daten erhoben werden.
- ▶ Bezüglich der Datensicherheit empfiehlt die EU-Kommission die Nutzung geeigneter Datenschutz-Zertifizierungsverfahren sowie Datenschutzsiegel und -prüfzeichen. Des Weiteren sollen die von den europäischen Normungsorganisationen entwickelten sicherheitsrelevanten Normen eingehalten werden. Hierzu zählen insbesondere die grundlegenden Anforderungen an die Informationssicherheit intelligenter Netze im Normungsauftrag M/490⁴² sowie die internationalen Sicherheitsnormen, wie z.B. die Reihe ISO/IEC 27000.⁴³

Weitergehende Anforderungen an die Datensicherheit des Zählers („data protection by design“) werden auf EU-Ebene nicht spezifiziert. Hierzu wäre die Aufstellung eines Schutzprofils für die Messeinrichtung erforderlich. Da jedoch aufgrund der aktuellen MID keinerlei Vorgaben an die Messeinrichtung gestellt werden dürfen, bleiben die konkreten Datensicherheitsanforderungen auf EU-Ebene offen und unspezifisch.

Über die von der EU-Kommission empfohlene Informationspolitik gegenüber Personen, von denen personenbezogene Daten erhoben werden, soll sichergestellt werden, dass die jeweiligen Personen über die Kontaktdaten der für die Verarbeitung der Daten verantwortlichen Personen, die Zwecke der Datenverarbeitung und die Speicherfrist informiert werden. Zudem sollen die Personen über ihre Rechte hinsichtlich ihrer Daten informiert werden.

Darüber hinaus hat die EU Kommission von den unterschiedlichen Marktrollen ausgehend, Mindestfunktionsanforderungen an die Messgeräte formuliert (Tabelle 1).

⁴¹ EU-Empfehlung, 2012.

⁴² EU: Auftrag „Intelligente Netze“, 2011.

⁴³ Siehe dazu ISO: <http://www.iso.org>, 2013.

Tabelle 1: Empfehlungen der EU an die Mindestanforderungen intelligenter Messgeräte

Marktrolle	Funktion	Details
Letztverbraucher	Direkte Bereitstellung der Messwerte	Die Bereitstellung der Messwerte ermöglicht den Verbrauchern die Einsicht in ihre Verbrauchsdaten und ermöglicht so Energieeinsparungen auf der Nachfrageseite
	Genormte Schnittstellen für die sichere Datenübertragung an den Verbraucher	Stellt die Interoperabilität der verschiedenen Geräte sicher
	Ausreichend häufige Aktualisierung der Messwerte (Konsens: mindestens 15-Minuten-Takt)	Endkunden müssen die Auswirkungen ihrer Handlung zeitnah erkennen können. Die Aktualisierungsrate der dargestellten Informationen soll an die Reaktionszeit der Energie verbrauchenden oder erzeugenden Produkte angepasst werden können.
	Möglichkeit zur Speicherung der Kundenverbrauchsdaten über einen angemessenen Zeitraum	Ermöglicht eine Berechnung der verbrauchsbezogenen Kosten und bietet die Basis für Vergleiche
	Bereitstellung genauer, benutzerfreundlicher und zeitnaher Messwerte	Schlüssel zur Erbringung von „Demand-Response“-Dienstleistungen und „online“ Energieeinsparungen
Netzbetreiber/ Messstellenbetreiber	Möglichkeit zur Fernablesung der Zähler	Grundlage für Prozesskosteneinsparungen beim Ableseprozess
	Bereitstellung eines bidirektionalen Kommunikationskanals	Zwischen Messsystemen und externen Netzen für die Instandhaltung und Steuerung des Messsystems - Schlüsselfunktion - ermöglicht darüber hinaus die Steuerung von Geräten beim Letztverbraucher
	Ermöglichung eines ausreichend häufigen Ablesens der Messwerte	Erleichtert z.B. die zeitnahe Ablesung bei Kunden- und Lieferantenwechsel
Kommerzielle Aspekte der Energieversorgung	Unterstützung fortschrittlicher Tarifsysteme	Ermöglicht die Einführung fortschrittlicher Tarifstrukturen, Register über den Nutzungszeitpunkt sowie Tarif-Fernsteuerung
	Automatische Übertragung von Informationen über fortschrittliche Tarifoptionen an die Endkunden	Grundlage dafür, dass Endkunde unmittelbar auf Tarifsignale reagieren kann
	Ermöglichung der Fern-Ein-/Ausschaltung der Versorgung, und/oder von Lastflüssen oder einer Strombegrenzung	Beschleunigt Prozesse, z.B. bei Umzügen, da die bisherige Versorgung schnell eingestellt und die neue Versorgung schnell freigeschaltet werden kann
Sicherheit und Datenschutz	Bereitstellung einer sicheren Datenkommunikation	Hohes Sicherheitsniveau für gesamte Kommunikation zwischen dem Zähler und dem Betreiber unerlässlich
	Verhinderung und Aufdeckung von Betrug	Für Schutz des Kunden, z.B. vor dem Fremdzugang durch Hacker
Dezentrale Erzeugung	Bereitstellung von Import-/Exportmessungen und reaktiven Messungen	Notwendig für die Berücksichtigung der Erzeugung Erneuerbarer Energien und der Mikroerzeugung - erhöht die Zukunftssicherheit von Messsystemen

Quelle: EU-Empfehlung, 2012

Mindestanforderungen und Funktionalitäten entsprechend der IMA-VO 2011

Es ist grundsätzlich anzumerken, dass die IMA-VO 2011 maßgeblich funktionelle Mindestanforderungen an die Geräte selbst, jedoch keine technischen Spezifikationen im engeren Sinne enthält. Ebenso bestehen keine Vorgaben in Bezug auf eine bestimmte Systemarchitektur oder Kommunikationstechnologie. Nachfolgend sind die wesentlichen Anforderungsbestimmungen intelligenter Messgeräte gemäß der IMA-VO 2011 zusammengefasst:

- ▶ Bidirektionale Kommunikationsanbindung
- ▶ Messung des täglichen Verbrauchswerts und des 15-Minuten-Lastprofils sowie Speicherung für 60 Kalendertage
- ▶ Übertragung der Tageswerte bis 12:00 Uhr des Folgetages
- ▶ Bidirektionale Kommunikationsschnittstelle zur Einbindung von mindestens vier externen Mengemessgeräten (d.h. zusätzlich zu Strom Wasser, Gas, Wärme)

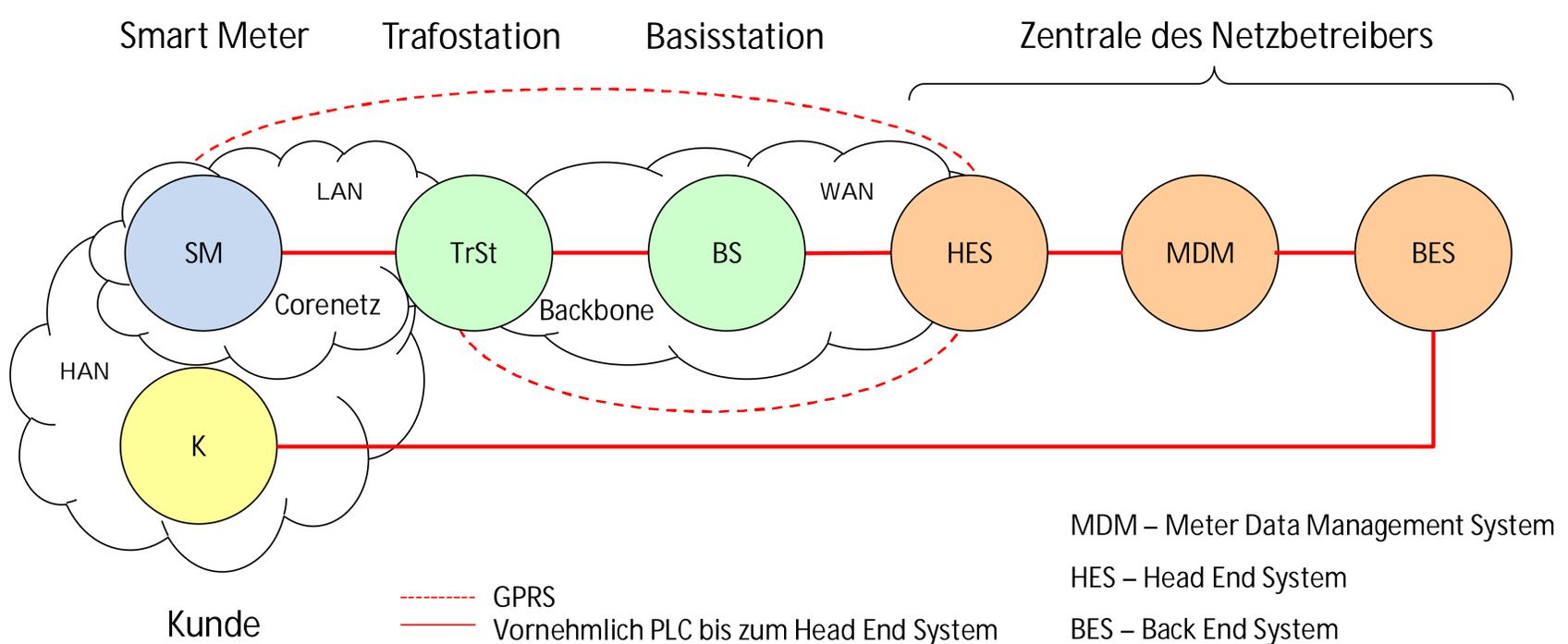
- ▶ Unidirektionale Kommunikationsschnittstelle, welche der Kunde für externe Geräte (z.B. haushaltseigenes Display) nutzen kann
- ▶ Intelligente Messgeräte und deren Kommunikation sind vor dem Zugriff unberechtigter Dritter entsprechend des Stands der Technik zu schützen (d.h. individuelle kundenbezogenen Verschlüsselung der Daten)
- ▶ Möglichkeit der Fernabschaltung und Freigabe zur Wiederinbetriebnahme der Anlage durch den Kunden ist zu unterstützen sowie der Begrenzung des maximalen Bezugs an elektrischer Leistung
- ▶ Intelligente Messgeräte sind mit internen Uhr- & Kalenderfunktionen auszustatten, welche von der Ferne synchronisiert werden können
- ▶ Intelligente Messgeräte haben Status-, Fehler- sowie Zugriffsprotokoll zu unterstützen
- ▶ Intelligente Messgeräte sind mit einer Manipulationserkennung auszustatten
- ▶ Möglichkeit eines Softwareupdates aus der Ferne (Remote Firmware Updates)
- ▶ Intelligente Messgeräte haben den maß- und eichgesetzlichen und datenschutzrechtlichen Bestimmungen sowie dem anerkannten Stand der Technik zu entsprechen⁴⁴

Kommunikationsnetz

Die Kommunikation zwischen intelligentem Messgerät und Netzbetreiber erfolgt mittels drei Netzen: dem Heimnetz (engl. Home Area Network, HAN), dem lokalem Netzwerk (engl. Local Area Network LAN) und dem Weiterverkehrsnetzwerk (engl. Wide Area Network, WAN).

Die Abbildung 2 visualisiert die Kommunikationsarchitektur wie sie für die Kostenerhebung in Österreich angenommen wurde. Im vorliegenden Fall entspricht das Corenetz dem Local Area Network und das Backbone-Netz dem Wide Area Network. Das HAN beschränkt sich örtlich betrachtet auf die Kommunikationsverbindung zwischen digitalen Geräten innerhalb eines Haushaltes (z.B. Kommunikation zwischen intelligentem Messgerät und haushalteigenes Display).

Abbildung 2: Strukturbild Kommunikationsnetz



Quelle: Ernst & Young in Anlehnung an Oesterreichs Energie⁴⁵

⁴⁴ § 3 IMA-VO, 2011.

⁴⁵ Die für die KNA erhobenen Daten und Informationen wurden mittels fünf Expertenpanels im Zeitraum von Januar bis März 2014 erfasst. In den Expertenpanels waren neben dem Verband OesterreichsEnergie eine Vielzahl der österreichischen Netzbetreiber (s. Anhang IV) anwesend. Im Folgenden werden die Ergebnisse dieser Expertenpanels mit der Quellenbezeichnung „Oesterreichs Energie“ ausgewiesen.

- ▶ Über das LAN ist das intelligente Messgerät (synonym Smart Meter) mit der Trafostation verbunden. Die Möglichkeit zur Kommunikation im LAN unterscheidet ein intelligentes Messgerät von einem Ferrariszähler; sie ist das klassische Ausstattungselement, welches eine sichere Anbindung an das intelligente Energienetz ermöglicht.
- ▶ Die Kommunikation zwischen der Trafostation mit dem Head End System des Netzbetreibers erfolgt dann im WAN, welche je nach angewandter Kommunikationstechnologie ggf. die Kommunikation über eine Basisstation (d.h. Übertragungseinrichtung für Funksignale) mit einschließt. Der Netzbetreiber kann jedoch auch direkt mit einem oder mehreren elektronischen Messeinrichtungen im WAN kommunizieren. Die Messeinrichtungen können dabei grundsätzlich mehrere Letztverbraucher als auch verschiedene Sparten wie Strom, Gas, Wasser oder Wärme betreffen. Bei den übermittelten Daten kann es sich sowohl um Verbrauchsinformationen als auch um Angaben über die in das Netz eingespeisten Energiemengen aus Erneuerbare Energieanlagen handeln. Die Erfassung, Verarbeitung und Speicherung dieser Mess- bzw. Verbrauchsdaten gehören zu den Aufgaben des Netzbetreibers und wird von diesem durchgeführt.
- ▶ Beim Home Area Network (HAN) handelt es sich um das lokale Kommunikationsnetz des Letztverbrauchers. Über eine unidirektional Schnittstelle am intelligenten Messgerät kann die Kommunikation des Messgerätes mit einer entsprechenden Anzeigeeinheiten in den Haushalten der Letztverbraucher (z. B. Inhouse-Displays) erfolgen, wodurch jedem Anschlussnutzer die Möglichkeit geboten wird, Verbrauchswerte sowie weitere relevante Informationen individuell abzurufen.

Grundsätzlich existieren für die Kommunikation und den damit verbundenen Datentransfer unterschiedliche Arten der Übertragungstechnologien. Wie bereits im vorhergehenden Absatz angeführt, bestehen keine gesetzlichen Vorgaben in Bezug auf eine bestimmte Kommunikationstechnologie. Diese Entscheidung obliegt dem Netzbetreiber in Kooperation mit dem gewählten Hersteller. Für die Kommunikation mit dem WAN-Netzwerk relevante Übertragungstechnologien sind z.B. GPRS, UMTS, LTE, Glasfaser, DSL, wohingegen für die Nahkommunikation Technologien, wie z. B. PLC, M-Bus in Frage kommen (s. Kapitel 3.3).

3.3 Kommunikationstechnologien

Intelligente Messgeräte erfordern den Zugang zu einer Kommunikationsinfrastruktur, die einen leistungsfähigen, bidirektionalen Datentransfer zwischen dem intelligenten Messgerät und dem Netzbetreiber ermöglicht. Für die Kosten-Nutzen Betrachtung in Österreich wurde angenommen, dass die Datenübertragung in 5 Prozent der Fälle über GPRS direkt vom intelligenten Messgerät zum Netzbetreiber (d.h. im LAN und WAN) und in 95 Prozent über die Schmalband-Powerline (PLC) bzw. RF-Mesh Technologie (d.h. im LAN) erfolgt. Anschließend werden die Daten mit beliebigen Technologien (z.B. LTE, Kabel, GPRS) im WAN zum Netzbetreiber weiter übertragen. Zur weiteren Erläuterung wurden die primär angewandten Technologien (d.h. GPRS und PLC) in die Klassen drahtgebundene und drahtlosen Datenübertragungstechnologien zugeordnet.

Drahtgebundene Datenübertragung (über das Stromkabel)

Schmalband-Powerline (PLC)

Powerline Communication, kurz Powerline, ist ein Verfahren bei dem die Daten über die bestehenden Nieder- und Mittelspannungsstromnetze der Energieversorger übertragen werden. Die Datensignale werden bei den Letztverbrauchern in das öffentliche Stromnetz eingespeist und zu Datenkonzentratoren bzw. Transformatorstationen (Trafostation) weitergeleitet. Von dort erfolgt ein Weitertransport über verschiedene drahtlose oder drahtgebundene Kommunikationswege.

a) GPRS / GSM

GPRS steht für „General Packet Radio Service“ (deutsch: „Allgemeiner paketorientierter Funkdienst“) und kann als Übertragungstechnologie im 900-MHZ-Band der GSM-Netze genutzt werden.

a) RF-Mesh

Eine weitere Datenübertragungstechnologie stellt die hauptsächlich in Nordamerika eingesetzte RF Mesh Technologie dar. Hierbei wird durch ein sogenanntes "Neighborhood Area Network" die Möglichkeit geschaffen, Daten durch ein engmaschiges Netz aus verschiedenen Datenpunkten den jeweils effizientesten Datenweg zu wählen. Sollte ein Datenpunkt ausfallen, kann dies durch Ausweichen auf eine andere Datenroute überbrückt werden, zusätzlich können aktuelle Auslastungen des Netzes berücksichtigt werden. Hierdurch soll eine hohe Störungsresistenz und Verlässlichkeit der Datenübertragung erreicht werden.

3.4 IT-Systeme

Die Einführung von intelligenten Messgeräten macht zum Teil umfassende Anpassungen und Neuentwicklungen bei den Geschäftsprozessen und IT-Systemen der verschiedenen Marktteilnehmer (Netzbetreiber, Energielieferant etc.) notwendig. Insbesondere im Fall eines flächendeckenden Rollouts sind die bisherigen Systeme und relevanten Prozesse häufig nicht auf die nun neu zu verarbeitenden Daten ausgelegt. Daher müssen die bestehenden IT-Systeme in ihrer Leistungsfähigkeit und ihrem Funktionsumfang ausgebaut werden (vgl. hierzu und im Folgenden Capgemini 2010⁴⁶, Umetriq 2011⁴⁷ sowie Horváth & Partners 2010⁴⁸).

Für den Betrieb eines intelligenten Messgerätes sind grundsätzlich die folgenden drei inhaltlich voneinander abgrenzbaren Funktionen notwendig:

- ▶ Empfang und Aufbereitung der Daten
- ▶ Verwaltung und Organisation der intelligenten Messgeräte sowie
- ▶ Speicherung und Auswertung der Daten.

Neben diesen neuen Funktionen für den Betrieb intelligenter Messgeräte müssen auch die Funktionen der bestehenden Backend-Systeme der Marktteilnehmer angepasst bzw. mit der Infrastruktur intelligenter Messgeräte verknüpft werden. Darüber hinaus entsteht Anpassungsbedarf bei der Hardware. Die vorhandenen Speichermedien und Server sind nicht in der Lage ein stark steigendes Datenvolumen, das es zu verarbeiten und zu speichern gilt, zu bewältigen. Für die weiteren Betrachtungen lässt sich somit der Anpassungsbedarf in der IT, in drei Bereiche unterscheiden:

1. Neu einzuführende IT-Systeme für intelligente Messgeräte
 - ▶ Head End System (HES) für den Empfang und die Aufbereitung der Daten der intelligenten Messgeräte
 - ▶ Meter Management System (MMS) für die Verwaltung und Organisation der intelligenten Messgeräte
 - ▶ Meter Data Management System (MDM) für die Speicherung und Auswertung der Daten der intelligenten Messgeräte
2. Bestehende, anzupassende Backend-Systeme
 - ▶ Webportal
 - ▶ Workforce Management System (WMS)
 - ▶ Customer Relationship Management System (CRM)

⁴⁶Capgemini Consulting: Nutzen einer österreichweiten Smart Meter Einführung, 2010.

⁴⁷Umetriq: Der Weg zu einer zukunftsfähigen IT-Unterstützung im Messwesen, 2011.

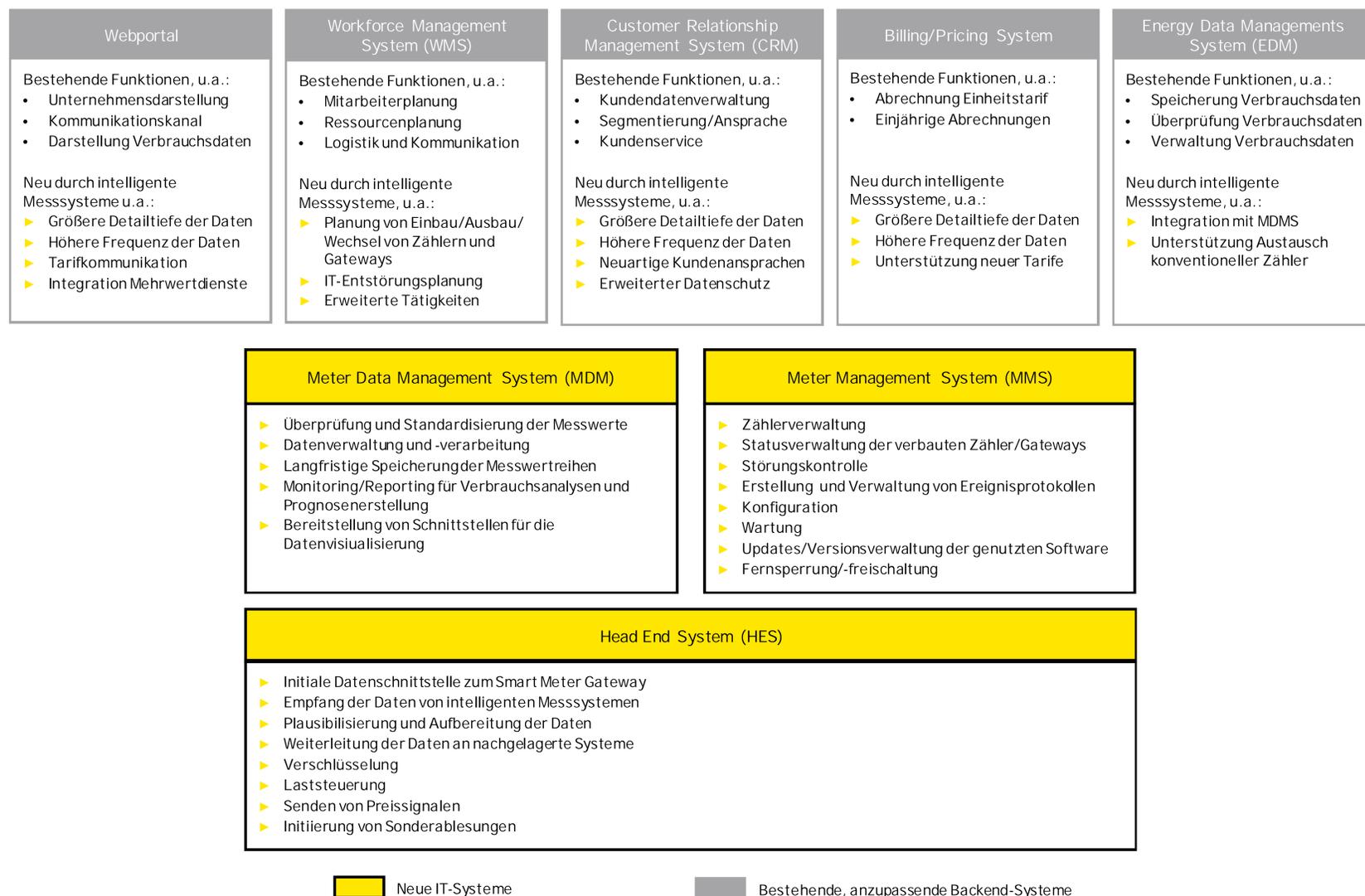
⁴⁸Horváth & Partners: Smart-Metering-Studie 2010, 2010.

- ▶ Billing System
- ▶ Energiedaten Management System (EDM)
- ▶ Weitere Systeme (z.B. geographisches Informationssystem- GIS)

3. Hardware

Bezüglich der ersten beiden Punkte bildet die Abbildung 3 die Grundlage für die weitere Analyse und zeigt dazu einen Überblick über die anzupassenden Systeme und Funktionalitäten:

Abbildung 3: Übersicht der neuen und anzupassenden IT-Systeme für intelligente Messgeräte



Quelle: Ernst & Young

Neu einzuführende IT-Systeme

Die Einführung von intelligenten Messgeräten erfordert die Implementierung der folgenden, bisher i.d.R. nicht bestehenden Systeme:

a) Head End System (HES)

Das HES bildet die initiale Schnittstelle der IT des Netzbetreibers mit den angeschlossenen, externen Systemkomponenten des gesamten intelligenten Messgerätes. Es sammelt und plausibilisiert kontinuierlich die an den Netzbetreiber gesendeten Daten. Dabei werden die empfangenen Messwerte grundsätzlich überprüft und potentielle Ausreißer identifiziert.

Im Anschluss an die Plausibilisierung und Aufbereitung werden relevante Daten an nachgelagerte intelligente Messgeräte weitergeleitet. So werden beispielsweise Messwerte, Zählerzustandsdaten, Fehlerprotokolle, etc. an das MMS oder das MDM übermittelt, wo diese dann weiter verarbeitet und gespeichert werden.

Je nach Ausführung und bestehender IT-Infrastruktur besitzen Head End Systeme Sicherheitselemente, die einen Schutz vor manipulierten Daten und Angriffen auf das Gesamtsystem bieten. Gerade vor dem Hintergrund der Anforderungen an Datenschutz und Datensicherheit sollte das Head End System

in der Lage sein, im Rahmen der WAN-Kommunikation mit dem Netzbetreiber sowohl verschlüsselte Daten zu senden als auch vom Netzbetreiber empfangen zu können.

Eine weitere Funktion, die vom Head End System unterstützt werden muss, ist die Laststeuerung. So muss das Head End System in der Lage sein, Messwerte mit Zeitstempel zur Lastverteilung zwischen zu speichern.⁴⁹

Neben der bereits beschriebenen kontinuierlichen Ablesung und Verarbeitung von Daten, unterstützt das Head End System auch Sonderablesungen. Diese Funktion wird beispielsweise bei außerplanmäßigen Ablesungen - wie etwa bei einem Kundenwechsel - benötigt, um abrechnungsrelevante Daten oder Zählerinformationen verarbeiten und an nachgelagerte Systeme weiterleiten zu können.

b) Meter Management System (MMS)

Ein Meter Management System (MMS) steuert, überwacht und verwaltet die in der Fläche verbauten intelligenten Messgeräte der Endverbraucher. Im Einzelnen stellt das MMS eine Übersicht über den Status und die Datenlieferungen der Zähler bereit und verwaltet die relevanten Informationen (z. B. Betriebsstatus, Benachrichtigungen, Protokolle, etc.).

Im Falle von Fehlern, Störungen oder Systemausfällen werden Daten zu den betroffenen intelligenten Messgeräten erfasst und verarbeitet. Der Netzbetreiber kann dann potentielle Störungen identifizieren, Fehlerursachen analysieren und zentral geeignete Maßnahmen zur Entstörung veranlassen. Zusätzlich werden vom MMS weitere gerätespezifische Ereignisse (z.B. Manipulation, Beschädigung, etc.) erfasst und in Form eines Protokolls vom Netzbetreiber empfangen.

In der Rolloutphase der intelligenten Messgeräte übernimmt das MMS auch die Funktion der Konfiguration von Endgeräten. Dies umfasst insbesondere die Erstkonfiguration, in der beispielsweise Einstellungen bezüglich Zählervariante, Anschlussform, Kundenart, etc. festgelegt werden. Falls erforderlich, können zudem im laufenden Betrieb Konfigurationsanpassungen zentral durchgeführt werden.

Zu Wartungszwecken werden vom MMS wartungsrelevante Informationen wie etwa Einbauzeitpunkt, Eichdauer, etc. verarbeitet bzw. gespeichert und zugleich dazu genutzt, andere Marktteilnehmer über bevorstehende Aktionen zu informieren. Bei einer Wartung werden die benötigten Informationen dem Service-Techniker bereitgestellt und Änderungen gespeichert. Mit Einführung der intelligenten Messgeräte kann die Wartung auch per Remote, d.h. ohne persönliches Erscheinen vor Ort erfolgen.

Ähnlich verhält es sich auch mit Software-Aktualisierungen der Hardwarekomponenten intelligenter Messgeräte. Während bei elektronischen Zählern zum Teil ein Austausch oder Update vor Ort durchgeführt wurde, soll in Zukunft das Aktualisieren der Software per Remote möglich sein.⁵⁰ Das MMS übernimmt dabei die Rolle eines zentralen Update-Systems über das verschiedene Versionen von Software verwaltet und an verbaute intelligente Messgeräte übertragen werden.

Zusätzlich ist es technisch möglich, dass das MMS auch die Funktion einer Fernsperrung und -freischaltung von Zählern übernehmen kann. Hierbei kann der Netzbetreiber auch ohne den Einsatz von Technikern vor Ort Geräte in Betrieb nehmen oder abschalten.

c) Meter Data Management System (MDM)

Das MDM bildet den Kern der IT-Infrastruktur intelligenter Messgeräte und übernimmt darin in erster Linie die Validierung, Verarbeitung, Speicherung und langfristige Bereitstellung der fernausgelesenen Messwerte. Es ist insofern als eine Weiterentwicklung bestehender EDM (Energiedatenmanagement) und ZFA (Zählerfernauslese) Systeme zu verstehen.

Die eintreffenden Messwertreihen der Zähler werden zunächst auf fehlende Einträge, offensichtliche Fehler und ungewöhnliche hohe oder niedrige Werte hin überprüft. Sollten entsprechende Extremwerte gefunden werden, sind diese nach erfolgter Überprüfung durch normalisierte Messwerte zu ersetzen. Hierfür ist eine Analyse des jeweiligen Kunden und seines typischen Energieverbrauchs notwendig.

Das MDM System muss zudem Funktionen für das Monitoring und Reporting von Informationen unterstützen und stellt damit für autorisierte Marktteilnehmer die Datengrundlage zur Erstellung von Verbrauchsprognosen und weitergehenden Analysen bereit. Um diese Anforderungen für eine große Zahl

⁴⁹Vgl. dazu Aichele & Doleski, 2012, S. 311.

⁵⁰§ 3 Abs. 11 IMA-VO, 2011.

an Daten erfüllen zu können, muss ein MDM System neben der entsprechenden Leistungsfähigkeit auch über ausreichend Speicherplatz verfügen, damit es die Daten redundant und ausfallsicher verwalten kann.

Damit verbrauchs- und abrechnungsrelevante Informationen auch von den Endkunden eingesehen werden können, ist es erforderlich, dass das System eine Schnittstelle zur Datenvisualisierung bereitstellt. Webportale des Marktteilnehmers oder auch Anwendungen von sonstigen Dienstleistern bzw. Anbietern von Mehrwertdiensten können damit beispielsweise über einen Web-Service auf kundenbezogene Daten zugreifen und dem Verbraucher anhand verschiedener Endgeräte (z. B. PC, Tablet, Smartphone) diese grafisch aufbereitet darstellen.

Bestehende, anzupassende Backend-Systeme

Neben den bisher beschriebenen, neu einzuführenden Systemen sind die folgenden, bereits bestehenden Backend-Systeme der Marktteilnehmer anzupassen:

a) Webportal

Webportale dienen den Marktteilnehmern grundsätzlich als Internetpräsenz zur Eigendarstellung der durch sie ausgeübten Tätigkeiten sowie zur Präsentation des Produktportfolios und der angebotenen Dienstleistungen. Zusätzlich können Webportale auch als Kommunikations- und/oder Absatzkanal gegenüber Endverbrauchern genutzt werden, um Produkte und Services zielgerichtet anzubieten. Des Weiteren nutzen viele Anbieter bereits heute die Möglichkeit, ihren Kunden über das Internet verbrauchs- und abrechnungsrelevante Daten zur Verfügung zu stellen.

Für Österreich wird im Rahmen des Zukunfts-Szenario eine Vereinfachung der gesetzlich vorgesehenen Stromverbrauchs- und -kosteninformationen (gem. § 81a Abs. 1 ElWOG) empfohlen, indem die Verbrauchswerte und Informationen zu Stromkosten, die auf der Basis einer vereinfachten Berechnung (Durchschnittstarif) ermittelt werden, monatlich in einem Webportal dem Kunden zur Verfügung gestellt werden.

Mit der Einführung von intelligenten Messgeräten und der damit einhergehenden steigenden Granularität der kundenbezogenen Daten ist davon auszugehen, dass die Abbildung dieser Werte über das Webportal komplexer wird. So stellt der österreichische Gesetzgeber mittels der DAVID-VO 2012 gezielte Anforderungen an die Darstellung der Verbrauchsdaten durch den Netzbetreiber (s. Kapitel 2.2.2). Diese Anforderungen betreffen insbesondere die Detailtiefe des Verbrauchsverhaltens (z.B. Verbrauch nach Uhrzeit). Zudem werden durch die höhere Frequenz der Datenübermittlung mehr Informationen durch das Webportal verarbeitet, sodass auch hier Anpassungen seitens des Netzbetreibers erforderlich sind.

Im Rahmen der Tarifkommunikation eröffnen sich für die Anbieter völlig neue Möglichkeiten, da nun auf Grundlage von innovativen Produkten auch zeit-, last- oder ereignisvariable Tarife angeboten und über das Webportal vertrieben werden können. Neben der Möglichkeit zum Online-Abschluss der neuen Tarife können Webportale dazu verwendet werden, weitere intelligente messgerätenahe Dienste (z.B. Smart Home Produkte) anzubieten.

b) Workforce Management System (WMS)

WMS dienen der Optimierung von Mitarbeiterereinsatz und Ressourcenverwendung. Dies betrifft sowohl die Koordination der Mitarbeiter im Außendienst (Installateure, Service-Techniker) als auch den optimalen Einsatz von zusätzlich benötigten Ressourcen wie etwa Fahrzeugen, Installationsgeräten, etc. Auch im Rahmen der Logistik übernimmt das WMS eine koordinierende Rolle und ist verantwortlich für eine bedarfsgerechte Verteilung der zu verbauenden Geräte. Neben dieser planungsunterstützenden Funktion verbessert das System den operativen Einsatz der vorhandenen Ressourcen durch den Einsatz geeigneter Kommunikationssysteme wie etwa von Tablet Computern oder sonstigen mobilen Endgeräten.

Die Einführung eines intelligenten Messgerätes führt zu zusätzlichen Arbeiten für Techniker, Installateure und weitere Service-Mitarbeiter, die den Ausbau alter Zähler und den Einbau neuer intelligenter Messgeräte vornehmen. Gerade zu Beginn des Rollouts ist ein höherer Arbeitsaufwand für Wartung, Instandhaltung und Entstörung der bereits verbauten Zähler zu erwarten. Dies erfordert eine umfangreichere und dynamische Planung der vorhandenen Ressourcen auf der Basis eines verbesserten WMS. Zusätzlich wird das veränderte Fähigkeiten-Profil der Mitarbeiter, die für Einbau, Wartung und den Betrieb intelligenter Messgeräte eingesetzt werden, zu weiteren Anpassungen des WMS führen.

c) Customer Relationship Management Systeme (CRM)

CRM-Systeme dienen grundsätzlich der Verarbeitung und Verwaltung sämtlicher Vertrags- und Kundendaten.

Beim Netzbetreiber beinhaltet das CRM die Vertragsinformationen in Bezug auf seine Zählpunkte und Vertragspartner. Aus Sicht des Energievertriebs umfasst das CRM neben kundenbezogenen Stammdaten auch spezifische Verbrauchs- und Kaufverhaltensinformationen. Auf Basis dieser Informationen können mithilfe des CRM Systems kundenspezifische Profile erstellt und diese dann unterschiedlichen Segmenten zugeordnet werden. Je nach Präferenz, Zahlungsbereitschaft, Servicebedarf, etc. können damit durch geeignete Kommunikationsmaßnahmen gezielt Kundensegmente selektiert und im Rahmen von Kampagnen angesprochen werden. Im Hinblick auf den Kundenservice unterstützt das CRM System außerdem die Marktteilnehmer in der Bearbeitung von Kundenanfragen und Kundenbeschwerden über verschiedenste Kommunikationskanäle wie Call Center, Email oder Webportal.

Durch die Einführung intelligenter Messgeräte werden sich die in CRM Systemen vorhandenen Daten zu Kunden, deren Präferenzen sowie zum Verbrauchsverhalten sowohl in ihrer Menge als auch in ihrer Qualität verändern, da sowohl Detailtiefe als auch die Übertragungshäufigkeit der verfügbaren Daten deutlich zunehmen wird. Neben den damit einhergehenden höheren Anforderungen an die Datenverarbeitungs- und Datenspeicherkapazität sind die bestehenden Funktionen zum Datenschutz an die nun erhöhte Verfügbarkeit von kundenbezogenen Verbrauchsdaten anzupassen.

d) Billing Systeme

Billing Systeme werden von den Marktteilnehmern zur Abrechnung bezogener oder verkaufter Leistungen sowie zur Festlegung neuer Tarifmodelle im Rahmen der Preisgestaltung genutzt. Billing Systeme aggregieren und bereiten abrechnungsrelevante Informationen auf und initiieren anschließend den Inkassoprozess über die Rechnungserstellung. Hinsichtlich der Tarifierung lässt sich feststellen, dass derzeit die vorhandenen Systeme im Schwerpunkt auf einjährige Abrechnungen eines Einheitstarifes ausgelegt sind.

Die mit der Einführung intelligenter Messgeräte verbundenen neuen Abrechnungs- und Tarifierungsanforderungen (s. Kapitel 2.2.2 unter DAVID-VO 2012) erfordern eine Anpassung und Aufwertung der vorhandenen Billing Systeme, um Elemente, die die zukünftig häufigeren Tarifanpassungen und kürzeren Abrechnungszyklen ermöglichen. (d.h. Rechnungslegung 12 x jährlich anstatt 1 x jährlich)

e) Energy Data Management Systeme (EDM)

Energy Data Management Systeme (EDM) dienen den Marktteilnehmern zur Speicherung und Verwaltung der Energie-Verbrauchsdaten und stellen die aktuelle Datengrundlage für Analysen und Prognosen bereit. Das EDM kann als Pendant zu dem bereits beschriebenen Meter Data Management System (MDM) verstanden werden. So werden in einem Energy Data Management System die Energiedaten verarbeitet, validiert, gespeichert und dem Anwender u.a. für Auswertungs- und Visualisierungszwecke bereit gestellt.

EDM-Systeme müssen alle Typen von Messwerten verarbeiten können. Dabei sollten sie in der Lage sein, große Datenmengen mit einer hohen Performance verwalten zu können und die Anforderungen des jeweiligen Marktteilnehmers an das Erfassen, Sammeln und Speichern von Energiemessdaten erfüllen. Während der Netzbetreiber beispielsweise Funktionen für die Netzanalyse und -planung benötigt, so erwartet der Energielieferant vertriebsorientierte Analysen und Auswertungsmöglichkeiten.⁵¹

Neben den bisher ausführlich dargestellten Backend-Systemen gibt es zahlreiche weitere Systeme, die von den Marktteilnehmern im Rahmen des IT-Gesamtsystems betrieben werden. Dazu zählen zum Beispiel unternehmensweite ERP-Systeme (z.B. SAP), Bilanzierungs-Systeme oder allgemeine Security-Systeme. Auch bei diesen Systemen führt der (flächendeckende) Einsatz intelligenter Messgeräte zu teilweise nicht unerheblichen Anpassungsbedarf.

Zuordnung der vorzunehmenden Anpassungen zu den Marktteilnehmern

Bei der Betrachtung des Anpassungsbedarfs von IT-Systemen ist eine differenzierte Analyse nach Markttrollen notwendig. Dabei kann diese Bewertung nur indikativ erfolgen, da der jeweilige Anpassungsbedarf

⁵¹ Aichele & Doleski, 2012, S. 314f.

sehr stark von der individuellen Ausgangssituation (vorhandene IT-Infrastruktur) und dem gewählten Geschäftsmodell des Unternehmens abhängt. Im Wesentlichen werden die folgenden Markttrollen tangiert werden:

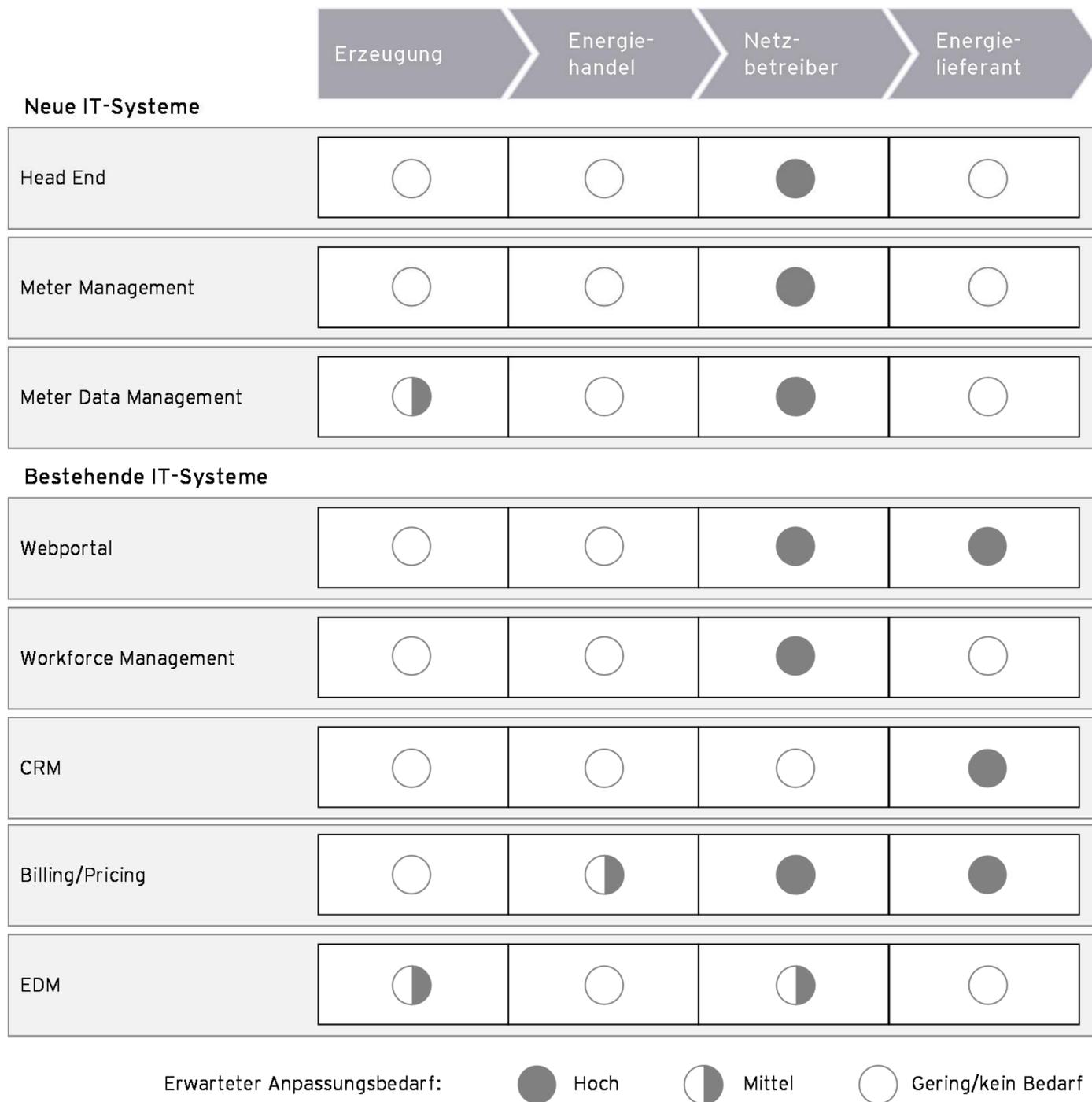
- ▶ Verteilnetzbetreiber (VNB)
- ▶ Energielieferant
- ▶ Erzeuger
- ▶ Energiehandel

Der Verteilnetzbetreiber nimmt dabei eine besondere Rolle ein, da er als „Betreiber“ intelligenter Messgeräte den größten Anpassungsbedarf hat. Dies betrifft sowohl das MMS zur Verwaltung und Organisation der intelligenten Messgeräte als auch das MDM für die Speicherung und Auswertung der Daten. Im Bereich der bestehenden Backend-Systeme ergeben sich größere Anpassungen im WMS und im Webportal sowie ggf. mittlere Veränderungen im Billing-Bereich. Der Netzbetreiber ist darüber hinaus verantwortlich für die Netzinfrastruktur und hat damit ein Interesse an einer optimalen Auslastung der Netze. Er wird daher entsprechende Schnittstellen zum Meter Data Management System aufbauen, um netzdienliche Informationen verarbeiten zu können.

Als direkte Schnittstelle zum Endkunden hat der Energielieferant ebenfalls umfassende Anpassungen im Bereich der bestehenden Backend-Systeme vorzunehmen. Die größten Anpassungen sind im CRM System sowie im Bereich der Abrechnung und Tarifierung notwendig. Daneben besteht größerer Anpassungsbedarf beim Webportal, das in einer intelligenten Energiezukunft deutlich mehr Informationen verarbeiten und darstellen wird.

Erzeugung und Energiehandel haben im Allgemeinen einen geringen Anpassungsbedarf in ihren IT-Systemen, da sie heute nur auf aggregierte Verbrauchsdaten zurückgreifen. Durch einen stärkeren – insbesondere bei einem flächendeckenden Einsatz – intelligenter Messgeräte werden sich jedoch auch in diesen Bereichen neue Geschäftsmodelle durchsetzen, die auf individuelle Verbrauchsdaten zurückgreifen. In diesem Zusammenhang ist insbesondere auf das Geschäftsmodell des Aggregators hingewiesen, der sowohl Erzeugungs- als auch Nachfragemenge bündelt.

Abbildung 4: Übersicht der neuen und anzupassenden IT-Systeme nach Marktteilnehmer



Quelle: Ernst & Young

Hardware

Bezüglich der Hardware entsteht ein zusätzlicher Investitionsbedarf zum einen aufgrund des deutlich ansteigenden Datenbedarfs, zum anderen aufgrund erhöhter IT-Sicherheits- und IT-Systemanforderungen.

Jede Einzelmessung umfasst ca. 250 Byte Rohdaten.⁵² Bei einer 15-minütigen Ablesung der Zählerdaten und 1 Mio. Zählpunkten ergibt sich eine Datenmenge von ca. 8 Terabyte. Die Herausforderung liegt dabei weniger in der Datenspeicherung, als vielmehr in der Bereitstellung von entsprechend leistungsfähigen Rechnerkapazitäten, um dieses Datenvolumen auch sinnvoll und kurzfristig auswerten zu können.

Zusätzlicher Hardwarebedarf wird vielfach in der Anschaffung von Security-Servern gesehen.⁵³

⁵² Aichele & Doleski, 2012, S. 311.

⁵³ So z.B. Landis & Gyr: Anforderungen an die technischen Messsysteme und deren Umsetzung, 2012, S. 16.

3.5 Beschreibung der untersuchten Systemvariante

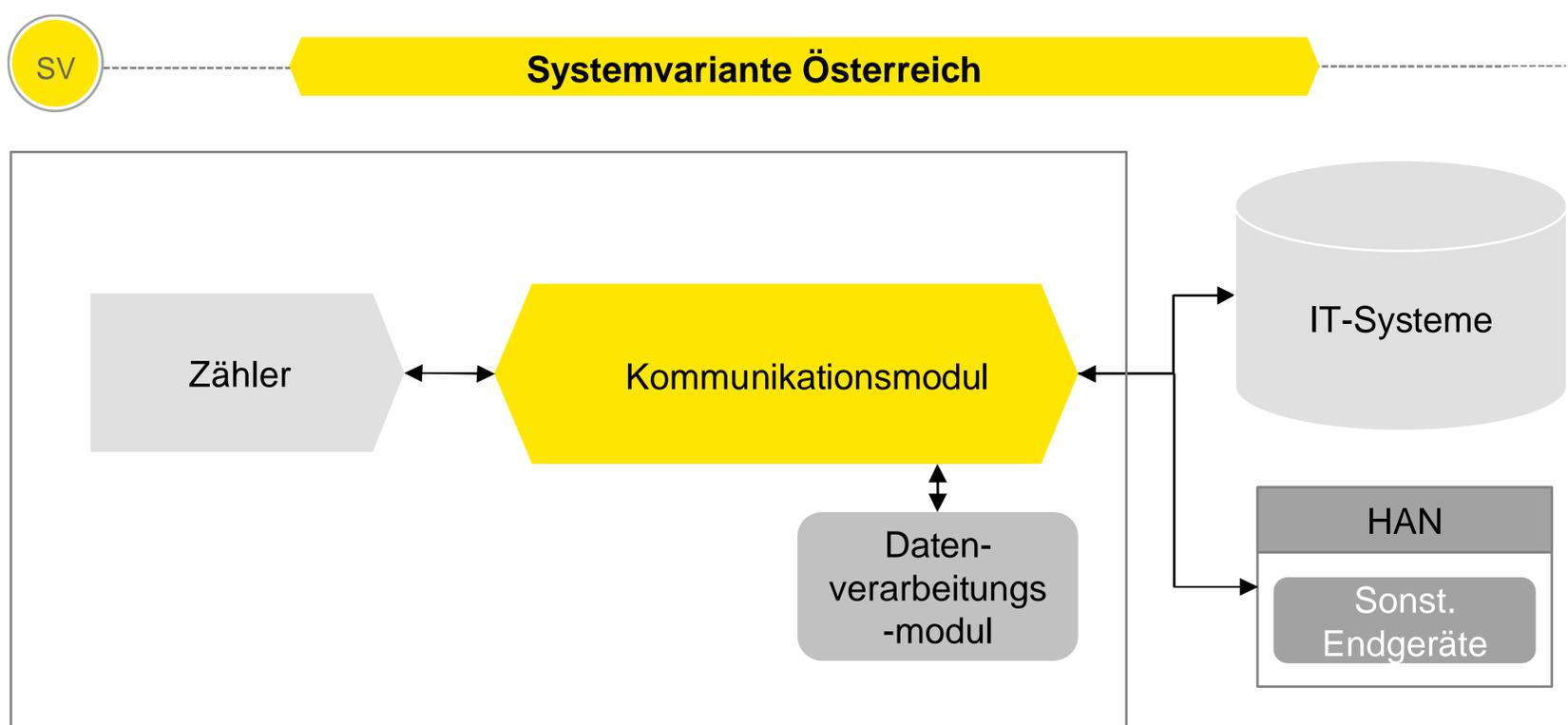
Die Systemvariante (technisches Konstrukt) in Österreich, welche in den Szenariobetrachtungen kalkulatorisch berücksichtigt wurde, vereint Zähler und Kommunikationsmodul in einem gemeinsamen Gehäuse bzw. einer gemeinsamen physischen Hülle. Somit kann das technische Konstrukt bereits beim Hersteller verkabelt, verbunden und konfiguriert werden.

Im Ö-Status-Quo-Szenario bietet diese Lösung zusätzlich Schnittstellen (sogen. Multi-Utility- Schnittstelle), um weitere Zähler (neben Strom auch z.B. Gas, Wärme etc.) anzuschließen. Im Zukunfts-Szenario wird auf die Multi-Utility Schnittstelle verzichtet.

Das Gehäuse sowie dessen Versiegelung bieten einen zusätzlichen Schutz des Zählers vor Manipulationen.

Da jeder Zähler über ein eigenes Kommunikationsmodul verfügt, wird gleichzeitig für jeden Verbraucher ein eigener Telekommunikationsanschluss benötigt. Allerdings steht somit die gesamte Bandbreite der gewählten Übertragungstechnologien für die Kommunikationsschnittstelle zum Netzbetreiber zur Verfügung. Dementsprechend bestehen geringere Anforderungen an die Bandbreite der Übertragungstechnologie. Außerdem bietet der zusätzliche physische Schutz eine höhere Ausfallsicherheit des Kommunikationsmoduls.

Abbildung 5: Technisches Konstrukt der untersuchten Systemvariante



Quelle: Ernst & Young

Annahmen bezüglich des Opt-Out-Wahlrechtes

Im Zuge der Inanspruchnahme des Opt-Out-Wahlrechtes wird keine technische Differenzierung zur Standardvariante angenommen. Die Unterscheidung gegenüber der Standardvariante bezieht sich lediglich auf die Konfiguration der Geräte. Das heißt, ein intelligentes Messgerät verfügt über eine Funktion, mit der die Speicherung von 15 Minuten Werten im Zähler aktiviert bzw. deaktiviert werden kann. So werden bei Kunden, welche das Opt-Out Wahlrecht in Anspruch nehmen, die Speicherfunktion der 15-Minuten-Werte sowie die Übertragung der 15-Minuten- oder Tageswerte deaktiviert. In diesen Fällen ist es dem Netzbetreiber nicht möglich, eine monatliche Stromverbrauchs- und -kosteninformationen die auf Echtzeitwerten beruht, zur Verfügung zu stellen. Die Abrechnung erfolgt somit nur einmal pro Jahr in Papierform (s. Kapitel 4.1.2).

Annahmen zum Zukunfts-Szenario

Die Systemvariante im Zukunfts-Szenario unterscheidet sich bautechnisch gegenüber der Standardvariante lediglich durch das Fehlen einer Multi-Utility-Schnittstelle. Diese Annahme reduziert die Gerätekosten um 5 Euro (s. Kapitel 4.1.3). Weitere abweichende Annahmen zum Zukunfts-Szenario ggü. dem Österreich-Status-Quo Szenario sind im Kapitel 4.1.3 aufgeführt.

4 Szenarientwicklung

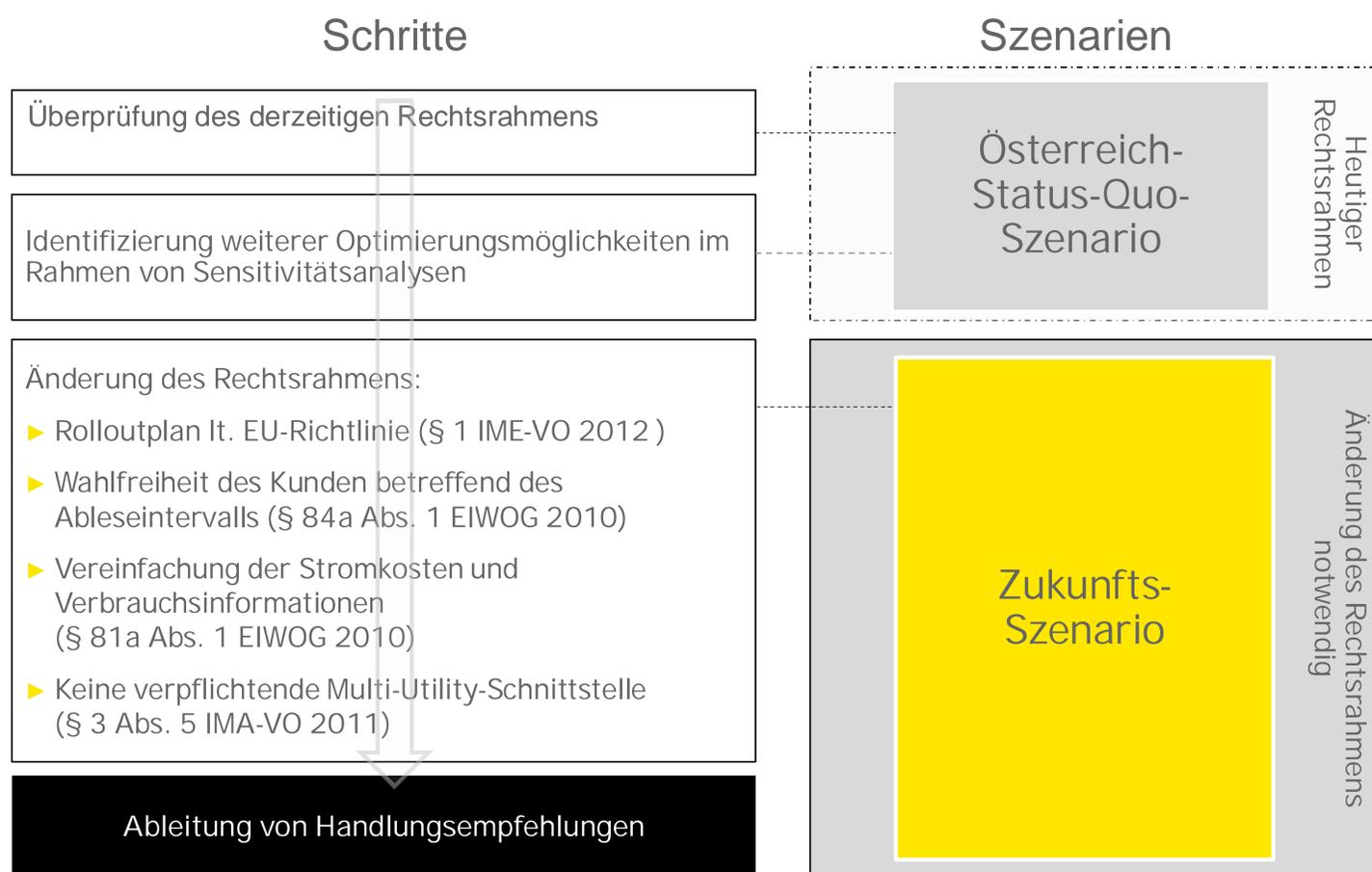
4.1 Überblick zu den betrachteten Szenarien

In diesem Abschnitt werden die Szenarien für die KNA und deren wesentliche Annahmen beschrieben.

Im Rahmen des Gutachtens wurden zwei Szenarien in Österreich untersucht (s. Abb. 11).

- ▶ Das Österreich-Status-Quo-Szenario, das von den derzeitigen gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen ausgeht.
- ▶ Das Zukunfts-Szenario, mit konkreten Handlungsempfehlungen zur Anpassung der Gesetzgebung, die sich aus dem Erkenntnisfortschritt bei Smart Metering Projekten ableiten.

Abbildung 6: Vorgehensweise Szenarientwicklung und -bewertung



Quelle: Ernst & Young

4.1.1 Methodik und Basisannahmen

Beiden Szenarien gemeinsam sind die folgenden methodischen Ansätze und Basisannahmen.

Brutto- vs. Nettobetrachtung

Für beide o.g. Szenarien wird eine Bruttobetrachtung vorgenommen, d.h. Kosten und Nutzen werden separat für jedes Szenario ermittelt und mit dem sog. Nullszenario (synonym Konventionelle-Zähler-Szenario) verglichen. Beim Nullszenario wird davon ausgegangen, dass keine intelligenten Messgeräte installiert werden – der derzeitige Rechtsrahmen wird für die Berechnungen quasi außer Kraft gesetzt.

Bei einer Nettobetrachtung, in der das Österreich-Status-Quo-Szenario Vergleichsmaßstab wäre, würden dagegen nur die zusätzlichen Kosten und der zusätzlich zu erzielende Nutzen des Zukunfts-Szenarios gegenüber dem Österreich-Status-Quo-Szenario ermittelt werden können. Dadurch bestünde die Gefahr, dass bei einem negativen Kosten-Nutzen-Verhältnis im Österreich-Status-Quo-Szenario u.U. eine Rolloutstrategie als positiv bewertet werden könnte, die tatsächlich zu einem negativen Gesamtergebnis führt.

Betrachtungszeitraum

Der Betrachtungszeitraum der verschiedenen europäischen KNA weist eine große Spannweite auf und liegt zwischen 15 und 50 Jahren.⁵⁴ Der Schwerpunkt liegt bei rd. 20 Jahren. Empfehlungen von Seiten der EU zum Betrachtungszeitraum verlangen allgemein die Wahl eines angemessenen Betrachtungszeitraums, der die wirtschaftliche Nutzungsdauer des betrachteten Investitionsgutes und die mittel- bis langfristigen Effekte angemessen abdeckt. Für Infrastrukturprojekte soll der Betrachtungszeitraum mindestens 20 Jahre umfassen.⁵⁵ Für die KNA entspricht dies dem Zeitraum von 2014 bis 2034.

Als Startpunkt der KNA wurde 2014 festgesetzt, da bei Beginn der Gutachtenerstellung für eine Vielzahl wichtiger Einflussgrößen lediglich Daten bis einschließlich 2013 vorlagen.

Die Begrenzung auf den Zeitraum bis 2034 gewährleistet, dass valide und belastbare Prognosen für alle wesentlichen Einflussgrößen zum Endzeitpunkt des Betrachtungszeitraumes abgegeben werden können. Zudem wird verhindert, dass nicht ausschließlich langfristige und damit häufig sehr unsichere Effekte die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Betrachtung dominieren.

Gemeinsame Basisannahmen

Folgende Basisannahmen wurden für alle betrachteten Szenarien zugrunde gelegt (s. Tabelle 2).

Tabelle 2: Gemeinsame Basisannahmen für die betrachteten Szenarien

Eingangsgröße	Annahme und Quelle
Ausgangsjahr der Modellberechnungen	2013
Explizit modellierter Betrachtungszeitraum	2014 – 2034
Inflationsrate	2,0% p.a.
Technischer Fortschritt ⁵⁶	0,9% p.a.
Ökonomischer Diskontierungszinssatz ⁵⁷	6,4% p.a.
Gesellschaftlicher Diskontierungszinssatz ⁵⁸	3,1% p.a.
Zählpunktentwicklung - die Anzahl der Zählpunkte steigt proportional zum Bevölkerungswachstum	0,8% p.a.
Stadt/Land-Differenzierung	Entsprechend Eurostat 2000: Stadt: Einwohnerdichte ≥ 500 EW/km ² Land: Einwohnerdichte < 500 EW/km ²
CO ₂ -Emissionszertifikatepreis	13,00 Euro/t CO ₂ in 2013 70,00 Euro/t CO ₂ in 2034

Quelle: Ernst & Young auf Basis der Angaben von Oesterreichs Energie

⁵⁴ Vgl. Ernst & Young: Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler, 2013.

⁵⁵ Siehe Empfehlung der EU Generaldirektion Regionalpolitik und Stadtentwicklung, EU-Kommission: Guide to Cost Benefit Analysis of Investment Project, 2008, S. 36f.

⁵⁶ Der technische Fortschritt wird bei allen wesentlichen Investitionen berücksichtigt: intelligentes Messgerät, Kommunikationsmodule.

⁵⁷ Vgl. EU-Kommission: Guide to Cost Benefit Analysis of Investment Project, 2008, S. 16.

⁵⁸ Vgl. EU-Kommission: Guide to Cost Benefit Analysis of Investment Project, 2008, S. 209.

Stadt-/Land-Differenzierung

Eine Unterscheidung in Stadt/Land ist für eine valide Kosten-Nutzen-Analyse im Bereich intelligenter Messgeräte für Österreich erforderlich. So bestehen signifikante Unterschiede beispielsweise hinsichtlich:

- ▶ demografischer Faktoren
- ▶ Nutzungs- und Verbrauchsgewohnheiten der Haushaltskunden
- ▶ Gewerbestrukturen
- ▶ vorhandener Kommunikationsinfrastruktur
- ▶ Installationskosten für intelligente Messgeräte sowie
- ▶ dem Betrieb von Verteilnetzen

Als Differenzierungskriterium zur Abgrenzung städtischer und ländlicher Räume wird die Definition von Eurostat⁵⁹ verwendet. Danach verfügt der städtische Raum über eine Einwohnerdichte von 500 und mehr Einwohnern pro km², der ländliche Raum entsprechend über einer Einwohnerdichte von weniger als 500 Einwohnern pro km².

Verteilung Zählpunkte Stadt und Land

Folgende Annahmen wurde für die Verteilung Zählpunkte in der Stadt und auf dem Land je Kundengruppe angenommen (s. Tabelle 3).

Tabelle 3: Verteilung Zählpunkte – Stadt/Land

Kundengruppe		2024	2034
Haushalte	Stadt	50,6%	53,3%
	Land	49,4%	46,7%
Gewerbe	Stadt	53,6%	55,0%
	Land	46,4%	45,0%
Landwirtschaft	Stadt	6,6%	6,6%
	Land	93,4%	93,4%

Quelle: Oesterreichs Energie

Haushaltsvorausberechnung

Die Anzahl der Zählpunkte in der Kategorie private Haushalte wird – trotz eines moderaten Bevölkerungsrückgangs – zwischen 2013 und 2034 in Österreich von rd. 4,7 Mio. auf 5,5 Mio. ansteigen.⁶⁰ Ursache hierfür ist der Trend zu kleineren Haushalten. Zudem wird eine deutliche Verschiebung vom Land in die Stadt stattfinden. In allen Szenarien wird von der folgenden Entwicklung in der Anzahl der Zählpunkte in der Kategorie Haushalte ausgegangen (s. Tabelle 4):

Tabelle 4: Anzahl Zählpunkte der Haushalte – Stadt/Land

	2013	2024	2034
Anzahl der Zählpunkte der Haushaltskunden insgesamt in Mio.	4,7	5,1	5,5
davon in Städten in Mio.	2,4	2,7	2,9
davon auf dem Land in Mio.	2,3	2,4	2,6

Quelle: Oesterreichs Energie

⁵⁹Quelle: Oesterreichs Energie, 2014.

⁶⁰Quelle: Oesterreichs Energie, 2014.

Abgrenzung Haushaltskunden und Gewerbekunden

Elektrizitätswirtschaftlich werden im § 6 Nr. 25 EIWOG Haushaltskunden definiert als „Kunden, die Elektrizität für den Eigenverbrauch im Haushalt kaufen; dies schließt gewerbliche und berufliche Tätigkeiten nicht mit ein“. Die an der KNA teilnehmenden Netzbetreiber lieferten für die Berechnungen Werte, welche eine entsprechende trennscharfe Anzahl der Zählpunkte der Haushaltskunden als auch Anzahl der Zählpunkte der Gewerbebetriebe lieferten.

Eine verlässliche Prognose für die Entwicklung der Anzahl an benötigten Zählern liegt jedoch in der gewünschten Tiefe und Validität nicht nach elektrizitätswirtschaftlichen Kriterien differenziert vor. Hier wurde die Annahme getroffen, dass die Anzahl der Zählpunkte in beiden Kundengruppen um jährlich 0,8 Prozent ansteigt.⁶¹

Gewerbestructur

Die Anzahl der Zählpunkte in der Kategorie Gewerbebetriebe wird zwischen 2013 und 2034 in Österreich von rd. 781 Tsd. auf 923 Tsd. ansteigen.⁶² Dabei ist die Gewerbedichte in städtischen Bereichen höher als in ländlichen Bereichen. Entsprechend ergibt sich die in Tabelle 5 dargestellte Entwicklung für den Bereich der Gewerbekunden.

Tabelle 5: Anzahl Zählpunkte der Gewerbebetriebe - Stadt/Land

	2013	2024	2034
Anzahl Zählpunkte der Gewerbekunden insgesamt in Tsd.	781	852	923
davon in Städten in Tsd.	419	463	507
davon auf dem Land in Tsd.	362	389	416

Quelle: Oesterreichs Energie

Landwirtschaft

Die Anzahl der Zählpunkte in der Kategorie Landwirtschaft bleibt zwischen 2013 und 2034 in Österreich konstant mit rd. 299 Tsd.⁶³ Entsprechend ergibt sich die in Tabelle 6 dargestellte Entwicklung für den Bereich der Landwirtschaftskunden.

Tabelle 6: Anzahl Zählpunkte der Landwirtschaft - Stadt/Land

	2013-2034
Anzahl Zählpunkte der Landwirtschaftskunden insgesamt in Tsd.	299
davon in Städten in Tsd.	20
davon auf dem Land in Tsd.	279

Quelle: Oesterreichs Energie

Stromverbrauch

Der Nettostromverbrauch beträgt 62,7 TWh im Referenzjahr 2013 und bleibt über den Betrachtungszeitraum bis 2034 konstant auf diesem Niveau.

Die Jahreshöchstlast liegt bei 10,9 GW im Referenzjahr⁶⁴. Für 2025 wird eine Jahreshöchstlast von 13 GW angenommen⁶⁵.

⁶¹ Quelle: Oesterreichs Energie, 2014.

⁶² Quelle: Oesterreichs Energie, 2014.

⁶³ Quelle: Oesterreichs Energie, 2014.

⁶⁴ Quelle: Oesterreichs Energie, 2014.

⁶⁵ Quelle: ENTSO-e, 2014.

Für die Durchführung der KNA ist an verschiedenen Stellen eine weitere Differenzierung des Stromverbrauchs nach Kundengruppen und Angaben zum gesamten Bruttostromverbrauch notwendig. Diese Daten wurden berechnet:

1. Bruttostromverbrauch

Die Höhe des Bruttostromverbrauchs gibt die insgesamt erzeugte Menge an Strom wider. Zusätzlich zum Nettostromverbrauch sind in dieser Größe der Eigenverbrauch der Kraftwerke sowie Netz- und Leitungsverluste enthalten. Durch den Einsatz intelligenter Zähler kann die Höhe des Bruttostromverbrauchs (d.h. inkl. Netz- und Leitungsverlusten sowie der Eigenverbrauch der Kraftwerke) reduziert werden.

2. Aufteilung des Nettostromverbrauchs auf Kundengruppen

Der Nettostromverbrauch von 62,7 TWh teilt sich wie folgt auf (s. Tabelle 7).

Tabelle 7: Aufteilung des Jahresnettostromverbrauchs nach Kundengruppen

	Jahresnettostromverbrauch in 2013 [TWh] ⁶⁶	Anteil in Prozent
Industrie	39,2	62,5
Haushalte	14,3	23
Gewerbe	7,6	12
Landwirtschaft	1,6	2,5
Insgesamt	62,7	100

Quelle: Oesterreichs Energie

Diese Aufteilung wurde im Modell für die Bewertung einzelner energiewirtschaftlicher Effekte, wie die Berechnung des gesamten Stromeinsparpotenzials für Haushalt, Gewerbe und Landwirtschaft⁶⁷ zugrunde gelegt.

Struktur der Haushaltskunden und des Haushaltsstromverbrauchs

Für die Verteilung der Haushaltskunden auf verschiedene Verbrauchsklassen wurden auf Basis von detaillierten Netzbetreiberinformationen belastbare Annahmen zur Verteilung der einzelnen Kundengruppen auf die Verbrauchsklassen abgeleitet. Beispielhaft ist in Tabelle 8 die Verteilung für die Haushaltskunden in städtischen Gebieten wiedergegeben.

Tabelle 8: Annahmen zur Haushaltskundenstruktur nach Verbrauchsklassen

	Anteil in Prozent Ausgangswert 2013	Anteil in Prozent 2034
< 2.000 kWh/a	52,5	54
2.000 – 3.000 kWh/a	19,2	20
3.000 – 4.000 kWh/a	11,2	10
4.000 – 6.000 kWh/a	10,0	9
> 6.000 kWh/a	7,1	7

Quelle: Oesterreichs Energie

Strompreise

Für die Monetarisierung verschiedener Wirkungen von intelligenten Messgeräten sind Strompreise als Bewertungskriterien relevant. Auf Endkundenseite sind dabei durchschnittliche Endkundenpreise zugrunde gelegt worden, um z.B. die Effekte einer Stromeinsparung zu bewerten.⁶⁸ Diesen Einsparungen sind jedoch Erlösminderungen auf Seiten der Erzeuger, Netzbetreiber und Energielieferanten sowie der Rückgang von Steuern und Abgaben beim Staat entgegen zu rechnen. Hierfür wurden durchschnittliche Mar-

⁶⁶Quelle: Oesterreichs Energie, 2014.

⁶⁷Hier nur Standardlastprofilkunden.

⁶⁸Quelle: Oesterreichs Energie, 2014.

gen für die einzelnen Wertschöpfungsstufen angesetzt. Die Bewertung von Stromverlusten erfolgte auf der Basis von Großhandelspreisen.⁶⁹ In den Szenarienberechnungen wurde von real konstanten Preisen bis 2034 ausgegangen. Die Tabelle 9 fasst die Annahmen zu den Strompreisen zusammen.

Tabelle 9: Annahmen Strompreise

		Euro/MWh
Arbeitspreis Haushaltskunden		202
Arbeitspreis Gewerbe		151
Arbeitspreis Landwirtschaft		172
Arbeitspreis Industrie ²⁸⁴		133
Großhandelspreis ²⁸³	Peak	60
	Off-Peak	50

Quelle: Oesterreichs Energie

4.1.2 Österreich-Status-Quo-Szenario

Das Österreich-Status-Quo-Szenario geht von den derzeitigen Rahmenbedingungen aus. Im Hinblick auf den gesetzlich verpflichtenden Einbau von intelligenten Messgeräten ist das EIWOG, die IMA-VO und die IME-VO über den gesamten Betrachtungszeitraum gesetzliche Grundlage (s. ausführlich dazu 3.2.2 und 4.2). Es werden keine weiteren gesetzlichen oder regulatorischen Änderungen angenommen. Ab 2014 bis 2019 werden 100 Prozent der Ferrarisähler in Österreich durch intelligente Messgeräte ausgetauscht. In 5 Prozent der Fälle wird, das Opt-Out-Wahlrecht gemäß § 83 Abs. 1 Satz 4 EIWOG in Anspruch genommen. Welche Annahmen den Berechnungen entsprechend zugrunde gelegt wurden, wird im Folgenden erläutert.

Weitergehende Annahmen für 95 Prozent der Zählpunkte

Folgende Rahmenbedingungen wurden den Berechnungen für 95 Prozent der Zählpunkte, hinsichtlich der funktionalen Anforderungen an intelligente Messgeräte, zugrunde gelegt:

- ▶ Die Speicherung der 15 Minuten Werte ist bei allen Kunden aktiv.
- ▶ Es erfolgt eine tägliche, flächendeckende Ablesung der Zählerstände (Tageswerte). Das gilt annahmegemäß für 90 Prozent der Kunden.
- ▶ Die Übertragung von 15 Minuten Werten erfolgt nur, wenn dies für die Vertragserfüllung erforderlich ist oder wenn der Kunde es ausdrücklich wünscht. Das gilt annahmegemäß für 10 Prozent der Kunden.
- ▶ Die Abrechnung erfolgt für 10 Prozent der Zählpunkte 12mal in Papierform p.a., für 90 Prozent der Zählpunkte einmal in Papierform p.a.
- ▶ Zusätzlich erhalten 100 Prozent der Zählpunkte 12mal eine Online-Darstellung der Verbrauchswerte und Informationen zu Stromkosten, die auf der Basis der Echtzeitverbrauchswerte ermittelt werden.
- ▶ Eine Kundenschnittstelle wird zur Verfügung gestellt. Lösungen im Home Area Network werden vom Kunden selbst getragen.

Weitergehende Annahmen für 5 Prozent der Zählpunkte

Im Kapitel 3.5 wurde bereits erläutert, dass Im Zuge der Inanspruchnahme des Opt-Out-Wahlrechtes keine technische Differenzierung zur Standardssystemvariante angenommen wird. Die Unterscheidung gegenüber der Standardvariante bezieht sich jedoch auf die Funktionstiefe der Geräte. Zu den funktionalen Unterschieden, welche für 5 Prozent aller Zählpunkte gelten, zählen:

⁶⁹Quelle: EEX.

- ▶ die Deaktivierung der Speicherfunktion der 15-Minuten-Werte im intelligenten Messgerät
- ▶ die Deaktivierung der Übertragung der 15-Minuten- und Tageswerte an den Netzbetreiber
- ▶ die Aktivierung der Übertragung der Jahresverbrauchswerte an den Netzbetreiber, sowie
- ▶ die Beschränkung der Abrechnungsintervalle auf eine jährliche Abrechnung
- ▶ Daraus resultiert die Deaktivierung der monatlichen Stromverbrauchs- und Kosteninformationen auf dem Webportal.

4.1.3 Zukunfts-Szenario

Das Zukunfts-Szenario wurde aufgrund der Vorgaben in der Gesetzgebung einerseits und der Erkenntnisfortschritte bei Smart Metering Projekten andererseits, entwickelt.

Weitergehende Annahmen

Das Zukunfts-Szenario beinhaltet im Wesentlichen folgende, vom Österreich-Status-Quo-Szenario abweichende Annahmen:

- ▶ Der Rollout von intelligenten Messgeräten startet 2016 und endet im Jahr 2024.
- ▶ Der Rolloutplan entspricht der EU-Richtlinie 2009/72/EG Anhang I, indem das Ziel bis 2020 mindestens 80 Prozent der Zählpunkte mit intelligenten Messgeräten auszustatten, formuliert ist.
- ▶ Der Kunde hat ein Wahlrecht im Hinblick auf das Ausleseintervall, d.h. täglich, monatlich oder jährlich. Als Standard erfolgt die Übertragung der Tageswerte. Das gilt annahmegemäß für 90 Prozent der Kunden.
- ▶ Die intelligenten Messgeräte sind defaultmäßig so konfiguriert, dass die Speicherung von 15 min Werten und die Übertragung von Tageswerten aktiviert ist. Die Konfiguration wird auf Wunsch des Kunden angepasst.
- ▶ Die Inanspruchnahme des Wahlrechts bezüglich Speicherung der Werte und der Auslesehäufigkeit ist nicht auf 5 Prozent der Kunden limitiert.
- ▶ Es wird eine Vereinfachung der Stromkosten- und Verbrauchsinformation angenommen, d.h. die Abrechnung erfolgt für 10 Prozent der Zählpunkte 12mal in Papierform p.a. und für 90 Prozent der Zählpunkte nur einmal in Papierform p.a.
- ▶ Zusätzlich erhalten 90 Prozent der Zählpunkte 12mal eine Online-Darstellung der Verbrauchswerte und Informationen zu Stromkosten, die auf der Basis einer vereinfachten Berechnung (Durchschnittstarif) ermittelt werden.
- ▶ Die Multi-Utility Schnittstelle entfällt. Somit sinken die CAPEX – Gerätekosten um 5 Euro.

Ansonsten sind dieselben Annahmen wie bei dem Österreich-Status-Quo-Szenario zugrunde gelegt worden.

5 Monetarisierung der Kosten und Nutzen

Im folgenden Kapitel werden die mit der Einführung von intelligenten Messgeräten verbundenen Kosten und Nutzen monetarisiert. Dies stellt die Zahlengrundlage für die nachfolgenden Kosten-Nutzen-Bewertungen der zwei Szenarien dar.

Die Kostenunterscheidung richtet sich nach den EU-Empfehlungen.⁷⁰ Danach werden einmalige Investitionen (CAPEX), laufend anfallende Betriebskosten (OPEX) sowie sonstigen Kosten unterschieden. Letztere umfassen beispielsweise gesamtwirtschaftliche Nutzeffekte wie eine Veränderung in den CO₂-Emissionen.⁷¹ Die explizit betrachteten Nutzen orientieren sich an der Anlage 5 der EU-Empfehlungen. Da der Nutzeneffekt i.d.R. über eine Kosteneinsparung zustande kommt, überschneiden sich zwangsläufig die Positionen in der Kosten- und der Nutzenbetrachtung. Daher werden nur die wesentlichen Nutzeneffekte (Stromeinsparung und Prozessverbesserungen) im Kapitel 5.3 ausführlicher betrachtet.

Die Quantifizierung der Daten erfolgte auf der Basis der in Österreich bereits vorliegenden Kosten-Nutzen-Analysen⁷², der in Deutschland durchgeführten Kosten-Nutzen-Analyse⁷³, Erfahrungen aus der Industrie sowie mehrerer Expertenpanels mit den Österreichischen Netzbetreibern, die im Laufe der Studiererstellung gemeinsam mit dem Auftraggeber Oesterreichs Energie durchgeführt wurden.⁷⁴

Aus der hieraus entstandenen Bandbreite für jeden Kosten-/Nutzenfaktor wurde ein belastbarer Wert abgeleitet, der als Grundlage der Berechnungen dient. Darüber hinaus wurden die erhobenen Kosten auf die einzelnen Marktrollen (z.B. Netzbetreiber, Energielieferanten) aufgeteilt. Die Auswertung der Ergebnisse (s. Kapitel 6) schließt zum einen die gesamtwirtschaftliche Betrachtung sowie die Ergebnisse aus Netzbetreibersicht mit ein. Im Folgenden werden die zentralen Annahmen erläutert, die zur Bestimmung eines Wertes dienen.

5.1 CAPEX

Der Begriff CAPEX steht für „Capital Expenditure“ und umfasst die einmalig oder wiederkehrend anfallenden Investitionen. Die im Zusammenhang mit der Einführung von intelligenten Messgeräten anfallenden Investitionen werden im Folgenden dargestellt.

5.1.1 Investitionen Messeinrichtung

Eine wesentliche Ausgabe für intelligente Messgeräte betreffen die Gerätekosten der Messeinrichtung. Neben den Gerätekosten sind dabei auch die Einbaukosten zu berücksichtigen, die als Teil der Anschaffungskosten aktiviert und über die Nutzungsdauer abgeschrieben werden. Die Einbaukosten beinhalten sowohl die Personalkosten des Monteurs als auch die Anfahrtkosten. Nicht eingeschlossen werden an dieser Stelle Kommunikationsmodule, die unter den Kommunikationstechnologien subsumiert werden.

Zusätzlich benötigte Adapterkosten oder weitere Verkabelungen werden ebenfalls in dieser Position berücksichtigt.

⁷⁰Vgl. EU-Empfehlung, 2012, Anlage 4.

⁷¹Die sonstigen Kosten umfassen aus der EU-Empfehlung die Positionen: Zuverlässigkeit, Umwelt, Energieversorgungssicherheit und Sonstige.

⁷²Capgemini Consulting: Analyse der Kosten - Nutzen einer österreichweiten Smart Meter Einführung, 2010 und PwC: Studie zur Analyse der Kosten-Nutzen einer österreichweiten Einführung von Smart Metering, 2010.

⁷³Ernst & Young: Kosten-Nutzen-Analyse für einen Flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler, 2013.

⁷⁴Vgl. Anlage IV dieses Gutachtens.

Spannbreite der vorhandenen Daten und verwendete Werte

Ausschlaggebend für die Kostenangaben sind die Annahmen der Netzbetreiber über:

- ▶ Jahr der Betrachtung (heute oder zukünftige Kosten),
- ▶ Eingeschlossenen Systemkomponenten (mit/ohne Kommunikationsmodule, mit/ohne Eichkosten, etc.),
- ▶ Art der Kosten (tatsächliche Kosten heute bei einem Pilotprojekt vs. prognostizierte oder Plankosten bei einem verpflichtenden Rollout bis 2019 im Ö-Status-Quo-Szenario bzw. bis 2020 im Zukunfts-Szenario),
- ▶ Rolloutquote und damit einhergehende zu produzierende Stückzahl sowie
- ▶ Annahmen zum Einbau (flächendeckender Rollout).

Für die gesamtwirtschaftliche Betrachtung sind auf der Grundlage der vorhandenen divergierenden Kostenangaben zu jeder in der KNA betrachteten Größe normierte Durchschnittswerte in die Berechnungen eingeflossen.⁷⁵ Dabei gelten insbesondere folgende Prämissen für die Normierung:

- ▶ Die Werte geben tatsächliche Kosten wieder, die ausgehend von heutigen Werten bei einem (flächendeckenden) Rollout von den Marktteilnehmern für Marktreife und in Serie produzierte Produkte zu zahlen sind,
- ▶ die Kostenangaben beinhalten keinen Risikoaufschlag für zusätzliche Kosten wie etwa Planungsfehler, Fehleinschätzungen über die Marktentwicklung, Ineffizienzen in der Beschaffung etc. durch die Marktteilnehmer,
- ▶ Projektierungskosten und andere Overheadkosten sind nicht in den CAPEX enthalten, (werden als Kosten im Abschnitt OPEX erfasst⁷⁶), zudem
- ▶ werden Skaleneffekte sowie ein technologischer Fortschritt über den Zeitraum berücksichtigt.

Berücksichtigung von Skalen-, Lern- und Technologieeffekte

Durch Skaleneffekte verringern sich die Produktionskosten pro Stück. Skaleneffekte resultieren z.B. durch die Möglichkeit, Fixkosten auf eine größere Anzahl produzierter Einheiten verteilen zu können, wodurch die Kosten pro Stück sinken.

Lern- und Technologieeffekte verringern zusätzlich die Stückkosten durch Lerneffekte und dem allgemeinen technischen Fortschritt, der die Produktionsprozesse im Zeitablauf verbessert. Lern- und Technologieeffekte wirken sich auf die Weiterentwicklung und Verbesserung des Produktionsbetriebes aus. Hierbei werden zum einen die Mitarbeiter im Laufe der Zeit effektiver und reduzieren die Anzahl an Fehlern. Zum anderen werden hiermit Weiterentwicklungen der Technologie sowie effizientere Prozesse, die sich im Laufe der Zeit entwickeln, mit berücksichtigt.

Bei allen Geräten verringern sich die Gerätekosten um 5 Prozent bei einer Verdopplung der Bestellmengen. Als Bestellmengengrenzen werden 25.000, 50.000, 100.000 und 200.000 Geräte angenommen. Die Bestellmengengrenzen werden kumuliert auf die Gesamt-Rolloutzahlen angewendet. Damit muss jedes Unternehmen ggf. über Kooperationen eine Einkaufsbündelung vornehmen, um die entsprechenden angenommenen Einkaufspreise für die Geräte zu erzielen. Der technologische Fortschritt wurde mit 0,9 Prozent p.a. angesetzt.

⁷⁵Quelle: Oesterreichs Energie, 2014.

⁷⁶Werden an andere Stelle betrachtet, s. dazu 6.2.2.

CAPEX Messeinrichtung

Für den CAPEX Messeinrichtungen ergeben sich daraus die folgenden Werte (s. Tabelle 10). Die Einbaukosten der intelligenten Messgeräte fallen gegenüber den Einbaukosten der Ferrarisähler geringer aus. Dies ist der Annahme geschuldet, dass der Rollout von intelligenten Messgerät gebietsweise erfolgt.

Tabelle 10: CAPEX Messeinrichtung

Kostenfaktor	Wert	Abschreibungsdauer ⁷⁷
Ferrarisähler	30 EUR	16 Jahre
Intelligentes Messgerät	115 EUR	13 Jahre
Intelligentes Messgerät ohne Multi-Utility Schnittstelle	110 EUR	13 Jahre
Einbaukosten Ferrarisähler	55 – 75 EUR ⁷⁸	16 Jahre
Einbaukosten Intelligentes Messgerät	40 ⁷⁹	13 Jahre

Quelle: Oesterreichs Energie

5.1.2 Investitionen in IT-Systeme

Für die IT-Systeme, die für die Verarbeitung der Daten vor allem von intelligenten Messgeräten benötigt werden, fallen nicht unerhebliche Investitionen an. Hierbei wird zwischen Investitionen in die Entwicklung komplett neuer Systeme sowie Investitionen in die Anpassung bestehender Systeme unterschieden.

Darüber hinaus unterscheiden sich die IT-Systeme und der notwendige Anpassungsbedarf für kleine und große Unternehmen deutlich voneinander. Im Rahmen der KNA wird die Unterscheidung anhand der Zugehörigkeit der Netzbetreiber/Energieversorgungsunternehmen entweder zu den Landesgesellschaften bzw. städtische Unternehmen oder zu den regionalen Unternehmen festgemacht.

Für die IT-Investitionen wurden die in der Tabelle 11 angegebenen Werte angenommen.⁸⁰ Für IT-Systeme wurde (im Gegensatz zu intelligenten Messgeräten) kein Reinvest angenommen. Weitere Entwicklungen an den IT-Systemen nach Ablauf von 8 Jahre werden in den Wartungskosten berücksichtigt.

Tabelle 11: IT-Investitionen

Kategorie	Anzahl	Kostenfaktor	Wert [TSD Euro]	Abschreibungs-dauer
Große EVU	10	Entwicklung/ Investition in neue Systeme	-	8 Jahre
		Anpassung bestehender Systeme	300.000	8 Jahre
Kleine EVU	151	Entwicklung/ Investition in neue Systeme	-	8 Jahre
		Anpassung bestehender Systeme	10.000	8 Jahre
Große VNB	13	Entwicklung/ Investition in neue Systeme	7.400000	8 Jahre
		Anpassung bestehender Systeme	3.200000	8 Jahre
Kleine VNB	125	Entwicklung/ Investition in neue Systeme	116.000	8 Jahre
		Anpassung bestehender Systeme	50.000	8 Jahre

Quelle: Oesterreichs Energie

⁷⁷ Quelle: Oesterreichs Energie, 2014.

⁷⁸ In Abhängigkeit von Einbau in der Stadt/auf dem Land und Einfamilien- oder Mehrfamilienhäusern.

⁷⁹ Unabhängig von Einbau in der Stadt/auf dem Land.

⁸⁰ Quelle: Oesterreichs Energie, 2014.

5.1.3 Investitionen in Kommunikationstechnologien

Intelligente Messgeräte benötigen eine oder mehrere Kommunikationsverbindungen. Dazu wird zunächst für jede Kommunikationstechnologie ein spezifisches Kommunikationsmodul benötigt. Bei PLC werden zusätzliche Datenkonzentratoren und bei drahtloser Kommunikation gegebenenfalls eine zusätzliche Außenantenne bzw. eine Antenne am Zählerschrank, jeweils inklusive entsprechender Verkabelung, benötigt.

Die Angaben bzgl. der Kosten für Kommunikationsmodule wurden unter den in 6.1.1 dargestellten Prämissen hergeleitet.

Tabelle 12: Gerätekosten Kommunikation

Technologie	Kostenfaktor	Wert	Anteil in Prozent ⁸¹	Abschreibungsdauer
Drahtgebunden	Kommunikationsmodul PLC	s. Tabelle 13	95	13 Jahre
Drahtlos	Kommunikationsmodul GPRS	30 EUR	5	13 Jahre

Quelle: Oesterreichs Energie

Die Einbaukosten sind in den genannten Investitionen enthalten. Es wird ebenso davon ausgegangen, dass keine extra Fahrkosten anfallen, sondern der Einbau des Kommunikationsmoduls parallel mit dem Einbau der Zähler erfolgt.

Es wird davon ausgegangen, dass jede Messeinrichtung unabhängig von dem Einbau in der Stadt oder auf dem Land ein eigenes Kommunikationsmodul benötigt.

TK-Infrastruktur

Zudem fallen ggf. zusätzliche Kosten für die TK-Infrastruktur inklusive zusätzlichem Schrank an der Trafostation und TK Modem an. Darüber hinaus benötigen PLC Datenkonzentratoren, welche die Daten von mehreren Zählern bei einem flächendeckenden Rollout sammeln und dann in das Weiterverkehrsnetz (WAN) übertragen. Hier werden Kosten von 750,- Euro pro Datenkonzentrator angesetzt.⁸²

Tabelle 13: Weitere Kommunikationskosten

Technologie	Kostenfaktor	Wert	Abschreibungsdauer
Datenkonzentrator	PLC Datenkonzentrator	750 EUR	10 Jahre
WAN-Infrastruktur	PLC und sonstige ⁸³	52 EUR ⁸⁴	10 Jahre
	GPRS ⁸⁵	-	-

Quelle: Oesterreichs Energie
Darüber hinaus ist zu erwähnen, dass lediglich 40 Prozent der Kosten für die WAN-Infrastruktur als einmalige Investition und 60 Prozent als jährliche wiederkehrende Investitionen in der Modellrechnung Berücksichtigung fanden.

5.1.4 Erzeugung

Die Investitionskosten des Erzeugungsbereichs wurden im Rahmen der KNA nicht näher betrachtet. Auch wenn es vereinzelte Hinweise auf einen möglichen Effekt von intelligenten Messgeräten auf den Erzeugungsbereich gibt, wie die Reduzierung von Krafwerkskapazitäten, so sind diese Effekte im Rahmen einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung in Österreich aufgrund der Erzeugerstruktur sehr gering.

Da sie keinen signifikanten Einfluss auf die Ergebnisse aus volkswirtschaftlicher Gesamtsicht haben, werden sie nicht weiter betrachtet.

⁸¹ Der Anteil in Prozent bezieht sich auf die Anwendungshäufigkeit, d.h. für 95 Prozent der intelligenten Messgeräte kommt die PLC Technologie zum Einsatz und nur 5 Prozent der intelligenten Messgeräte nutzt die GPRS Technologie.

⁸² Quelle: Oesterreichs Energie, 2014.

⁸³ Enthält den Preis für den Datenkonzentrator, die Kosten für das PLC Kommunikationsmodul und weitere Kommunikationstechnologien (z.B. DSL, LTE) zur Weiterleitung der Daten im WAN, s. Kapitel 3.3.

⁸⁴ 40 Prozent der 52 Euro (d.h. ca. 21 Euro) gehen in die Investitionsplanung wiederkehrend ein.

⁸⁵ Kosten bereits in den Werten für das Kommunikationsmodul enthalten, s. Tabelle 12.

5.1.5 Übertragung

Die zukünftigen Investitionskosten in die Übertragungsnetze wurden im Rahmen der KNA nicht berücksichtigt, da sie keinen signifikanten Einfluss auf die Ergebnisse aus volkswirtschaftlicher Gesamtsicht haben.

5.1.6 Verteilung

Die zukünftigen Investitionskosten in die Verteilnetze wurden im Rahmen der KNA nicht berücksichtigt, da sie keinen signifikanten Einfluss auf die Ergebnisse aus volkswirtschaftlicher Gesamtsicht haben.

5.1.7 Vermiedene Investitionen in konventionelle Zähler

Konventionelle Zähler müssen nach Ablauf der Nutzungsdauer ausgetauscht werden (Annahme nach 16 Jahren). Falls intelligente Messgeräte eingebaut werden und konventionelle Zähler entsprechend ihrem Lebenszyklus ausgetauscht werden, entfallen damit die ansonsten verbundenen Investitionen und Austauschkosten. Diese vermiedenen Investitionen sind in der KNA zu berücksichtigen.

Die Berücksichtigung dieser Kosten erfolgt im Rahmen der Nettobetrachtung. Durch den Vergleich eines Szenarios mit Einbau intelligenter Messgeräte (aktuelles Szenario) mit dem Nullszenario (nur Einbau konventioneller Zähler) werden die Kosten des Einbaus und die Gerätekosten intelligenter Messgeräte den Kosten des normalen Verlaufs eines Einbaus konventioneller Zähler gegenübergestellt. Die Investitionen für konventionelle Zähler, die im aktuellen Szenario nicht eingebaut werden und durch intelligente Messgeräte ersetzt werden, fallen im Vergleich entsprechend weg. Die Differenz beider Szenarien berücksichtigt somit die vermiedenen Investitionen in konventionelle Zähler.

Tabelle 14: Vermiedene Investitionen in konventionelle Zähler

Berechnungsfaktor	Wert
Investitionen pro konventionellen Zähler	30 EUR/Stück
Nutzungsdauer konventioneller Zähler	16 Jahre
Einbaukosten inkl. Fahrtkosten ⁸⁶	55 – 75 EUR/Stück

Quelle: Oesterreichs Energie

⁸⁶In Abhängigkeit vom Einbau in einem 1-/2-Familienhaus Stadt/Land oder Mehrfamilienhaus Stadt/Land.

5.2 OPEX

OPEX steht für „Operating Expenses“ und bezieht sich auf die jährlich anfallenden Betriebskosten. Dies sind in diesem Zusammenhang insbesondere die laufenden Betriebskosten für den Betrieb der Messgeräte, die Messung und Abrechnung. Diese werden im folgenden Kapitel detailliert vorgestellt.

5.2.1 IT-Wartungs- und Betriebskosten

In der KNA sind sämtliche Kosten zu berücksichtigen, die im Zusammenhang mit dem Betrieb und der Wartung der für einen Betrieb intelligenter Messgeräte notwendigen IT-Systeme anfallen. Hierunter zählen Stromkosten, Personalkosten für den Betrieb der Systeme, Wartung der Applikationen, Reinigung, Pflege und laufende Instandhaltung von Hardware und Software.

In der Regel werden diese Kosten als Pauschale in Prozentsätzen der insgesamt angefallenen Investitionen bzw. Rolloutkosten für die IT-Systeme angegeben. Dazu wurden die Erfahrungen der österreichischen Netzbetreiber mit Angaben von Herstellern und Anbieter abgeglichen. Hieraus ergab sich ein durchschnittlicher Prozentsatz von 7,3 Prozent der IT-Investitionen als jährliche Ausgaben für Wartung und Betrieb.⁸⁷

Tabelle 15: IT-Wartungs- und Betriebskosten

Kostenfaktor	Wert
Ausgaben für Wartung und Betrieb der IT in Abhängigkeit von den IT-Investitionen	7,3% der IT-Investitionen
Variable IT-Wartungs- und Betriebskosten in Abhängigkeit der installierten Messgeräte	2 EUR p.a. und Zähler

Quelle: Oesterreichs Energie

Neben den Pauschalkosten auf die Investitionen ergeben sich weitere, variable IT-Wartungs- und Betriebskosten, deren Höhe von der Anzahl der installierten Messgeräte abhängt. Zusätzliche, variable Kosten für die Wartung und den Betrieb des nachgelagerten IT-System werden im Rahmen dieser Studie mit 2,- Euro je Messgerät angesetzt.⁸⁸

5.2.2 Kosten für das Netzmanagement und Anfangskosten

Die geplanten Gesamtaufwendungen für Netzmanagement und -betrieb belaufen sich auf 640 Mio. Euro für den Verteilnetzbereich.⁸⁹ Nicht enthalten sind der Aufwand für den Betrieb der Messgeräte, Messung und Abrechnung sowie der Aufwand für die Netzplanung, da diese jeweils in anderen Positionen betrachtet werden. Die Aufwendungen für den Übertragungsnetzbereich werden vernachlässigt, da diese keine entscheidende Auswirkungen auf die Modellrechnung haben.

Projektierungskosten (Anfangskosten)

Die Einführung von intelligenten Messgeräten ist mit nicht unerheblichen, häufig firmenübergreifenden Projektierungskosten verbunden. Hierunter werden sämtliche Kosten subsumiert, die zu Anfang eines Rollouts z.B. für das Projektmanagement anfallen. Die Projektierungskosten (Anfangskosten) werden im Rahmen dieser Studie als Prozentsatz auf die gesamten, erforderlichen Investitionen berücksichtigt. Da der Aufwand für den Rollout zu Beginn eines Projektes größer ist als am Ende, wenn der Rollout abgeschlossen wurde und der Normalbetrieb erreicht wurde, wird von einem Rückgang der Projektierungskosten im Zeitablauf ausgegangen (Ö-Status-Quo-Szenario: 3 Prozent in 2014 und 1 Prozent von 2020 bis 2034, Zukunfts-Szenario: 3 Prozent ab 2016 und 1 Prozent von 2025 bis 2034).⁹⁰

⁸⁷ Quelle: Oesterreichs Energie, 2014.

⁸⁸ Quelle: Oesterreichs Energie, 2014.

⁸⁹ Quelle: Oesterreichs Energie, 2014.

⁹⁰ Quelle: Oesterreichs Energie, 2014.

5.2.3 Kommunikations-/Datenübertragungskosten

Für die Übertragung der Daten im WAN ergeben sich abhängig von der gewählten Kommunikationstechnologie unterschiedliche hohe Betriebskosten. Hierfür wird in der Regel ein Fixbetrag pro Kommunikationsanschluss bzw. intelligentem Messgerät und Jahr angenommen. Da jedes intelligente Messgerät über ein Kommunikationsmodul verfügt, werden die Kosten der Kommunikationsverbindung je intelligentes Messgerät berechnet.

Die in der nachfolgenden Tabelle aufgezeigten Kosten entsprechen nur den Aufwänden für die standardmäßige Nutzung des intelligenten Messgerätes zur Ablesung, Abrechnung und Administration. Weitere Mehrwertdienste verursachen u.U. zusätzliche Kosten, die nicht weiter betrachtet wurden.

Die Datenübertragungskosten mittels der GPRS Technologie beinhalten die entstehenden Kosten durch die direkte Kommunikation zwischen intelligentem Messgerät und Zentrale oder zwischen Trafostation und Zentrale (s. Abb. 2).

Tabelle 16: Kommunikationskosten

Technologie	Kostenfaktor	Wert [Euro/Kommunikationsverbindung und Jahr]
Drahtgebunden	Übertragungskosten PLC ¹	7
Drahtlos	Übertragungskosten GPRS	12

Quelle: Oesterreichs Energie

¹ Kosten schließen die Kommunikationskosten im Weitverkehrsnetz (WAN) mit ein.

Betriebliche Kommunikationskosten für die Inbetriebnahme und den Betrieb der HAN/LAN Technologie bei der Datenkommunikation innerhalb des Gebäudes wurden in dieser Studie vernachlässigt, da die Endkunden diese Kosten tragen.

5.2.4 Kosten für das Management von Szenarios

Für die von der EU in ihren Empfehlungen aufgeführte Position „Kosten für das Management von Szenarios“ wird keine separate Kostenposition in der KNA aufgenommen. Die hier angeführten Kosten finden sich in den Gesamtaufwendungen für das Netzmanagement und dort im Bereich der Netzplanungskosten wieder.

5.2.5 Ersatz/Ausfall intelligenter Messgeräte

Intelligente Messgeräte sind störanfälliger als herkömmliche, konventionelle Messeinrichtungen. Aufgrund des Ausfalls einzelner Komponenten verlieren sie ihre Funktionalitäten und müssen außerplanmäßig ausgetauscht werden. Die hierfür auftretenden Kosten werden als Prozentsatz auf alle Einbau- und Gerätekosten von intelligenten Messgeräten in der KNA berücksichtigt.

Tabelle 17: Ausfallquote und Austauschkosten intelligenter Messgeräte

Kostenfaktor	Wert
Zusätzliche Kosten auf alle Einbau- und Gerätekosten	10%
Ausfallquote intelligentes Messgerät	0,5% p.a.

Quelle: Oesterreichs Energie

5.2.6 Rückgang der Erlöse

Der Einsatz intelligenter Messgeräte verringert den Stromverbrauch, zusätzlich verlagern Kunden aufgrund von Tarifierungen die Nutzung ihrer Elektrogeräte von Peak zu Off-Peak Zeiten. Die Folge ist eine

Stromkosteneinsparung beim Endkunden, gleichzeitig verringern sich die Erlöse der einzelnen Wertschöpfungsstufen in der Energielieferkette.

Da jede Wertschöpfungsstufe bei einem Rückgang der Erlöse jedoch auch Vorkosten einspart, sind nur die jeweiligen Margen auf jeder Wertschöpfungsstufe zu berücksichtigen. So hat der Energielieferant zwar einen Rückgang der Erlöse, der in seiner Höhe den Stromkosteneinsparungen der Endkunden entspricht, verzeichnet selber aber auch Einsparungen in der Energiebeschaffung und den abzuführenden Netzentgelten, Steuern und Abgaben.

Bei einer gesamtwirtschaftlichen, Betrachtung wie sie im Rahmen der KNA erfolgt, ist daher nur der Rückgang in der Wertschöpfung jeder Wertschöpfungsstufe zu betrachten, wenn der Rückgang der Erlöse quantifiziert werden soll.

Hinsichtlich der Behandlung der eigenen Kosten (insbesondere Personalkosten) ist zu beachten, dass diese i.d.R. sprungfix sind und/oder eine hohe Kostenremanenz aufweisen. So muss der Energielieferant zunächst seine kompletten Personalkosten weiterbezahlen, auch wenn seine Stromerlöse zurückgehen. Erst bei einem langfristig dauerhaften Rückgang der Erlöse können auch die Personalkosten zumindest teilweise reduziert werden.

Ohne Berücksichtigung dieser Kostenremanenzen und sprungfixen Kosten wäre die Gewinnmarge die geeignete Größe für eine gesamtwirtschaftliche Kosten-Nutzen-Betrachtung. Unter Beachtung dieser Effekte ist von einer um Kostenremanenzen und sprungfixe Kosten korrigierte Gewinnmarge auszugehen (vgl. dazu auch Kapitel 4.1.1).

5.2.7 Erzeugung

Die laufenden Betriebskosten des Erzeugungsbereichs wurden im Rahmen der KNA nicht näher betrachtet. Auch wenn es vereinzelte Hinweise auf einen möglichen Effekt von intelligenten Messgeräten auf den Erzeugungsbereich gibt, wie der Verbesserung von Lastprognosen für die Kraftwerkseinsatzplanung, so sind diese Effekte im Rahmen einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung a.) sehr gering und b.) empirisch nicht belegt.

Da sie keinen signifikanten Einfluss auf die Ergebnisse aus volkswirtschaftlicher Gesamtsicht haben, werden sie nicht weiter betrachtet.

5.2.8 Übertragung

Die laufenden Betriebskosten des Erzeugungsbereichs wurden im Rahmen der KNA nicht näher betrachtet. Auch wenn es vereinzelte Hinweise auf einen möglichen Effekt von intelligenten Messgeräten auf den Übertragungsnetzbereich gibt, wie der Verbesserung der Netzplanungen aufgrund von detaillierten Informationen zur Netzbe- und -auslastung in nachgelagerten Netzen, so sind diese Effekte im Rahmen einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung a.) wahrscheinlich eher gering und b.) empirisch nicht belegt.

Da sie keinen signifikanten Einfluss auf die Ergebnisse aus volkswirtschaftlicher Gesamtsicht haben, werden auch sie nicht weiter betrachtet.

5.2.9 Verteilung

Die Betriebskosten des Netzbetriebs in der Verteilung und deren Quantifizierung sind bereits im Rahmen des Netzmanagements (s. dazu Kapitel 5.2.2) erläutert worden.

5.2.10 Ablesung

Gegenüber der manuellen Zählerauslesung eröffnen intelligente Messgeräte für den Netzbetreiber einen vollautomatisierten Ableseprozess, der durch die zentral gesteuerte Fernablesung insbesondere zur Verringerung der eigenen Personalkosten führt. Mit der Einführung von intelligenten Messgeräten lassen sich die betrieblichen Kosten pro Ablesung pro Zählpunkt deutlich reduzieren. Unter der Annahme, dass verbleibende Kosten in angrenzenden Prozessen berücksichtigt werden, reduzieren sich die Kosten von ursprünglich rund 4,- Euro auf 0,- Euro pro Ablesung.

Tabelle 18: Ablesekosten

Messgerät	Berechnungsfaktor	Wert
Ferrariszähler	Preis pro Ablesung	3,89 EUR
	Anzahl Ablesungen pro Zähler p.a.	1,0
Intelligente Messgeräte	Preis pro Ablesung ⁹¹	0,00 EUR
	Anzahl Ablesungen pro Zähler p.a.	365 (für 90% der ZP)

Quelle: Oesterreichs Energie

5.2.11 Call-Center/Kundenbetreuung

Nach bisherigen Erfahrungen in Pilotprojekten und anderen Ländern gehen mit der Einführung intelligenter Messgeräte die Kosten für Call-Center und Kundenbetreuung zurück. Hierfür sind im Wesentlichen zwei Gründe zu nennen: Mit der Einführung intelligenter Messgeräte gehen die Anzahl rechnungsbezogener Anfragen oder Beschwerden zurück und Rückfragen lassen sich aufgrund einer verbesserten Informationslage schneller klären.

Die Kosten, die beim Netzbetreiber und Energielieferanten für den administrativen Aufwand der für die Bearbeitung der Kundenanrufe/-beschwerden im Falle einer fehlerhaften Rechnung im Backoffice entstehen, lassen sich mit der Einführung intelligenter Messgeräte von ursprünglich ca. 3,3 Euro pro konventionellen Zähler auf maximal 2,4 Euro pro intelligenten Messgerät und Jahr reduzieren.

Tabelle 19: Verringerung der Call-Center/Kundenbetreuungskosten

Berechnungsfaktor	Wert
Sonstige Kosten für Call Center Ferrariszähler	3,3 EUR/Zähler p.a.
Sonstige Kosten für Call Center neue Intelligente Messgeräte	2,4 EUR/Zähler p.a.
Sonstige Kosten für Call Center Bestand Intelligente Messgeräte	2,4 EUR/Zähler p.a.

Quelle: Oesterreichs Energie

5.2.12 Schulungskosten (z.B. Kundenbetreuer und Installateure)

Im Zuge der Einführung von intelligenten Messgeräten wird sich sowohl für Installateure als auch Kundenbetreuer von Energieverbrauchern das Aufgabengebiet verändern. Um die betroffenen Mitarbeiter auf diese Veränderungen und Neuheiten vorzubereiten, sind Schulungen unerlässlich. Im Rahmen dieser Studie wird für die Schulungskosten von Personal eine Pauschale von 1,50 Euro pro intelligentem Messgerät und Jahr herangezogen, die allerdings über den Zeitablauf linear abnimmt und auf 0,50 Euro zurückgeht.

Tabelle 20: Schulungskosten

Kostenfaktor	Ausgangsbasiswert 2013	Endwert 2034
Schulungskosten für intelligente Messgeräte	1,50 EUR/Zähler und Jahr	0,50 EUR/Zähler und Jahr

Quelle: Oesterreichs Energie

⁹¹ Kosten der Ablesung sind in anderen Prozessen berücksichtigt.

5.2.13 Betriebs- und Instandhaltungskosten für Messgeräte

Zusätzlich zu den bisher genannten Kosten sind weitere laufende Betriebs- und Instandhaltungskosten für intelligente Messgeräte zu berücksichtigen. Dabei sind insbesondere zu berücksichtigen:

- ▶ Zählereigenstromverbrauch
- ▶ Instandhaltungskosten
- ▶ Eichkosten

Zählereigenstromverbrauch

Für die Inbetriebnahme der intelligenten Messgeräte fallen zusätzliche Aufwendungen bezüglich des Stromeigenverbrauchs an. Die entsprechenden durchschnittlichen Jahresverbrauchswerte und Verbrauchsleistungen können sowohl für konventionelle als auch für intelligente Messgeräte der folgenden Tabelle entnommen werden. Der Verbrauchswert der intelligenten Messgeräte enthält ebenso den Stromverbrauch für die gesamte Kommunikations- und IT Infrastruktur.

Tabelle 21: Zählereigenstromverbrauch

Kostenfaktor	Wert [kWh/Zähler/p.a.]	Wert [W]
Ferrariszähler	23	2,6
Intelligentes Messgerät	44	5

Quelle: Oesterreichs Energie

Instandhaltungskosten für Messgerät

Für die Instandhaltung eines Messgerätes fallen Kosten an, die im Rahmen der laufenden Betriebskosten berücksichtigt werden. Die Instandhaltungskosten sind sowohl für konventionelle Zähler als auch für eines intelligenten Messgerät zu berücksichtigen (s. Tabelle 22). Der Anstieg der Kosten intelligenter Messgeräte ggü. konventionellen Zählern liegt darin begründet, dass zusätzliche Aufwendungen während des Gerätebetriebs entstehen. Dazu gehört u.a. das notwendige Monitoring der Prozesse Ablesung der Verbrauchswerte, Sperrung / Wiederinbetriebnahme der Geräte, Firmware Upgrades und Zählerkonfiguration.

Tabelle 22: Instandhaltungskosten

Kostenfaktor	Wert
Instandhaltungskosten für konventionelle Zähler	1,72 EUR/Zähler
Instandhaltungskosten für intelligente Messgeräte	2,44 EUR/Zähler

Quelle: Oesterreichs Energie

Übrige Zählerbetriebskosten / Eichkosten

Die regelmäßige Eichung und Nacheichung der Zähler wird pauschal berücksichtigt. Die Kosten betragen für konventionelle Ferrariszähler 2,- Euro und für Intelligente Messgeräte 1,49 Euro pro Zähler und Jahr.⁹²

5.2.14 Zuverlässigkeit (Wert des volkswirtschaftlichen Schadens)

Die Zuverlässigkeit der Energieversorgung wird nicht separat berücksichtigt. Zum einen ist der Zusammenhang zwischen der Einführung intelligenter Messgeräte und der Zuverlässigkeit der Stromversorgung empirisch nicht belastbar belegt. Zum anderen bietet Österreich, aufgrund des hohen Zuverlässigkeitsgrades der Stromversorgung, wenig Handlungsspielräume in diesem Bereich. D.h., selbst wenn intelligente

⁹²Quelle: Oesterreichs Energie, 2014.

Messgeräte einen (positiven) Einfluss auf die Zuverlässigkeit der Energieversorgung haben sollten, so wird dieser in Österreich nicht signifikant ausfallen können und kann daher in der gesamtwirtschaftlichen Betrachtung vernachlässigt werden.

5.2.15 Umwelt

Im Rahmen von möglichen Umwelteffekten wird im Rahmen der KNA die Veränderungen der CO₂-Emissionen im Stromerzeugungsbereich mit berücksichtigt. Dabei wird für den Erzeugungsmix von einem durchschnittlichen CO₂-Gehalt von 155,0 g/kWh ausgegangen.⁹³ Der wesentliche Effekt wird dabei durch den Rückgang des Stromverbrauchs erzielt.

5.2.16 Energieversorgungssicherheit

Aus Sicht der Volkswirtschaft bzw. Gesellschaft ergeben sich mit der Einführung von intelligenten Messgeräten zusätzliche Nutzeneffekte hinsichtlich der Zuverlässigkeit der Stromversorgung. Auf Basis der von intelligenten Messgeräten bereitgestellten Daten und des dadurch verbesserten Netzmonitorings wird eine Reduzierung der zeitlichen Versorgungsunterbrechung von 1 Prozent angenommen. Die Zeit der Nichtverfügbarkeit von ursprünglich durchschnittlich 44,5 Minuten pro Jahr und Kunde⁹⁴ wird demnach durch den Einsatz von intelligenten Messgeräten auf rund ca. 44 Minuten reduziert.

Die Kosten der Nichtverfügbarkeit bzw. der Betrag, den die Endabnehmer im Falle der Nichtverfügbarkeit für die Beziehung des Stroms bereit wären zu zahlen (Value of Lost Load) beträgt rd. 8.000 Euro/MWh⁹⁵. Hierunter sind sämtliche gesamtwirtschaftlichen Effekte subsumiert, wie der Ausfall von Produktionsanlagen, die Zahlungsbereitschaft der Letztverbraucher für die Versorgungssicherheit etc.⁹⁶

Tabelle 23: Verringerung des volkswirtschaftlichen Schadens

Berechnungsfaktor	Wert
Durchschnittlich nicht gelieferte Minuten/Jahr/Kunde vor Einführung Smart Metering	44,5 Minuten
Reduzierung der Zeit der Nichtverfügbarkeit durch Smart Metering	1,0%
Durchschnittlich nicht gelieferte Minuten/Jahr/Kunde nach Smart Metering	44,06 Minuten
Value of Lost Load	7.884 EUR/MWh

Quelle: Oesterreichs Energie

5.2.17 Verlorene Aufwendungen für zuvor installierte (herkömmliche) Zähler

Die verlorenen Aufwendungen für zuvor installierte konventionelle Zähler errechnen sich aus dem Bestand und der Altersstruktur der konventionellen Zähler sowie deren Ersatz mit neuen intelligenten Messgeräten. Der Bestand konventioneller Zähler hat in Österreich nach Angaben der Netzbetreiber eine durchschnittliche Restlebensdauer von 3 Jahren.⁹⁷ Werden in einem Jahr mehr intelligente Messgeräte eingebaut als dies nach der angenommenen Nutzungsdauer von 16 Jahren (natürliche Austauschrate) der Fall sein dürfte, so ist die Restlebensdauer für die konventionellen Zähler, die über der natürlichen Austauschrate liegen, als verlorene Aufwendungen zu berücksichtigen.

5.3 Nutzen

Der Nutzen intelligenter Messgeräte entsteht durch die Verringerung von Kosten im Vergleich zum Betrieb konventioneller Zähler. Eine Vielzahl der dem Nutzen zugrundeliegenden Kostengrößen sind bereits in die-

⁹³Quelle: Oesterreichs Energie, 2014.

⁹⁴Quelle: E-Control, 2013.

⁹⁵Unter der Annahme: 54 Mio. EUR Schaden/h bei Übertragungsnetz-Blackouts, 60 TWh Gesamtstromverbrauch und 8760h pro Jahr.

⁹⁶Quelle: Oesterreichs Energie, 2014.

⁹⁷Quelle: Oesterreichs Energie, 2014.

sem Kapitel zuvor quantifiziert worden. Damit ist bereits implizit dargestellt worden, wie sich der Nutzen aus der Einführung von intelligenten Messgeräten berechnet. Insofern werden an dieser Stelle nur Annahmen betrachtet, die noch nicht näher erläutert wurden. Dabei werden nur signifikante Einflussgrößen betrachtet.

Zusätzliche Hinweise für zu betrachtende Nutzengrößen ergeben sich auch aus dem Anhang 5 der EU Empfehlungen, in dem explizit die Rechenformeln für einige Nutzenaspekte aufgelistet werden. Hier finden sich Kostengrößen, die zuvor nicht in Anhang 4 der Empfehlungen aufgezählt wurden (z.B. Abrechnung). Da sich diese KNA an den Empfehlungen der EU ausrichtet, werden diese zusätzlichen Nutzenaspekte im Folgenden erläutert.

Zusammenfassend lassen sich zwei Hauptbereiche für Österreich unterscheiden, in denen intelligente Messgeräte den verschiedenen Marktrollen Nutzen stiften:

- ▶ Stromkosteneinsparungen und,
- ▶ Prozessverbesserungen (Ablesung, Abrechnung, Forderungsmanagement etc.).

Diese beiden Bereiche werden im Folgenden dargestellt.

5.3.1 Stromkosteneinsparungen

Ein wesentlicher Nutzen intelligenter Messgeräte resultiert aus Stromkosteneinsparungen für den Endkunden. Diese kann er entweder durch Verbrauchsreduzierungen oder durch Lastverlagerungen erzielen. Dazu benötigt er Informationen über den tatsächlichen Stromverbrauch – und die damit verknüpften Stromkosten – sowie Informationen zu den tatsächlichen Nutzungszeiten. Um den Endkunden zu Verbrauchseinsparungen zu bewegen, benötigt er diese Verbrauchsinformationen zeitnah (Feedback) sowie Tarifmodelle, die ihm auch Anreize geben, den Verbrauch zu verringern (Stromeinsparungen) oder die Last zu verlagern (Lastverlagerungen).

Energieeinsparpotenziale

Die Energieeinsparpotenziale unterscheiden sich in den verschiedenen Verbrauchsklassen. Verbraucher mit einem höheren Verbrauch können prinzipiell höhere Energieeinsparpotenziale realisieren, als Letztverbraucher in den unteren Verbrauchsklassen (s. Tabelle 24).

Lastverlagerungspotenziale

Der Anteil des Stromverbrauchs in Spitzenlastzeiten liegt ursprünglich (vor der Einführung intelligenter Messgeräte) zwischen 40 und 50 Prozent⁹⁸. Ausgehend von der vorhandenen Geräteausstattung und dem verhaltensbedingten Lastverlagerungsmöglichkeiten werden die Spitzenlastverlagerungspotenziale in Abhängigkeit von der jeweiligen Verbrauchsklasse berücksichtigt.

Dabei handelt es sich um theoretische Lastverlagerungspotenziale, die insbesondere zu Beginn eines Rollouts nur teilweise ausgeschöpft werden. Die Realisierungswahrscheinlichkeit der Verlagerungspotenziale nimmt über den Zeitablauf zu, da auf Seiten der Letztverbraucher eine größere Sensibilität hergestellt wird, um Lastverlagerungen vornehmen zu wollen. Die Werte in der Tabelle 24 geben somit die Bandbreite des Lastverlagerungspotenzials beginnend mit dem Jahr 2013 und dem Endwert in 2034 an.

Es wird davon ausgegangen, dass das Bewusstsein und die Möglichkeiten zur tatsächlichen Ausschöpfung der Lastverlagerungspotenziale bei Haushalten über den Zeitablauf stärker zunehmen wird als bei den Gewerbetreibenden und Endkunden der Kategorie Landwirtschaft, da hier aufgrund von festen Arbeits- und Öffnungszeiten das Lastverlagerungspotenzial eingeschränkt ist.

Bewertung der Stromeinsparpotenziale

Die Monetarisierung der Stromeinsparungen erfolgt mit dem Endkundenpreis (Arbeitspreis), den die einzelnen Kundengruppen durchschnittlich zu zahlen haben.⁹⁹

⁹⁸In Abhängigkeit von Kundenkategorie: Haushalte (40 Prozent), Gewerbe (50 Prozent) und Landwirtschaft (40 Prozent).

⁹⁹Vgl. dazu Kapitel 4.1.1 sowie auch 5.2.6.

Die nachfolgende Tabelle 24 fasst die angenommenen Energieeinspar- und Lastverlagerungspotenziale in Abhängigkeit von den jeweiligen Verbrauchsklassen durch die Einführung von intelligenten Messgeräten zusammen.

Tabelle 24: Einsparpotenziale Stromverbrauch und Stromkosten durch intelligente Messgeräte

Verbrauchsklasse	Einsparpotenzial in %	Verlagerungspotenzial in %
< 2.000 kWh/a	-0,5	0,25 - 5
2.000 - 3.000 kWh/a	-1,0	0,5 - 10
3.000 - 4.000 kWh/a	-1,5	0,75 - 15
4.000 - 6.000 kWh/a	-2,0	1 - 20
> 6.000 kWh/a	-2,5	1,25 - 25

Quelle: Ernst & Young auf der Basis von Pilotprojekten, Erfahrungen aus anderen Ländern und anderen Studien

Tarifmodelle

Durch die unmittelbare Bereitstellung der Verbrauchsdaten werden Endkunden mit der Einführung intelligenter Messgeräte zu Verhaltensänderungen sensibilisiert bzw. incentiviert, die ihm über entsprechende Tarifmodelle finanziell belohnen. Im Rahmen dieser Studie ist lediglich ein einfaches Zweitarifmodell untersucht worden, das eine Tarifspreizung von 10 Prozent zwischen Peak-Preisen (Montag bis Freitag zwischen 8 und 20 Uhr) und Off-Peak-Preisen (übrige Zeiten) vorsieht.

5.3.2 Prozessverbesserungen

Der Einsatz von intelligenten Messgeräten bietet insbesondere Netzbetreibern Möglichkeiten Geschäftsprozesse zu verbessern und kostengünstiger zu gestalten.

Ablesung der Zähler

S. dazu Kapitel 5.2.10.

Abrechnung

Die Einführung von intelligenten Messgeräten verändert die Abrechnungsprozesse in verschiedener Hinsicht. Zum einen verdrängt die Möglichkeit zur echtzeitgetreuen Abrechnung zunehmend die klassischen Papierrechnungen. Zum anderen wird die Häufigkeit des Versands von Abrechnungen bzw. Verbrauchsinformationen zunehmen. So wurde allen Kunden eine monatliche oder jährliche Abrechnung gem. § 81a EIWOG unterstellt. Kalkulatorisch wurde demnach die Annahme getroffen, dass 10 Prozent der Kunden eine monatliche und 90 Prozent der Kunden eine jährliche schriftliche Abrechnung erhalten. Zudem ist im Zukunfts-Szenario vorgesehen, allen Kunden monatlich eine Verbrauchsinformation- und Kosteninformation kostenfrei per elektronischem Versand (digitale Abrechnung) bzw. über ein Webportal bereitzustellen.

Aufgrund der angenommenen Steigerung der Prozesseffizienz und Automatisierung verringern sich die Stückkosten pro Abrechnung bei einem intelligenten Messgerät gegenüber konventionellen Zählern. So kostet die schriftliche Abrechnung bei einem intelligenten Messgerät nur noch 2,- Euro anstatt 8,- Euro (konventionelle Zähler). Die Kosten für eine digitale Abrechnung belaufen sich auf 1,08 Euro. Die Kosten der Abrechnung für Ferrariszähler und intelligente Messgeräte bleiben bis 2034 konstant.

Die Tabelle 25 enthält die sich daraus ergebenden Kosten der Abrechnung für konventionelle Zähler wie auch intelligente Messgeräte.

Tabelle 25: Verringerung der Stückkosten pro Abrechnung

Messgerät	Berechnungsfaktor	Wert
Ferrariszähler	Preis pro Abrechnung	8,00 EUR
	Anzahl Abrechnungen pro Zähler p.a. ¹⁰⁰	1,0 – 1,2
Intelligente Messgeräte	Preis pro digitale Abrechnung	1,08 Euro
	Preis pro Papierrechnung	2,00 Euro
	Anzahl Abrechnungen pro Messgerät p.a. ¹⁰¹	10% der ZP: 12 x Papierform / Jahr 90% der ZP: 01 x Papierform / Jahr
	Anzahl der Stromverbrauchs- und -kosteninformation pro Messgerät ¹⁰²	12

Quelle: Oesterreichs Energie

Verringerung kommerzieller Verluste

Intelligente Messgeräte eröffnen dem Netzbetreiber und Energielieferanten die Möglichkeit schneller Zählermanipulationen und die Ursachen für nicht abgerechneten Strom zu identifizieren. Insgesamt wird davon ausgegangen, dass die Stromdiebstahlquote auf die Nettostromeinspeisung mit intelligenten Messgeräten um ca. 20 Prozent reduziert werden kann.

Tabelle 26: Verringerung des Stromdiebstahls

Berechnungsfaktor	Wert
Stromdiebstahl auf Nettostromeinspeisung	0,05%
Reduzierung durch intelligente Messgeräte	-20%
Stromdiebstahlquote nach Einführung von intelligenten Messgeräten	0,04%

Quelle: Oesterreichs Energie, Kosten-Nutzen-Analysen, Pilotstudien

Zusätzlich verbessern intelligente Messgeräte das Forderungsmanagement. Intelligente Messgeräte schaffen die Voraussetzungen zur Fernsperrung/-entsperrung von Kundenanlagen ebenso wie für eine bessere Überwachung von Vorauszahlungs-Modellen (Prepaid). Beide Möglichkeiten können zur Optimierung des Forderungsmanagements und damit zur Verringerung der Forderungskosten eingesetzt werden.

Bei der Fernsperrung/-entsperrung kann ein kostenintensiver Personaleinsatz vor Ort, d.h. bei der Kundenanlage, vermieden werden. Vorauszahlungsmodelle reduzieren die offenen Forderungen, da der betroffene Kunde seinen Stromverbrauch immer im Voraus bezahlen muss.

Aufgrund dieser Effekte wird von einer Reduzierung der Forderungskosten in Höhe von insgesamt 30 Prozent ausgegangen.

¹⁰⁰ In Abhängigkeit von der Kundenkategorie: Haushalte (1,2), Gewerbe (1,0) und Landwirtschaft (1,0).

¹⁰¹ Bei Inanspruchnahme des Opt-Out-Wahlrechtes im Ö-Status-Quo-Szenario und bei Inanspruchnahme des Wahlrechtes im Zukunfts-Szenario nur 1mal pro Jahr eine Abrechnung in Papierform.

¹⁰² Ö-Status-Quo-Szenario: entspr. Abrechnungslauf und elektronischen Versand; Zukunfts-Szenario: entspr. Darstellung Stromverbrauchs- und -kosteninformation im Webportal.

Tabelle 27: Verringerung der Erlöse/Forderungskosten für nicht bezahlten kontrahierten Strom

Berechnungsfaktor	Wert
Anteil Forderungskosten auf gesamte Stromkosten	0,62%
Reduzierung durch Intelligente Messgeräte	-30%
Anteil Forderungskosten nach Einführung von Intelligenen Messgeräten	0,43%

Quelle: Oesterreichs Energie

Sonstige Nutzeffekte

Für Österreich ergeben sich zusätzliche Nutzeffekte durch der Einführung von intelligenten Messgeräten, welche in Tabelle 28 zusammengefasst wurden.

Tabelle 28: Sonstige Nutzeffekte¹⁰³

Berechnungsfaktor	Wert (Euro/ZP)
Reduzierung der Kosten der Fernschaltung ¹⁰⁴	-1,73
Reduzierung der Kosten bei Tarifänderung, da kein Zählerwechsel mehr notwendig (z.B. zum Zweitarifzähler) ¹⁰⁵	-0,33
Reduzierung der Kosten durch Wegfall von Einbau von Prepayment-Zählern	-0,18
Reduzierung der Instandhaltungskosten von intelligenten Messgeräten durch einen einheitlichen Zählerpark (Kostenreduzierung wurde bereits im ausgewiesenen Wert in der Tabelle 22 berücksichtigt)	-0,14

Quelle: Oesterreichs Energie

5.4 Zusammenfassung

Die Quantifizierung und Monetarisierung der Kosten- und Nutzengrößen entsprechend der EU-Empfehlungen verdeutlicht erneut die Komplexität und die Vielzahl der Wirkungen intelligenter Messgeräte. Daher erfolgte im Rahmen dieser KNA eine Schwerpunktsetzung auf diejenigen Wirkungen, die

1. Gesamtwirtschaftlich einen signifikanten Einfluss auf die Ergebnisse der KNA in Österreich haben und
2. über deren Wirkungsbeziehungen belastbare Erkenntnisse – vor allem auch aus Pilotprojekten und belegten Erkenntnissen in Österreich – zur Verfügung stehen.

Zudem ist die Bandbreite der Kosten- und Nutzenangaben der Netzbetreiber in vielen Fällen nicht unerheblich. Für die weiteren Berechnungen innerhalb der KNA werden mittlere Werte zugrunde gelegt, um die Ergebnisse nicht durch einzelne Variablen und Effekte zu sehr zu beeinflussen.

¹⁰³ 100 Prozent Anrechnung ab Rolloutstart, d.h. ab 2014 im Ö-Status-Quo-Szenario und ab 2016 im Zukunfts-Szenario; Berücksichtigung proportional zur Rollout Quote ab 2014 bzw. 2016.

¹⁰⁴ Unter der Annahme: 3 Prozent bzw. 15 Prozent aller Zählpunkte werden 1mal im Jahr gesperrt.

¹⁰⁵ Unter der Annahme: Zunahme der Anzahl der Tarifwechsel, da nur bis zum 01.01.2014 unterschiedliche Entgelte für Ein-/Mehrtarifzähler bestanden – seitdem gilt ein einheitlicher Preis, was einen Wechsel begünstigt; nur in Verbindung mit entsprechenden Tarifstrukturen realisierbar.

6 Ergebnisse und Bewertung der Kosten-Nutzen-Betrachtungen

Im Folgenden werden die wesentlichen Ergebnisse der betrachteten Szenarien aus gesamtwirtschaftlicher Sicht sowie aus Netzbetreibersicht erläutert und bewertet. Die quantitative Bewertung der Szenarien erfolgt dabei anhand des Netto-Kapitalwertes. Dieser beschreibt die diskontierte Summe aller Zahlungsströme¹⁰⁶, die durch den Rollout intelligenter Messgeräte im Zeitraum 2014 bis 2034 ausgelöst werden. Abgebildet werden die Investitionen (CAPEX) und laufenden Betriebskosten (OPEX) von intelligenten Messgeräten:

CAPEX

Beim CAPEX werden sämtliche mit dem Rollout von intelligenten Messgeräten verknüpften Investitionen im Zeitraum 2014 bis 2034 diskontiert. Dazu zählen insbesondere die Investitionen in Zähler (Messeinrichtung), Kommunikationsmodulen und -einrichtungen, sowie IT-Systeme.

OPEX

Beim OPEX werden die mit dem Betrieb intelligenter Messgeräte im Zeitraum 2014 bis 2034 direkt verbundene Betriebskosten unter der Annahme diskontiert, dass die Zahlungswirkung im selben Jahr stattfindet. Dazu zählen Zählereigenstromverbrauch, Kommunikationskosten, Kosten der Ablesung und der Abrechnung, Eichkosten, Instandhaltungs- und Wartungskosten für Messgeräte, Austausch von defekten Messgeräten, verlorenen Aufwendungen für zuvor installierte konventionelle Zähler sowie IT-Wartungskosten. Die Darstellung des OPEX erfolgt alternativ einmal mit und einmal ohne Berücksichtigung der Kosteneinsparungen, die etwa bei der Ablesung ggü. dem Betrieb von konventionellen Zählern erzielt werden.

6.1 Ergebnisse für die untersuchten Szenarien

Im Folgenden werden die wesentlichen Ergebnisse der betrachteten Szenarien für einen Rollout von intelligenten Messgeräten bei Strom erläutert und bewertet:

- ▶ Österreich-Status-Quo-Szenario (Kapitel 6.1.1)
- ▶ Zukunfts-Szenario (Kapitel 6.1.2)

Anschließend erfolgt die Durchführung von Sensitivitätsanalysen (Kapitel 6.2). Kapitel 6.3 untersucht zentrale Fragen, die mit der Einbeziehung von Gaszählern in den Rollout verknüpft sind. Abschließend werden die wesentlichen Ergebnisse und Bewertungen zusammengefasst (Kapitel 6.4).

6.1.1 Österreich-Status-Quo-Szenario

Das Ö-Status-Quo-Szenario bezieht sich auf den Einbau intelligenter Messgeräte unter derzeitigen gesetzlichen Rahmenbedingungen (s. Kapitel 2.2.2 sowie 4.1.2).

Rolloutquoten

Basierend auf einer Umsetzung des derzeitigen österreichischen Rechtsrahmens wird bis Ende 2015 eine Rolloutquote von 10 Prozent, bis Ende 2017 eine Rolloutquote von 70 Prozent und, im Rahmen der technischen Machbarkeit, bis Ende 2019 eine Rolloutquote von 95 Prozent in Österreich erreicht.¹⁰⁷ Nach 2019 wird von einer konstanten Gesamteinbauquote von 100 Prozent ausgegangen, wobei 95 Prozent der Standardsystemvariante entsprechen und 5 Prozent die Fälle widerspiegelt, in denen das Opt-Out-Wahlrecht in Anspruch genommen wurde (s. Kapitel 3.5).

¹⁰⁶ Die Zahlungsströme wirtschaftlicher Akteure wurden mit 6,4 Prozent p.a., diejenigen von Endkunden und der Gesellschaft mit 3,1 Prozent p.a. diskontiert - entsprechend der Empfehlung der EU Generaldirektion Regionalpolitik und Stadtentwicklung, EU-Kommission: Guide to Cost Benefit Analysis of Investment Project, 2008.

¹⁰⁷ Gem. § 1 IME-VO, 2012.

Tabelle 29: Ausbau intelligenter Messgeräte im Ö-Status-Quo-Szenario

Ö-Status-Quo-Szenario	2015 [Mio.]	2017 [Mio.]	2019 [Mio.]	2024 [Mio.]	2034 [Mio.]
Anzahl Zähler insgesamt	5,8	5,9	6,0	6,3	6,8
Anzahl intelligente Messgeräte	0,58	4,13	5,70	5,99	6,46
Rolloutquote intelligenter Messgeräte	10,0	70,0	95,0	95,0	95,0

Quelle: Ernst & Young

¹ Rundungsdifferenzen möglich.

Ergebnisse

Das Ö-Status-Quo-Szenario führt aus gesamtwirtschaftlicher Sicht zu einem negativen Netto-Kapitalwert von -101 Mio. Euro für den Zeitraum 2014 bis 2034 (s. Tabelle 30). Bis 2024 wird ein Investitionsvolumen von 1.410 Mio. Euro eingesetzt. Bei den laufenden Betriebskosten ggü. konventionellen Zählern entstehen zusätzliche (Mehr-) Kosten von 1.818 Mio. Euro ggü. dem Nullszenario. Unter Berücksichtigung von Effizienzgewinnen reduzieren sich diese auf 872 Mio. Euro.

Aus Netzbetreibersicht ergibt sich für den Zeitraum 2014 bis 2034 ein deutlich negativerer Netto-Kapitalwert von -1.673 Mio. Euro (s. Tabelle 30). Aus den Werten für notwendige Investitionen in intelligente Messgeräte geht hervor, dass die Netzbetreiber für annähernd die gesamten notwendigen Investitionsausgaben aufkommen müssen (rd. 99,7 Prozent).

Unter Berücksichtigung von Effizienzgewinnen lassen sich die laufenden Betriebskosten auf 688 Mio. Euro reduzieren. Das entspricht einem Anteil von 79 Prozent an den laufenden Betriebskosten aus gesamtwirtschaftlicher Sicht.

Tabelle 30: Ergebnisse Ö-Status-Quo-Szenario

Ö-Status-Quo-Szenario	Einheit	Gesamtsicht 2014 - 2024	Netzbetreibersicht 2014 - 2024
Netto-Kapitalwert ¹	Mio. Euro	-101	-1.673
Summe intelligente Messgeräte (Rolloutquote) ²	Mio. (%)	6,257 (100%)	
Davon Anzahl intelligente Messgeräte (Rolloutquote)	Mio. (%)	5,944 (95%)	
Davon Anzahl Opt-Out-Wahlrecht (Rolloutquote)	Mio. (%)	0,313 (5%)	
Notwendige Investitionen in intelligente Messgeräte ³	Mio. Euro	1.414	1.410
Laufende Betriebsausgaben ⁴	Mio. Euro	1.818	
Betriebsausgaben unter Berücksichtigung von Effizienzgewinnen ⁵	Mio. Euro	872	688

Quelle: Ernst & Young

¹ Netto-Kapitalwert für 2014 -2034.

² Rundungsdifferenzen möglich.

³ Bis 2019 erfolgt in den Szenarien eine Erstausrüstung der Haushalte bei Pflichteinbaufällen mit intelligenten Messgeräten. Investitionen nach 2019 sind entweder Neuanlagen mit intelligenten Messgeräten oder Reinvestitionen.

⁴ Ohne Kostenersparnisse ggü. dem Nullszenario.

⁵ Differenzbetrachtung Ö-Status-Quo-Szenario vs. Nullszenario.

Bewertung

Der Einbau von intelligenten Messgeräten und der daraus resultierende Nutzen reichen nicht aus, eine gesamtwirtschaftliche Vorteilhaftigkeit für den Rollout zu erzielen. Dies liegt zum einen in den erheblichen Investitionsausgaben, aber auch in den geringen Betriebskostenvorteilen ggü. dem Nullszenario begründet. Aufgrund der vermehrten Abrechnungsintervalle und den entstehenden Kommunikationskosten zur Datenübertragung ggü. dem Nullszenario ergeben sich Prozessmehrkosten, die das Gesamtergebnis erheblich beeinflussen. Die erwirkten Kostenvorteile durch die Stromeinsparung auf der Kundenseite reichen nicht aus ein positives Gesamtergebnis zu erzielen.

Aus Netzbetreibersicht ist das Ergebnis wirtschaftlich belastend, da diese den Großteil der Investitionsausgaben (99,7 Prozent) und den überwiegenden Teil der laufenden Betriebskosten (79 Prozent) tragen.

Risiken des Rollouts

Im Ö-Status-Quo-Szenario bestehen erheblichen Risiken für die Netzbetreiber, die für den Rollout verantwortlich sind. Damit ist letztendlich auch die Realisierung des geplanten Rollouts in Frage gestellt. Aus Sicht der Netzbetreiber ergeben sich signifikante unternehmerische Risiken insbesondere aufgrund von nicht eindeutigen Regelungen im Hinblick auf:

- ▶ Kostenanerkennung,
- ▶ Technologische Risiken sowie
- ▶ Datenschutz und Security.

Die angeführten Risiken werden im Folgenden näher erläutert.

a) Kostenanerkennung:

Unsicherheiten hinsichtlich der Kostenanerkennung, besonders nach dem Jahr 2018, ergeben sich insb. durch unzureichende bzw. ausstehende gesetzliche Verankerungen. Dazu zählt die volle Kostenanerkennung ohne Abschläge auch in künftigen Regulierungsperioden für die Einführung von Smart Metering.

2016 ist das nächste entscheidende Jahr für die Kostenprüfung/ Benchmarking. Auf Grund der unterschiedlichen Entwicklungen bei den Netzbetreibern (Ausrollungsgrad, Ausnutzung Opt-Out) müssten die Modell-Parameter um die Auswirkungen von Smart Metering bereinigt werden.

Ebenso sollte eine Berücksichtigung aller getätigten Investitionen (insb. IT und Kommunikation) erfolgen, auch wenn die Opt-Out-Regelung den Ausrollungsgrad erheblich reduzieren kann.

Außerdem muss die Möglichkeit geschaffen werden, für „Optierer“ ein zusätzliches Messentgelt für Leistungen, die dann weiter manuell erbracht werden müssen, (z. B. die Ablesung) zu verrechnen.

b) Technologische Risiken:

Es bestehen technologische Risiken aufgrund des frühen Lebenszyklusstadiums, in dem sich intelligente Messgeräte befinden. Der ambitionierte Zeitplan – mit der Vorgabe, innerhalb von sechs Jahren rd. 6 Mio. intelligenten Messgeräte auszurollen – beinhaltet eine Reihe an technischen Risiken, die zu einer Erhöhung der Rolloutkosten beitragen könnten. So müssen Netzbetreiber Messgeräte einsetzen, welche besondere nationale Anforderungen erfüllen. Das macht es unmöglich auf erprobte Systeme aus anderen Europäischen Ländern zurück zu greifen. Der entscheidende Nachteil dabei ist, Messgeräte einzusetzen, die noch nicht umfangreich in der Praxis getestet worden sind.

c) Datenschutz und Security:

Bislang ist kein Mindeststandard zur Security ausgearbeitet worden, so dass bei Kunden und Netzbetreibern erhebliche Unsicherheit darüber besteht, welche Anforderungen die intelligenten Messgeräte aus Security-Sicht erfüllen müssen. Hierdurch besteht die Gefahr von erheblichen „stranded investments“, wenn sich innerhalb des Rolloutzeitraumes herausstellte, dass die verbaute Technologie aus Security-Gründen nicht ausreichend wäre.

Ö-Status-Quo-Szenario umsetzbar, aber mit signifikanten Risiken für die Netzbetreiber

Das Ö-Status-Quo-Szenario, in dem unter den derzeit gültigen Rechtsrahmen bis 2019 etwa 95 Prozent der Zählpunkte mit intelligenten Messgeräten auszustatten sind, ist für Österreich:

- ▶ unter den derzeitigen Rahmenbedingungen gesamtwirtschaftlich betrachtet aufgrund eines negativen Netto-Kapitalwertes unvorteilhaft,
- ▶ aus Netzbetreibersicht mit erheblichen Investitionsrisiken und hohen laufenden Betriebskosten verknüpft,
- ▶ erhebliche Risiken im Hinblick auf Kostenanerkennung, technologische Risiken sowie Risiken im Hinblick auf Datenschutz und Security und
- ▶ mit seinen relativ hohen Rolloutquoten zu Beginn des Betrachtungszeitraumes geeignet, um Mengenvorteile zu erzielen.

6.1.2 Zukunfts-Szenario

Im zweiten Schritt der Szenarienberechnungen wurde das Zukunfts-Szenario untersucht, das einen gesetzgeberischen abweichenden Ansatz betrachtet. Ziel soll es sein, den Anforderungen der EU-Richtlinie zu entsprechen und damit bis 2020 mindestens 80 Prozent der Zählpunkte im Strombereich mit intelligenten Messgeräten auszustatten.

Rolloutquoten

Entsprechend werden im Zukunfts-Szenario bis 2020 80 Prozent aller Letztverbraucher (d.h. SLP-Kunden) mit intelligenten Messgeräten ausgestattet. Der Einbau intelligenter Messgeräte erfolgt dabei annahmegemäß rätierlich über den Rollout-Zeitraum 2016 bis 2020 verteilt, d.h. im Jahr 2016 werden etwa 5 Prozent und ab 2017 bis 2020 etwa 20 Prozent aller vorhandenen konventionellen Zähler jährlich ausgetauscht. Nach 2020 erfolgt der Einbau intelligenter Messgeräte jährlich mit 4 Prozent, sodass ab 2024 von einer konstanten Gesamteinbauquote von 100 Prozent ausgegangen wird.

Tabelle 31: Ausbau intelligenter Messgeräte im Zukunfts-Szenario

Zukunfts-Szenario	2020 [Mio.]	2024 [Mio.]	2034 [Mio.]
Anzahl Zähler insgesamt	6,1	6,3	6,8
Summe intelligente Messgeräte ¹	5,1	6,3	6,8
Davon kommunikativ eingebunden	4,9	5,9	6,4
Rolloutquote kommunikativ eingebundene Messgeräte in %	80,0	95,0	95,0

Quelle: Ernst & Young

¹ Rundungsdifferenzen möglich.

Ergebnisse

Im gesamtwirtschaftlichen Ergebnis ist das Zukunfts-Szenario mit 70 Mio. Euro Netto-Kapitalwert für den Zeitraum von 2014 bis 2034 positiv (s. Tabelle 32). Das benötigte Investitionsvolumen beträgt 1.415 Mio. Euro bis 2024 und ist daher vergleichbar mit dem benötigten Investitionsbedarf im Ö-Status-Quo-Szenario (1.414 Mio. Euro).¹⁰⁸ Bei den laufenden Betriebskosten ggü. konventionellen Zählern entstehen allerdings zusätzliche (Mehr-) Kosten von 1.109 Mio. Euro ggü. dem Nullszenario. Das entspricht nur rd. 60 Prozent der Kosten, die im Ö-Status-Quo-Szenario ausgewiesen sind und stellt somit einen entscheidenden Vorteil

¹⁰⁸ Dabei unterscheiden sich die Investitionsverläufe in den beiden Szenarien deutlicher voneinander – lediglich in der Gesamtbeurteilung sind die Werte nahezu identisch.

für das Zukunfts-Szenario dar. Unter Berücksichtigung von Effizienzgewinnen reduzieren sich die Betriebskosten auf 428 Mio. Euro. Maßgeblicher Treiber sind die Kosten für die Bereitstellung der Stromverbrauchs- und Kosteninformationen sowie positive Effekte aus der zeitlichen Verschiebung des Rollouts.

Aus Netzbetreibersicht beträgt der Netto-Kapitalwert -1.494 Mio. Euro und ist damit um rd. 200 Mio. Euro weniger negativ als im Ö-Status-Quo-Szenario (s. Tabelle 32). Aus der Tabelle 32 kann abgeleitet werden, dass die Netzbetreiber für annähernd den gesamten Investitionsbedarf und die laufenden Betriebskosten verantwortlich sind.

Tabelle 32: Ergebnisse Zukunfts-Szenario

Zukunfts-Szenario	Einheit	Gesamtsicht 2014 - 2024	Netzbetreibersicht 2014 - 2024
Netto-Kapitalwert ¹	Mio. Euro	70	-1.494
Summe intelligente Messgeräte (Rolloutquote) ²	Mio. (%)	6,3 (100%)	
Notwendige Investitionen in intelligente Messgeräte ³	Mio. Euro	1.415	1.411
Laufende Betriebsausgaben ⁴	Mio. Euro	1.109	
Betriebsausgaben unter Berücksichtigung von Effizienzgewinnen ⁵	Mio. Euro	428	408

Quelle: Ernst & Young

¹ Netto-Kapitalwert für 2014 -2034.

² Rundungsdifferenzen möglich.

³ Bis 2019 erfolgt in den Szenarien eine Erstausrüstung der Haushalte bei Pflichteinbaufällen mit intelligenten Messgeräten. Investitionen nach 2019 sind entweder Neuanlagen mit intelligenten Messgeräten oder Reinvestitionen.

⁴ Ohne Kostenersparnisse ggü. dem Nullszenario.

⁵ Differenzbetrachtung Zukunfts-Szenario vs. Nullszenario.

Bewertung

Das Zukunfts-Szenario hat gegenüber dem Nullszenario einen positiven Netto-Kapitalwert von 70 Mio. Euro. Dieser Effekt beruht hauptsächlich auf den geringeren Kosten für die Bereitstellung der monatlichen Stromverbrauchs- und Kosteninformationen gegenüber einem vollwertigen monatlichen Abrechnungslauf und elektronischem Versand im Ö-Status-Quo-Szenario. Erst eine Änderung des § 81a Abs. 1 EIWOG 2010 stellt gesamtwirtschaftliche Vorteilhaftigkeit sicher. Weitere positive Effekte resultieren aus der zeitlichen Verschiebung und Streckung des Rollouts.

Risiken des Rollouts

Mit dem Zukunfts-Szenario lassen sich wesentliche Risiken des derzeitigen Gesetzlichen Rahmens für den Rollout mindern. Dazu sind die folgenden Maßnahmen zu ergreifen:

a. Kostenanerkennung:

Die Unsicherheiten im Hinblick auf die Kostenanerkennung sollten vom Gesetzesgeber und der Regulierungsbehörde durch die zeitnahe, langfristig verbindliche Festlegung von eindeutigen Regelungen beseitigt werden.

b. Technologische Risiken:

Es bestehen technologische Risiken aufgrund des frühen Lebenszyklusstadiums, in dem sich intelligente Messgeräte befinden. Ein zeitlich verschobener und gestreckter Rollout trägt zur Reduzierung der technischen Risiken und damit zur Verringerung der Rolloutkosten bei, da sich durch den technischen Fortschritt die Investitionskosten im Zeitablauf verringern.

c. Datenschutz und Security:

Ein zeitlich verschobener Rollout gibt der Branche zudem Gelegenheit, einen Mindeststandard zur Security auszuarbeiten.

Zur Wahrung des Datenschutzes sollte anstelle des Opt-Out lt. §83 Abs. 1 Satz 4 EIWOG für den Kunden ein Wahlrecht hinsichtlich Speicherung der Daten im Messgerät und hinsichtlich des Auslesezyklus ermöglicht werden. In Ergänzung zu der derzeitigen gesetzlichen Regelung (Speicherung von ¼-h-Lastprofilwerten, tägliche Auslesung der Verbrauchsdaten) sollte dem Kunden folgende weitere Wahlmöglichkeit angeboten werden:

- ▶ keine Aufzeichnung der ¼-h-Lastprofilwerte,
- ▶ alternative Ablesung eines Monatswertes oder Jahreswertes.

Empfehlung für das Zukunfts-Szenario

Das Zukunfts-Szenario ist unter gesamtwirtschaftlichen Gesichtspunkten zu empfehlen und bietet darüber hinaus eine Reihe an weiteren Vorteilen:

- ▶ Es ergibt sich ein positiver Netto-Kapitalwert von 70 Mio. Euro im Zeitraum 2014 bis 2034.
- ▶ Ein verschobene und gestreckte Rollout gibt den Marktakteuren (Geräteherstellern, Netzbetreibern etc.) Investitions- und Planungssicherheit und mindert so die wesentlichen Risiken des Rollouts hinsichtlich Kostenanerkennung, Technologie sowie Datenschutz und Security.
- ▶ Die Vereinfachung der Stromkosten- und Verbrauchsinformationen ermöglicht einen deutlichen Kostenvorteil bezüglich laufenden Betriebskosten der intelligenten Messgeräte (vgl. Kapitel 4.1.2).
- ▶ Der zeitlich verschobene und gestreckte Rollout führt zu weiteren Kostenvorteilen.

6.2 Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen

Im Rahmen des Gutachtens wurden zwei weitere Fragestellungen untersucht, die mit dem Rollout verknüpft sind:

- ▶ Wie wirkt sich eine Erhöhung der Opt-Out-Quote im Ö-Status-Quo-Szenario und
- ▶ wie wirkt sich das Wegfallen der nationalen Eichung des Lastprofils und der Blindenergie im Zukunfts-Szenario aus?

Die Darstellung der Ergebnisse erfolgt aus gesamtwirtschaftlicher Sicht.

Erhöhung der Opt-Out Quote im Österreich-Status-Quo-Szenario

Mit steigender Opt-Out Quote verringert sich bei einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung der Netto-Kapitalwert. Ursache dafür ist die Verminderung des Nutzens, da die Stromverbrauchs- und Spitzenlastverlagerungen zunehmend und nachhaltig gegenüber dem Grundszenario (5 Prozent Opt-Out-Quote) zurückgehen (s. Tabelle 33). Die Gesamtkosten verringern sich dagegen nur unwesentlich.

Aus Netzbetreibersicht hat die Opt-Out Quote praktisch keine Bedeutung, da der Netto-Kapitalwert nahezu unverändert bleibt.

Tabelle 33: Sensitivität Erhöhung der Opt-Out Quote

Opt-Out (Angaben in Mio. EUR)	5% ¹	10%	15%	20%
Gesamtnutzen	2.871	2.771	2.671	2.571
Gesamtkosten	-2.972	-2.964	-2.961	-2.950
Netto-Kapitalwert	-101	-193	-290	-381

Quelle: Ernst & Young

¹ Grundszenario entspricht Ö-Status-Quo-Szenario.

Wegfall der nationalen Eichung des Lastprofils und der Blindenergie im Zukunfts-Szenario

Das Wegfallen der nationalen Eichung des Lastprofils und der Blindenergie bei den Investitionskosten für intelligente Messgeräte (ca. 8,50 Euro pro. ZP) würde eine Reduzierung der Investitionskosten von rd. 50 Mio. Euro bis zum Jahr 2024 bedeuten (s. Tabelle 34). Die Kostenreduzierung könnte dadurch erwirkt werden, indem die nationale Eichung von Lastprofil und Blindenergie nach demselben Prinzip wie die MID Zulassung durch eine Konformitätsbewertung ersetzt wird. Im Rahmen der Konformitätsbewertung muss nicht jeder einzelne Zähler geeicht werden. Der Hersteller muss durch eine entsprechende Qualitätssicherung (QM-System) in der Produktion die einwandfreie Funktion und die Übereinstimmung mit dem genehmigten Baumuster nachweisen.

Tabelle 34: Sensitivität Wegfallen der nationalen Eichung des Lastprofils und der Blindenergie

Opt-Out (Angaben in Mio. EUR)	Zukunfts-Szenario mit Eichkosten	Zukunfts-Szenario ohne Eichkosten
Gesamtnutzen	2.536	2.536
Gesamtkosten	-2.466	-2.412
Netto-Kapitalwert	70	124

Quelle: Ernst & Young

Weitere Sensitivitäten wurden nicht betrachtet, da es im Rahmen dieser KNA nicht um die grundsätzliche Bewertung eines Rollouts intelligenter Messgeräte in Österreich ging. Es wurden lediglich Sensitivitäten berücksichtigt, die zu einer möglichen Verbesserung des derzeitigen gesetzlichen Rahmens bzw. seiner Interpretation führen könnten. Dies ist nicht für die Erhöhung der Opt-Out-Quote, jedoch für den Wegfall der nationalen Eichung des Lastprofils und der Blindenergie gegeben. Es wurde keine Sensitivität betrachtet, da dies kaum Mehrkosten. Es ist jedoch hervorzuheben, dass eine Tagesauslesung im Vergleich zu einer Monatsauslesung der Verbrauchswerte kaum an Mehrkosten bezüglich Investition und Betrieb verursacht.

6.3 Zusammenfassende Bewertung der Szenarien

Die Tabelle 35 fasst die Ergebnisse der Szenarienberechnungen zusammen. Für das Ö-Status-Quo-Szenario bzw. das Zukunfts-Szenario ergeben sich Netto-Kapitalwerte von -101 bzw. 70 Mio. Euro für den Betrachtungszeitraum 2014 bis 2034.

Tabelle 35: Zusammenfassung der Szenarienergebnisse – Gesamtsicht

	Einheit	Österreich-Status-Quo-Szenario		Zukunfts-Szenario	
		2014 - 2024	2014 - 2034	2014 - 2024	2014 - 2034
Netto-Kapitalwert	Mio. Euro	-101		70	
Anzahl Messgeräte (Rolloutquote)	Mio. (%)	5,944 (95%)	6,414 (95%)	5,944 (95%)	6,414 (95%)
Anzahl Messgeräte (Opt-Out-Rolloutquote)	Mio. (%)	0,313 (5%)	0,338 (5%)	n.a.	n.a.
Notwendige Investitionen in intelligente Messgeräte ³	Mio. Euro	1.414 ¹	2.738	1.415 ¹	2.614
Laufende Betriebsausgaben ³	Mio. Euro	872 (1.818) ²	2.057 (4.606) ²	428 (1.109) ²	1.077 (3.362) ²

Quelle: Ernst & Young

¹ Zum Vergleich Capgemini Studie: 80 Prozent Variante 1,4 - 1,8 Mrd. Euro, 100 Prozent Variante 1,86 - 2,33 Mrd. Euro.

² Werte in Klammern enthalten Kostenersparnisse bei Betriebskosten ggü. konventionellen Zählern.

³ Bis 2019 im Ö-Status-Quo-Szenario und bis 2024 im Zukunfts-Szenario erfolgt eine Erstausrüstung der Letztverbraucher mit SLP. Investitionen nach 2019 bzw. 2024 sind entweder Neuanlagen mit intelligenten Messgeräten oder Reinvestitionen.

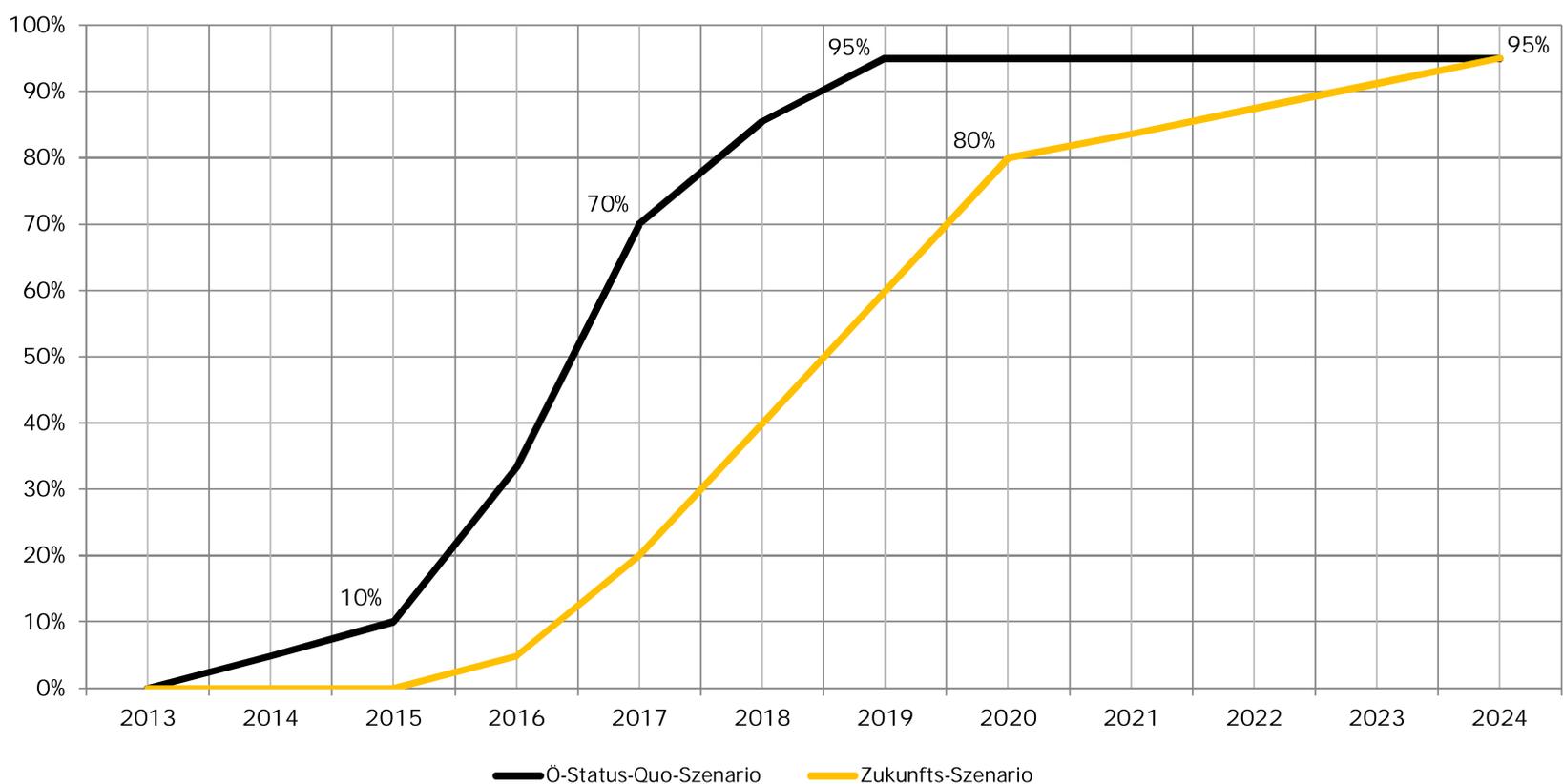
Rolloutquoten

Die beiden betrachteten Szenarien führen zu unterschiedlichen Rolloutquoten im Betrachtungszeitraum (s. Abb. 7). Während beispielsweise im Ö-Status-Quo-Szenario bis 2017 bereits 70 Prozent der Zählpunkte mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet werden, sind dies im Zukunfts-Szenario lediglich 20 Prozent.

Das Zukunfts-Szenario bildet einen zeitlich verschobenen und gestreckten Rollout von intelligenten Messgeräten gegenüber dem Österreich-Status-Quo-Szenario ab.

Die Rolloutquote von 95 Prozent enthält ausgerollte und kommunikativ angebundene intelligente Messgeräte.

Abbildung 7: Zeitlicher Verlauf des Rollouts



Quelle: Ernst & Young

Vorteile des Zukunfts-Szenarios

Das Zukunfts-Szenario wird empfohlen, da es über zwei entscheidende Vorteile ggü. dem Ö-Status-Quo-Szenario verfügt:

1. Gestreckter und zeitlich verschobener Rollout: Ein zeitlich verschobener und gestreckter Rollout trägt zur Reduzierung der technischen Risiken und damit zur Verringerung der Rolloutkosten bei, da sich durch den technischen Fortschritt die Investitionskosten im Zeitablauf verringern. Ebenso verschafft ein gestreckter Rollout den Marktakteuren Zeit entsprechende Security Mindestlevels für Smart Metering zu entwickeln und damit die Investitionssicherheit zu erhöhen. Darüber hinaus ermöglicht das Zukunfts-Szenario trotz des gestreckten und zeitlichen verschobenen Rollouts die Einhaltung der EU-Vorgabe in 2020 eine Quote von 80vH zu erreichen.
2. Vereinfachung der Stromkosten- und Verbrauchsinformationen: Eine Online-Darstellung (Webportal) der Verbrauchswerte und Informationen zu Stromkosten, die auf der Basis einer vereinfachten Berechnung (Durchschnittstarif) beruht, verringert die laufenden Betriebskosten erheblich (ca. -60 Prozent ggü. dem Ö-Status-Quo-Szenario).

7 Ableitung von Handlungsempfehlungen

Im folgenden Kapitel werden Handlungsempfehlungen für den flächendeckenden Einsatz von intelligenten Messgeräten in Österreich abgeleitet.

Die Ableitung der Handlungsempfehlungen erfolgt zum einen auf der Basis der Ergebnisse der quantitativen Kosten-Nutzen-Bewertung (s. dazu Kapitel 6), zum anderen anhand einer qualitativen Bewertung, die sich an den (energie-) politischen Zielen, die mit der Einführung und dem Einsatz intelligenter Messgeräte in Österreich verknüpft sind, ausrichten (vgl. dazu Kapitel 1.2).

Grundlage der Empfehlungen bildet dabei das Zukunfts-Szenario, dessen wesentlichen Charakteristika in der Tabelle 36 zusammen gefasst sind.

Tabelle 36: Charakteristika des empfohlenen Zukunfts-Szenarios

Sachverhalt		Zukunfts-Szenario	
Gegenstand	Intelligente Messgeräte Strom	Messgeräte im Sinne von § 7 Abs. 1 Z 31 EIWOG 2010	
	Intelligente Zähler Gas	Gaszähler, die mit einem Messgerät verbunden werden können ¹	
Rollout	Rollout-Quote Smart Meter	100% Einbau eines intelligentes Messgerätes (davon 95% kommunikativ angebunden)	
	Umsetzung § 83 Abs. 1 Satz 4 EIWOG	Wahlrecht für Kunden bzgl. Speicherung der Werte und der Auslesehäufigkeit	
	Anzahl Ferrariszähler in 2034	0	
	Start	2016	
	Ende	2024	
	Minimum-Penetrationsraten	2020: 80% ²	
IMA-VO 2011		Standard	Umsetzung § 83 Abs. 1 Satz 4 EIWOG
	Gerätefunktionalität	Ohne Multi-Utility Schnittstelle ⁴	
	Speicherung 15 min Werte	aktiv (Default)	deaktiv
	Übertragung 15 min Werte	10% aktiv ³ , 90% deaktiv ³	deaktiv
	Übertragung Tageswerte	90% aktiv (Default) ³	aktiv (Default)
	Übertragung NUR Monatswerte	deaktiv, auf Anforderung aktivierbar	deaktiv, auf Anforderung aktivierbar
DAVID-VO 2012	Abrechnung p.a.	10% der ZP: 12 x Papierform 90% der ZP: 01 x Papierform	1x Papierform
	Stromverbrauchs- und -kosteninformationen p.a.	100% der ZP: 12 x Darstellung Stromverbrauchs- und -kosteninformation im Webportal	
Sonstiges	Organisation des Betriebes intelligenter Messgeräte	125 kleinen VNB (regionalen Unternehmen) 13 größeren VNB (Landesgesellschaften bzw. städtische Unternehmen)	

Quelle: Ernst & Young

¹ Gas wurde in den Berechnungen nicht explizit berücksichtigt.

² EU-Vorgabe für Österreich.

³ angenommene Quote für Berechnungen.

⁴ abweichend von § 3 Abs. 5 IMA-VO 2011.

7.1 Rolloutstrategie

Bereits im Jahr 2010 verankerte der österreichische Gesetzgeber die Richtlinie 2009/27/EU durch das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010. Damit hat der österreichische Gesetzgeber frühzeitig die Einführung intelligenter Messgeräte für Österreich geregelt. Das EIWOG 2010 beinhaltet erste Rahmenbedingungen über die Einführung von intelligenten Messgeräten in Österreich und machte somit die Netzbetreiber für die Umsetzung verantwortlich.

In den Jahren 2011 und 2012 folgten die Intelligente Messgeräte-Anforderungsverordnung (IMA-VO) bzw. die -Einführungsverordnung (IME-VO). Während die IMA-VO 2011 die Mindestanforderungen von intelligenten Messgeräten festlegt, enthält die IME-VO 2012 sämtliche Rahmenbedingungen, wie z.B. die Rollout-Penetrationsraten bis 2019.

Über einen Nationalratsbeschluss vom 3. Juli 2013 wurde das Opt-Out-Wahlrecht im EIWOG ergänzt. Mit dem Opt-Out-Wahlrecht können sich Endkunden der Verpflichtung zum Einbau von intelligenten Messgeräten entziehen.¹⁰⁹ Jedoch steht diese Regelung im Widerspruch zu den Zielvorgaben der IME-VO 2012 bis Ende 2019 mindestens 95 Prozent aller Zählpunkte mit intelligenten Messgeräten auszustatten.¹¹⁰

Mit einem breitflächigen Einbau intelligenter Messgeräte konnte jedoch noch nicht begonnen werden. Wesentliche Hürden ergeben sich durch die unternehmerischen Risiken aus Sicht der Netzbetreiber. Diese schließen unzureichenden bzw. ausstehenden gesetzlichen Verankerungen hinsichtlich:

- ▶ der Kostenanerkennung,
- ▶ des technologischen Reifegrades der intelligenten Messgeräte und
- ▶ der Datenschutz und Securityanforderungen ein.

Rechtliche Klarheit sollte in Bezug auf diese Risiken geschaffen werden, da für die Netzbetreiber andernfalls zahlreiche Unsicherheiten bestehen, die einen Rollout hemmen. Eine wichtige Entscheidungsgröße für marktwirtschaftlich agierende Unternehmen ist die Verlässlichkeit der Rahmenbedingungen für Investitionen. Diese kann durch entsprechende zeitnahe, langfristige und verbindliche Vorgaben und durch eindeutige Regelungen vom Gesetzesgeber und der Regulierungsbehörde gegeben werden.

Ferner sollte die Rolloutstrategie genügend Spielraum für Innovationen belassen, um die technologischen Risiken aufgrund des frühen Lebenszyklusstadiums, in dem sich intelligente Messgeräte befinden, zu verringern. Durch Lern- und Technologieeffekte im zeitlichen Verlauf kommt es gewöhnlich zur Weiterentwicklung und Verbesserung des Produktionsbetriebes. Mitarbeiter werden im Laufe der Zeit effektiver und reduzieren die Anzahl der Fehler. Weiterentwicklungen der Technologie und der Prozesse werden möglich. Aus diesem Grund trägt ein zeitlich verschobener und gestreckter Rollout zur Reduzierung der technischen Risiken und damit zur Verringerung der Rolloutkosten bei. Durch den technischen Fortschritt können die Investitionskosten im Zeitablauf verringert werden. Die empfohlene Rolloutstrategie, welche den Start des Rollouts im Jahr 2016 vorsieht und die EU-Vorgabe in 2020 eine Quote von 80vH zu erreichen einhält, entspricht diesem Ansatz.

Darüber hinaus gibt ein zeitlich verschobener Rollout der Branche Gelegenheit, einen Mindeststandard zum Datenschutz und zur Security auszuarbeiten, welche eine Bedrohung aus den Netzwerken ausschließt. Die Gewährleistung von Datenschutz- und Securityanforderungen sind Aspekte, denen erhöhte Aufmerksamkeit zu widmen ist und den Kunden in den Mittelpunkt stellen sollten. Derzeitig finden diese Themen jedoch nur sehr allgemein Beachtung innerhalb der EIWOG: „Der Betrieb von intelligenten Messgeräten sowie ihre Kommunikation, auch zu externen Geräten, sind nach anerkanntem Stand der Technik abzusichern, um Unberechtigten den Zugriff über den aktuellen Zählerstand hinaus nicht zu ermöglichen. Der Betrieb von intelligenten Messgeräten hat den maß- und eichgesetzlichen und datenschutzrechtlichen Bestimmungen sowie dem anerkannten Stand der Technik zu entsprechen.“¹¹¹

¹⁰⁹ § 83 Abs. 1 Satz 4 EIWOG, 2010.

¹¹⁰ § 1 Abs. 1 IME-VO, 2012.

¹¹¹ § 83 Abs. 2 Satz 5 EIWOG, 2010.

7.2 Anpassung des gesetzlichen und regulatorischen Rahmens

Zur Umsetzung der empfohlenen Rolloutstrategie sind die folgenden gesetzlichen Regelungen anzupassen:

Ein zeitlich verschobener und gestreckter Rolloutplan reduziert das unternehmerische Risiko

Anpassung § 1 IME-VO 2012

Der Rolloutplan gem. § 1 IME-VO 2012 sollte der EU-Richtlinie 2009/72/EG Anhang I entsprechen, indem das Ziel bis 2020 mindestens 80 Prozent der Zählpunkte mit intelligenten Messgeräten auszustatten, formuliert ist. Zum einen können dadurch technologische Risiken reduziert und zum anderen Kostensenkungspotential realisiert werden.

Vereinfachte Stromverbrauchs- und -kosteninformationen reduzieren die laufenden Betriebskosten

Anpassung § 81a Abs. 1 EIWOG 2010

Die gesetzlich vorgesehene Stromverbrauchs- und -kosteninformationen gem. § 81a Abs. 1 EIWOG sollten vereinfacht werden. Die Verbrauchswerte und Informationen zu Stromkosten, die auf der Basis einer vereinfachten Berechnung (Durchschnittstarif) ermittelt werden, sollten monatlich im Webportal dem Kunden zur Verfügung gestellt werden. Diese Änderungen bewirkt eine erhebliche Kosteneinsparung bei den laufenden Betriebskosten intelligenter Messgeräte.

Wahlfreiheit des Kunden betr. Datenspeicherung und Ableseintervall trägt zum Datenschutz bei

Anpassung § 83 Abs. 1 Satz 4 EIWOG 2010

Anstelle des Opt-Out-Wahlrechtes gem. § 83 Abs. 1 Satz 4 EIWOG sollte dem Endkunden ein Wahlrecht hinsichtlich Speicherung der Daten im Messgerät und Übertragungszyklus angeboten werden. In Ergänzung zu der derzeitigen gesetzlichen Regelung, welche auf die Speicherung von ¼-h-Lastprofilwerten und die tägliche Übertragung der Verbrauchsdaten abzielt, sollten dem Kunden folgende weitere Wahlmöglichkeit gegeben werden:

- ▶ keine Aufzeichnung der ¼-h-Lastprofilwerte,
- ▶ alternative Übertragung von Monats- oder Jahreswerten.

Unabhängig von der Wahl des Kunden wird das Gerät für die zu erzielende Rollout-Quote angerechnet.

Einheitliche technologische Mindestanforderungen heben Kosteneinsparpotenziale

Anpassung IMA-VO 2011

Um Investitions- und Betriebskosten durch einheitliche Technik und Geschäftsprozesse zu verringern, werden folgende Sachverhalte empfohlen.

- ▶ Grundsätzlich sollte keine technische Differenzierung zwischen der derzeit im Gesetz angeführten „Opt-Out-Variante“ und der Standardvariante eines intelligenten Messgerätes verlangt werden.
- ▶ Die technischen Mindestanforderung gem. § 3 Abs. 5 IMA-VO 2011 zum Einbau einer Multi-Utility-Schnittstelle im intelligenten Messgerät verpflichtend vorsieht, sollte aufgehoben werden.
- ▶ Darüber hinaus sind alle Messgeräte, sofern technisch und wirtschaftlich möglich, kommunikativ einzubinden. Dies sollte im EIWOG (ggf. im § 83 Abs. 2 EIWOG) gesetzlich verankert werden.

Eichung des Lastprofils und der Blindenergie reduziert die Investitionskosten

Anpassung Maß- und Eichgesetz

Ein ergänzendes Kosteneinsparpotenzial ist bei der aktuellen Novelle des Maß- und Eichgesetzes möglich. Das Wegfallen der nationalen Eichung des Lastprofils und der Blindenergie würde eine Reduzierung der Investitionskosten von rd. 50 Mio. Euro bis zum Jahr 2024 bedeuten.

8 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Im Folgenden sind die wesentlichen Ergebnisse und Empfehlungen der Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Messgeräte in Österreich zusammengefasst.

Im Rahmen der gesamtwirtschaftlichen Bewertung (Kosten-Nutzen-Analyse) des Rollouts von intelligenten Messgeräten in Österreich wurden zwei Szenarien untersucht: das Österreich-Status-Quo-Szenario und das Zukunfts-Szenario. Das Ö-Status-Quo-Szenario spiegelt die aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen wider. Aufgrund der Vorgaben in der Gesetzgebung einerseits und der Erkenntnisfortschritte bei Smart Metering Projekten andererseits, wurde das Zukunfts-Szenario entwickelt. Dieses beinhaltet im Wesentlichen folgende, vom Ö-Status-Quo-Szenario abweichende Annahmen:

- ▶ Rolloutplan lt. EU-Richtlinie (80 Prozent bis 2020)
- ▶ Wahlfreiheit des Kunden betreffend des Ablesintervalls
- ▶ Vereinfachung der Stromkosten- und Verbrauchsinformation
- ▶ Keine verpflichtende Multi-Utility-Schnittstelle

Beide Szenarien wurden mit dem Szenario konventionelle Zähler (synonym für Nullszenario), verglichen. Beim Szenario - konventionelle Zähler - wird davon ausgegangen, dass keine intelligenten Messgeräte installiert werden – der derzeitige Rechtsrahmen wird für die Berechnungen quasi außer Kraft gesetzt. Der Vergleich führt im Wesentlichen zu folgenden Ergebnissen:

- ▶ Beide Szenarien sind aus Netzbetreibersicht im Betrachtungszeitraum 2014 bis 2034 stark negativ (Netto-Kapitalwert: -1.673 bzw. -1.494 Mio. Euro).
- ▶ Für das Ö-Status-Quo-Szenario ergibt sich aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ein negativer Netto-Kapitalwert von -101 Mio. Euro.
- ▶ Für das Zukunfts-Szenario ergibt sich aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ein positiver Netto-Kapitalwert von 70 Mio. Euro.

Entsprechend der Ergebnisse wird das Zukunfts-Szenario empfohlen.

Aus den Ergebnissen und Analysen ergeben sich die folgenden Handlungsempfehlungen, welche einer gesetzlichen Abbildung bedürfen.

- ▶ Es sollte keine technische Differenzierung zwischen der derzeit im Gesetz angeführten „Opt-Out-Variante“ und der Standardvariante eines intelligenten Messgerätes verlangt werden, um Investitions- und Betriebskosten durch einheitliche Technik und Geschäftsprozesse zu verringern.
- ▶ Alle Messgeräte sind, sofern technisch und wirtschaftlich möglich, kommunikativ einzubinden.
- ▶ Die Datenspeicherung im Messgerät und das Ausleseintervall erfolgt entsprechend der Wahl des Kunden. Unabhängig von der Wahl des Kunden wird das Gerät für die zu erzielende Rollout-Quote angerechnet.
- ▶ Die Messgeräte verfügen über keine (verpflichtende) Multi-Utility-Schnittstelle.
- ▶ Der Rollout sollte zeitlich verschoben und gestreckt werden. Die EU-Vorgabe in 2020 eine Quote von 80vH zu erreichen wird auch im zeitlich gestreckten Rollout eingehalten.

Weitere unklare Rahmenbedingungen für den Rollout, die zu signifikanten Risiken für die Netzbetreiber führen, sollten zeitnah geklärt werden. Aus Sicht der Netzbetreiber ergeben sich signifikante unternehmerische Risiken insbesondere aufgrund von nicht eindeutigen Regelungen im Hinblick auf: Kostenanerkennung, technologische Risiken sowie Datenschutz und -sicherheit.

Kostenanerkennung

Die Unsicherheiten im Hinblick auf die Kostenanerkennung sollten vom Gesetzgeber und der Regulierungsbehörde durch die zeitnahe, langfristig verbindliche Festlegung von eindeutigen Regelungen beseitigt werden.

Technologische Risiken

Es bestehen technologische Risiken aufgrund des frühen Lebenszyklusstadiums, in dem sich intelligente Messgeräte befinden. Ein zeitlich verschobener und gestreckter Rollout trägt zur Reduzierung der technischen Risiken und damit zur Verringerung der Rolloutkosten bei, da sich durch den technischen Fortschritt die Investitionskosten im Zeitablauf verringern.

Datenschutz und Security

Ein zeitlich verschobener Rollout gibt der Branche zudem Gelegenheit, einen Mindeststandard zur Security auszuarbeiten.

Zur Wahrung des Datenschutzes sollte anstelle des Opt-Out-Wahlrechtes lt. §83 Abs. 1 Satz 4 EIWOG für den Kunden ein Wahlrecht hinsichtlich der Speicherung der Daten im Messgerät und des Auslesezyklus eingeräumt werden. In Ergänzung zur derzeitigen gesetzlichen Regelung (Speicherung von ¼-h-Lastprofilwerten, tägliche Auslesung der Verbrauchsdaten) sollte dem Kunden folgende weitere Wahlmöglichkeit angeboten werden:

- ▶ Keine Aufzeichnung der ¼-h-Lastprofilwerte,
- ▶ Alternative Ablesung eines Monatswertes oder Jahreswertes.

Des Weiteren sollten gesetzlich vorgesehene Stromverbrauchs- und -kosteninformationen (gem. § 81a Abs. 1 EIWOG) vereinfacht werden, indem die Verbrauchswerte und Informationen zu den Stromkosten, die auf der Basis einer vereinfachten Berechnung (Durchschnittstarif) ermittelt werden, monatlich im Webportal dem Kunden zur Verfügung gestellt werden.

Ergänzt wurden die Kosten-Nutzen-Analysen um Sensitivitätsanalysen. Ein wesentliches Ergebnis zeigt, dass ergänzendes Kosteneinsparpotenzial bei der aktuellen Novelle des Maß- und Eichgesetz (MEG) möglich ist: Das Wegfallen der nationalen Eichung des Lastprofils und der Blindenergie würde eine Reduzierung der Investitionskosten von rund 50 Mio. Euro bis zum Jahr 2024 bedeuten.

ANHANG:

I. Begriffsdefinitionen

Die wesentlichen Begriffe im Zusammenhang mit intelligenten Messgeräten sind wie folgt in diesem Gutachten definiert:

Begriff	Erläuterung
Haushaltskunden	Sind i.S.d. § 6 Nr. 25 EIWOG „Kunden, die Elektrizität für den Eigenverbrauch im Haushalt kaufen; dies schließt gewerbliche und berufliche Tätigkeiten nicht mit ein“ oder für den einen Jahresverbrauch von 10 000 Kilowattstunden nicht übersteigenden Eigenverbrauch für berufliche, landwirtschaftliche oder gewerbliche Zwecke kaufen. Im Rahmen der Studie werden auch die Begriffe „Endkunde“, „Verbraucher“ oder „Letztverbraucher“ in diesem Sinne verwendet.
Intelligentes Messgerät	Messgerät im Sinne von § 7 Abs. 1 Z 31 EIWOG 2010: Ein „intelligentes Messgerät“ ist eine technische Einrichtung, die den tatsächlichen Energieverbrauch und Nutzungszeitraum zeitnah misst, und die über eine fernauslesbare, bidirektionale Datenübertragung verfügt“.
Individueller Zähler	Zähler i.S. der EU-Energieeffizienzrichtlinie, der den Strom-, Gas-, Wärme- oder Wasserverbrauch für einen Anschlussnehmer erfasst.
Kommunikationssystem	Gesamtheit der Module und Technologien in einem intelligenten Messgerät, die zur Datenübertragung benötigt werden - inkl. aller notwendigen Datenübertragungseinrichtungen wie Funkmasten, Datenkonzentratoren etc.
Kommunikationstechnologie	Kabellose oder kabelgebundene Technologie zur Übertragung von (Mess-) Daten.
Konventionelle Zähler	Alle Zähler (Messeinrichtungen), die nicht den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln, wie z.B. Ferrariszähler.
Messeinrichtung	Messgerät, das allein oder in Verbindung mit anderen Messeinrichtungen für die Gewinnung eines oder mehrerer Messwerte eingesetzt wird.
Messsystem	In ein Kommunikationsnetz eingebundene Messeinrichtung zur Erfassung elektrischer Energie, das den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt.
Smart Meter	Engl. für intelligentes Messgerät.
Systemvariante	Physische Kombination (Ausprägung) eines intelligenten Messgerätes, in Österreich bestehend aus Zähler und Kommunikationsmodul.
Zähler	Messeinrichtung.

II. Glossar

Abkürzung	Bedeutung
Abs.	Absatz
BMWFJ	Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend
bzw.	beziehungsweise
ca.	circa
CAPEX	Capital Expenditure/Investitionsausgaben
CDMA	Code Division Multiple Access
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CRM	Customer Relationship Management
DAVID-VO	Datenformat- und Verbrauchsinformationsdarstellungsverordnung
d.h.	das heißt
DSL	Digital Subscriber Line
E-Control	Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft
EDM	Energiedaten Management System
EIWOG	Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz
ERP	Enterprise-Resource-Planning
etc.	et cetera/und weitere
EU	Europäische Union
EWG	Europäische Wirtschaftsgemeinschaft
EEX	European Energy Exchange
ggü.	gegenüber
ggf.	gegebenenfalls
GHz	Gigahertz
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GPRS	General Packet Radio Service
GSM	Global System for Mobile Communications
GW	Gigawatt
HAN	Home Area Network
HES	Head End System
i.d.R.	in der Regel
i.e.S.	im engeren Sinne
ID	Identification
IMA-VO	Intelligente Messgeräte-Anforderungsverordnung
IME-VO	Intelligente-Messgeraete-Einfuehrungsverordnung
inkl.	inklusive
IP	Internetprotokoll
IT	Informationstechnik

Abkürzung	Bedeutung
km	Kilometer
km ²	Quadratkilometer
KNA	Kosten-Nutzen-Analyse
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
lt.	laut
LTE	Long Term Evolution
MDM	Meter Data Management
MEG	Maß- und Eichgesetz
MHZ	Megahertz
MID	Measuring Instruments Directive
Mio.	Million/Millionen
MMS	Meter Management System
Mrd.	Milliarde/Milliarden
NB	Netzbetreiber
Nr.	Nummer
o.g.	oben genannt
OPEX	Operational Expenditure/operative Kosten
p.a.	per annum/pro Jahr
PC	Personal Computer
PIN	Persönliche Identifikationsnummer
PLC	Powerline
rd.	rund
RL	Richtlinie
RLM	registrierende Leistungsmessung
S	Sekunde
S.	Seite
s.	siehe
SLP	Standardlastprofil
sogen.	sogenannt
T	Tonnen
TK	Telekommunikation
TLS	Transport Layer Security
Tsd.	Tausend
TWh	Terawattstunde
u.a.	unter anderem
u.U.	unter Umständen
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System
usw.	und so weiter

Abkürzung	Bedeutung
vgl.	vergleiche
VNB	Verteilnetzbetreiber
vs.	versus
WAN	Wide Area Network
WMS	Workforce Management System
z.B.	zum Beispiel
ZFA	Zählerfernauslese
Ziff.	Ziffer
ZP	Zählpunkt

III. Literatur- und Quellenverzeichnis

- Aichele, C., & Doleski, O. (August 2012). *Smart Meter Rollout, Praxisleitfaden zur Ausbringung intelligenter Zähler*. Bonn: Springer Verlag.
- Capgemini Consulting: *Nutzen einer österreichweiten Smart Meter Einführung*. (2010). Analyse der Kosten.
- DAVID-VO 2012. (2012). *Datenformat- und Verbrauchsinformationsdarstellungs-Verordnung*.
- E-Control. (2012b). *Sonstige Marktregeln - Kapitel 6, Version 3.3*.
- E-Control: *Ausfalls- und Störungsstatistik für Österreich*. (2013). Ergebnisse 2012.
- E-Control: *Smart Meter - eine neue Zählergeneration*. (2012a). Broschüre.
- EIWOG 2010. (2010). *Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz*.
- ENTSO-e. (2014). *Scenario outlook and adequacy forecast 2014-2030*. Brussels: entso-e.
- Ernst & Young: *Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler*. (2013).
- EU: Auftrag „Intelligente Netze“. (März 2011). Auftrag an die Europäischen Normungsorganisationen zur Erstellung von Normen zur Unterstützung der Einführung intelligenter Stromnetze in Europa.
- EU-Empfehlung. (2012b). Empfehlung der Kommission vom 9. März 2012 zu Vorbereitungen für die Einführung intelligenter Messsysteme. Veröffentlicht im Amtsblatt der europäischen Union.
- EU-Kommission: „Energiefahrplan 2050“. (2011). Mitteilung der Kommission an das europäische Parlament, den Rat, den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen vom 12.11.2011.
- EU-Kommission: *Guide to Cost Benefit Analysis of Investment Project*. (Juli 2008). DG Regional Policy.
- EU-Richtlinie: 2002/91/EG. (2002). Richtlinie des europäischen Parlaments und des Rates vom 16. Dezember 2002 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden.
- EU-Richtlinie: 2004/22/EG. (2004). Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates vom 31. März 2004 über Messgeräte.
- EU-Richtlinie: 2006/32/EG. (2006). Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. April 2006 über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen und zur Aufhebung der Richtlinie 93/76/EWG des Rates.
- EU-Richtlinie: 2009/72/EG. (2009). Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG.
- EU-Richtlinie: 2009/73/EG. (2009). Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG.
- EU-Richtlinie: 2012/27/EU. (2012). Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG.
- Horvath & Partners: *Smart-Metering-Studie 2010*. (2010). Eine Marktanalyse für den deutschsprachigen Raum.
- IMA-VO 2011. (2011). *Intelligente Messgeräte-Anforderungs-Verordnung*.
- IME-VO 2012. (2012). *Intelligente Messgeräte Einführungs-Verordnung*.
- ISO: <http://www.iso.org>. (2013). *We're ISO*. Abgerufen am 16. April 2013 von International Organization for Standardization (ISO).
- Knyrim, R., & Trieb, G. (2013/12). *Smart Metering NEU - die Änderungen durch die EIWOG-Novelle 2013*. Fachzeitschrift für Wirtschaft, S. 1123-1126.
- Landis & Gyr: *Anforderungen an die technischen Messsysteme und deren Umsetzung*. (2012).

MEG. (2013). Maß- und Eichgesetz.

Oesterreichs Energie. (01-03 2014). Expertenpanels im Rahmen der Studie. Wien.

PWC: Studie. (2010). Analyse der Kosten-Nutzen einer österreichweiten Einführung von Smart Metering.

Umetriq: Der Weg zu einer zukunftsfähigen IT-Unterstützung im Messwesen. (2011). Handlungsempfehlungen für Energieversorger. Umetriq Metering Services GmbH.

IV. Teilnehmer der Expertenpanels im Rahmen der Studie

Oesterreichs Energie (Auftraggeber)
Energie AG Oberösterreich Data GmbH
Netz Niederösterreich GmbH
Wiener Netze GmbH
Vereinigung Österreichischer Elektrizitätswerke (VÖEW) vertreten durch Energie West Management und Service GmbH
KNG-Kärnten Netz GmbH
Netz Burgenland Strom - Energie Burgenland AG
Salzburg Netz GmbH
Stromnetz Graz GmbH & Co KG
Stromnetz Steiermark GmbH
Energie Klagenfurt GmbH
LINZ STROM Netz GmbH
TINETZ - Stromnetz Tirol AG
IKB, Innsbrucker Kommunalbetriebe AG
Vorarlberger Energienetze GmbH

Ansprechpartner

Power & Utilities

EY Düsseldorf
Dr. Helmut Edelmann
Telefon +49 (211) 9352 11476
helmut.edelmann@de.ey.com

EY Dortmund
Ariane Scheer
Telefon +49 (231) 55011 17582
ariane.scheer@de.ey.com

Die globale EY-Organisation im Überblick

Die globale EY-Organisation ist einer der Marktführer in der Wirtschaftsprüfung, Steuerberatung, Transaktionsberatung und Managementberatung. Mit unserer Erfahrung, unserem Wissen und unseren Leistungen stärken wir weltweit das Vertrauen in die Wirtschaft und die Finanzmärkte. Dafür sind wir bestens gerüstet: mit hervorragend ausgebildeten Mitarbeitern, starken Teams, exzellenten Leistungen und einem sprichwörtlichen Kundenservice. Unser

Ziel ist es, Dinge voranzubringen und entscheidend besser zu machen – für unsere Mitarbeiter, unsere Mandanten und die Gesellschaft, in der wir leben. Dafür steht unser weltweiter Anspruch „Building a better working world“.

Die globale EY-Organisation besteht aus den Mitgliedsunternehmen von Ernst & Young Global Limited (EYG). Jedes EYG-Mitgliedsunternehmen ist rechtlich selbstständig und unabhängig und haftet nicht für das Handeln und Unterlassen der jeweils anderen Mitgliedsunternehmen. Ernst & Young Global Limited ist eine Gesellschaft mit beschränkter Haftung nach englischem Recht und erbringt keine Leistungen für Mandanten. Weitere Informationen finden Sie unter www.ey.com.

In Deutschland ist EY an 22 Standorten präsent. „EY“ und „wir“ beziehen sich in dieser Publikation auf alle deutschen Mitgliedsunternehmen von Ernst & Young Global Limited.

© 2014

Ernst & Young GmbH

Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

All Rights Reserved.

HED 0713

ED None

Diese Publikation ist lediglich als allgemeine, unverbindliche Information gedacht und kann daher nicht als Ersatz für eine detaillierte Recherche oder eine fachkundige Beratung oder Auskunft dienen. Obwohl sie mit größtmöglicher Sorgfalt erstellt wurde, besteht kein Anspruch auf sachliche Richtigkeit, Vollständigkeit und/oder Aktualität; insbesondere kann diese Publikation nicht den besonderen Umständen des Einzelfalls Rechnung tragen. Eine Verwendung liegt damit in der eigenen Verantwortung des Lesers. Jegliche Haftung seitens der Ernst & Young GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft und/oder anderer Mitgliedsunternehmen der globalen EY-Organisation wird ausgeschlossen. Bei jedem spezifischen Anliegen sollte ein geeigneter Berater zurate gezogen werden.

www.de.ey.com