



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie BFE
Abteilung Energiewirtschaft
Sektion Netze

17. November 2014

Grundlagen der Ausgestaltung einer Einführung intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher in der Schweiz

Technische Mindestanforderungen und Einführungsmodalitäten



Teilnehmerverzeichnis zur Erarbeitung der Grundlagen zur Einführung von intelligenten Messsystemen beim Endverbraucher und deren technischen Mindestanforderungen in der Schweiz

Leiter der Arbeitsgruppe:

BFE, Bundesamt für Energie

Herr Dr. Matthias Galus

Teilnehmerkreis:

asut, Schweizerischer Verband der Telekommunikation

Herr Res Witschi

BABS, Bundesamt für Bevölkerungsschutz

Herr Dr. Stefan Brem

BAFU, Bundesamt für Umwelt

Herr Yves Wenker

BAKOM, Bundesamt für Kommunikation

Herr Matthias Ziehl

BFE, Bundesamt für Energie

Herr Dr. Mohamed Benahmed

BFE, Bundesamt für Energie

Herr Dr. Wolfgang Elsenbast

BFE, Bundesamt für Energie

Herr Dr. Peter Ghermi

BFE, Bundesamt für Energie

Herr Raphael Hanimann

BFE, Bundesamt für Energie

Herr Renato Marioni

BFE, Bundesamt für Energie

Herr Dr. Michael Moser

BFK, Eidgenössisches Büro für Konsumentenfragen

Herr Achim Schafer

DSV, Dachverband Schweizer Verteilnetzbetreiber

Herr Jürgen Knaak

economiesuisse, Verband der Schweizer Unternehmen

Frau Sarah Frey

economiesuisse, Verband der Schweizer Unternehmen

Herr Kurt Lanz

EDÖB, Eidgenössischer Datenschutz- und Öffentlichkeitsbeauftragte

Herr Andreas Sidler

EICom, Eidgenössische Elektrizitätskommission

Herr Markus Bill

EnDK, Konferenz kantonaler Energiedirektoren

Herr Matthias Möller

ESTI, Eidgenössische Starkstrominspektorat,

Herr Urs Huber

FEN, Forschungsstelle Energienetze

Herr Dr. Turhan Demiray

IGEB, Interessengemeinschaft Energieintensive Branchen

Herr Dragan Miletic

ISSS, Information Security Society Switzerland

Herr Christian Meier

ISSS, Information Security Society Switzerland

Frau Ursula Widmer

METAS, Eidgenössisches Institut für Metrologie

Herr Dr. Gregor Dudle

SECO, Staatssekretariat für Wirtschaft

Herr Mathias Spicher

swisscleantech

Herr Dr. Christian Zeyer

swissgrid

Herr Rudolf Baumann

Swissmig, Verein Smart Grid Industrie Schweiz

Herr Dieter Maurer

Swissmig, Verein Smart Grid Industrie Schweiz

Herr Andre Kreuzer

Vertreter der Städte und Gemeinden

Herr Georges Ohana

VSGS, Verein Smart Grid Schweiz

Herr Dr. Maurus Bachmann

VSE, Verband der Schweizerischen Elektrizitätsunternehmen

Herr Hauke Basse

VSE, Verband der Schweizerischen Elektrizitätsunternehmen

Herr René Soland



1	Ausgangslage	5
2	Intelligente Messsysteme beim Endverbraucher	6
3	Nutzen intelligenter Messsysteme und der Festlegung schweizweiter Mindestanforderungen	9
4	Mindestanforderungen an intelligente Messsysteme in der Schweiz	13
4.1	Mögliche, gesetzliche Mindestanforderungen:.....	13
4.1.1	Erfassung, Verarbeitung, Übertragung und Speicherung von Messwerten sowie Protokollierung von Ereignissen	13
A.	Automatische Anmeldung, Inbetriebnahme und Interoperabilität intelligenter Messgeräte in einem intelligenten Messsystem.....	13
B.	Erfassung und Kommunikation von Versorgungsunterbrüchen	13
C.	Software Update aus der Ferne.....	13
D.	Erfassung der Verbrauchs- und der Produktionswerte sowie die Speicherung der erfassten Werte.....	14
E.	Spannungsabfallsichere Datenspeicherung über mindestens 30 Tage	14
F.	Spannungsabfallsichere Kalenderfunktion sowie Fernsynchronisation	14
G.	Bidirektionale Datenübertragung und Datenauslesung	15
H.	Anbindung externer Geräte.....	15
4.1.2	Endkundenorientierte Anforderungen an intelligente Messsysteme	16
A.	Bereitstellung von weiteren offenen, standardisierten sowie dokumentierten Schnittstellen im intelligenten Messsystem.....	16
B.	Bereitstellung und Anzeige von Daten über den tatsächlichen Energieverbrauch, die tatsächliche Energieproduktion sowie von Informationen zu Tarifen für Endkunden.....	16
C.	Bereitstellung von Daten über den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Energieproduktion in Echtzeit für Endkunden.....	18
D.	Unterstützung der Anzeige historischer Energieverbrauchs- und –produktionswerte.....	18
E.	Unterstützung eines Energielieferanten sowie Endkundenwechsels im freien Markt.....	19
F.	Technische Unterlagen und Bedienungsanleitung	19
4.1.3	Datensicherheit und Datenschutzaspekte	19
A.	Sichere Datenspeicherung und Datenübertragung in intelligenten Messsystemen.....	19
B.	Datenschutzgerechte Speicherung von Verbrauchs- und Erzeugungswerten.....	20
C.	Recht auf Ausnahmen bei der Einführung von intelligenten Messsystemen beim Endverbraucher	20
D.	Detektion und Verhinderung von Missbrauch.....	21
4.1.4	Effizienzanforderungen an intelligente Messsysteme	21
4.2	Weitere Eigenschaften	22
A.	Überwachung des Netzzustands	22
B.	Steuerung von Verbrauch und Einspeisung	23
C.	Beschränkung eines Anschlusses	23



5	Verhältnis der Mindestanforderungen zur MID-Richtlinie der EU und bestehenden nationalen Regelungen	24
6	Internationaler Vergleich und Nutzen der dargelegten Mindestanforderungen	25
6.1	Internationaler Vergleich	25
6.2	Nutzen einzelner Mindestanforderungen.....	27
7	Die Einführung von intelligenten Messsystemen	31
7.1	Einführungszeitrahmen	31
7.2	Bestandsschutz.....	31
7.3	Übergangsphase Lastmanagement.....	32
8	Überprüfung der Regelungen zu intelligenten Messsystemen, deren Kosten und deren Konformität	33
8.1	Überprüfung Kosteneffizienz und Anrechenbarkeit.....	33
8.2	Verursachergerechte Kostenzuordnung	34
8.3	Allgemeine Monitoringpflichten zur Einführung intelligenter Messsysteme	35
8.4	Monitoring im Bereich Datensicherheit und Datenschutz.....	35
A.	Datensicherheit	35
B.	Datenschutz	36
9	Literaturverzeichnis	37



1 Ausgangslage

Gemäß dem dritten Energiepaket müssen die Mitgliedstaaten der EU-27 für die Einführung intelligenter Verbrauchsmessgeräte für einen langfristigen Nutzen auf Seiten der Verbraucher sorgen. Die Einführung kann von einer positiven wirtschaftlichen Bewertung der langfristigen Kosten und Vorteile abhängig gemacht werden. Für den Stromsektor gilt ein Einführungsziel von mindestens 80 % bis 2020 im Falle einer positiven Bewertung. Ergänzend zu den Bestimmungen des dritten Energiepakets unterstützt die Energieeffizienzrichtlinie¹ die Entwicklung von Energiedienstleistungen, denen Daten von intelligenten Messgeräten zugrunde liegen. Obwohl die Schweiz kein Mitgliedstaat der EU-27 ist auf eine gewisse Kompatibilität zu achten. Daher wurde auch für die Schweiz zunächst eine Kosten-Nutzen Analyse solcher Geräte durchgeführt². Das Smart Meter Impact Assessment im Auftrag des BFE ergab, auch unter konservativen Annahmen, ein leicht positives Ergebnis von bis zu 900 Millionen CHF bis 2035.

Die Botschaft und der Gesetzesentwurf zum erste Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 vom 4. September 2013 beinhalten aufgrund der positiven volkswirtschaftlichen Effekte von Smart Metering neben Änderungen im Energiegesetz (EnG) auch Änderungen im Stromversorgungsgesetz (StromVG), die Smart Metering betreffen. So werden dort unter anderem der Art. 15 Abs. 1 StromVG und Art. 15 Abs. 2 StromVG derartig erweitert, dass Betriebs- und Kapitalkosten gesetzlich vorgeschriebener, intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher als anrechenbare Kosten gelten. Art. 17a Abs. 1 StromVG definiert ein intelligentes Messsystem beim Endverbraucher. Ein intelligentes Messsystem ist demnach eine Messeinrichtung, die den tatsächlichen Energiefluss elektrischer Energie inklusive des tatsächlichen zeitlichen Verlaufs misst. Das intelligente Messsystem muss zudem eine bidirektionale Datenübertragung unterstützen. Art. 17a Abs. 2 StromVG des Vorschlags enthält eine Delegationsnorm an den Bundesrat, auf Basis derer er Vorgaben zur Einführung dieser Systeme machen kann. Er kann insbesondere den zeitlichen Verlauf einer Einführung und gemäss Art. 17a Abs. 3 StromVG technische Mindestanforderungen festlegen.

Das vorliegende Dokument wurde von einer breit angelegten Arbeitsgruppe als ein Grundlagendokument zur Einführung intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher erarbeitet. Es setzt sich eingehend mit wichtigen Fragestellungen der Einführung auseinander. Neben einer Begriffsdefinition intelligenter Messsysteme thematisiert sich das Dokument eingehend mit den Nutzen der Technologie, etwaigen sinnvollen Mindestanforderungen sowie den Modalitäten einer Einführung der Technologie in der Schweiz auseinander. Es wird als eine Grundlage für eine etwaige Verordnungsausarbeitung im Rahmen der Energiestrategie 2050 dienen. Bei der Erarbeitung wurde auch auf bereits verfügbare Erkenntnisse und gängige Standards bzw. Richtlinien in der Schweiz geachtet³.

¹ Vgl. hierzu Energieeffizienz-Richtlinie 2012/27/EU (Europäische Kommission (EC), 2012).

² Vgl. hierzu „Folgeinschätzung einer Einführung von Smart Metering im Zusammenhang mit Smart Grids in der Schweiz.“ http://www.bfe.admin.ch/smartgrids/index.html?lang=de&dossier_id=06008 (Bits to Energy Lab, Ecoplan AG, Weisskopf Partner GmbH, ENCO AG, 2012).

³ Vgl. hierzu „Metering Code Schweiz“ (Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE), 2012), sowie „Handbuch Smart Metering“ (Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE), 2010).



2 Intelligente Messsysteme beim Endverbraucher

Messgeräte sowie Messsysteme sind für alle leitungsgebundenen Energieträger, also Elektrizität, Erdgas, Flüssiggas, Nah-/Fernwärme und Dampf, aber auch Wasser verfügbar. Die Funktionalitäten der Messsysteme für Elektrizität sind dabei am weitesten fortgeschritten. Im Folgenden bezeichnen intelligente Messsysteme daher stets Systeme im Elektrizitätsbereich. In der Botschaft des Bundesrates vom 4. September 2013 sowie im Gesetzesentwurf zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 wird in Art. 17a Abs. 1 StromVG (gemäss ES2050)⁴ ein intelligentes Messsystem definiert. Ein intelligentes Messsystem ist demnach eine Messeinrichtung, die den tatsächlichen Energiefluss elektrischer Energie inklusive des tatsächlichen zeitlichen Verlaufs misst. Das intelligente Messsystem muss zudem eine bidirektionale Datenübertragung zum Messstellenbetreiber - im Folgenden gleichgesetzt mit dem Netzbetreiber⁵ - unterstützen. Messsysteme, die diese Funktion nicht aufweisen, gelten nicht als intelligente Messsysteme im Sinne des StromVG (gemäss ES2050)⁶. Zu beachten ist, dass sich der Gesetzesvorschlag unter dem Begriff „intelligente Messsysteme“ nicht nur zum intelligenten Messgerät, dem sogenannten Smart Meter, als solchem äussert, sondern umfassend zur gesamten Messeinrichtung.

Der Definition des StromVG (gemäss ES2050)⁷ folgend umfassen intelligente Messsysteme weitere Einrichtungen, die nicht unmittelbar zum intelligenten Messgerät – dem Smart Meter - gehören und mit dem intelligenten Messgerät noch zu verbindenden sind. Diese Betrachtung erfolgt unter dem Gesichtspunkt, dass ein intelligentes Messgerät letztlich nur dann seinen Nutzen vollumfänglich entfalten kann, wenn es in ein entsprechend funktionsfähiges Kommunikationssystem und in ein Zähldatenverarbeitungssystem eingebunden werden kann. Abbildung 1 veranschaulicht die Logik der Definition von intelligenten Messsystemen – dem Smart Metering System - auf dessen Basis sich die folgenden weiteren Begriffsdefinitionen festlegen lassen.

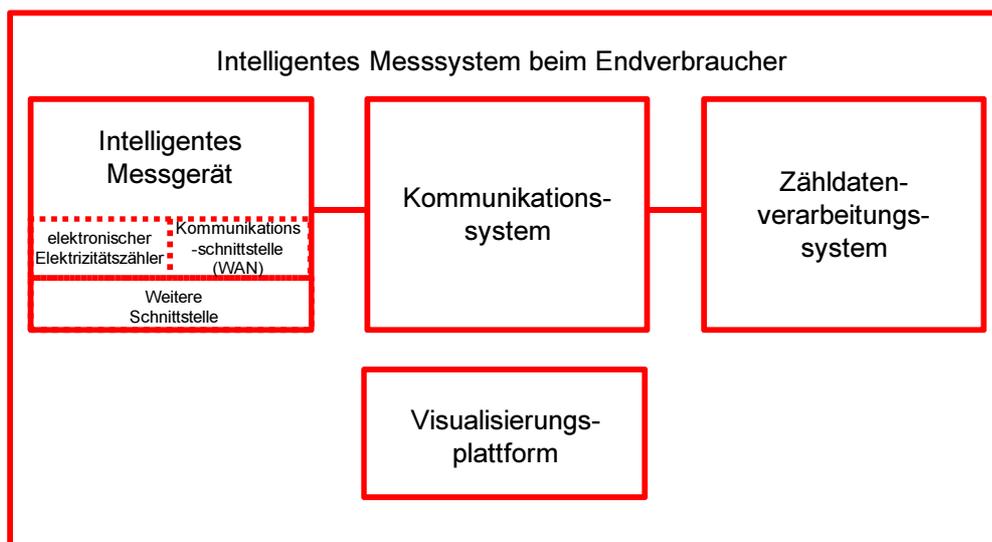


Abbildung 1: Intelligentes Messsystem beim Endverbraucher und seine Hauptkomponenten

⁴ Gesetzesentwurf zum 1. Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 vom 4. September 2013. <http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00527/index.html?lang=de> (Bundesamt für Energie (BFE), 2013).

⁵ Der Messstellenbetreiber ist gemäss Stromversorgungsverordnung (StromVV) vom 14. März 2008 (Stand 3. Juni 2014) [SR 734.71] der Netzbetreiber.

⁶ Gesetzesentwurf zum 1. Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 vom 4. September 2013.

⁷ Gesetzesentwurf zum 1. Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 vom 4. September 2013.



Intelligentes Messgerät: Der Begriff intelligentes Messgerät bezieht sich auf einen elektronischen Elektrizitätszähler - auch Smart Meter genannt. Seine Hauptaufgabe ist das Gewinnen von Messwerten des Elektrizitätsverbrauchs und der Elektrizitätsproduktion. Standardmässig sind diese Geräte mit weiteren Eigenschaften ausgerüstet, die sie auch zur Wahrnehmung weiterer Aufgaben befähigen. So können sie beispielsweise Spannungsabfälle messen, Störungen protokollieren oder Messwerte an dedizierte Tarifregister zuweisen. Diese weiteren Eigenschaften werden durch die technischen Mindestanforderungen an intelligente Messsysteme konkretisiert. Ein intelligentes Messgerät verfügt des Weiteren über eine Schnittstelle (Wide Area Network - WAN), die es ihm ermöglicht, eine bidirektionale Kommunikation mit einem zentralen Verwaltungssystem aufzubauen. Diese Schnittstelle kann physisch im Gehäuse des elektronischen Elektrizitätszählers selber integriert sein oder auch nicht. Lösungen in denen diese Schnittstelle ausserhalb des Gehäuses des eigentlichen Messgerätes angebracht ist werden als sogenannte Gateway-Lösungen bezeichnet. Weiter beinhaltet das intelligente Messgerät weitere Schnittstellen, die im Rahmen der Mindestanforderungen näher dargestellt werden.

Kommunikationssystem: Unter dem Begriff des Kommunikationssystems ist in der Hauptsache die kommunikationstechnische Verbindung von intelligenten Messgeräten zu einem zentralen Zähldatenverarbeitungssystem zu verstehen. Das Kommunikationssystem kann dabei unterschiedliche Informationsübertragungstechnologien und weitere Einrichtungen⁸ zur Datenübertragung verwenden, z.B. Datenkonzentratoren. Das Kommunikationssystem kann über eine entsprechend geartete Schnittstelle noch mit weiteren Geräten verbunden werden. Dazu zählen insbesondere weitere intelligente Messgeräte, Mengemessgeräte anderer Energieträger oder Kundenapplikationen.

Zähldatenverarbeitungssystem⁹: Das Zähldatenverarbeitungssystem (Head-End (HE)-System bzw. Meter Data Management (MDM)-System) bezeichnet ein System beim Betreiber des intelligenten Messsystems¹⁰, das zur Verwaltung der intelligenten Messgeräte, zur Auslesung von Messdaten aus den intelligenten Messgeräten, zum Messsystembetrieb und zur Erfüllung der technischen Mindestanforderungen im Minimum notwendig ist. Es ist mit dem Kommunikationssystem und über dieses mit den intelligenten Messgeräten verbunden. Es kann weiterhin zur Validierung und Verarbeitung der aufgenommenen Daten eingesetzt werden und beinhaltet Schnittstellen zur Applikation des Energiedatenmanagements sowie zu anderen Applikationen wie z.B. dem Abrechnungs- und dem Leitsystem. Diese Leistungen können jedoch auch an Dritte gemäss Art. 8 Abs. StromVV vergeben werden.

Visualisierungsplattform: Der Begriff ist bewusst weit gefasst. Unter ihn fallen z.B. Internetportale, Bildschirme im Haushalt oder Visualisierungen auf Geräten wie Mobiltelefonen oder Fernsehern. Die Visualisierungsplattform wird auch als „extern“ bezeichnet, da sie sich nicht zwingend auf dem Messgerät selber befinden muss. Sie ist von einer Sichtanzeige auf dem Messgerät zu unterscheiden. Die konkrete, technische Ausgestaltung der Visualisierungsplattform wird im Folgenden nicht vorgegeben, um ein Höchstmass an Innovation zu ermöglichen und auf den Einzelfall passende Lösungen zu ermöglichen.

⁸ Hierzu zählen z.B. Datenkonzentratoren. Sie sammeln von allen angeschlossenen Geräten die Daten und sendet diese gebündelt an das zentrale Zähldatenverarbeitungssystem. Durch die Bündelung der Daten lässt sich eine Reduktion des Datentransfers erreichen.

⁹ Zähldatenverarbeitungssysteme bieten vor allem Funktionen zur Verwaltung der Messgeräte selbst oder der Bearbeitung der von den Messgeräten aufgenommen Rohdaten wie z.B.: Geräteparametrierung, Geräteverwaltung oder Zeitreihenverwaltung.

¹⁰ Gemäss Art. 8 Abs. 1 Stromversorgungsverordnung (StromVV) vom 14. März 2008 (Stand 3. Juni 2014) [SR 734.71] ist der Netzbetreiber verantwortlich für das Messwesen..



Die Netzbetreiber sind in der Schweiz gemäss Art. 8 Abs. 1 StromVV¹¹ für das Messwesen und demnach also zunächst für die Anschaffung, Installation und den Betrieb intelligenter Messsysteme, sowie für die geeignete Einbindung der intelligenten Messgeräte in ein intelligentes Messsystem zuständig. Intelligente Messsysteme gehören damit zur Netzinfrastruktur und sind mit Art. 15 Abs. 1 StromVG (gemäss ES2050)¹² Teil des regulierten Netzmonopols. Dies entspricht auch internationalen Empfehlungen zur Einführung dieser Technologien¹³. Der Netzbetreiber ist Betreiber des intelligenten Messsystems beim Endverbraucher und somit Betreiber (Messstellenbetreiber) des Messgerätes (Messstelle) selbst. Art. 8 Abs. 2 StromVV lässt die Ausnahme zu, dass Messdienstleistungen unter der Voraussetzung einer Zustimmung des Netzbetreibers an Dritte ausgelagert werden können, sofern der sichere Netzbetrieb nicht gefährdet ist. Hierzu beschreibt eine Mitteilung der ECom den derzeitigen Rahmen¹⁴.

¹¹ Vgl. Stromversorgungsverordnung (StromVV) vom 14. März 2008 (Stand 3. Juni 2014) [SR 734.71].

¹² Gesetzesentwurf zum 1. Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 vom 4. September 2013.

¹³ Vgl. hierzu „Regulating Smart Metering in Europe: Technological, Economic and Legal Challenges.“ (CERRE - Center on Regulation in Europe, 2014).

¹⁴ ECom Mitteilung vom 12. Mai 2011. <http://www.elcom.admin.ch/dokumentation/00091/00104/index.html?lang=de>



3 Nutzen intelligenter Messsysteme und der Festlegung schweizweiter Mindestanforderungen

Es ist zu differenzieren zwischen intelligenten Messsystemen, welche eine Vielzahl von unterschiedlichen Funktionalitäten aufweisen (Automated Meter Management (AMM)), und Messsystemen, die lediglich auf eine Fernauslesung der Messwerte ausgelegt sind (Automated Meter Reading (AMR)). Aufgrund der Regelungen in Art. 17a Abs. 1 StromVG (gemäss ES2050)¹⁵ ist der Gegenstand der weitergehenden Betrachtungen ein intelligentes Messsystem im Sinne eines AMM¹⁶.

Der Nutzen von intelligenten Messsystemen wurde in einer Studie im Auftrag des BFE teilweise quantifiziert¹⁷. Der Nutzen spaltet sich in direkten und indirekten Nutzen auf. Indirekter Nutzen kann den Verbraucher auch auf Umwegen erreichen, obwohl er zunächst bei einem anderen Akteur anfällt. So zieht der Netzbetreiber einen Nutzen aus den Messsystemen, der aufgrund der Regulierung letztlich dem Endverbraucher zu Gute kommt, z.B. durch vorgenommene Optimierungen im Netzbetrieb, die Ausbaukosten und dadurch Netzentgelte reduzieren. Damit können Kosten bei den Verbrauchern eingespart werden.

Gemäss einer vom BFE in Auftrag gegebenen Studie umfasst der Nutzen von intelligenten Messsystemen u.a. eine Reduzierung der Ablesekosten, Effizienzgewinne bei der Verwaltung von Umzugsprozessen (quantifizierte, direkte Nutzen) sowie Stromeinsparungen auf Haushaltsebene, im sekundären und tertiären Sektor (quantifizierte indirekte Nutzen). Zudem können Absatzprognosen verbessert, Beschaffung/Produktion optimiert und Lastverschiebungen realisiert werden (quantifizierter indirekter Nutzen). Die intelligenten Messsysteme stellen Informationen über den aktuellen Stromverbrauch bereit und schaffen eine technologische Basis für den Zugang von Stromkunden zu differenzierteren Stromprodukten und Tarifen (nicht quantifizierter indirekter Nutzen). Zudem wird eine Optimierung der Netzplanung und des Netzbetriebs möglich (nicht quantifizierter indirekter Nutzen).

Insgesamt ermöglicht die Technologie ein Fortschreiten an Innovation, von der der Endkunde profitieren wird (nicht quantifizierte indirekte Nutzen). Gemäss den Untersuchungen ergibt sich insgesamt ein leicht positives Kosten-Nutzen Verhältnis u.a. durch Einsparungen in den Geschäftsprozessen (Ablesekosten, etc.), durch Stromeinsparungen bei Endverbrauchern, durch Lastmanagement und durch die Reduzierung von Strombeschaffungskosten (Reduzierung von Ausgleichsenergie). Bemerkenswert ist, dass dabei viele identifizierte Nutzen nicht quantifiziert wurden.

Zur Erfüllung der verschiedenen Nutzen muss ein intelligentes Messsystem zunächst einen bidirektionalen Datenaustausches zwischen einem Zähldatenverarbeitungssystem und intelligenten Messgeräten¹⁸ unterstützen. Um die Nutzen langfristig abzuschöpfen sind aber weitere Funktionalitäten notwendig. Diese Funktionalitäten sollen sich in der Definition etwaiger, regulatorisch festgehaltener Mindestanforderungen an das System wiederfinden. Die Erarbeitung und schweizweite Festlegung der Mindestanforderungen gründet sich auf Art. 17 Abs. 3 StromVG (gemäss ES2050)¹⁹. Eine derartige Festlegung kann innerhalb eines Verordnungsgebungsprozesses im Rahmen der ES2050 durch den Bundesrat geschehen. Demgemäss sind die Kosten eines intelligenten Messsystems, das die Min-

¹⁵ Gesetzesentwurf zum 1. Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 vom 4. September 2013.

¹⁶ Vgl. hierzu „Folgeeinschätzung einer Einführung von Smart Metering im Zusammenhang mit Smart Grids in der Schweiz“ (Bits to Energy Lab, Ecoplan AG, Weisskopf Partner GmbH, ENCO AG, 2012).

¹⁷ Vgl. hierzu „Folgeeinschätzung einer Einführung von Smart Metering im Zusammenhang mit Smart Grids in der Schweiz“ (Bits to Energy Lab, Ecoplan AG, Weisskopf Partner GmbH, ENCO AG, 2012).

¹⁸ Hier ist die Definition von intelligenten Messgeräten, wie sie in Abbildung 1 dargestellt ist, zu beachten. Dabei gehört zu einem intelligenten Messgerät auch eine Kommunikationsschnittstelle (Gateway), welche sich entweder direkt im Messgerät selbst oder aber ausserhalb des eigentlichen Messgerätes befindet und damit verbunden ist.

¹⁹ Gesetzesentwurf zum 1. Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 vom 4. September 2013.



destanforderungen erfüllt, anrechenbar in den Netzkosten. Der grundlegende Gedanke hierbei ist, die grössten Nutzenanteile (effizientere Geschäftsprozesse, Stromeinsparungen, Strombeschaffungskosten, Kundenwechselkosten) abzuschöpfen und zumindest eine Basis für die Realisierung weiterer Nutzenblöcke (Optimierung Netzbetrieb, Integration EE, ggf. Laststeuerungen) zu legen. Die Vorgabe von Mindestanforderungen sichert die Realisierung bestimmter Nutzen.

Bei der Festlegung der Mindestanforderungen werden das Subsidiaritätsprinzip und normale Rechtssetzungsgrundsätze berücksichtigt, sodass Mindestanforderungen nur dort festgelegt werden, wo eine staatliche Intervention volkswirtschaftliche Effizienzgewinne verspricht, oder wo ein öffentliches Interesse besteht. In Bezug auf die Mindestanforderungen sind es vor allem öffentliche Interessen hinsichtlich der Marktliberalisierung, der Unterstützung der Zielerreichung der Energiestrategie 2050 (Energieeffizienz und Integration erneuerbarer Energien), der Versorgungssicherheit, der Rechts- und Investitionssicherheit, des Konsumentenschutzes sowie der Sicherheit und Integrität der Daten, welche massgeblich gewisse nationale Regelungen rechtfertigen. Die Definition von Mindestanforderungen trägt bei der Vielzahl an Netzbetreibern in der Schweiz zu einer Harmonisierung der technischen Fähigkeiten der Geräte bei und stärkt die Verhandlungsposition teilweise sehr kleiner Netzbetreiber am Markt gegenüber den Herstellern²⁰. Des Weiteren schafft die Harmonisierung eine einheitliche Basis für einen liberalisierten Strommarkt und hilft somit, die Nutzenpotentiale von intelligenten Messsystemen am Markt zu heben und Marktbarrieren zu vermeiden. So sollen durch die hier dargelegten technischen Mindestanforderungen auf nationaler Ebene

- a) ein technischer Rahmen geschaffen werden, der hilft die Geschäftsprozesse (Ablesekosten, Kundensupport) schweizweit zu verbessern,
- b) Möglichkeiten geschaffen werden, Stromeffizienzpotentiale abzuschöpfen,
- c) schweizweit ein effizienter Lieferantenwechsel mit möglichst geringen Transaktionskosten ermöglicht werden²¹,
- d) Transaktionskosten von Endkundenwechseln reduziert werden,
- e) Rechts- und Investitionssicherheit bei den ca. 700 VNB geschaffen werden,
- f) Marktbarrieren innerhalb der Schweiz vermieden
- g) für Dienstleistungen wie virtuelle Kraftwerke, Energieeffizienzdienstleistungen oder Smart-Home-Applikationen eine technologische Basis geschaffen werden,
- h) zahlreiche unterschiedliche, kantonsspezifische Mindestanforderungen vermieden und einer Segmentierung des Schweizer Marktes für intelligente Messsysteme und kostentreibenden Spezialanfertigungen mit kleinen Losgrössen entgegengewirkt werden,
- i) Grundlagen für die schweizweite Interoperabilität bei solchen Systemen geschaffen werden,
- j) intelligente Messsysteme von Beginn an sicher, verlässlich und auf Basis von Risikoanalyse und Kosten-Nutzen Abwägungen verhältnismässig gestaltet werden, sodass teure Sicherheitsnachrüstungen minimiert werden.

²⁰ Der Bericht (CERRE - Center on Regulation in Europe, 2014) zeigt, dass eine regulatorisch getriebene Einführung weder die technische noch die wettbewerbliche Interoperabilität zwangsläufig fördert, diesen aber zuträglich sein kann. Aufgrund der Strukturen, der Anzahl Netzbetreiber, eines monopolisierten Messwesens und einem unvollständig liberalisierten Endkundenmarkt in der Schweiz, wird eine Harmonisierung gewisser Funktionalitäten als sinnvoll eingeschätzt.

²¹ Dies ist im Zusammenhang mit einem 2. Marktöffnungsschritt in der Schweiz zu sehen. Die Mindestanforderungen schaffen eine technologische Basis, die zu einem funktionierenden, liberalisierten und effizienten Markt beiträgt.



Das Festlegen von technischen Mindestanforderungen könnte auch Nachteile haben, wie z.B. ein Hemmnis von Innovationen durch Anbieter des Messwesens oder eine Förderung einer herstellereinspezifischen Lösung. Diese Gefahren können als aber marginal eingeschätzt werden, wenn mit den technischen Mindestanforderungen lediglich ein absolutes notwendiges, technisches Niveau vorgegeben wird, um die wichtigsten Nutzen zu realisieren und weitere Innovationen dem Markt überlassen werden. Bei der Erarbeitung sinnvoller Vorschläge für mögliche Mindestanforderungen wurde dies als Grundsatz beachtet. Herstellerspezifische Lösungen werden durch die Vorschläge nicht bevorzugt.

Die intelligenten Messsysteme gehen in einigen Funktionalitäten über das zur Abrechnung des Stromverbrauchs absolute notwendige Messwesen hinaus. Damit bilden sie eine Infrastruktur für zukünftige Strom- und Energiedienstleistungsmärkte. Diese erweiterte Infrastruktur generiert einen Grossteil des Nutzens bei Endverbrauchern. Funktionalitäten, die durch intelligente Messsysteme unterstützt werden aber nicht direkt zum Messwesen gehören und über die Mindestanforderungen abgedeckt werden - z.B. Smart Home Anwendungen -, sind nicht Teil des regulierten Netzbereichs. Die Regulierung muss hier jedoch den Zugang Dritter zum intelligenten Messsystem und seinen vielfältigen Möglichkeiten gewährleisten.

In der Schweiz wurden erste Smart Metering Pilotprojekte von grösseren und kleineren Verteilnetzbetreibern durchgeführt. Viele dieser Projekte fokussieren auf die Einbettung von Smart Metering Technologie in betriebliche Abläufe und auf Effizienzsteigerung dieser (z.B. Acqua Gas Elettricità SA Chiasso, Aziende Industriali di Lugano, Centralschweizerische Kraftwerke, Elektrizitätswerk Buchs, Elektrizitätswerk des Kantons Thurgau, Industrielle Werke Basel, Services industriels de Genève, Stadt Gossau²²). Die Projekte zeigen, dass tatsächlich Effizienzsteigerungen im Betrieb realisiert werden können. Einige Projekte untersuchten gezielt Stromeinsparpotenziale bei den Endverbrauchern²³. Übergreifend zeigt sich, dass Stromsparpotenziale insbesondere dann abgeschöpft werden, wenn Smart Meter zusammen mit weiteren Effizienzmassnahmen verwendet werden. Gemäss Studien des Bundesamtes für Energie (BFE)²⁴ sowie Kosten-Nutzen-Analysen zahlreicher EU-Mitgliedsländer ergibt sich durch Smart Metering ein gesamtwirtschaftlich positiver Effekt, wie in Abbildung 2 veranschaulicht. Zusammenfassend kann also gesagt werden, dass zum Grossteil positive Erfahrungen mit Smart Metering gemacht wurden, der Erfahrungsschatz, insbesondere in praxisnaher Hinsicht, in Zukunft weiter stark anwachsen wird.

²² Vgl. hierzu „Smart Metering für die Schweiz – Potenziale, Erfolgsfaktoren und Massnahmen für die Steigerung der Energieeffizienz.“ (Bundesamt für Energie (BFE), 2009).

http://www.econcept.ch/uploads/media/091117_BFE_Schlussbericht_Smart_Metering_CH.pdf

²³ Vgl. hierzu u.a. Mitteilungen einiger Elektrizitätsversorgungsunternehmen. (Centralschweizerische Kraftwerke AG (CKW), 2014), (Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (ewz), 2013), (Elektrizitätswerk des Kantons Zürich (EKZ), 2011), (St. Galler Stadtwerke, 2014).

²⁴ Vgl. „Folgeeinschätzung einer Einführung von Smart Metering im Zusammenhang mit Smart Grids in der Schweiz“ (Bits to Energy Lab, Ecoplan AG, Weisskopf Partner GmbH, ENCO AG, 2012).



Land	Kosten-Nutzen-Analyse	Resultat	flächendeckende Einführung (≥80%) bis 2020	Konsumentenrente (%Öko-Rente)	Energiesparpotential	Lebenserwartung (Jahre)
Belgien	ja	uneindeutig	nein	2.8%-59%	k.A.	k.A.
Bulgarien	k.A.	k.A.	Entscheid hängig	k.A.	k.A.	k.A.
Dänemark	ja	positiv	ja	k.A.	2.0%	10
Deutschland	ja	negativ	selektiv	47%	1.2%	13
Estland	ja	positiv	ja	k.A.	k.A.	15
Finnland*	ja	positiv	ja	k.A.	1%-2%	15-25
Frankreich	ja	positiv	ja	k.A.	k.A.	20
Griechenland	ja	positiv	ja	80.7%	5.0%	15
Grossbritannien**	ja	positiv	ja	28%-60%	2.2%	15
Irland**	ja	positiv	ja	k.A.	2.9%	17
Italien*	k.A.	k.A.	ja	k.A.	k.A.	15-20
Lettland	ja	negativ	selektiv	2%-5%	2%-5%	12
Litauen	ja	negativ	nein	26%	2.3%	15
Luxemburg	ja	positiv	ja	17%	3.6%	20
Malta	nein	k.A.	ja	k.A.	5.0%	11
Niederlande**	ja	positiv	ja	80%	3.2%	15
Österreich	ja	positiv	ja	78.5%	3.5%	15
Polen	ja	positiv	ja	k.A.	1.0%	8
Portugal	ja	uneindeutig	nein	69%	3.0%	15
Rumänien	ja	positiv	ja	k.A.	3.8%	20
Schweden*	ja	positiv	ja	19.7%	1%-3%	10
Slowakische Republik	ja	negativ	selektiv	69%	1.0%	15
Slowenien	in Arbeit	k.A.	Entscheid hängig	k.A.	k.A.	k.A.
Spanien	nein	k.A.	ja	k.A.	k.A.	15
Tschechische Republik	ja	negativ	nein	0.6%	0%	12
Ungarn	in Arbeit	k.A.	Entscheid hängig	k.A.	k.A.	k.A.
Zypern	in Arbeit	k.A.	Entscheid hängig	k.A.	k.A.	k.A.

* Einführung abgeschlossen

** Multienergie (Gas und Strom)

k.A. - keine Angaben

Abbildung 2: Übersicht über Kosten-Nutzen-Analysen und Einführungsentscheide zu Smart Metering in EU Ländern (Europäische Kommission (EC), 2014).



4 Mindestanforderungen an intelligente Messsysteme in der Schweiz

Mögliche Anforderungen an intelligente Messsysteme und Messgeräte werden nach Mindestanforderungen sowie weiteren Eigenschaften strukturiert:

4.1 Mögliche, gesetzliche Mindestanforderungen:

4.1.1 Erfassung, Verarbeitung, Übertragung und Speicherung von Messwerten sowie Protokollierung von Ereignissen

A. Automatische Anmeldung, Inbetriebnahme und Interoperabilität intelligenter Messgeräte in einem intelligenten Messsystem

Intelligente Messgeräte verschiedener Hersteller und Typen können sich innerhalb des intelligenten Messsystems bei Installation und im Betrieb an jedem Messpunkt in das Gesamtsystem einfügen (Kompatibilität) und Funktionen gemäss den festgelegten Mindestanforderungen ausführen (Interoperabilität)²⁵. Die intelligenten Messgeräte werden durch das intelligente Messsystem aus der Ferne eindeutig identifiziert und verwaltet. Sie verwenden dazu bidirektionale Kommunikationstechnologien und anerkannte, dokumentierte Standards.

Kommentar: Heute existieren verschiedene Kommunikationsstandards. Es ist aber absehbar, dass sich weitere und universell anerkannte Kommunikationsstandards entwickeln werden. Hierbei sind insbesondere bereits bestehende oder sich in der Entwicklung befindliche europäische Regelungen gemäss CEN/CLC/ESTI/TR 50572, relevante IEC-Normen und DIN-Standards zu erwähnen. Die intelligenten Messsysteme sollen über jeweils anerkannte Kommunikationsstandards kommunizieren, sodass die Interoperabilität sichergestellt ist.

B. Erfassung und Kommunikation von Versorgungsunterbrüchen

Das intelligente Messgerät erfasst und protokolliert Unterbrüche der Versorgung. Das intelligente Messsystem als Ganzes erkennt Versorgungsunterbrüche und informiert den Betreiber über den Ausfall und dessen Ausdehnung.

C. Software Update aus der Ferne

Die Software der intelligenten Messgeräte kann innerhalb des intelligenten Messsystems aus der Ferne aktualisiert werden. Eine Aktualisierung der Software hat keinen Einfluss auf den geeichten, messtechnischen Teil des intelligenten Messgerätes und die Aufnahme und Genauigkeit der Messwerte. Die eichrechtlich gültigen Vorschriften werden jederzeit eingehalten.

²⁵ Interoperabilität definiert sich hier, in Anlehnung an das Europäische Komitee für Normung (CEN, CLC, ETSI, 2011), als die Fähigkeit eines Systems, Daten mit Systemen anderen Typs oder anderer Hersteller auszutauschen. Die Interoperabilität ist nicht zu verwechseln mit der Austauschbarkeit (Interchangeability), welche die Austauschbarkeit spezifischer Komponenten beschreibt, ohne dass Funktionalitäten verloren oder beschränkt werden. Die Austauschbarkeit wird hier bewusst nicht gefordert, u.a. weil diese durch die vorherrschende Kommunikationsart in einem Gebiet (z.B. PLC, GPRS, Glasfaserkabel) limitiert wird. Des Weiteren vgl. „Standardisation mandate to CEN, CENELC and ETSI in the field of measuring instruments for the development of an open architecture for utility meters involving communication protocols enabling interoperability.“ (Europäische Kommission (EC), 2009) und “Standardisation mandate to european standardisation organisations (ESO) to support european smart grid deployment.“ (Europäische Kommission (EC), 2011).



D. Erfassung der Verbrauchs- und der Produktionswerte sowie die Speicherung der erfassten Werte

Das intelligente Messgerät im Messsystem ist in der Lage, die tatsächlich aus dem elektrischen Netz bezogene (Nettoausspeisung), sowie die tatsächlich in das elektrische Netz eingespeiste (Nettoeinspeisung) Wirk- sowie Blindenergie eines Endkunden zu messen. Es muss jedoch nicht in der Lage sein, gleichzeitig auftretenden Verbrauch und Produktion getrennt voneinander zu erfassen (Bruttoverbrauch resp. Bruttoeinspeisung). Das intelligente Messgerät muss fähig sein, die erfassten Werte für den Wirkanteil und den Blindanteil der eingespeisten sowie der bezogenen Energie über Zeitintervalle von 15 Minuten zu aggregieren und im intelligenten Messgerät abzuspeichern. Eine Aggregation der Messwerte von länger als 15 Minuten soll ebenfalls möglich sein.

Kommentar: Bisher ist nur der Wirkanteil der ein- oder ausgespeisten Energie über einen gewissen Zeitraum (Wirkenergie) abrechnungsrelevant und untersteht daher den eichrechtlichen Regelungen. In aller Regel ist eine (nicht geeichte) Messung von Blindenergie bei sogenannten Kombizählern (intelligente Messgeräte die Wirk- und Blindenergie messen) ohne grossen Kostenaufwand möglich. Die Messung von Blindenergie wird deshalb als technische Mindestanforderung vorgeschrieben, allerdings zunächst ohne weitere, eichrechtliche Auflagen. Es kann im Einzelfall für den Netzbetreiber aber Sinn machen, auch die Blindleistung geeicht zu messen und auszulesen, dies jedoch aufgrund seines eigenen Bedarfs, z.B. im Netzbetrieb, der Netzplanung oder bei Verträgen in denen Blindenergie abrechnungsrelevant ist. Die Eichung bzw. die Kosten für dahingehend nötige Anpassungen wären vom Netzbetreiber zu tragen und ggf. über sachgerechte Schlüssel zu ermitteln.

Die getrennte, gleichzeitige Erfassung von Einspeisung in das Netz und der Ausspeisung aus dem Netz bedarf faktisch zweier Messgeräte. Aus Gründen der Kostenreduktion wird nur die Erfassung der tatsächlichen Nettoeinspeisung oder des tatsächlichen Nettobezug (Bidirektionalität des Zählwerks innerhalb des Zählers) als Mindestanforderung an intelligente Messgeräte vorgeschrieben. Die Messung der Nettoausspeisung bezieht sich auf den sich ergebenden Energieverbrauch des Endkunden abzüglich allfälliger dezentraler Elektrizitätsproduktion. Nettoeinspeisung bezieht sich demgemäss auf die Einspeisung von dezentral produzierter Elektrizität abzüglich des Verbrauchs des Endkunden.

E. Spannungsabfallsichere Datenspeicherung über mindestens 30 Tage

Alle erfassten Daten des intelligenten Messgerätes werden über einen Zeitraum von mindestens 30 Kalendertagen im Messgerät²⁶ gespeichert. Diese Speicherung gewährleistet eine hohe Verfügbarkeit der Quelldaten und einen Abgleich falls Daten in anderen Systemen abhanden kommen. Die Speicherung aller Messdaten des intelligenten Messgerätes sowie der internen Einstellungen des intelligenten Messgerätes ist auch bei Versorgungseinbrüchen zu gewährleisten. Damit wird eine lückenlose Rekonstruktion gesichert.

F. Spannungsabfallsichere Kalenderfunktion sowie Fernsynchronisation

Die intelligenten Messgeräte verfügen über einen internen Kalender und eine Uhr. Es ist in der Lage den Kalender und die Uhr des intelligenten Messgerätes aus der Ferne in Bezug auf eine verlässliche Quelle zu synchronisieren. Das intelligente Messsystem muss in der Lage sein, die aufgenommenen Messdaten eindeutig einem Messzeitpunkt zuweisen können.

Kommentar: Mit dieser Regelung wird bei Abweichungen zwischen der internen Uhr (Kalender) des intelligenten Messgerätes und des Zähldatenverarbeitungssystems gewährleistet, dass die aufge-

²⁶ Hier ist explizit eine Speicherung der aufgenommenen Messwerte gemäss 4.1.1. D über 30 Tage im intelligenten Messgerät selbst, also nicht im Zähldatenverarbeitungssystem gemeint.



nommenen Messwerte ohne viel Aufwand in die bereits vorhandenen Messwertreihen im intelligenten Messsystem integriert werden können. Auf eine Definition etwaig zulässiger Abweichungen der internen Uhr des intelligenten Messgerätes wird verzichtet. Des Weiteren wird auf die Messmittelverordnung²⁷ und die Verordnung des Eidgenössischen Justiz- und Polizeidepartements über Messmittel für elektrische Energie und Leistung²⁸ verwiesen, die weitere Regelungen beinhalten.

G. Bidirektionale Datenübertragung und Datenauslesung

Das intelligente Messsystem unterstützt einen bidirektionalen Datenaustausch vom Zähldatenverarbeitungssystem über das Kommunikationssystem mit dem intelligenten Messgerät. Daten können vom Zähldatenverarbeitungssystem an das intelligente Messgerät gesendet werden und das intelligente Messgerät kann wiederum Daten an das Zähldatenverarbeitungssystem senden. Dieser bidirektionale Datenaustausch erlaubt es dem Betreiber des intelligenten Messsystems, einerseits Informationen (Messdaten, Fehlerprotokolle) vom intelligenten Messgerät zu empfangen, und andererseits, Informationen an das intelligente Messgerät zu senden, z.B. Software-Updates.

Die Kommunikation zwischen dem Zähldatenverarbeitungssystem und dem intelligenten Messgerät findet über offene, dokumentierte und standardisierte Schnittstellen statt, die physisch innerhalb oder ausserhalb des intelligenten Messgerätes angesiedelt sein können. Gespeicherte Daten aus den intelligenten Messgeräten können automatisiert mindestens täglich ausgelesen werden. Auf Anfrage des Betreibers und punktuell, d.h. aus einem Messgerät, können gespeicherte oder augenblicklich erfasste Daten aus der Ferne ausgelesen werden, z.B. zur bezogenen und eingespeisten Wirk- und Blindleistung. Ein derartiges Auslesen ist in Pseudo-Echtzeit, d.h. im Sekundenbereich, möglich.

Kommentar: Die intelligenten Messsysteme müssen in der Lage sein, gespeicherte Informationen oder augenblicklich aufgenommene Informationen (also in Pseudo-Echtzeit, d.h. im Sekundenbereich²⁹) von beliebigen, jedoch einzelnen intelligenten Messgeräten bei Bedarf abzurufen. Eine simultane und flächendeckende Auslesung von intelligenten Messgeräten, die bei Bedarf Pseudo-Echtzeitinformationen liefern, bedingt eine übermässige Kapazität der Kommunikationsinfrastruktur und verursacht hohe Kosten. Die Kapazitäten einer solchen Kommunikationsinfrastruktur würden nur in wenigen Ausnahmefällen gebraucht. Deshalb wird hier der Zusatz „punktuell“ eingeführt.

H. Anbindung externer Geräte

Das intelligente Messsystem ist fähig, weitere externe Geräte (z.B. Mengemessgeräte anderer Energieträger) in das intelligente Messsystem einzubinden. Insbesondere unterstützt das intelligente Messsystem die Funktionalität, Daten, auch solcher anderer Energieträger, aus externen Messgeräten auszulesen und diese an das Zähldatenverarbeitungssystem des Betreibers des intelligenten Messsystems weiterzuleiten. Das intelligente Messsystem gewährleistet bei der Kommunikation mit den externen Mengemessgeräten einen sicheren Datenaustausch gemäss Mindestanforderung 4.1.3 A.

Kommentar: Insbesondere diese Eigenschaft ist unter dem Gesichtspunkt einer sachgerechten Kostentragung zu betrachten. Die Kosten, welche durch die Übermittlung von nicht stromnetzrelevanten Daten und die Verwaltung externer Mengemessgeräte anfallen, müssen anteilig in den Sparten der entsprechenden Energieträger getragen werden. Eine Quersubventionierung anderer Sparten über das Stromnetz ist auszuschliessen (siehe Kapitel 8.2).

²⁸ Vgl. hierzu Messmittelverordnung (MessMV) vom 15. Februar 2006 (Stand 1. Januar 2013) [SR 942.210] und Verordnung des EJPD über Messmittel für elektrische Energie und Leistung vom 19. März 2006 (Stand 1. Januar 2013) [SR 921.251].

²⁹ Der Bereich könnte z.B. auf 1-3 Sekunden spezifiziert werden, was jedoch gewisse Kommunikationstechnologien ausschliessen würde. Eine weitere Möglichkeit wäre, sich im einstelligen Sekundenbereich zu bewegen oder dies offen zu lassen.



Nur die technische Fähigkeit, Daten externer Messgeräte aufzunehmen und diese weiter zu kommunizieren ist hier geregelt. Diese Mindestanforderung erscheint derzeit als ein EU-weiter Standard; viele Länder haben eine solche Mindestanforderung definiert. Regelungen zur Handhabung und Speicherung von Daten externer Messgeräte werden in diesem Dokument und im Rahmen der Mindestanforderungen für intelligente Messsysteme beim Endverbraucher im Bereich Elektrizität nicht festgelegt. Der Gültigkeitsbereich des vorliegenden Dokuments erfasst lediglich Daten im Bereich des Elektrizitätsverbrauchs und der -produktion.

4.1.2 Endkundenorientierte Anforderungen an intelligente Messsysteme

A. Bereitstellung von weiteren offenen, standardisierten sowie dokumentierten Schnittstellen im intelligenten Messsystem

Das intelligente Messgerät verfügt, neben einer Schnittstelle zur bidirektionalen Kommunikation zwischen dem intelligenten Messgerät und dem Zähldatenverarbeitungssystem nach 4.1.1 G, über mindestens eine weitere Schnittstelle, welche anerkannte, offene und dokumentierte Standards verwendet. Die Spezifikationen dieser Schnittstelle sind Dritten diskriminierungsfrei zur Verfügung zu stellen, sodass es Dritten möglich ist, weitere Anwendungen basierend auf dieser Schnittstelle einzurichten. Über diese Schnittstelle können alle Informationen ausgelesen werden, die über das Messgerät aufgezeichnet bzw. die an das Messgerät vom zentralen Zähldatenverwaltungssystem gesendet werden und netz-, produktions-, oder verbrauchsrelevant sind. Daten hinsichtlich den messtechnischen Einstellungen des Messsystems sind nicht auslesbar. Die Schnittstelle ist vor unerlaubtem Zugriff zu schützen. Ein Zugriff auf die Informationen, die über die Schnittstelle ausgelesen werden können, darf nur unter Einwilligung des entsprechenden Endkunden bzw. im Falle von Netzinformationen unter Einwilligung des Netzbetreibers erfolgen.

Kommentar: Diese Mindestanforderung bildet eine technische Grundlage für die Entwicklung endverbraucherorientierte Dienstleistungen und Systeme. So könnte über diese Schnittstelle die Anbindung externer Geräte (4.1.1 H) sichergestellt werden, die Verbrauchs- und Produktionsdaten für Visualisierungen, für Gebäudeautomatisierungen (4.1.2 B & 4.1.2 C) oder für Energiedienstleistungen verwenden. Die Mindestanforderung einer weiteren Schnittstelle verlangt jedoch nicht, dass Informationen für Drittanwendungen auch zwingend über diese weitere Schnittstelle übermittelt werden müssen. Die Mindestanforderung stellt lediglich sicher, dass eine solche Schnittstelle diskriminierungsfrei für weitere Anwendungen zur Verfügung steht, falls in Zukunft ein derartiger Bedarf entsteht. Ein Lock-In Effekt durch eine zukünftig unflexible Infrastruktur soll damit verhindert werden. Sinngemäss gelten die Mindestanforderungen an Datenschutz und -sicherheit nach Kapitel 4.1.3 für das gesamte intelligente Messsystem und damit auch für die hier beschriebene Schnittstelle.

B. Bereitstellung und Anzeige von Daten über den tatsächlichen Energieverbrauch, die tatsächliche Energieproduktion sowie von Informationen zu Tarifen für Endkunden

Das intelligente Messsystem ist in der Lage die gemessenen Werte³⁰ des tatsächlichen Nettoverbrauchs oder der tatsächlichen Nettoeinspeisung gemäss 4.1.1. D über die vorhandene Schnittstelle zum Kommunikationssystem oder über die gemäss Mindestanforderung 4.1.2. A definierten weiteren Schnittstellen auf eine externe Visualisierungsplattform zu übertragen und dem Kunden zur Verfügung zu stellen. Die Anzeige auf der Visualisierungsplattform zeigt dem Endkunden mindestens die Lastgänge, den Wirkenergieverbrauch über die gültigen Tarifklassen aggregiert sowie die Tarifklassen

³⁰ Wirk- und Blindenergie über mindestens 15 Minuten gemittelt von Nettoeinspeisung oder Nettoausspeisung aus dem Netz, siehe Mindestanforderung 4.1.1 D.



an. Für die konkrete Ausgestaltung wird die Verordnung des EJPD über Messmittel für elektrische Energie und Leistung relevant, nachdem diese einer Totalrevision unterzogen worden ist³¹. Die externe Visualisierungsplattform ist für den Endkunden unmittelbar zugänglich. Die Visualisierungsplattform ist gemäss der Definition in Kapitel 2 nicht zwingend ein externes Display.

Die Anzeige der Daten ist einer Sicherung gemäss Anforderung 4.1.3. A zu unterziehen und entspricht den gültigen Datenschutzrichtlinien für intelligenten Messsysteme beim Endverbraucher. Das umfasst den Schutz der Datenübertragung für mögliche Darstellungen auf externen Visualisierungsplattformen vor unberechtigten Fremdzugriffen. Unberechtigten Dritten ist der Zugang zu den Daten und deren Darstellung zu verwehren. Anspruch auf Visualisierung der Messdaten haben Kunden, deren Verbrauchs/Produktion über ein intelligentes Messsystem gemessen werden. Kunden, die sich gemäss Anforderung 4.1.3.C gegen die Installation eines intelligenten Messsystems aussprechen, haben kein Anrecht auf eine derartige Dienstleistung.

Sollten Messdaten des tatsächlichen Energieverbrauchs und der tatsächlichen Energieproduktion für Darstellungen auf eine Visualisierungsplattform über das Internet übertragen werden, ist vorgängig eine Einwilligung des Endkunden einzuholen. Falls diese Einwilligung nicht erfolgt, ist die Anzeige der gemessenen Werte des tatsächlichen Nettoverbrauchs bzw. der tatsächlichen Nettoeinspeisung nur zu realisieren, wenn dadurch kein unverhältnismässiger Aufwand entsteht. Letzterer würde sich ergeben, falls die Kosten einer Speziallösung mehr als das Anderthalbfache der ansonsten durch den Netzbetreiber vorgezogenen Lösung betragen. Besteht der entsprechende Kunde dennoch auf eine Visualisierung der Daten, muss er selbst für den unverhältnismässigen Anteil der Kosten aufkommen.

Zudem verfügt das intelligente Messgerät über eine gesetzlich vorgeschriebene Sichtanzeige am intelligenten Messgerät nach schweizerischer Messmittelverordnung und Richtlinie 2004/22/EG über Messgeräte (MID)³².

Kommentar: Der unmittelbare Zugriff auf die vom intelligenten Messgerät erfassten Informationen über eine externe Visualisierungsplattform wird dem Endkunden durch den Netzbetreiber unmittelbar ermöglicht. Das Bereitstellen einer Internetplattformen reicht dafür aus. Die Kosten für weitere Plattformen, welche u.U. vom Kunden gefordert werden, sind durch den Kunden zu tragen. Das bedeutet, bei der Bereitstellung einer Internetplattform durch den VNB kann kein Anspruch auf einen Bildschirm im Haushalt selbst erhoben werden und umgekehrt.

Die MID-Richtlinie könnte sich bei der Anzeige von Tarifen (Netz sowie Energie) über die Visualisierungsplattform (Internet) als limitierender Faktor erweisen. Allfällige Arbeiten zur Revision der MID sind vor diesem Hintergrund zu beobachten und vorliegende Anforderung ggf. anzupassen. Zu beachten ist jedoch, dass die MID lediglich Anforderungen an die Messgeräte selber stellt, nicht aber an das Messsystem. Sollte eine Tarifierung³³ (Netz und Energie) im Gerät stattfinden, so würden gewisse Anforderungen der MID greifen. Dies limitiert aber Anwendungen hinsichtlich flexiblerer Tarife und wirkt sich zudem kostentreibend aus. Deshalb wird zunächst von dieser Variante abgesehen. Ein verursachergerechter Kostenschlüssel ist bei der Visualisierung von Energietarifen oder sonstigen energiemarktrelevanten Informationen anzuwenden (siehe Kapitel 8.2), sodass diese Kosten nicht in den Netzkosten anfallen.

³¹ Es wurde auf eine Kompatibilität zwischen den möglichen Mindestanforderungen von intelligenten Messsystemen und der revidierten Fassung der EJPD und der Messmittel-Verordnung bei der Erarbeitung des vorliegenden Dokumentes geachtet.

³² Vgl. hierzu „Richtlinie 2004/22/EG über Messgeräte (MID Richtlinie).“ (Europäisches Parlament und Rat, 2004).

³³ Unter Tarifierung ist die direkte Zuordnung von Preisen zu den Verbrauchswerten zu verstehen. Dies ist technisch direkt im intelligenten Messgerät, oder aber erst im Zähldatenverarbeitungs- bzw. Energiedatenmanagementsystem des Messstellenbetreibers möglich.



C. Bereitstellung von Daten über den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Energieproduktion in Echtzeit für Endkunden

Die gemessenen Verbrauchs- und Erzeugungsdaten nach 4.1.2 B werden vom intelligenten Messsystem an den Schnittstellen zwischen dem intelligenten Messsystem und anderen Systemen in Pseudo-Echtzeit (d.h. im Sekundenbereich) und diskriminierungsfrei zur Verfügung gestellt. Verbrauchs- und Produktionsinformationen stehen somit Endkunden für Visualisierungen oder andere Anwendungen bereit.

Kommentar: Mit Hilfe von Gebäudeautomatisierungen oder Visualisierung des Energieverbrauchs können Stromeffizienzpotentiale ausgeschöpft und der Stromverbrauch insbesondere bei Haushalten dauerhaft gesenkt werden. Diese Mindestanforderung schafft die nötigen Voraussetzung dafür, indem vorgeschrieben wird, dass die intelligenten Messsysteme in der Lage sein müssen, die Messdaten für die Systeme auf Endkundenseite in Pseudo-Echtzeit an den Schnittstellen bereitzustellen. Die nötigen Daten sind also gut verfügbar. Es ist zu betonen, dass diese Mindestanforderung nicht vorsieht, eine Visualisierungsplattform für eine Darstellung der gemessenen Werte in Pseudo-Echtzeit bereitzustellen³⁴. Lediglich die technische Verfügbarkeit von Daten für eine allfällige Übertragung über die Schnittstellen des Messsystemes wird hier als Anforderungen definiert. Die Bereitstellung einer externen Visualisierungsplattform zur Anzeige solcher Daten wird dem Markt, z.B. Energiedienstleistungsmarkt, überlassen, wobei die vom Markt bereitgestellten Lösungen im Idealfall die Daten in Pseudo-Echtzeit anzeigen. Die vom Markt bereitgestellte Plattform muss nicht zwangsläufig die gleiche externe Visualisierungsplattform zur Anzeige der tatsächlichen Nettoausspeisung bzw. –einspeisung gemäss 4.1.2 B sein. Der Endkunde entscheidet, ob die Echtzeitdaten übertragen und angezeigt werden.

Als weitere Funktionalität des intelligenten Messsystems ist die Visualisierung von Informationen zum Netzzustand denkbar. Die Visualisierung von Informationen zum Netzzustand könnte den Endverbrauchern erlauben, ihren Stromkonsum derart zu steuern, dass sie einen Beitrag zur Minimierung der Netzkosten leisten. Diese Funktion ist jedoch nicht als Mindestanforderung vorgesehen und wird hier nur der Vollständigkeit halber erwähnt. Sie könnte ebenso wie die Darstellung der gemessenen Werte in Pseudo-Echtzeit über eine externe Visualisierungsplattform erfolgen.

D. Unterstützung der Anzeige historischer Energieverbrauchs- und –produktionswerte

Das intelligente Messsystem unterstützt eine Anzeige von tages-, wochen-, monats-, und jahresbezogenen Energieverbrauchs- und –produktionswerten über die letzten 24 Monate für Endkunden³⁵. Die Anzeige kann auf einer externen Visualisierungsplattform stattfinden. Dabei ist vorgängig eine ausdrückliche Einwilligung des betreffenden Endkunden einzuholen, wenn die Daten über das Internet übertragen werden. Der Prozess zur Anzeige ist einer entsprechenden Sicherung gemäss Anforderung 4.1.3. A (vgl. 4.1.2 B) zu unterziehen.

Kommentar: Entsprechend dem Wortlaut dieser Mindestanforderung müssen die historischen Daten nicht im intelligenten Messgerät selbst, sondern im intelligenten Messsystem verfügbar sein. Sie sollen über 2 Jahre verfügbar und zugänglich bleiben. Bei einem Umzug des Endkunden müssen die Daten

³⁴ Die Mindestanforderungen zur Anzeige von Daten sind in 4.1.2 B beschrieben. Sie beziehen sich auf die 15-minütigen Werte.

³⁵ In der derzeit in Kraft stehenden Stromversorgungsverordnung (StromVV) vom 14. März 2008 (Stand 3. Juni 2014) [SR 734.71] wird eine Datenaufbewahrungspflicht von 5 Jahren festgelegt. In einem etwaigen, zukünftigen Verordnungsgebungsprozess sollte demnach neu festgelegt werden, über welchen effektiven Zeitraum die Daten dann gespeichert werden soll. Dabei ist entsprechend zu beachten, dass eine stark vergrösserte Menge an Daten aufgenommen wird und aufgrund des Datenschutzes (lange Speicherung personenbezogener Daten) die für die sichere Speicherung nötigen finanziellen Aufwendungen steigen. An dieser Stelle erscheinen 2 Jahre deshalb sinnvoll.



des entsprechenden intelligenten Messsystems weiterhin für die Frist von 2 Jahren gespeichert werden, um Nachvollziehbarkeit seitens des Endkunden sicherzustellen (z.B. bei Rechtsstreitigkeiten oder zwecks Effizienzvergleichen). Die Überführung der Daten an den neuen Netzbetreiber des Kunden ist hier nicht gefordert.

E. Unterstützung eines Energielieferanten sowie Endkundenwechsels im freien Markt

Das intelligente Messsystem unterstützt einen Wechsel des Lieferanten für elektrische Energie sowie einen Wechsel des Endkunden. Das intelligente Messsystem stellt die zum Lieferantenwechsel benötigten Daten automatisiert zur Verfügung. Der Betreiber des intelligenten Messsystems ist dafür verantwortlich, die Daten in hinreichender Qualität zu liefern und die korrekte Zuweisung eines Endkunden zum neuen Lieferanten zu gewährleisten. Ebenfalls stellt das intelligente Messsystem die benötigten Daten für einen Endkundenwechsel zur Verfügung. Der Betreiber des intelligenten Messsystems gewährleistet die Bereitstellung der nötigen Daten in hinreichender Qualität und die korrekte Zuweisung des Messgerätes an einen neuen Endkunden sowie seinen Lieferanten.

Kommentar: Effiziente und möglichst automatisierte Wechselprozesse von Endkunden oder Stromlieferanten sind wichtig, um Kosteneffizienzpotentiale von intelligenten Messsystemen zu heben und tiefe Transaktionskosten in liberalisierten Märkten zu gewährleisten. Die intelligenten Messsysteme müssen in der Lage sein, Daten entsprechend bereitzustellen. Mit dieser Mindestanforderung wird jedoch keiner Technologie vorgegriffen.

F. Technische Unterlagen und Bedienungsanleitung

Die für den Betrieb des intelligenten Messsystems – und Messgeräts erforderlichen technischen Unterlagen sind vom Produzenten des Messgerätes bzw. des Messsystems dem Netzbetreiber bereitzustellen.

Der Betreiber des intelligenten Messsystems seinerseits stellt den Endverbrauchern leicht verständliche Bedienungsanleitungen in der offiziellen Landessprache des Installationsortes (Deutsch, Französisch oder Italienisch) zur Verfügung. Für Endkunden, die der lokalen Landessprache nicht mächtig sind, ist auf deren ausdrücklichen Wunsch, eine Bedienungsanleitung in Englisch zur Verfügung zu stellen. Die Bedienungsanleitungen werden in elektronischer oder, auf speziellen Wunsch des Endkunden in gedruckter Form, dann jedenfalls gegen einen kostendeckenden Beitrag des Drucks und des Versandes, zur Verfügung gestellt.

4.1.3 Datensicherheit und Datenschutzaspekte

A. Sichere Datenspeicherung und Datenübertragung in intelligenten Messsystemen

Intelligente Messsysteme verfügen über ein Kommunikationssystem, das die sichere Übermittlung von den aufgenommenen Daten und die sichere Administration der intelligenten Messgeräte unter Beachtung eichrechtlicher und datenschutzrechtlicher Vorgaben gewährleistet. Dazu erfolgt die Datenübermittlung zwischen dem intelligenten Messgerät und einem zentralen Zähldatenverarbeitungssystem verschlüsselt nach Stand der Technik, um Unberechtigten den Zugriff zu verwehren. Die technischen Sicherheitslösungen sind auf Basis einer Risikoanalyse zu identifizieren und gemäss den Ergebnissen einer nachgelagerten Kosten-Nutzen-Analyse auszuwählen.

Eine Kommunikation des intelligenten Messsystems zu externen Geräten, also Geräten ausserhalb des intelligenten Messsystems, so z.B. Mengemessgeräte für andere Energieträger als Strom (Gas-, Warmwasserzähler) oder Zähler für erneuerbare Energieanlagen, ist ebenfalls nach dem Stand der



Technik zu sichern, so diese stattfindet. Der Stand der Technik ist abhängig vom Kommunikationsmedium (drahtlos oder drahtgebunden). Eine Verschlüsselung kann entfallen. Im Ergebnis ist damit die gesamte Kommunikation ab der Übertragung von Daten externer Messgeräte über das Kommunikationssystem des intelligenten Messsystems in ein zentrales Zähldatenverarbeitungssystem nach dem Stand der Technik gesichert.

Die Speicherung der elektrizitätsrelevanten Daten innerhalb des intelligenten Messsystems ist ebenfalls zu sichern. Der Schutz bzw. die Sicherung dieser Daten entspricht dem Stand der Technik. Auch hier ist, basierend auf Kosten-Nutzen-Abwägungen, die zielführende und verhältnismässige Lösung zu installieren.

Kommentar: Stossrichtung zur Festlegung des Standes der Technik ist die Erarbeitung einer Branchenrichtlinie, welche von den Betreibern unter Einbezug von Kommunikationssicherheitsexperten, weiteren betroffenen Verbänden und der relevanten Bundestellen gestaltet wird. Diese könnte sich u.a. an den Vorschlägen für Sicherheitsmassnahmen in Smart Grids der Europäischen Agentur für Netz- und Informationssicherheit ENISA³⁶ orientieren. Bei Bedarf kann der Bund selbst Vorgaben zur Sicherung einer sicheren Datenspeicherung, Datenbearbeitung und der Datenübertragung erlassen³⁷. Eine abschliessende Ausgestaltung dieser Mindestanforderung in diesem Rahmen ist nicht möglich. Weitere, vertiefende Arbeiten sollen jedoch in naher Zukunft lanciert werden.

B. Datenschutzgerechte Speicherung von Verbrauchs- und Erzeugungswerten

Intelligente Messsysteme sind in der Lage, die gemessenen Daten gemäss den einschlägigen Bestimmungen des Datenschutzes zu speichern und zu kommunizieren. Dazu gehört unter anderem, dass Daten pseudonymisiert und aggregiert werden können sowie, dass Daten ohne Zustimmung des Endverbrauchers nicht an Dritte verkauft werden dürfen. Eine Pseudonymisierung ausschliesslich auf Systemebene erscheint derzeit als eine sinnvolle Variante. Daten für den Netzbetrieb erfordern eine gewisse Lokalisierung und Granularität, die im weiteren Verlauf der Ausgestaltung des Datenschutzes und der Datensicherheit zu beachten ist.

Kommentar: Das BFE untersucht derzeit das Themengebiet des Datenschutzes für intelligente Messsysteme näher und bezieht die relevanten Stellen ein. Eine abschliessende Ausgestaltung dieser Anforderung ist derzeit noch nicht möglich soll aber in naher Zukunft erarbeitet werden.

C. Recht auf Ausnahmen bei der Einführung von intelligenten Messsystemen beim Endverbraucher

Der Wunsch eines Endkunden, kein intelligentes Messgerät zu erhalten, ist derart zu respektieren, dass er zwar in jedem Fall einen elektronischen Zähler erhält, welcher jedoch weiterhin wie ein ursprünglicher mechanischer Zähler betrieben wird. Sollte aufgrund eines Umzuges bereits ein intelligentes Messsystem vor Ort installiert sein und der Kunde kein intelligentes Messgerät wünschen, so ist das Messgerät lediglich derart umzuprogrammieren, dass der Prozess eines mechanischen Messgerätes durchgeführt (emuliert) werden kann. Etwaige Mehrkosten³⁸, welche aus der Verwaltung dieser Endkundendaten anhand Standardlastprofilen oder ähnlichen Abrechnungsmethoden entstehen, sind dem Kunden verursachergerecht in Rechnung zu stellen. Dies soll durch einen entsprechenden Kostenschlüssel erfolgen. Der Kunde, welcher auf eine Ausnahme vom intelligenten Messsystem besteht, trägt keine Kommunikationskosten sowie keine Kosten für intelligente Messgeräte, sofern

³⁶ Vgl. hierzu „Appropriate Security Measures for Smart Grids.“ (ENISA, 2012).

³⁷ Dies erfordert eine entsprechende Delegationsnorm im Gesetz.

³⁸ Nach derzeitigen Kenntnisstand sind in der Regel jedoch keine Mehrkosten zu erwarten, da derzeit bereits Standardlastprofile und die dazu nötigen Prozesse entwickelt werden.



keines bei ihm installiert ist. Lediglich sind ihm der Zusatzaufwand für seine Zähldatenverarbeitung sowie etwaige weitere Zusatzkosten, die sich in Abrechnungs- und Verwaltungsprozessen ergeben, verursachergerecht anzulasten.

Kommentar: Die Möglichkeit erlaubt Endkunden, sich gegen die Installation eines intelligenten Messsystem bei sich auszusprechen. Dies verspricht eine höchstmögliche Kundenakzeptanz bei der Einführung dieser neuen Technologie. Der Austausch eines mechanischen gegenüber eines elektronischen Zählers kann dadurch jedoch nicht verhindert werden.

D. Detektion und Verhinderung von Missbrauch

Die intelligenten Messgeräte sind innerhalb des intelligenten Messsystems in der Lage, Manipulationen am Messgerät zu erkennen und zu protokollieren. Sie führen dazu ein entsprechendes Manipulationsprotokoll. Des Weiteren führen sie ein Zugriffsprotokoll. Insbesondere protokollieren die Messgeräte Funktionsstörungen, eine physikalische Öffnung des Messgerätedeckels, Zugriffe auf die Daten und Softwaremanipulationen. Sie führen zudem ein Fehlerprotokoll, das z.B. Fehler bei Softwareupdates speichert. Sie sind in der Lage, die relevanten Protokolle je nach Fehler oder Manipulationsversuch bei Bedarf an eine zentrale Stelle in der Ferne zu versenden.

4.1.4 Effizianzorderungen an intelligente Messsysteme

A. Lebensdauer

Intelligente Messsysteme sind so zu planen und zu installieren, dass von der aufgebauten Infrastruktur eine Lebensdauer von mindestens 15 Jahren erwartet werden kann. Umbauten oder Reparaturen sollen nur in Ausnahmefällen (z.B. bei technischem Versagen von Messgeräten) vor einer Lebensdauer unter 15 Jahren notwendig sein. Die Apparaturen (Hardware) des intelligenten Messsystems, dazu zählen abschliessend das intelligente Messgerät, die Datenkonzentratoren und Apparaturen zur Übertragung der Informationen (Ethernet, LWL, PLC), müssen so konzipiert und von hinreichender materieller Qualität sein, dass eine Lebensdauer von mindestens 15 Jahren erwartet werden kann.

Kommentar: Die Kosten-Nutzen Analyse der Studie über ein Rollout intelligenter Messsysteme³⁹ nimmt für eine voraussichtliche Lebensdauer von intelligenten Messsystemen 15 bis 20 Jahre an. Technische Probleme und Ausfälle der Messgeräte können in diesem Zeitraum trotzdem anfallen, da insbesondere die Elektronik über derartig lange Zeiträume fehleranfällig ist. Um die Netzkosten jedoch so tief wie möglich zu halten und einen volkswirtschaftlichen Nettonutzen intelligenter Messsysteme zu unterstützen, soll die gesamten Messinfrastruktur für eine Lebensdauer von mindestens 15 Jahren ausgelegt sein. Software und PCs sind ausgenommen, da sie normalerweise über eine wesentlich kürzere Lebensdauer verfügen.

B. Eigenstromverbrauch

Im Sinne der Förderung der Energieeffizienz sollten intelligente Messsysteme als Ganze einen möglichst tiefen Eigenstromverbrauch aufweisen, wobei aber diesbezüglich (voraussichtlich) keine konkreten Werte als Mindestanforderung festgelegt werden sollen.

³⁹ Vgl. hierzu „Folgeeinschätzung einer Einführung von Smart Metering im Zusammenhang mit Smart Grids in der Schweiz.“ (Bits to Energy Lab, Ecoplan AG, Weisskopf Partner GmbH, ENCO AG, 2012).



Kommentar: Der Stromverbrauch der intelligenten Messsysteme ist stark abhängig von der jeweiligen technischen Ausgestaltung und der Betriebsweise, also den verwendeten Kommunikationstechnologien und der verwendeten Periodizität der Übertragung. Klar ist, dass grundsätzlich eine möglichst effiziente technische Ausgestaltung wie auch ein möglichst effizienter Betrieb der Messsysteme wünschenswert sind. Gleichzeitig scheinen hier konkrete Vorschriften im Moment kaum sinnvoll realisierbar. Konkrete Werte für den Eigenstromverbrauch können daher kaum vorgegeben werden, da grade die technische Ausgestaltung der intelligenten Messsysteme und ihre Betriebsweise im Ermessen des Netzbetreibers liegen.

Zu beachten ist jedoch, dass im Moment in der EU mit einer Effizienzrichtlinie (EcoDesign) Arbeiten zur Festlegung des Eigenstromverbrauchs von intelligenten Messsystemen und/oder von spezifischen Komponenten im Gange sind. Ergebnisse werden für 2015 erwartet. Allenfalls ergeben sich hieraus auch für die Schweiz neue Erkenntnisse und/oder Möglichkeiten. Diese (mögliche) Mindestanforderung gilt es daher mit den Arbeiten der EU abzustimmen.

4.2 Weitere Eigenschaften

Die weiteren Eigenschaften intelligenter Messsysteme sind keine technischen Mindestanforderungen im Sinne des Art. 17 Abs. 3 StromVG⁴⁰. Intelligente Messsysteme, welche zusätzliche über diese weiteren Eigenschaften verfügen, können jedoch im Einzelfall im Sinne eines leistungsfähigen, effizienten Netzes gemäss Art. 8 Abs. 1 lit. a StromVG⁴¹ sein. Sie können also u.U. in Zusammenhang mit Art. 15 Abs. 1 StromVG⁴² angerechnet werden.

Des Weiteren können gewisse weitere Eigenschaften dem Effizienzgedanken eines marktwirtschaftlich orientierten Unternehmens entsprechen und Kosten sparen. Hierbei sollte die Integration dieser weiteren Eigenschaften grundsätzlich ermöglicht werden. Eine Quersubventionierung der weiteren Eigenschaften, deren Nutzen nicht im Netzbereich liegt, über die Netzentgelte des elektrischen Netzes muss jedoch unbedingt ausgeschlossen werden. Die im Folgenden beschriebenen, weiteren Eigenschaften sind also grundsätzlich nicht in den Netzkosten anrechenbar. In diesen Fällen muss eine sachgerechte Teilung der Kosten erfolgen. Die Kostentragung muss dort erfolgen, wo der Nutzen liegt (siehe Kapitel 8.2).

A. Überwachung des Netzzustands

Das intelligente Messsystem kann netztechnische Parameter zur Überwachung und zur Steuerung des Netzes erfassen und bei Bedarf an das zentrale Zähldatenverarbeitungssystem versenden. Das intelligente Messsystem erfasst dafür Informationen zur Spannung sowie weitere Informationen, welche zur Überwachung des Netzzustandes nötig sind. Die erfassten Daten können bei Bedarf aus der Ferne abgerufen werden. Das intelligente Messsystem speichert die erfassten Daten.

Kommentar: Diese Anforderung an das gesamte Messsystem ermöglicht eine verbesserte Planung des Netzbetreibers sowie die Entwicklung einer Weitbereichsüberwachung in Verteilnetzen, die einem effizienten Netzbetrieb zukünftig zuträglich sein könnte. Der Effizienzgedanke in den Netzen liegt diesen Überlegungen zugrunde. Zu beachten ist, dass lediglich das gesamte Messsystem in der Lage sein muss, diese Messwerte zu erfassen. Das bedeutet insbesondere, dass diese Messwerte nicht flächendeckend durch die intelligenten Messgeräte beim Endkunden erfasst werden, sondern ggf. nur

⁴⁰ Vgl. Gesetzesentwurf zum 1. Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 vom 4. September 2013.

⁴¹ Vgl. Stromversorgungsgesetz (StromVG) vom 23. März 2007 (Stand 1. Juli 2012) [SR 734.7].

⁴² Vgl. Stromversorgungsgesetz (StromVG) vom 23. März 2007 (Stand 1. Juli 2012) [SR 734.7].



an neuralgischen Stellen des Netzes, nämlich dort, wo es Sinn macht.

Eine mögliche Visualisierung von Informationen zum Netzzustand beim Endkunden wird durch diese weitere Eigenschaft zukünftig auch ermöglicht. Damit könnte man dem Kunden bzw. einem automatisierten System auf Kundenseite ermöglichen, den Verbrauch und die Produktion so anzupassen, dass dem Netz ein Vorteil entstehen würde.

B. Steuerung von Verbrauch und Einspeisung

Die intelligenten Messsysteme sind in der Lage, eine Kommunikationsverbindung mit Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten aufzubauen. Damit gewährleisten intelligente Messsysteme eine sichere Einbindung von Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten in das elektrische Netz. Über die sichere Kommunikation innerhalb des intelligenten Messsystems und die gesicherte Anbindung der Einheiten an das System können die Einheiten aus der Ferne identifiziert, gruppiert und gesteuert werden. Die Steuerung beinhaltet eine An- und Abschaltung. Die An- und Abschaltung sowie weitere allfälligen Stellsignale, wie Arbeitspunkteinstellungen bei dezentraler Einspeisung, sind aus der Ferne konfigurierbar und einstellbar. Die Kommunikationsverbindung ist nach Stand der Technik gesichert (siehe 4.1.3 A).

Kommentar: Diese Eigenschaft ist keine Mindestanforderung an intelligente Messsysteme, kann aber als Ersatz der Rundsteuerung gesehen werden und kann daher, gemäss Art. 8 Abs. 1 lit. a StromVG⁴³, durchaus im Sinne eines leistungsfähigen, effizienten und sicheren Netzes sein. Auch eine schrittweise Integration dieser Eigenschaft in das intelligente Messsystem ist, immer in Anbetracht der derzeitigen Regelung in Art. 8 StromVG, denkbar, da sie insbesondere im Kontext der zunehmenden Integration dezentraler, neuer erneuerbarer Energien zu sehen ist.

C. Beschränkung eines Anschlusses

Der Anschluss eines Endkunden kann über das intelligente Messsystem aus der Ferne oder vor Ort unterbrochen werden und bei Bedarf wieder aktiviert werden. Weiterhin kann der maximale Leistungsbezug bzw. Abtransport über das intelligente Messsystem aus der Ferne oder vor Ort begrenzt werden. Bei der Beschränkung, bei der Abschaltung sowie bei der Wiedereinschaltung des Anschlusses wird die Sicherheit des Endkunden und des Produzenten gewährleistet. Die Abschaltung und Wiedereinschaltung des Endkunden bzw. des Produzenten über den Smart Meter gefährdet also an Ort und Stelle weder die Personensicherheit noch beschädigt sie etwaige Endverbrauchsgeräte.

Kommentar: Insbesondere diese Eigenschaft ist unter dem Gesichtspunkt der Datensicherheit zu sehen. Die Unterbrechung eines Anschlusses aus der Ferne bietet eine Möglichkeit, das Gesamtsystem der Stromversorgung anzugreifen. Daher müssen Systeme, die eine solche Eigenschaft aufweisen, eine höhere Sicherheit aufweisen, als Systeme, die diese nicht aufweisen. Dies sollte tendenziell auch aus einer - wie in Kap. 4.1.3 geforderten Risikoanalyse - hervorgehen. Die verstärkte Sicherung des intelligenten Messsystems verursacht höhere Kosten. Da diese Eigenschaft vornehmlich dem Markt dient, sind diese Kosten v. a. durch den Markt zu tragen.

⁴³ Vgl. Stromversorgungsgesetz (StromVG) vom 23. März 2007 (Stand 1. Juli 2012) [SR 734.7].



5 Verhältnis der Mindestanforderungen zur MID-Richtlinie der EU und bestehenden nationalen Regelungen

Bei der Festlegung der technischen Mindestanforderungen geht es nicht um Vorgaben zu messtechnischen Eigenschaften. Die messtechnischen Eigenschaften der intelligenten Messgeräte müssen in jedem Fall den Anforderungen des Eichrechts genügen. Dabei gelten die Anforderungen gemäss der MessMV und der Verordnung des EJPD über Messmittel für elektrische Energie und Leistung. Diese übernehmen für die Messung der Wirkenergie weitgehend die nach der Europäischen Richtlinie für Messgeräte (MID) geltenden Anforderungen⁴⁴.

Es muss dem Umstand Rechnung getragen werden, dass intelligente Messgeräte gemäss vorliegendem Dokument in der Lage sein sollen Blindenergie zu erfassen. Damit würden Kombizähler, die Wirk- und Blindenergie messen, zum Einsatz gelangen. Auch die Anforderungen an Kombizähler werden in der Verordnung des EJPD über Messmittel für elektrische Energie und Leistung geregelt. Inhaltlich entsprechen diese Anforderungen der Verordnungen der MID-Richtlinie. Damit ist die Kompatibilität gegenüber der MID gegeben.

Die Mindestanforderungen an intelligente Messsysteme, welche in vorliegendem Dokument genannt werden, gehen über die Anforderungen genannter eichrechtlicher Grundlagen hinaus, welche als notwendige Bedingung erfüllt werden müssen. Sie sind also grundsätzlich als *zusätzliche* Anforderungen zu verstehen, die vom Eichrecht losgelöst sind und sich spezifisch aus den Bedürfnissen im Stromversorgungsbereich ergeben. Die beiden Rechtsgebiete sind insofern in einem ersten Schritt getrennt zu behandeln. Es ist allerdings sicherzustellen, dass sich die nebeneinander geltenden Vorgaben nicht widersprechen oder einander hinderlich sind. Nach derzeitigen Kenntnissen ist dies nicht der Fall.

Die technischen Mindestanforderungen des vorliegenden Dokumentes sind nachzeitigem Kenntnisstand mit den bestehenden nationalen und europaweiten Regelungen kompatibel. Dabei ist anzumerken, dass Arbeiten zu einer Revision der Verordnung des EJPD über Messmittel für elektrische Energie und Leistung derzeit im Gange sind. Die Kompatibilität des vorliegenden Dokumentes zur Revision der Verordnung des EJPD über Messmittel ist jedoch durch den Einbezug relevanter Fachstellen gesichert worden. Es bleibt insgesamt zu prüfen, ob von den zusätzlichen Anforderungen stromversorgungsrechtlicher Natur ein neuer Bedarf nach zusätzlichen eichrechtlichen Vorgaben entsteht. Die vorliegend erarbeiteten Mindestanforderungen entsprechen weitgehend denen anderer EU Staaten (siehe Kapitel 6.1). Daher sind zukünftige, grundlegende Abweichungen aufgrund einer möglichen Revision der MID wenig wahrscheinlich. Allenfalls können dennoch Anpassungen erforderlich werden, welche aber mit hoher Wahrscheinlichkeit marginaler Art wären. In Einzelfällen (4.1.2.B und 4.1.2.E) wurde explizit darauf hingewiesen, welche Herausforderungen vor dem Hintergrund bestehender und sich in Revision befindlicher EU-Richtlinien bestehen könnten.

Eine abschliessende Beurteilung der Kompatibilität sämtlicher Vorgaben des Eichrechts einerseits und des Stromversorgungsrechts andererseits wird letztlich anhand der vollständig entwickelten und detailliert umschriebenen Vorgaben innerhalb einer zukünftigen Revision der StromVV erfolgen.

⁴⁴ vgl. insbesondere Anhang MI-003 der Richtlinie (Europäisches Parlament und Rat, 2004).



6 Internationaler Vergleich und Nutzen der dargelegten Mindestanforderungen

6.1 Internationaler Vergleich

Zwischenstaatliche Unterschiede bei technischen Vorschriften können zu Behinderungen des Warenverkehrs führen. Diese werden als technische Handelshemmnisse bezeichnet. Beim Festlegen von technischen Vorschriften sind daher die Grundsätze gemäss dem *Bundesgesetz über die technischen Handelshemmnisse* (THG)⁴⁵ zu beachten, welches unter anderem das Ziel verfolgt, bestehende technische Handelshemmnisse abzubauen und neue zu verhindern. Dabei ist die gegenseitige Anerkennung von Konformitätsbewertungen (die sogenannte „*Mutual Recognition Agreements (MRA)*“-Richtlinie) mit der EU und das sogenannte „*Cassis de Dijon*“-Prinzip (CDP) zu erwähnen. Gemäss diesem Prinzip können Produkte, die in der EU bzw. im EWR rechtmässig in Verkehr sind, grundsätzlich auch in der Schweiz ohne vorgängige Kontrollen frei zirkulieren. Daher sollten die Mindestanforderungen für intelligente Messsysteme so ausgestaltet werden, dass sich ein funktionierender Wettbewerb zwischen den Geräte-Herstellern etablieren kann und Wahlfreiheiten bestehen. Die Vorherrschaft eines Geräteherstellers aufgrund der Definition der Mindestanforderungen ist zu vermeiden.

Des Weiteren gilt es zu verhindern landesspezifische Mindestanforderungen derart auszugestalten, dass sie Sonderfälle darstellen oder im Vergleich mit andern Ländern viel zu hohe Anforderungen setzen. Dies könnte Handelshemmnisse hervorrufen, die sich kostentreibend und daher negativ auf die Volkswirtschaft auswirken. Die Mindestanforderungen sind an einem internationalen Niveau der Anforderungen auszurichten, wobei Spielraum zur Abdeckung nationaler Bedürfnisse belassen werden sollte. Dahingehend ist festzuhalten, dass noch keine universellen, europaweit gültigen, technischen Mindestanforderungen existieren, die konkret genug für eine Umsetzung wären.

Die EU definiert zwar in der Empfehlung der Europäischen Kommission zu Vorbereitungen für die Einführung intelligenter Messsysteme⁴⁶ einige Mindestanforderungen. Diese sind jedoch recht weit gefasst für eine konkreten Umsetzung. Eine Untersuchung der Europäischen Kommission zeigt, dass die Mitgliedstaaten, die Smart Metering bereits eingeführt haben oder dies bis 2020 vorsehen, zu grossen Teilen die von der Europäischen Kommission genannten Mindestanforderungen übernommen haben oder noch übernehmen werden; dies jedoch immer wieder in einer individualisierten Form, die für die jeweiligen, landesspezifischen Gegebenheiten sinnvoll ist. Eine Ausnahme bildet die Mindestanforderung zur Aufnahme von 15-minütigen Lastgangmesswerten. In knapp der Hälfte der Länder weisen die Messwerte eine grössere Granularität (mehr als 15 Minuten) auf⁴⁷.

Abbildung 3 veranschaulicht einen Vergleich zwischen den in Kapitel 4 dargelegten Mindestanforderungen für intelligente Messsysteme in der Schweiz und derer für die Systeme in Österreich, den Niederlanden, Frankreich und Deutschland. Während die nationale Einführung in Österreich und den Niederlanden bereits im Gange ist, steht Deutschland noch kurz davor. Dort besteht ein Entwurf der Messsystemverordnung (MsysV), welcher die Anforderungen an intelligente Messsysteme konkretisiert, sich aber in Zukunft verändern könnte.

⁴⁵ Bundesgesetz über die technischen Handelshemmnisse (THG) vom 6. Oktober 1995 (Stand 1. Juli 2010) [SR 946.51]. <http://www.admin.ch/opc/de/classified-compilation/19950286/index.html>

⁴⁶ Vgl. hierzu „Empfehlung der Europäischen Kommission zu Vorbereitung für die Einführung intelligenter Messsysteme“ (2012/148/EU) (Europäische Kommission (EC), 2012).

⁴⁷ Vgl. hierzu „Cost-Benefit Analyses and State of Play of Smart Metering Deployment in the EU-27“ (Europäische Kommission (EC), 2014).



				CH	Deutschland	Österreich	Frankreich	Niederlande (Netbeheer)	EU Empfehlungen
Erfassung, Verarbeitung, Übertragung und Speicherung von Messwerten	4.1.1 A	Interoperabilität	automatisierte Anmeldung	ja	ja	nein	ja	ja	ja
	4.1.1 B	Versorgungsunterbrüche	Erfassung	ja	nein	nein	kA	ja	nein
			selbstständige Kommunikation	ja	ja	ja	ja	kA	
	4.1.1 C	Software Update	Aus der Ferne	nein	nein	ja	kA	ja	kA
			Ohne Einfluss auf Messvorgang	ja	ja	ja	kA	ja	kA
	4.1.1 D	Erfassung Verbrauchs-Produktionswerte & Speicherung	Verbrauchswerte	ja	ja	ja	ja	ja	ja
			Einspeisewerte	ja	ja	ja	ja	ja	ja
			Wirkenergie	ja	ja	ja	ja	ja	kA
			Blindenergie	ja	ja	nein	ja	ja	kA
			Speicherung	ja	ja	ja	ja	ja	ja
			Löschung	kA	ja	ja	kA	kA	kA
	4.1.1 E	Datenspeicherung	Messintervalle/Zählerstandgang (Min.)	15	15	15	10	15	15
			Speichertage im Messgerät	30	kA	60	60	40	kA
	4.1.1 F	Fernsynchronisation Kalenderfunktion	Speichertage bei Versorgungsunterbruch	30	kA	60	kA	∞	kA
			Fernsynchronisation Uhr und Kalender	ja	ja	ja	ja	ja	kA
4.1.1 G	Bidirektionale Datenübertragung	Synchronisation bei Versorgungsunterbruch	kA	kA	kA	kA	5 Tagen	kA	
		Bidirektionales Messsystem	ja	ja	ja	ja	ja	ja	
4.1.1 H	Anbindung externer Geräte	Schnittstelle offen und standardisiert	ja	ja	ja	ja	ja	ja	
		Auslesen Daten anderer Messgeräte	ja	ja	nein	nein	ja	ja	
		Schnittstelle offen und standardisiert	kA	ja	nein	ja	ja	ja	
		Schnittstelle bidirektional	nein	ja	ja	ja	ja	ja	
Produzenten- und endverbraucherorientierte Anforderungen an intelligente Messsysteme	4.1.2 A	Weitere Schnittstellen	standardisiert, offen	ja	ja	ja	ja	ja	ja
			bidirektional	nein	ja	nein	ja	nein	ja
			Priorisierung von Anwendungen	nein	ja	nein	kA	nein	kA
			Spezifizierung (optisch, etc.)	nein	nein	nein	kA	nein	kA
	4.1.2 B	Anzeige Verbrauch/Produktion	Lastgang 15 Minuten-Werte	ja	ja	ja	nein	ja	ja
			externes Visualisierungsmedium	ja	ja	ja	ja	ja	kA
			Schnittstelle standardisiert, offen	ja	ja	ja	ja	ja	ja
			Gewährleistung Datenschutz	ja	ja	ja	ja	ja	ja
			Einwilligung Endkunde Internetanzeige	ja	kA	ja	ja	ja	kA
			Tarifierung im Gerät	nein	ja	ja	ja	ja	ja
4.1.2 C	Bereitstellung tatsächlicher Verbrauch / Produktion in Echtzeit	Ausleseschnittstelle Drittanwendungen	ja	ja	nein	ja	ja	ja	
		Anzeige historische Werte bei Endverbraucher	24	24 - 36	36	24	13	kA	
4.1.2 E	Unterstützung Lieferantenwechsel	Standardisiertes Format	ja	kA	kA	ja	ja	kA	
		Kompatibilität lieferantenseitig	ja	kA	kA	ja	ja	kA	
4.1.2 F	Bedienungsanleitung	de, fr, it, eng	ja	nein	ja	ja	ja	nein	
		Auf Papier	nein	nein	ja	ja	nein	nein	
Datensicherheit und Datenschutzaspekte	4.1.3 A	Sichere Verbindungen	Gesichert nach Stand der Technik	ja	ja	ja	ja	nein	ja
			Verschlüsselt	ja	ja	ja	ja	ja	ja
			Tarifierung im Gerät	nein	ja	ja	ja	ja	ja
	4.1.3 B	Datenschutzgerechte Speicherung von Daten	Anonymisierung / Pseudonymisierung	ja	ja	ja	ja	ja	ja
			Recht auf Ausnahmen von Smart Metering	ja	kA	ja	nein	kA	kA
4.1.3 D	Detektion und Verhinderung Missbrauch	Status- und Fehlerprotokolle	ja	ja	ja	ja	ja	kA	
		Zugriffsprotokoll	ja	nein	nein	kA	ja	kA	
		Automatisierter Fernversand	kA	kA	ja	kA	ja	kA	
Effizienzanforderungen an intelligente Messsysteme	4.1.4 A	Lebensdauer		15	kA	kA	20	20	kA
	4.1.4 B	Eigenstromverbrauch		ja	ja	nein	kA	ja	nein



				CH	Deutschland	Österreich	Frankreich	Niederlande (Netbeheer)	EU Empfehlungen
Überwachung und Steuerung des Netzes	4.2 A*	Überwachung Netzzustand	Erfassung / Speicherung netztechnischer Parameter	ja*	ja	kA	kA	ja	kA
			Fernversand bei Bedarf	ja*	kA	kA	kA	ja	kA
			Fernversand automatisch	nein*	kA	kA	kA	ja	kA
	4.2 B*	Steuerung von Verbrauch und Einspeisung		ja*	ja	nein	nein	kA	nein
	4.2 C*	Beschränkung/Reaktivierung Anschluss aus der Ferne	Beschränkung Bezug	nein	nein	ja	ja	ja	ja
			Beschränkung Einspeisung	nein	nein	ja	ja	ja	ja
			Wiederaktivierung durch Kunde autorisiert	nein	kA	ja	kA	kA	kA
Unterstützung von Demand Response				nein	kA	nein	nein	kA	nein
Automatisierter Lieferantenw echsels				nein	kA	kA	kA	ja	nein
Immunität gegen stat. Magn. Felder				kA	kA	kA	kA	ja	kA
Einsatzbereich [degC]				kA	kA	kA	kA	-25 - 55	kA
Schraubvorgänge ohne Schaden				kA	kA	kA	kA	25	kA

Legende: *

kA	keine MA lediglich weitere Eigenschaft, im Einzelfall Anrechenbarkeit prüfbar
	Keine expliziten Angaben in relevanten Texten
	MA in der Schweiz strenger als in einzelnen Ländern
	MA in der Schweiz in Übereinstimmung mit internationalem Schnitt
	MA in der Schweiz schwächer als in einzelnen Ländern

Definitionen: D

Messeinrichtung: Messgerät zur Gewinnung von Messwerten

Messsystem: Besteht aus einem Gateway und einem oder mehreren verbundenen Messeinrichtungen

Ö **Intelligentes Messgerät:** Technische Einrichtung, die den tatsächlichen Energieverbrauch und Nutzungszeitraum zeitnah misst und über eine fernauslesbare, bidirektionale Datenübertragung verfügt.

EU **Intelligentes Messsystem:** bezeichnet ein elektronisches System, das den Energieverbrauch messen kann, wobei mehr Informationen als mit einem herkömmlichen Zähler bereitgestellt werden, und das Daten unter Nutzung einer Form der elektronischen Kommunikation übertragen und empfangen kann.

Abbildung 3: Internationaler Vergleich technischer Mindestanforderungen an intelligente Messsysteme

Die Abbildung zeigt, dass die in Kapitel 4 dargelegten Mindestanforderungen im internationalen Mittel-feld liegen. Als Vergleichskriterium dient hier der qualitative Durchschnitt der jeweiligen Anforderung in den Vergleichsländern bzw. der EU⁴⁸. Insbesondere in den Bereichen Interoperabilität und in den For-derungen zur Ausgestaltung der Schnittstellen sind die schweizerischen Mindestanforderungen etwas über dem betrachteten Durchschnitt. Diese Mindestanforderungen sind jedoch vor einem nationalen Hintergrund zu sehen. Sie sind zentrale Annahmen des „Smart Meter Impact Assessments“ und wes-entlich für ein positives Kosten-Nutzen-Verhältnis. In anderen Fällen liegt die Schweiz in ihren Min-destanforderungen klar unter dem internationalen Niveau.

6.2 Nutzen einzelner Mindestanforderungen

Die Definition von Mindestanforderungen ist ein staatlicher Akt, der in unternehmerische Interessen eingreift. Das Ziel einer solchen Festlegung ist, als zentral gewichtete, öffentliche Interessen zu ver-folgen und Marktversagen zu verhindern. So zeichnet sich z.B. ein Marktversagen hinsichtlich der Gewährleistung der Datensicherheit ab. Sicherheitslücken können aufgrund zu tiefer oder nicht vor-

⁴⁸ Als qualitativer Durchschnitt ist hier die Tendenz zur Erfüllung einer Anforderung zu verstehen. Eine Tendenz zur Erfüllung / Integration einer Anforderung ist somit gegeben, wenn z.B. 3 von 5 Vergleichsländern diese Anforderung zu realisieren planen bzw. realisieren.



handener Sicherheitsanforderungen entstehen und ausgenutzt werden, um das Stromversorgungssystem zu destabilisieren. Das kann zu Ausfällen und hohen volkswirtschaftlichen Verlusten führen. Anforderungen in diesem Bereich gewährleisten also ein Mindestmass an Sicherheit und zwar von Beginn an. Insofern sollten bei der Definition Überlegungen angestellt werden, welchen öffentlichen Interessen die Mindestanforderungen dienlich sind. Bei der Erarbeitung der Mindestanforderungen sind vornehmlich volkswirtschaftliche Interessen, Konsumentenschutzinteressen, Interessen hinsichtlich Integration erneuerbarer Energien sowie Überlegungen hinsichtlich Versorgungssicherheit, Datenschutz und Energieeffizienz eingeflossen.

Die technischen Mindestanforderungen tragen wesentlich zur Gewährleistung eines positiven Kosten-Nutzen-Verhältnisses intelligenter Messsysteme gemäss Smart Meter Impact Assessment bei. Die technischen Mindestanforderungen an intelligente Messsysteme haben einen Einfluss auf die Kosten der Systeme sowie die auf die Realisierung der Nutzen. Abbildung 5 stellt den Beitrag der einzelnen Mindestanforderungen aus Kapitel 4 bzgl. verschiedener, zuvor identifizierter Nutzen⁴⁹ dar. Weiter zeichnet die Abbildung ein qualitatives Bild inwiefern die Forderung gewisser Mindestanforderungen einen preistreibenden Effekt auf die intelligenten Messsysteme haben kann und wie der Beitrag der Mindestanforderungen zur Innovationsförderung qualitativ eingeschätzt werden kann.

Kategorie	Mindestanforderung	
Erfassung, Verarbeitung, Übertragung und Speicherung von Messwerten	4.1.1 A	Automatische Anmeldung, Inbetriebnahme und Interoperabilität intelligenter Messgeräte in einem intelligenten Messsystem
	4.1.1 B	Erfassung und Kommunikation von Versorgungsunterbrüchen
	4.1.1 C	Software Update
	4.1.1 D	Erfassung der Verbrauchs- und der Produktionswerte sowie die Speicherung der erfassten Werte
	4.1.1 E	Spannungsabfallsichere Datenspeicherung alle 15 Minuten über mindestens 30 Tage
	4.1.1 F	Spannungsabfallsichere Kalenderrückfunktion sowie Fernsynchronisation
	4.1.1 G	Bidirektionale Datenübertragung und Datenauslesung
	4.1.1 H	Anbindung externer Geräte
Produzenten- und endverbraucherorientierte Anforderungen an intelligente Messsysteme	4.1.2 A	Bereitstellung von weiteren offenen, standardisierten sowie dokumentierten Schnittstellen im intelligenten Messsystem
	4.1.2 B	Bereitstellung und Anzeige von Daten über den tatsächlichen Energieverbrauch, die tatsächliche Energieproduktion sowie von Informationen zu Tarifen für Endkunden
	4.1.2 C	Bereitstellung von Daten über den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Energieproduktion in Echtzeit für Endkunden
	4.1.2 D	Unterstützung der Anzeige historischer Energieverbrauchs- und -produktionswerte
	4.1.2 E	Unterstützung eines Energieleiterspiels sowie Endkundenwechsels im freien Markt
	4.1.2 F	Technische Unterlagen und Bedienungsanleitung
Datensicherheit und Datenschutz	4.1.3 A	Sichere Datenspeicherung und Datenübertragung in intelligenten Messsystemen
	4.1.3 B	Datenschutzgerechte Speicherung von Verbrauchs- und Erzeugungswerten
	4.1.3 C	Recht auf Ausnahmen bei der Einführung von intelligenten Messsystemen beim Endverbraucher
	4.1.3 D	Detektion und Verhinderung von Missbrauch
Anforderungen seitens Betreiber der intelligenten Messsysteme	4.1.4 A	Lebensdauer
	4.1.4 B	Eigenstromverbrauch
Weitere Eigenschaften*	4.2 A*	Überwachung des Netzstatus
	4.2 B*	Steuerung von Verbrauch und Einspeisung
	4.2 C*	Beschränkung eines Anschlusses

Abbildung 4: Überblick über die Mindestanforderungen und ihre Kategorisierung (Lesehilfe zu Abbildung 5)

⁴⁹ Vgl. hierzu „Folgeeinschätzung einer Einführung von Smart Metering im Zusammenhang mit Smart Grids in der Schweiz.“ (Bits to Energy Lab, Ecoplan AG, Weisskopf Partner GmbH, ENCO AG, 2012).



Aus Abbildung 5 wird deutlich, dass jede einzelne technische Mindestanforderung zur Erfüllung wesentlicher und jeweils verschiedener Nutzenblöcke gemäss dem Impact Assessment⁵⁰ beiträgt. Damit profitieren diverse Akteure von dem Vorhandensein der Mindestanforderungen. Der Nutzen verteilt sich, wie in den vorhergehenden Untersuchungen des BFE festgestellt⁵¹. In der Hauptsache aber auch vor dem Hintergrund eines schweizweit funktionierenden Marktes bzw. auf der anderen Seite einer funktionierenden Preisregulierung liegt dieser Nutzen weitgehend auf Konsumentenseite. Wie weiter aus der Tabelle ersichtlich ist, leisten fast alle Mindestanforderungen einen hohen Beitrag für mögliche Innovationen. Dies umfasst z.B. Innovationen in den Bereichen intelligenter Hausanwendungen, zukünftiger intelligenter Strom- und Energiedienstleistungsmärkte sowie automatisierter Energieberatungen. Grund dafür ist u. a. eine zunehmende Transparenz, da Endkunden durch die Einführung dieser Systeme besser eingebunden werden können, mehr Informationen über ihr Verhalten erhalten und damit entsprechend die Möglichkeit, im Strommarkt besser partizipieren zu können. Die kommunikationstechnische Anbindung wird neuartige Analysen, Steuerungen und Produkte für Endkunden erlauben.

Eine Abschätzung der kostentreibenden Wirkung der Anforderungen (im Mindesten geforderte und weitere gemäss Kapitel 4) gegenüber standardmässig verfügbaren Produkten zeigt, dass die Mindestanforderungen nur zu geringen Mehrkosten gegenüber handelsüblichen Produkten⁵² im Bereich Smart Metering führen. Wesentliche Treiber von Mehrkosten gegenüber dem handelsüblichen Standard sind die in Kapitel 4.2 beschriebenen weiteren Eigenschaften: Forderungen nach Netzüberwachung, Last- oder Produktionssteuerung sowie der Fernabschaltung von Endverbrauchern. Diese Anforderungen können für sich genommen einen positiven Nutzen generieren, welcher jedoch stark vom Einzelfall abhängig ist. Im Bereich der Mindestanforderungen wirken Forderungen nach Interoperabilität, nach Sicherheit der Datenübermittlung, sowie alle Mindestanforderungen aus Kapitel 4.1.2. leicht kostentreibend. Diesen Anforderungen ist jedoch eine hohe Wichtigkeit hinsichtlich der Realisierung der volkswirtschaftlichen Nutzen zuzuschreiben.

Die Interoperabilität gewährleistet langfristig Investitionssicherheit und ein positives Kosten-Nutzen-Verhältnis intelligenter Messsysteme. Im Falle der Sicherheit in der Datenübertragung sind die anfallenden Kosten vor allem durch eine weniger gefährdete Versorgungszuverlässigkeit⁵³ bzw. durch eine hohe Servicequalität und den Datenschutz der Endkunden zu begründen. Die automatisierte Datenübertragung ermöglicht auch Effizienzgewinne bei einem Endkundenwechsel. Des Weiteren wirkt sich die Möglichkeit zur Blindleistungsmessung leicht kostentreibend aus. Diese kann jedoch hilfreich im Bereich der Netzplanung und des Netzbetriebes sein, da sie es ermöglicht an allen Stellen im Netz, bei Bedarf diesen auslastungsrelevanten Parameter aufzunehmen. Auf dieser Basis Es könnten auch neue Geschäftsmodelle oder Tarife möglich werden, die dazu beitragen, die vorhandene Netzinfrastruktur besser zu nutzen. Insofern wird mit geringem Mehraufwand eine leistungsstarke Infrastruktur für zukünftige intelligentere Netze und allenfalls neue Märkte geschaffen.

⁵⁰ Vgl. „Folgeeinschätzung einer Einführung von Smart Metering im Zusammenhang mit Smart Grids in der Schweiz.“ (Bits to Energy Lab, Ecoplan AG, Weisskopf Partner GmbH, ENCO AG, 2012).

⁵¹ ⁵¹ Vgl. „Folgeeinschätzung einer Einführung von Smart Metering im Zusammenhang mit Smart Grids in der Schweiz.“ (Bits to Energy Lab, Ecoplan AG, Weisskopf Partner GmbH, ENCO AG, 2012).

⁵² Als handelsübliche Produkte werden im Wesentlichen Systeme angesehen, die eine Verbrauchsmessung von Wirkleistung auf 15-minütiger Basis, eine offene Schnittstelle sowie eine Zählerfernauslesung einfachster, also nicht gesicherter, Art leisten. Zu diesem handelsüblichen Produkt gehört auch ein Zählendatenmanagementsystem, das die Fernauslesung verwaltet und die Daten weiterleitet. Einfachere Systeme wurde nicht betrachtet, da lediglich die Kostenwirkung der Mindestanforderungen untersucht werden soll und nicht die Kostenwirkungen von intelligenten Messsystemen gegenüber einfacheren, konventionellen Systemen.

⁵³ Versorgungszuverlässigkeit meint die Verfügbarkeit des Netzes, beschrieben durch eine Vielzahl von Indikatoren wie Unterbrechungshäufigkeit, Unterbrechungsdauer oder nicht zeitgerecht gelieferter Energie.



7 Die Einführung von intelligenten Messsystemen

7.1 Einführungszeitrahmen

Die Einführung intelligenter Messgeräte und ihre Einbindung in ein intelligentes Messsystem wird derart durchgeführt, dass ein möglichst hohes Mass an Handlungsspielraum für die Netzbetreiber gewährleistet bleibt. So können sie den bisherigen Zählerpark Schritt für Schritt in optimaler Weise modernisieren. Der Einführungszeitraum ist jedoch auch vor dem Hintergrund einer vollständigen Marktöffnung zu sehen, welche durch intelligente Messsysteme technologisch unterstützt wird. Einige Nutzeneffekte treten insbesondere in einem vollständig liberalisierten Markt oder durch eine vermehrte Regulierung auf. Eine vollständige Marktöffnung ist für den 1.1.2017 geplant. Erste Wechsel der Lieferanten könnten ab dem 1.1.2018 stattfinden.

Vor diesem Hintergrund ist daher bis 2025⁵⁴ eine flächendeckende und in diesem Sinne mindestens eine 80-prozentige Abdeckung der Zählpunkte im Versorgungsgebiet durch intelligente Messsysteme zu gewährleisten. Die installierten intelligenten Messgeräte sind spätestens bis dahin in ein vollfunktionfähiges intelligentes Messsystem zu integrieren. Sie sind dahingehend also an ein Kommunikationssystem anzubinden, das wiederum mit einem entsprechenden Zähldatenverarbeitungssystem beim Netzbetreiber verbunden ist, sodass die Mindestanforderungen gemäss Kapitel 4 gewährleistet werden⁵⁵. Der Bestandsschutz (siehe Kapitel 7.2) des bereits vorhandenen, zumeist mit mechanischen Zählern ausgestatteten Zählerparks hat jedoch Vorrang gegenüber der Einführung von intelligenten Messsystemen. Das bedeutet, dass falls der Zählerpark eines Netzbetreibers jung ist, die Abdeckungsziele nicht eingehalten werden müssen. Eine Nichteinhaltung des vorgegebenen Abdeckungsgrades muss jedoch begründet werden, indem die relevanten Daten bzgl. des Zählerparks auf Anfrage der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (EiCom) (siehe Kapitel 8) offen gelegt werden. Nach dem Inkrafttreten der Verordnung zur Einführung von intelligenten Messsystemen beim Endverbraucher dürfen mit einer Übergangsfrist von einem Jahr nur noch intelligente Messgeräte bzw. intelligente Messsysteme installiert werden, welche den Mindestanforderungen nach Kapitel 4 genügen.

7.2 Bestandsschutz

Bereits installierte Messsysteme können aus konventionellen mechanischen Zählern (Ferraris-Zählern), aus Lastgangzählern (elektronisch), aus elektronischen Zählern ohne Kommunikationsanbindung oder aus nicht konformen intelligenten Messsystemen bestehen. Nicht konforme, intelligente Messsysteme meint hierbei Messsysteme, die nicht vollumfänglich die beschriebenen Mindestanforderungen erfüllen, jedoch gemäss Art. 15 und Art 17 a StromVG (gemäss ES2050)⁵⁶ als intelligent verstanden werden können, da sie über eine bidirektionale Kommunikation mit einem Zähldatenverarbeitungssystem verfügen. Für konventionelle mechanische Zähler und elektronische Zähler ohne Kommunikationsanbindung gilt ab Einbau bzw. letzter durchgeführter Eichung oder Instandsetzung ein Bestandsschutz von 10 Jahren ab Inkrafttreten der Verordnung zur Einführung von intelligenten Messsystemen. Spätestens nach Ablauf dieser Frist müssen konventionelle, mechanische Zähler

⁵⁴ Bei der Festlegung eines 80-prozentigen Abdeckungsgrades durch intelligente Messsysteme wurde ein Inkrafttreten dieser Verordnung um 2017 angenommen.

⁵⁵ Aus Effizienzgründen kann das Netzbetreiber die Kommunikation sowie das Zähldatenverarbeitungssystem auch an Dienstleister auslagern – vgl. Kapitel 8.1.

⁵⁶ Vgl. Gesetzesentwurf zum 1. Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 vom 4. September 2013.



ausgewechselt werden und die elektronischen Zähler ohne Kommunikationsanbindung in ein intelligentes Messsystem integriert oder ebenfalls ausgetauscht werden.

Lastgangzähler und nicht konforme intelligente Messgeräte, welche bereits vor Inkrafttreten der Verordnung zur Einführung von intelligenten Messsystemen beschafft und installiert wurden, geniessen einen Bestandsschutz auf Lebensdauer. Sie können zunächst weiterhin in einem intelligenten Messsystem auf nicht konformer Art und Weise betrieben werden. Sie sind bei Instandsetzungsarbeiten am Messgerät oder nach Ende der Lebensdauer gegen gesetzlich vorgeschriebene, intelligente Messgeräte zu ersetzen. Die Einbindung und der Betrieb der nicht konformen, intelligenten Messgeräte darf weder die Installation noch den Betrieb konformer intelligenter Messgeräte innerhalb eines intelligenten Messsystems beeinträchtigen. U. U. muss das bereits vorhandene, aber nicht konforme Messsystem systemtechnisch derart erweitert werden, dass alle gesetzlichen Mindestanforderungen erfüllt werden.

Für die Kunden, welche bereits im offenen Markt sind (Kunden mit Verbrauch > 100 MWh/a), erscheint zudem eine Übergangsregelung notwendig, welche einen Ausgleich zwischen der individuellen Kostentragung für Lastgangmessung, wie sie bisher gemäss Art. 8 Abs. 5 StromVV besteht, und der Regelung, dass Smart Metering in den Netzkosten anrechenbar ist, schafft. Eine mögliche Stossrichtung wäre die kompletten Kosten für Lastgangmessung genauso wie für Smart Metering an die Netzkosten anzurechnen. Damit wäre eine Gleichbehandlung aller Kunden, ab einem gewissen Zeitpunkt gegeben. Abgeltungen, welche in der Vergangenheit erfolgt sind, wären als notwendige Opportunitäten für eine Nutzung des Marktes, d. h. als risikobehaftete Investitionen über anzunehmende Kostenersparnisse am Markt, als abgegolten zu betrachten. Eine weitere Möglichkeit wäre, die individuelle Kostentragung beizubehalten, da die Lastgangmessung vor dem Hintergrund der Marktöffnung eingeführt wurde, und Smart Metering ein Teil der ES 2050 ist, der vor allem Energieeffizienz grossflächig fördern soll. Bei dieser Lösung muss darauf geachtet werden, dass die Kosten für Smart Metering auch jenen Kunden über die Netznutzungsentgelte verrechnet werden, die Smart Metering nutzen. Lastganggemessene Kunden sollten keinen Anteil an Netznutzungsentgelten für Smart Metering tragen. Eine weitere Möglichkeit könnte sein, den Lastgangzähler auf Endkundenwunsch hin gegen ein intelligentes Messgerät (Smart Meter) zu ersetzen, sofern der Kunde dies wünscht und keine technischen Gründe (Messklassen) dagegen sprechen. Dann wäre aber der Restwert des Lastgangzählers dem Kunden in Rechnung zu stellen. Das weitere Vorgehen bedarf jedoch weiterer Überlegungen, die nachgelagert erfolgen werden.

7.3 Übergangsphase Lastmanagement

Netzoptimierung durch Lastmanagement ist in weiten Teilen der Schweizer Netzgebiete verbreitet und damit auch vor der Einführung von intelligenten Messsystemen in einer rudimentären Form verfügbar. Beinahe flächendeckend vorhandene Rundsteueranlagen leisten diese Funktionalität und sperren bzw. steuern Boiler und Heizungen. Diese Rundsteuerungsanlagen sollen nicht grundsätzlich durch intelligente Messsysteme abgelöst werden. Diese Eigenschaft findet sich entsprechend auch nicht unter den Mindestanforderungen wieder (siehe hierzu insbesondere Kapitel 4.2.B) und ist damit nicht per se in den Netzkosten anrechenbar.

Die Rundsteueranlagen können durch Aufrüstungen von Software noch weiter optimiert werden, sodass sie z.B. auch auf Wetterschwankungen reagieren können. Die Rundsteuerungsanlagen können parallel zur Modernisierung der Netzinfrastruktur weiterbetrieben werden. Nichtsdestotrotz kann die Lebensdauer dieser alten Anlagen in einem Netzgebiet überschritten sein und ein Ersatz anstehen. In



einem derartigen Fall kann es sinnvoll sein, die Rundsteueranlage durch weitere Eigenschaften des intelligenten Messsystems zu ersetzen. Die Kosten der in das intelligente Messsystem zu integrierenden weiteren Eigenschaften sind insofern in den Netzkosten anrechenbar, als dass sie rein netzdienlich (für Betrieb und Planung der Netze bzw. Reduzierung der abgewälzten Netznutzungsentgelte) die Funktionen der Rundsteueranlage übernehmen und diese im Sinne von Art. 15 Abs. 1 StromVG⁵⁷ sind. Die Erbringung von Leistungen im liberalisierten Bereich, z.B. durch Erbringungen von Systemdienstleistungen, Optimierungen bei der Ausgleichsenergie oder gar portfoliointernen Optimierungen bei der Beschaffung von Energie, sind mindestens durch Kostenschlüssel an die Beansprucher dieser Dienstleistungen weiterzuerrechnen. Die Rundsteueranlagen bzw. Laststeuerungen dürfen nicht zur Schaffung von Marktbarrieren für Dritte eingesetzt werden.

8 Überprüfung der Regelungen zu intelligenten Messsystemen, deren Kosten und deren Konformität

Im Sinne ihrer Aufgabenerfüllung kann die Eidgenössische Elektrizitätskommission (EiCom) die Einhaltung der in einer Verordnung festgelegten Regelungen zu intelligenten Messsystemen beim Endverbraucher überprüfen. Somit kann die EiCom also die Einhaltung aller in Kapitel 4.1. beschriebenen Mindestanforderungen in intelligenten Messsystemen überprüfen, sofern die Mindestanforderungen auch Eingang in eine Verordnung erhalten. Einen Spezialfall bilden die weiteren Eigenschaften gemäss Kapitel 4.2. Hierzu kann die EiCom ex post, gesondert und abschliessend prüfen, ob die intelligenten Messsysteme, welche die weiteren Eigenschaften aufweisen, im Einzelfall anrechenbar sind. Eine Einschätzung der gewählten Lösungsvariante zur Einführung der intelligenten Messsysteme und der Aussicht auf Kostenanrechenbarkeit kann bei der EiCom vor Durchführung des Projektes eingefordert werden. Dazu werden der EiCom alle nötigen Informationen bereitgestellt. Die EiCom ist insbesondere in folgende Aktivitäten involviert:

8.1 Überprüfung Kosteneffizienz und Anrechenbarkeit

Gestützt auf Art. 11 StromVG⁵⁸ müssen Netzbetreiber der EiCom jährlich ihre Kostenrechnung vorlegen. Diese Kostenrechnung muss in Zukunft auch die Kosten für intelligente Messsysteme offenlegen. Diese Kosten gelten nach Art. 15 Abs.1 und Abs. 2 StromVG (gemäss ES2050)⁵⁹ als anrechenbare Kosten und sind damit grundsätzlich den Netzkosten anrechenbar, sofern die Messsysteme die technischen Mindestanforderungen erfüllen. Ihre Anrechenbarkeit wird also durch die Erfüllung der Mindestanforderungen bestimmt. Die EiCom kann die Erfüllung der Mindestanforderungen sowie die Kosteneffizienz der Einführung prüfen.

Die EiCom kann die vollständige Kostenanrechenbarkeit für intelligente Messsysteme reduzieren oder Sanktionen aussprechen, falls die Mindestanforderungen nicht erfüllt sind, die Systeme überdimensioniert sind (z.B. durch weitere Eigenschaften) oder ineffizient eingeführt wurden. Es gibt eine Vielzahl an Möglichkeiten ein intelligentes Messsystem einzuführen und zu betreiben, wobei sich die Kosteneffizienz stark unterscheiden kann. Insbesondere der Aufbau und der Betrieb eines Zähldatenverarbeitungs-

⁵⁷ Vgl. Stromversorgungsgesetz (StromVG) vom 23. März 2007 (Stand 1. Juli 2012) [SR 734.7].

⁵⁸ Vgl. Stromversorgungsgesetz (StromVG) vom 23. März 2007 (Stand 1. Juli 2012) [SR 734.7].

⁵⁹ Vgl. Gesetzesentwurf zum 1. Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 vom 4. September 2013.



tungssystems und eines Energiedatenmanagements (EDM)⁶⁰ ist bei kleineren Netzbetreibern ineffizient und mit unverhältnismässigem Aufwand verbunden. In solchen Fällen besteht einerseits die Möglichkeit, dass ein Zähldatenmanagementsystem nur aus einem Head-End-System besteht und bei einer kleineren Anzahl Kunden ohne die weiteren Funktionalitäten eines „Meter Data Management“ Systems auskommt (vgl. Kapitel 2). Andererseits kann eine Auslagerung des Zähldatenmanagements an Drittanbieter wesentlich effizienter also kostengünstiger sein. Bei Effizienzgewinnen ist letztere Möglichkeit vorzuziehen. Lösungen Dritter im Bereich des Messwesens sind bereits bisher in Art. 8 Abs. 2 StromVV⁶¹ angesprochen, welcher die Netzbetreiber anhält, Richtlinien über das Messwesen und Informationsprozesse zu machen und sie verpflichtet, dabei auch den Einbezug Dritter als Möglichkeit vorzusehen. Aufgrund einer Mitteilung der ECom⁶² kann der Netzbetreiber diese Möglichkeit nur dann nicht zulassen, wenn der sichere Netzbetrieb gefährdet ist. Messdienstleistungen Dritter können entweder über die Kommunikationsinfrastruktur des Netzbetreibers durchgeführt werden, oder aber auf Basis einer kommunikationstechnischen Lösung Dritter. In diesem Fall stellen sich Fragen bzgl. einer weiteren Anrechenbarkeit der vom Netzbetreiber aufgebauten Kommunikationsinfrastruktur. Auf Anfrage sind der ECom Daten zur Evaluation von Angeboten Dritter zu Einführung und zum Betrieb der intelligenten Messsysteme vorzulegen.

Eine Ausnahme hinsichtlich der Anrechenbarkeit bei der Einführung bilden intelligente Messsysteme (nicht konforme und konforme), welche im Rahmen von Pilot-, Demonstrations-, und Leuchtturmprojekten (P-, D-, und L-Projekte) installiert wurden und weiter betrieben werden. Deren nicht amortisierbare Kapital- und Betriebsmehrkosten wurden im Rahmen der P- D- und L-Projekte durch den Bund mitfinanziert und sind dahingehend nicht nochmals in den Netzkosten anrechenbar.

Bei der Überprüfung zur Kostenanrechenbarkeit im Rahmen der Einführung kann die ECom Vorgaben hinsichtlich der Informationsbereitstellung zum Erfüllungsgrad der Mindestanforderungen, zu weiteren Eigenschaften der Messsysteme, der Evaluation von Drittangeboten sowie der Kosteneffizienz der Einführung erlassen. Auf Anfrage der ECom ist in einfacher Weise offenzulegen, welche Lösungen für das Versorgungsgebiet geprüft wurden, welches die finanziellen Aufwände gewesen wären und inwiefern Lösungen von Dienstleistern einbezogen wurden.

8.2 Verursachergerechte Kostenzuordnung

Quersubventionierungen zwischen dem Netzbetrieb und den übrigen Tätigkeitsbereichen sind durch Art. 10 Abs. 1 StromVG⁶³ untersagt. Aufgrund dieser Bestimmung sind Quersubventionierungen zwischen dem Betrieb des Elektrizitätsnetzes und den anderen Sparten (bspw. Elektrizität, Gas, Wasser, Fernwärme, Telekommunikation) verboten. Die Verpflichtung für Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) gemäss Art. 10 Abs. 2 StromVG⁶⁴ und Art. 10 Abs. 3 StromVG⁶⁵, den Verteilnetzbereich mindestens informatorisch und buchhalterisch von den übrigen Tätigkeitsbereichen zu entflechten, beinhaltet eine Auftrennung der Kosten, sowohl falls Anlagen durch das EVU als auch zusammen mit einem Dritten, z.B. einem Unternehmen aus einem anderen Sektor, erstellt werden. Die Aufteilung der Kosten zwischen dem Netzbereich und den anderen Sparten muss aufgrund der Kostenrechnung überprüfbar sein. Dies erlaubt es in der Regel, Quersubventionierungen zu vermeiden. Hinsichtlich

⁶⁰ Ein Zähldatenverarbeitungssystem umfasst einen geringeren Funktionssatz als ein Energiedatenmanagementsystem, das z.B. auch Absatzprognosen und weitergehende Analyse von Datenreihen ermöglicht.

⁶¹ Vgl. Stromversorgungsverordnung (StromVV) vom 14. März 2008 (Stand 3. Juni 2014) [SR 734.71].

⁶² ECom Mitteilung vom 12. Mai 2011. <http://www.elcom.admin.ch/dokumentation/00091/00104/index.html?lang=de>

⁶³ Vgl. Stromversorgungsgesetz (StromVG) vom 23. März 2007 (Stand 1. Juli 2012) [SR 724.7].

⁶⁴ Vgl. Stromversorgungsgesetz (StromVG) vom 23. März 2007 (Stand 1. Juli 2012) [SR 734.7].

⁶⁵ Vgl. Stromversorgungsgesetz (StromVG) vom 23. März 2007 (Stand 1. Juli 2012) [SR 734.7].



intelligenten Messsystemen muss sichergestellt werden, dass Endverbraucher beim Elektrizitätsbezug nicht für Kosten aufkommen, welche nicht im Netz sondern in anderen Sparten, die einen Nutzen sehen, anfallen. Gerade Art. 7 Abs. 5 StromVV⁶⁶ legt im Übrigen fest, dass Netzbetreiber dem Netz Einzelkosten direkt und Gemeinkosten⁶⁷ über verursachergerechte Schlüssel zuordnen müssen. Diese Schlüssel müssen sachgerecht, nachvollziehbar und schriftlich festgehalten sein sowie dem Grundsatz der Stetigkeit entsprechen.

Intelligente Messsysteme können unter anderem neben der Visualisierung der Verbrauchs- und Produktionswerte von elektrischer Energie auch Verbrauchswerte von Gas, Wasser und Fernwärme in Pseudo-Echtzeit beim Endverbraucher visualisieren oder in ein Abrechnungssystem übertragen. In solchen Fällen kann das Messwesen nicht zu grossen Teilen dem elektrischen Netz belastet werden. Auch hier sind verursachergerechte Kostenschlüssel wichtig. Ähnliches gilt für Laststeuerungen im Rahmen der weiteren Eigenschaften gemäss Kapitel 4.2, welche in gewissen Ausprägungen vermehrt dem Markt und nicht dem Netz zuträglich sind (nicht netzdienlich z.B. für den Systemdienstleistungsmarkt). Auch Lastoptimierungen, welche nicht netzdienlich sind, wie z.B. dynamische Tarife für Energie im Rahmen einer Vermarktung von neuen Energieprodukten, sind den jeweiligen Lieferanten und Unternehmen anzulasten, so sie denn die Messinfrastruktur für solche Zwecke nutzen. Generell muss die Kostentragung dort erfolgen wo der Nutzen ist. Dies wird im Rahmen der Einführung insofern gewährleistet, als dass solche Funktionalitäten nicht in den Mindestanforderungen enthalten sondern den weiteren Eigenschaften zugeordnet sind. Die Verwendung von sachgerechten Schlüsseln ist für Fälle, in denen die weiteren Eigenschaften realisiert werden, entsprechend zu gewährleisten.

8.3 Allgemeine Monitoringpflichten zur Einführung intelligenter Messsysteme

Die Netzbetreiber haben über den Fortschritt der Einführung der intelligenten Messsysteme das BFE sowie die EICom bei Bedarf oder aber in regelmässigen Abständen zu unterrichten. Insbesondere informieren die Netzbetreiber bei Bedarf über den Abdeckungsgrad der Zählpunkte mit intelligenten Messsystemen, die dafür angefallenen Kosten, die Verbrauchsentwicklung, die finanziellen Aufwendungen für Datensicherheit und Datenschutz (Kapitel 8.4) und die Netzsituation. Die EICom kann Vorgaben für eine standardisierte Art der Informationsbereitstellung machen. Auf Anfrage hinsichtlich der gewählten kommunikationstechnischen Verbindung der intelligenten Messgeräte innerhalb des intelligenten Messsystems sind Abwägungen finanzieller Art offenzulegen.

8.4 Monitoring im Bereich Datensicherheit und Datenschutz

A. Datensicherheit

Mindestanforderungen an intelligente Messsysteme zur Datensicherheit werden noch im Detail geprüft. Aus heutiger Sicht ist vorstellbar, dass die Datensicherheit im intelligenten Messsystem periodisch z.B. alle 3 Jahre durch den Betreiber des intelligenten Messsystems zu überprüfen und gegebenenfalls zu verbessern ist, sodass die Datensicherheit des intelligenten Messsystems eine gleichbleibende Qualität aufweist und den Anforderungen in Kapitel 4.1.3 des vorliegenden Dokumentes entspricht. Es ist vorstellbar, dass bei Bedarf der Bund selbst Vorgaben hinsichtlich zu erfüllenden Anfor-

⁶⁶ Vgl. Stromversorgungsverordnung (StromVV) vom 14. März 2008 (Stand 3. Juni 2014) [SR 734.71].

⁶⁷ Derartige Gemeinkosten fallen z.B. bei den Zähldatenverarbeitungssystemen, Energiedatenmanagementsystemen sowie bei der Kommunikationsinfrastruktur, die auch für die Verwaltung von Daten anderer sparten verwendet werden kann.



derungen erlässt⁶⁸, an denen sich eine Prüfung dann auszurichten hat. Der Betreiber des intelligenten Messsystems zieht zur Prüfung der Sicherheit renommierte, unabhängige Prüfstellen hinzu, die das Sicherheitsniveau des intelligenten Messsystems bewerten. Die Prüfung kann insbesondere die Sicherheit der Daten im intelligenten Messgerät selbst, die Datenübertragung sowie die Aufbewahrung der Daten, die durch das intelligente Messsystem aufgenommen wurden, betreffen. Ergebnis der Prüfung kann ein klassifizierter Bericht, der das Sicherheitsniveau des intelligenten Messsystems beurteilt, oder ein anderer Konformitätsnachweis, z.B. ein Zertifikat, sein. Auf Anfrage würde der Bericht bzw. das Zertifikat an die ECom sowie weitere relevanten und noch zu definierenden Bundesstellen ausgehändigt. Ein Bericht würde dort als vertraulich behandelt. Im periodischen Abstand der Prüfung ist der ECom Bericht über die Ergebnisse dieser Sicherheitsprüfung auf Basis einer eingängigen Zusammenfassung des Sicherheitsberichtes bzw. der Einstufung des Sicherheitsniveaus und ggf. erhaltener Zertifikate zu erstatten.

Zur Gewährleistung eines einheitlichen Sicherheitsniveaus der intelligenten Messsysteme in der Schweiz sind Richtlinien sowie Standards im Bereich Datensicherheit nötig, die derzeit jedoch weder national noch international verfügbar sind. Daher wird zunächst auf den Stand der Technik verwiesen. Eine Stossrichtung zur Festlegung des Standes der Technik kann wie bereits erwähnt (analog zu 4.1.3 A) die Erarbeitung einer Branchenrichtlinie oder aber bundesweite Vorgaben seitens des BFE sein. Solche Vorgaben sind unter Einbezug von Bundesämtern, Betreibern, Herstellern, Kommunikationssicherheitsexperten sowie weiteren betroffenen Verbänden zu erarbeiten⁶⁹.

Die ECom prüft die Kosten der Sicherheitsmassnahmen gegenüber auf Verhältnismässigkeit⁷⁰. Der Standard demgegenüber geprüft wird ist jedoch noch zu erarbeiten (s.o.). Die ECom kann Vorgaben für eine standardisierte Art der Informationsbereitstellung bzgl. der Kosten sowie hinsichtlich der Einstufung des Sicherheitsniveaus, z.B. anhand einer Punkteskala vorgeben. Die Beurteilung der Verhältnismässigkeit und des Sicherheitsniveaus eines Netzbetreibers ergibt sich durch den Vergleich von strukturell ähnlichen Netzbetreibern, ihren finanziellen Aufwendungen für Sicherheit und der Einstufung ihres Sicherheitsniveaus, gegenüber dem Standard einer ggf. bis dahin erarbeiteten Branchenrichtlinie, bundesweiten Vorgaben oder international verfügbaren Standards. Bei einem unterdurchschnittlichen Erfüllungsgrad der Anforderungen gemäss Kapitel 4.1.3 kann die ECom Massnahmen zur Verbesserung der Sicherheit fordern. Solche Aufwendungen sind gemäss Kapitel 8.1. anrechenbare Kosten.

B. Datenschutz

Bei der Umsetzung des Datenschutzes sind die Grundsätze der allgemeinen Datenschutzgesetzgebung sowie die in Bezug auf Notwendigkeit und Umfang noch näher abzuklärende und gegebenenfalls spezialgesetzlich noch zu verankernde Datenschutzregelung zu beachten⁷¹. Die Umsetzung des Datenschutzes und dessen Einhaltung ist durch den Betreiber des intelligenten Messsystems mit dem Datenschützer abzustimmen. Die finanziellen Aufwendungen zur Einhaltung des Datenschutzes sind in den Netzkosten ebenfalls anrechenbar und müssen für eine Überprüfung durch die ECom ausgewiesen werden.

⁶⁸ Dies erfordert eine entsprechende Delegationsnorm im Gesetz.

⁶⁹ Hier ist, neben noch zu erarbeitenden Branchenrichtlinien, die Nationale Strategie zum Schutz der Schweiz vor Cyber-Risiken (VBS - Eidg. Departement für Verteidigung, 2012) <http://www.isb.admin.ch/aktuell/medieninfo/00126/index.html?lang=de&msgid=48856> sowie ihre Umsetzung im Strombereich von Belang. Hauptverantwortlich zur Umsetzung der NCS sind das Bundesamt für Wirtschaftliche Landesversorgung (BWL), das Bundesamt für Bevölkerungsschutz (BABS) und die Melde- und Analysestelle für Informatik Sicherheit (MELANI). Gemäss den Vorhaben soll bis Ende 2017 eine Umsetzung erfolgen. Es ist davon auszugehen, dass diese Umsetzung auch die Datensicherheit im Smart Metering Bereich betreffen wird.

⁷⁰ Im Zusammenhang mit der Erarbeitung des vorliegenden Dokumentes wurden von der ECom Vorbehalte gegenüber zusätzlichen Kostenprüfungen in diesem Bereich, nicht zuletzt aufgrund von Ressourcenüberlegungen, geäussert.

⁷¹ Vgl. hierzu „Datenschutz und Datensicherheit in Smart Grids“ (AWK, Vischer Anwälte, FIR - HSG, 2014).



9 Literaturverzeichnis

AWK, Vischer Anwälte, FIR - HSG. (2014). *Datensicherheit und Datenschutz in Smart Grids*. Bern, Schweiz:

<http://www.bfe.admin.ch/smartgrids>

Bits to Energy Lab, Ecoplan AG, Weisskopf Partner GmbH, ENCO AG. (2012). *Folgeabschätzung einer Einführung von "Smart Metering" im Zusammenhang mit "Smart Grids" in der Schweiz*. Bern, Schweiz: Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie. Bern, Schweiz:

<http://www.bfe.admin.ch/smartgrids>

Bundesamt für Energie (BFE). (2013). *Gesetzesentwurf und Botschaft zum 1. Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 vom 4. September 2013*. Bern, Schweiz:

<http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00527>

Bundesamt für Energie (BFE). (2009). *Smart Metering für die Schweiz – Potenziale, Erfolgsfaktoren und Massnahmen für die Steigerung der Energieeffizienz*. Bern, Schweiz:

<http://www.bfe.admin.ch/smartgrids>

CEN, CLC, ETSI. (2011). *Smart Grid Coordination Group - Functional Reference Architecture for Communications in Smart Metering Systems [TR50572]*. Brüssel, Belgien:

<http://www.cencenelec.eu/standards/Sectors/SustainableEnergy/SmartMeters/Pages/default.aspx>

Centralschweizerische Kraftwerke AG (CKW). (2014). *Smart Metering-Pilotprojekt stellt Kundennutzen in Frage. CKW setzt weiter auf Energieeffizienzmassnahmen mit höherem Kundennutzen*.

(Medienmitteilung). Luzern, Schweiz:

www.ckw.ch

CERRE - Center on Regulation in Europe. (2014). *Regulating Smart Metering in Europe: Technological, Economic and Legal Challenges*. Brüssel, Belgien:

<http://www.cerre.eu/regulating-smart-metering-europe-technological-economic-and-legal-challenges>

Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom). (2011). *Mitteilung zu Messkosten und Zugriff auf Messdaten vom 12.5.2011*. Bern, Schweiz:

<http://www.elcom.admin.ch/dokumentation/00091/00104/index.html?lang=de>

Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (ewz). (2013). *Smart Metering, Beratung oder sozialer Vergleich: Was beeinflusst den Elektrizitätsverbrauch?* Zürich, Schweiz:

www.stadt-zuerich.ch

Elektrizitätswerk des Kantons Zürich (EKZ). (2011). *Einfach sichtbar - so wird Strom gespart* (Medienmitteilung). Zürich, Schweiz:

www.ekz.ch

ENISA. (2012). *Appropriate Security Measures for Smart Grids*. Brüssel, Belgien:

<https://www.enisa.europa.eu/activities/Resilience-and-CIIP/critical-infrastructure-and-services/smart-grids-and-smart-metering>



Europäische Kommission (EC). (2012). *Commission Recommendation on preparations for the roll-out of smart metering systems [2012/148/EU]*. Brüssel, Belgien:

http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/smartgrids_de.htm

Europäische Kommission (EC). (2014). *Cost-Benefit Analyses & State of Play of Smart Metering Deployment in the EU-27*. Brüssel, Belgien:

http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/smartgrids_de.htm

Europäische Kommission (EC). (2012). *Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council on Energy Efficiency [2012/27/EU]*. Brüssel, Belgien:

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:315:0001:0056:EN:PDF>

Europäische Kommission (EC). (2009). *Standardisation mandate to CEN, CENELC and ETSI in the field of measuring instruments for the development of an open architecture for utility meters involving communication protocols enabling interoperability (M441)*. Brüssel, Belgien:

http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/smartgrids_de.htm

Europäische Kommission (EC). (2011). *Standardisation mandate to european standardisation organisations (ESO) to support european smart grid deployment (M490)*. Brüssel, Belgien:

http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/smartgrids_de.htm

Europäisches Parlament und Rat. (2004). *Richtlinie 2004/22/EG über Messgeräte (MID Richtlinie)*. Brüssel, Belgien:

<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:32004L0022>

St. Galler Stadtwerke. (2014). *Abschluss Pilotprojekt Smart Metering (Medienmitteilung)*. St. Gallen, Schweiz:

www.sgs.ch.

VBS - Eidg. Departement für Verteidigung, B. u. (2012). *Nationale Strategie zum Schutz der Schweiz vor Cyber Risiken*. Bern:

<http://www.isb.admin.ch/aktuell/medieninfo/00126/index.html?lang=de&msg-id=48856>

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE). (2010). *Handbuch Smart Metering*. Aarau, Schweiz:

www.strom.ch

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE). (2012). *Metering Code*. Aarau, Schweiz:

www.strom.ch

Zitierte Gesetzestexte:

Stromversorgungsgesetz (StromVG) vom 23. März 2007 (Stand 1. Juli 2012) [SR 734.7]. Bern, Schweiz.

Stromversorgungsverordnung (StromVV) vom 14. März 2008 (Stand 3. Juni 2014) [SR 734.71]. Bern, Schweiz.

Messmittelverordnung (MessMV) vom 15. Februar 2006 (Stand 1. Januar 2013) [SR 942.210]. Bern, Schweiz.



Verordnung des EJPD über Messmittel für elektrische Energie und Leistung vom 19. März 2006 (Stand 1. Januar 2013) [SR 921.251]. Bern, Schweiz.

Bundesgesetz über die technischen Handelshemmnisse vom 6. Oktober 1995 (Stand 1. Juli 2010) [SR 946.51]. Bern Schweiz.