

Bundesministerium für  
Wirtschaft, Familie und Jugend  
Stubenring 1  
1015 Wien  
Per E-Mail an: post@IV1.bmwfj.gv.at

Kontakt	DW	Unser Zeichen	Ihr Zeichen	Datum
Dipl.-Ing. Ursula Tauschek	223	TA/SC – 01/2012	BMWfJ-551.100/0107-IV/1/2011	20.01.2012

**Stellungnahme zur Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der die Einführung intelligenter Messgeräte festgelegt wird (Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung)**

Sehr geehrter Herr Doktor Haas,

wir danken für die Gelegenheit zur Stellungnahme zum Entwurf der Intelligenen Messgeräte- Einführungsverordnung (IME-VO).

**Generell erlauben wir uns folgende Anmerkungen zum Verordnungsentwurf:**  
Grundvoraussetzung für die flächendeckende Einführung intelligenter Messgeräte ist eine entsprechende längerfristige Planungs- und Investitionssicherheit für den ganzen Implementierungszeitraum. Dies beinhaltet insbesondere eine Kostenanerkennung gemäß EIWOG § 59 Abs. (1). Ein erster diesbezüglicher Schritt zur Planungssicherheit wurde mit der Verordnung zu den Mindestanforderungen an die intelligenten Messgeräte gesetzt. Leider versäumt bzw. noch ausständig sind die dringend notwendigen klaren gesetzlichen Regelungen zu den Themen Datenschutz und Eichrecht, Systemsicherheit, Standards und Normen sowie ein entsprechender, realistischer zeitlicher Rahmen für die Umsetzung, um die Zukunftssicherheit, welche bei derart hohen Investitionen unbedingt erforderlich ist, sicherzustellen.

Zu den im Vorblatt angeführten Auswirkungen auf die Beschäftigung und den Wirtschaftsstandort Österreich ist anzumerken, dass die volkswirtschaftliche Studie von PricewaterhouseCoopers Österreich (PwC)<sup>1</sup>, auf welcher die vorliegenden Daten

<sup>1</sup> Volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analysen einer österreichweiten Einführung von intelligenten Messgeräten für Strom und Gas, PricewaterhouseCoopers; Juni 2010

basieren, als unzureichend und unvollständig bzw. mittlerweile auch veraltet anzusehen ist. Dies zeigt auch die von Oesterreichs Energie in Auftrag gegebene und wesentlich detaillierter erarbeitete Studie<sup>2</sup> – erstellt von Capgemini Consulting Österreich AG – klar auf (Der Ergebnisbericht liegt der STN bei.). In der Studie von PwC wurden wesentliche Kostenfaktoren für die Installation der Zähler, die erforderliche Kommunikations-Infrastruktur und die umfangreichen Anpassungen der EDV-Systeme inklusive Schnittstellen viel zu gering angesetzt. Demgegenüber sind in der Studie viel zu hohe Effizienzeinsparungen beim Kunden von 3,5 % bei Strom und 7 % bei Gas als nicht plausibel bzw. unrealistisch und somit nicht nachvollziehbar zu bezeichnen. Ausgehend von dieser Datenbasis kommt die Studie daher zu völlig verzerrten volkswirtschaftlich positiven Effekten.

Wie die Erläuterungen ausführen, sind intelligente Messgeräte eine unabdingbare Schnittstelle für intelligente Netze, die anlässlich der Forcierung erneuerbarer Energien erforderlich sein werden. Jedoch profitiert nicht der Netzbetreiber in erster Linie von der Einführung von Smart Metering, der Vorteil sollte vor allem beim Kunden liegen. Diese Annahme gilt es allerdings eingehend – vor der Implementierung eines teuren Systems – zu untersuchen. Den in den Erläuterungen aufgezählten Einsparungspotentialen beim Netzbetreiber stehen deutlich höhere Kosten für den Betrieb, die Wartung, Instandhaltung, Ausbildung und Schulung, Kundenkommunikation sowie Neuorganisation des neuen IT-, TK- und Zählersystems gegenüber. Dies nicht nur in der Einführungsphase sondern auch später, etwa für die laufende Wartung der notwendigen Systeme, auch im Hinblick auf die gesamte Sicherheit.

## **Im Einzelnen merken wir zum vorliegenden Entwurf der Verordnung und zu den Erläuterungen an:**

### **Einführung intelligenter Messgeräte („smart meters“) – VO-Entwurf**

#### **Ad § 1 (1), Einführung intelligenter Messgeräte – Quoten und Zeitplan**

In der Verordnung wird die Ausrollung von intelligenten Messgeräten nach einem Stufenplan gefordert, wobei bis Ende 2014 mindestens 15%, Ende 2016 mindestens 45%, Ende 2018 mindestens 95% der an ihr Netz angeschlossenen Endverbraucher mit einem intelligenten Messgerät auszustatten sind.

*Oesterreichs Energie fordert zu § 1 (1) Quoten und Zeitplan*

- **Anpassung des Zeitplanes für die Ausstattung von intelligenten Messgeräten an jenen aus der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie bis 2020. Es ist ein Einführungszeitraum ab 2016 bis 2020 anzustreben.**

---

<sup>2</sup> Analyse der Kosten – Nutzen einer österreich-weiten Smart Meter Einführung, Capgemini Consulting Österreich AG; Jänner 2010

- **Streichung der Forderung bis 2014 mindestens 15% der Endverbraucher mit intelligenten Messgeräten auszustatten. Eine angemessene und realistische Vorlaufzeit muss den Netzbetreibern jedenfalls zugestanden werden.**
- **Anpassung (Reduzierung) der Endausbauquote für intelligente Messgeräte von 95% in Abhängigkeit der Struktur des Versorgungsgebietes bzw. den damit verbundenen spezifischen Erschließungs- und Umsetzungskosten.**
- **Sicherstellung der zuständigen Behörden, dass die von ihr vorgegebenen, über die derzeitigen Anforderungen der Netzbetreiber hinausgehenden Funktionalitäten in den rechtlichen Rahmenbedingungen, insbesondere hinsichtlich des Datenschutzgesetzes und des Eichgesetzes, der Standards sowie der Systemsicherheit, vor Beginn der Implementierung der intelligenten Messsysteme ihre Deckung finden.**
- **Festlegen eines Zeitplans für die Implementierung der intelligenten Messsysteme, welcher in Abhängigkeit von den organisatorischen und technischen Erfordernissen so gestaltet ist, dass insbesondere die Zeiträume für die technische Projektierung und die Beschaffungsvorgänge vollumfänglich berücksichtigt werden. Die technische Durchführung obliegt ausschließlich dem jeweiligen Netzbetreiber.**
- **Sicherstellung der Kostenanerkennung gemäß EIWOG § 59 Abs. (1).**
- **Koordinierung der Zeitpläne für die Ausstattung von intelligenten Messgeräten für Strom und Gas.**
- **Ersetzen des Begriffes „Endverbraucher“ in „Zählpunkte von Endverbrauchern“.**

#### *Begründung*

- Hinsichtlich der gemäß Begutachtungsentwurf der Intelligenten Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO) festgesetzten Roll-Out-Quoten sowie Zeiträume (bis Ende 2018 mindestens 95 vH) für die Ausstattung von Endverbrauchern mit intelligenten Messgeräten ist festzuhalten, dass überschießende Vorgaben im Vergleich zur EU-RL 2009/72/EG als nicht zielführend angesehen werden, zumal eine technisch-wirtschaftlich optimale Implementierung unter den angeführten zeitlichen Vorgaben nicht möglich ist.

Demnach sollten die Vorgaben gemäß EU-RL 2009/72/EG, wodurch bei positiver wirtschaftlicher Bewertung mindestens 80% der Verbraucher bis 2020 mit intelligenten Messgeräten auszustatten sind, die Grundlage für die Vorschreibung von Mindestwerten gemäß IME-VO darstellen. Netzbetreibern sollte es vielmehr selbst überlassen sein, ihre individuell verschiedenen Implementierungsquoten zu realisieren, wobei der Endzeitpunkt für den gesamten Roll-Out das Jahr 2020 sein sollte. Eine Verkürzung des Einführungszeitraums im Vergleich zu den Vorgaben gemäß EU-RL 2009/72/EG birgt die Gefahr der Investition in technisch unausgereifte Systeme, was zum einen zu deutlichen

Kostensteigerungen für Netzbetreiber und zum anderen zu einer Reduktion des Kundennutzens führt.

Weiters ist dieser Ausbauplan wesentlich kurzfristiger als jener in der zugrunde liegenden Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie, in welcher nach positiver wirtschaftlicher Bewertung seitens der Behörde ein Zeitplan mit einem Planungsziel von 10 Jahren gefordert wird.

Insbesondere sind die unterschiedlichen Zählerplatzsituationen und strukturellen Rahmenbedingungen sowie das jeweilige wirtschaftlich-technische Optimum von Netzbetreibern in diesem Zusammenhang zu berücksichtigen. Die Kosten zur Erreichung einer geforderten Roll-Out-Quote von 95% gemäß IME-VO sind für Netzbetreiber mit einer ländlichen Versorgungsstruktur um ein Vielfaches höher als für Netzbetreiber mit einem städtischen Versorgungsgebiet, zumal an eine Trafostation mittels Datenkonzentratoren deutlich weniger intelligente Messgeräte angeschlossen werden können. Damit ergeben sich für Netzbetreiber mit ländlichem Versorgungsgebiet deutlich höhere spezifische Kosten.

- Für die Einführung ist eine gewisse Vorlaufzeit notwendig: Es sind die laufenden Pilotversuche entsprechend den Vorgaben durch die Behörde zu adaptieren und fertigzuführen, um mit belastbaren Erfahrungswerten und Erkenntnissen eine optimale und kostengünstige Implementierung sicherstellen zu können. Diese sind praktisch erst jetzt möglich, da die IMA-VO 2011 erst seit 1. November 2011 in Kraft gesetzt wurde. Überdies ist die IMA-VO 2011 in manchen Punkten ungenau formuliert, es fehlen noch dringend genauere Festlegungen. Zudem müssen nach Beginn des Rollouts Beobachtungsphasen für Massentests vorgesehen werden, um technische und prozessuale Nachbesserungen vornehmen zu können und so Stranded Investments zu verhindern.
- Die IMA-VO sieht unter § 3 Z 2 u. a. vor, dass mittels intelligenter Messgeräte eine Messung und Speicherung von Zählerständen im Intervall von 15 Minuten möglich ist und dass diese über eine Kommunikationsschnittstelle einmal täglich alle bis Mitternacht des jeweiligen Kalendertages erfassten Daten bis spätestens 12:00 Uhr des darauffolgenden Kalendertages an den Netzbetreiber auszugeben haben. Um diese Leistungsanforderung technisch überhaupt realisieren zu können, sind neben den erforderlichen intelligenten Messgeräten eine entsprechende Datenkommunikationsinfrastruktur für die Übertragung der einzelnen Daten sowie entsprechende IT-Systeme (u. a. Meter Data Management System) für die gesamte Datenerfassung-, -verarbeitung und -verwaltung notwendig. Faktum ist, dass die Implementierung der erforderlichen Datenkommunikations- und IT-Systeme mit zusätzlichen Investitions- (CAPEX) und laufenden Betriebskosten (OPEX) verbunden ist, welche auf Grundlage des § 83 Abs. 2 gemäß § 59 EIWOG bei der Ermittlung der Kostenbasis für die Entgeltbestimmung in Ansatz zu bringen sind.
- Die IMA-VO sieht in § 3 Z 12 vor, dass die Messgeräte dem anerkannten Stand der Technik zu entsprechen haben. In den dazugehörigen Erläuterungen wird dabei explizit beschrieben, dass die intelligenten Messgeräte die Anforderungen des Mandates M/441

der Europäischen Kommission an die Normungsgremien CEN/CENELEC/ETSI zu erfüllen haben. Der Abschluss dieses Mandates hat sich jedoch verzögert und ist nun für Ende 2012 geplant. Somit sind die entsprechenden Standards für die Datenübertragung aktuell noch nicht definiert und daher die entsprechenden Technologien auch noch nicht verfügbar.

- Für die Anwendung eines adäquaten Schutzprofils (Stichworte Data-Security, HW-Krypto-Chips, Verschlüsselung) gibt es derzeit noch keine verfügbare Technologie bzw. ist vorher festzulegen, welches Schutzniveau überhaupt anzuwenden ist (in der IMA-VO 2011 ist „Stand der Technik“ gefordert).  
In Deutschland entwickelt das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik im Auftrag der Bundesregierung sogenannte Datenschutzprofile für Smart Meter. Die technische Ausgestaltung der Schutzprofile erfolgt in einer Richtlinie, welche frühestens im Herbst 2012 zur Verfügung stehen wird. Die Vorgaben dieser technischen Richtlinie werden wesentlich die Zählerentwicklung beeinflussen und stellen ab diesem Zeitpunkt den Stand der Technik dar.
- Ebenso offen sind die berechtigten Vorgaben der IMA-VO 2011, wie die Kommunikationsschnittstellen für externe Mengengeräte und für den Kunden in den Zählern zu realisieren sind. Auch diese Anforderungen sind bisher international noch nicht umgesetzt worden.
- Neben der europäischen Zulassung (MID) ist durch die österreichische Gesetzgebung vorgesehen, dass wegen des Lastprofils jeder Zählertyp in Österreich auch durch das Bundesamt für Eich- und Vermessungswesen zugelassen werden muss. Solche Zulassungen benötigen zwischen 6 – 12 Monate und es ist zu erwarten, dass sich diese Zeitdauer wegen der Zunahme der Anträge auf Zulassung erhöhen wird. Ebenso besteht durch diese „österreichische Sondervorgabe“ ein hohes Risiko für „Monopol-Zuschläge“ bei allen Komponenten.
- Die Zählerindustrie kann erst nach Abschluss der oben genannten Rahmenbedingungen beginnen, die Anpassungen an den Zählern umzusetzen. Nach unserem Kenntnisstand ist derzeit somit noch kein Messgerät am Markt lieferbar, das die technischen Anforderungen vor allem in Hinblick auf die geforderten Schnittstellen, das Mess- und Eichgesetz und die Vorgaben für Sicherheit und Datenschutz erfüllt.
- Nur der Einsatz von Zählern, welche den europäischen Standards entsprechen, garantieren die Interoperabilität auch in Bezug auf Smart Grids. Die derzeit für den österreichischen Markt zugelassenen Systeme sind herstellerspezifische Lösungen, welche kein zukunftsicheres Investment darstellen. Wirtschaftliche Vorteile ergeben sich weiters auch nur durch die Produktion großer standardisierter Stückzahlen. Somit entsteht durch die „Stauchung“ der Ausrollphase eine „künstliche“ Verknappung am Markt, was letztendlich zu höheren Kosten für Netzbetreiber und Konsumenten führt.

- Das Thema Datenschutz (Regelungen über die korrekte Anwendung) ist noch nicht ausreichend gesetzlich verankert. Kundenkommunikation und Kundennutzen sind weitgehend ungeklärt bzw. umstritten – daher ist starker Widerstand der Verbraucherorganisationen vorprogrammiert – Gefahr, dass eine sehr teure Umsetzung erfolgen muss (freie Wahl des Kunden über Frequenz und Menge der Datensammlung, Beispiel Niederlande).
- Die tatsächliche Systematik der Anerkennung der mit der Implementierung und den Betrieb von intelligenten Messsystemen anfallenden OPEX und CAPEX in der entsprechenden Kostenbasis des Netzbetreibers (z. B. Abbildung über Investitions- und Betriebskostenfaktor) ist aktuell noch offen, wodurch ein entsprechender Diskussionsprozess zwischen Energie-Control Austria (ECA) und Oesterreichs Energie erforderlich ist. Dabei sind den Netzbetreibern vorab Plankosten anzuerkennen, die dann zeitnah über das Regulierungskonto mit den tatsächlich angefallenen Kosten aufgerollt werden.

Diese Regelung – gültig für den gesamten Zeitraum der Implementierung – stellt im Sinne einer entsprechenden Investitions- und Planungssicherheit für Netzbetreiber allerdings eine Grundvoraussetzung dar, um einen Roll-Out von intelligenten Messgeräten – auf Grundlage der vorliegenden Anforderungen gemäß IMA-VO 2011 – überhaupt durchführen zu können.

- Hinweisen möchten wir auch, dass die Umsetzungsfristen maßgeblich von der noch ausstehenden Verordnung der ECA entsprechend EIWOG 2010 § 84 beeinflusst werden. Erst wenn die Verordnung verfügbar ist, welche die vom Netzbetreiber an den Kunden bzw. andere Marktteilnehmer zu übermittelnden Daten sowie den Detaillierungsgrad und die Form der Bereitstellung der Verbrauchsinformation festlegt, kann mit der Auslegung der IT Systeme begonnen werden. Der Abschluss der Implementierung der IT-Systeme hat vor dem Beginn des Zählereinbaues zu erfolgen, damit die Zähler ab dem Einbau bedient und verwaltet werden können.
- Die Tatsache, dass auf Basis des GWG 2011 eine ähnliche Verordnung für die Einführung intelligenter Gaszähler zu erwarten ist legt nahe, dass die Systeme für Strom- und Gaszähler kommunikationstechnisch sowie datenverwaltungstechnisch kompatibel gehalten werden. Dies bedingt jedoch eine enge Abstimmung betreffend Ausschreibung, Beschaffung, Einbau und Betrieb dieser Systeme, weshalb auch eine zeitliche Koordination der Ausbauziele notwendig ist.

Es wäre speziell für spartenintegrierte Netzbetreiber kontraproduktiv, intelligente Stromzähler einzubauen, welche die eventuell später definierten, notwendigen Anforderungen betreffend die Weiterleitung von Daten der Gaszähler nicht erfüllen können (z. B. Lastprofile). Die Verfügbarkeit von intelligenten Gaszählern im Sinne der aktuell mit der ECA diskutierten Mindestanforderungen ist derzeit nicht gegeben.



Die Pilotprojekte unserer Unternehmen bestätigen, aus diesen praktischen Erfahrungen heraus, dass gerade die Integration von intelligenten Messgeräten für verschiedene Sparten in ein Gesamtsystem sich, rein technisch betrachtet, noch im Entwicklungsstadium befindet und somit derzeit wirtschaftlich nicht darstellbar ist.

Erfahrung dieser Umstellung: Fehlende Standards bei der M-Bus Übertragung und hoher Aufwand bei der Installation und Inbetriebnahme der Spartenzähler, d. h. keine Plug & Play Lösung wie es für einen Massenrollout unbedingt erforderlich ist. Hier ist seitens der Industrie noch viel Entwicklungsarbeit zu leisten um massentaugliche Systeme anbieten zu können.

- Der Begriff Endverbraucher ist in den Statistiken zahlenmäßig nicht klar definiert (ein Endverbraucher kann über mehrere Anschlüsse zum Netz und /oder mehrere Zählpunkte verfügen). Ein Bezug auf die Zählpunkte ist eindeutig und jedenfalls verfügbar.

### **Ad § 2 (1), Einführung intelligenter Messgeräte – Berichtspflichten**

Gemäß Entwurf haben die Netzbetreiber jeweils zum Jahresersten eines Kalenderjahres dem Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend (BMWFJ) sowie der Regulierungsbehörde einen Bericht über „die erzielten Effizienzsteigerungen bei den Endverbrauchern“ zu übermitteln.

#### *Oesterreichs Energie fordert zu § 2 (1) Berichtspflichten*

- **Streichung der Forderung der Berichtspflicht für „erzielte Effizienzsteigerungen bei den Endverbrauchern“. Berichte zum Thema Effizienzsteigerungen sind in einem eigenen zu beschließenden Effizienzgesetz zu regeln.**
- **Schaffungen der unbedingt notwendigen, eindeutigen und derzeit noch fehlenden gesetzlichen Grundlagen, welche Daten für die Berichtspflicht in welcher Qualität erfasst und übertragen werden müssen durch die zuständige Behörde.**
- **Der zusätzliche administrative Aufwand für Netzbetreiber durch Erfüllung der Berichtspflichten an das BMWFJ sowie an die ECA, welcher die gesamten Projektkosten für die Implementierung von intelligenten Messsystemen erhöht muss seitens der ECA anerkannt werden. Sicherstellung der Kostenanerkennung gemäß EIWOG § 59 Abs. (1)**
- **Verlegung der Abgabefrist für die geforderte Berichterstattung bis zum 31.3. eines jeden Jahres.**

### *Begründung*

- Grundsätzlich ist jede Effizienzsteigerung in einem Haushalt vom Verhalten des Kunden abhängig. Die Gründe für eine Steigerung können vielfältig sein und stehen mit der bloßen Installation eines intelligenten Messgerätes in keinem Zusammenhang.

Beispiel dafür ist die Anschaffung von neuen energiesparenden Elektrogeräten oder der Einsatz von effizienten Heizanlagen in Kombination mit Maßnahmen zur Verbesserung der Wärmedämmung. Andererseits kann durch den Einsatz erhöhter Automatisierungstechnik auch der Stromverbrauch ansteigen, jedoch der Gesamtenergieverbrauch deutlich sinken. Der Bezug von Energie durch den Endkunden unterliegt weiters Einflüssen wie z. B. der Temperatur, einer Änderung der Bewohner eines Haushalts oder durch Anlagen mit Eigenerzeugung (Photovoltaikanlagen, etc.), wo keine tatsächlichen Verbrauchsdaten zur Verfügung stehen.

Um verlässliche Daten über die Gründe für eventuelle Effizienzsteigerungen zu erhalten, ist eine Abfrage mit statistischen Methoden bei den Endverbrauchern notwendig. Da die Schwankungsbreite bei derartigen Abfragen jedoch immer bei ca. 3-5% liegt, ist dadurch auf Basis des in der – von der ECA beauftragten – PwC-Studie prognostizierten Einsparungspotentials von 3,5 % beim Stromverbrauch keine wirkliche Aussage zu treffen.

Generell finden sich in den von PwC vorgelegten Primärdaten keine belastbaren, nachhaltigen Einsparungsquoten, die deutlich über 1% hinausgehen (d. h. Einsparungsquoten die auf empirisch, flächendeckenden Feldversuchen von renommierten Instituten beruhen).

Die Unternehmen sehen sich daher außer Stande, einen Bericht über die Effizienzsteigerung bei den Endverbrauchern zu übermitteln, der auf Effizienzsteigerungen durch die Einführung von intelligenten Messgeräten beruht. Netzbetreiber können daher aus diesem Titel nicht in die Berichtspflicht genommen werden. Berichte zum Thema Effizienzsteigerungen sind in einem eigenen zu beschließenden Effizienzgesetz zu regeln.

- Weiters erfordern die festgesetzten Berichtspflichten für Netzbetreiber (Übermittlung von Projektplänen sowie eines Fortschrittberichtes an das BMWFJ sowie an die ECA) einen zusätzlichen administrativen Aufwand für Netzbetreiber, welcher die gesamten Projektkosten für die Implementierung von intelligenten Messsystemen erhöht und somit in der anerkannten Netzkostenbasis seitens der ECA anzuerkennen ist.
- Generell möchten wir darauf hinweisen, dass bei einer geplanten Flächendeckungsquote von 95% die Kunden nicht mehr die Möglichkeit haben, selber über den Einbau von intelligenten Messgeräten zu entscheiden. Dies bedeutet letztlich einen nicht unwesentlichen Eingriff in deren Privatsphäre, da intelligente Messgeräte bspw. indirekt auch Informationen über Lebensgewohnheiten liefern. Aus diesem Grund ist es aus Sicht von Oesterreichs Energie unbedingt notwendig, eine eindeutige und derzeit noch fehlende



Grundlage zu schaffen, welche Daten für die Berichtspflicht in welcher Qualität erfasst und übertragen werden.

- Abschließend merken wir noch an, dass eine Berichterstattung zum Jahresersten im Hinblick auf Urlaubszeit und umfassende Arbeiten zum Jahreswechsel sowie die erforderliche Zeit für Auswertung und Berichterstellung äußerst unpraktisch ist. Für die geforderte Berichterstattung sollte eine Berichterstellung bis zum 31.3. eines jeden Jahres ausreichend sein.

### **Ad § 2 (3) und Erläuterungen zu § 2, Einführung intelligenter Messgeräte – Berichtspflichten**

Gemäß Entwurf haben die Netzbetreiber die Verpflichtung, Endverbrauchern, die nicht mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet werden, auf Anfrage den Grund hierfür mitzuteilen.

*Oesterreichs Energie fordert zu § 2 (3) Berichtspflichten*

- **Streichung dieser Forderung aus dem Entwurf der Verordnung**
- **Aufnahme einer Verpflichtung für Endkunden, die Installation eines Smart Meters zu dulden.**

*Begründung*

- Eine Begründung, warum ein Zählpunkt eines Endkunden nicht unter die verordnete Flächenabdeckung von 95 % fällt, ist erst nach dem Jahr des Einführungszeitraums, somit nach Abschluss des Rollouts sinnvoll. Bis dahin könnte ja noch eine Ausstattung mit Smart Metern erfolgen. Insofern scheint der Mehrwert des Absatzes eher gering und ist wegen des administrativen Aufwandes zu streichen.
- Wichtiger wäre es, eine Verpflichtung für Endkunden aufzunehmen, die Installation eines Smart Meters zu dulden. Es wird jedenfalls Endkunden geben, welche ansonsten die Installation eines Smart Meters ablehnen. Diese Endverbraucher müssen jedenfalls der „Implementierungsquote“ der Netzbetreiber gutgeschrieben werden.

### **Einführung intelligenter Messgeräte („smart meters“) – Erläuterungen**

#### **Ad Allgemeiner Teil: Kosten-Nutzen Analysen der ECA und des BMWFJ**

In den Erläuterungen zum Entwurf wird angeführt, dass die von der Regulierungsbehörde in Auftrag gegebene und von PwC durchgeführte Studie sowie der vom BMWFJ in Auftrag gegebene Ergebnisbericht von A.T. Kearney zu dem Ergebnis kommen, dass eine Einführung von intelligenten Messgeräten in Österreich aus volkswirtschaftlicher Sicht positiv ist.

*Oesterreichs Energie fordert zu den Erläuterungen Allgemeiner Teil Kosten-Nutzen Analysen*

- **Behebung der – aus unserer Sicht – qualitativen Mängel der PwC-Studie**
- **Berücksichtigung der Ergebnisse der von Oesterreichs Energie beauftragten Kosten-Nutzen-Analyse von Capgemini**

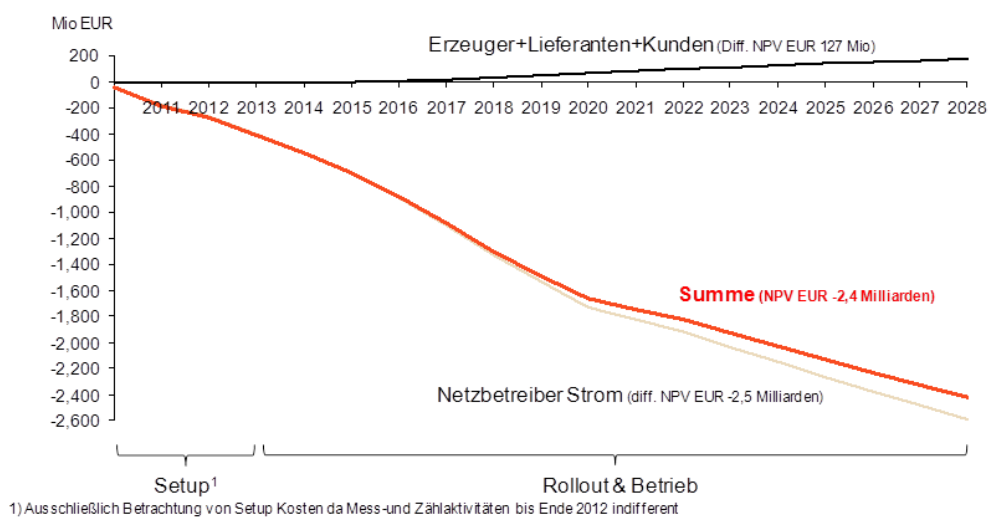
- **Veröffentlichung des Ergebnisberichtes von A.T. Kearney und der zugrunde liegenden Annahmen.**

#### *Begründung*

- In Bezug auf die in den Erläuterungen zur IME-VO verwiesenen Studie von PwC, welche von der ECA in Auftrag gegeben wurde, ist festzuhalten, dass diese laut einer umfassenden Analyse durch Experten von Oesterreichs Energie wesentliche qualitative Mängel aufweist:
  - Das von PwC angenommene Energieeinsparpotential von bis zu 3,5% bei Strom (7 % bei Gas) ist weder durch Feldversuche bestätigt worden, noch gibt es die Gewissheit, dass ein solches Einsparpotential nachhaltig gegeben ist. Dieses Energieeinsparpotential stellt aber – neben der Bewertung der Freizeitersparnis für Konsumenten – einen wesentlichen Faktor für die Erzielung eines volkswirtschaftlichen Nutzens dar. Im Falle einer geringeren tatsächlichen Energieeinsparung als 3,5 % ergibt sich ein deutlich reduzierter Nutzen für Endkunden, wodurch ein positiver volkswirtschaftlicher Gesamteffekt nicht mehr sichergestellt werden kann.
  - Unter Berücksichtigung der seitens der ECA festgelegten Funktionalitäten (IMA-VO 2011) sind die gegenwärtigen Kosten für Smart Meter um ca. 20% höher als in der PwC-Studie angenommen.
  - Stranded Investments werden nicht berücksichtigt.
  - Bei einer geforderten Einführungsquote von 95 % müssen bisherige Zählersysteme weiterbetrieben werden und verursachen somit zusätzliche Betriebs- und Kapitalkosten, welche in der Studie nicht berücksichtigt wurden.
  - Die Aufwendungen für die Kommunikationsinfrastruktur sind nicht nachvollziehbar bzw. wurden unvollständig berücksichtigt. Der Ansatz, dass in jeder Trafostation ein LWL-Anschluss vorhanden ist, entspricht nicht annähernd der Realität. Dementsprechend sind unter diesem Titel zusätzliche OPEX und CAPEX zu berücksichtigen.
  - Die Aufwendungen für die Errichtung und den Betrieb von IT-Systemen wurden erheblich unterschätzt.
  - Der Ansatz, dass 200 Zähler an einem Datenkonzentrator (Trafostation) angebunden werden können, entspricht nicht der österreichischen Versorgungsstruktur (Oesterreichs Energie: 73 Zähler bei 100%, 118 Zähler bei 80%). Bei ländlichen Netzen kann die durchschnittliche Anschlusszahl auch nur ca. 30 Zähler/Trafostation betragen.
  - Die Kosten für die Installation durch Fachpersonal wurden in der PwC-Studie mit min. 30% unterschätzt.
  - Die Annahmen in Zusammenhang mit fehlerhaften Rechnungen (0,5 Anrufe pro Zähler und Jahr) und fehlerhaften Ablesungen (0,75 Anrufe in einem Jahr beim NB) sind falsch.
- In diesem Zusammenhang ist anzuführen, dass der von Oesterreichs Energie beauftragte Gutachter Capgemini ebenfalls eine gesamtwirtschaftliche Kosten-Nutzen Analyse einer österreichweiten Smart Metering Einführung durchgeführt hat. Der Gutachter kommt zum

Schluss, dass eine flächendeckende Einführung (100% Roll-Out) von Smart Metering in Österreich zu gesamtwirtschaftlichen Mehrkosten in der Größenordnung von ca. 2,4 Milliarden EUR führt.

Betrachtet man den Strombereich alleine (ohne Gas und andere Medien) ergeben sich Mehrkosten (NPV) von ca. 2,53 Milliarden EUR auf der Wertschöpfungsstufe Netzbetreiber. Rechnet man von diesen Mehrkosten 127 Mio. EUR Nutzenstiftung (NPV) durch Smart Meter für die anderen Teilnehmer der Wertschöpfungskette Strom (Erzeuger, Lieferanten und Kunden) ab, so ergeben sich **gesamtwirtschaftliche Mehrkosten** in der Größenordnung von **ca. 2,4 Milliarden EUR**.



Die 2,53 Milliarden EUR Mehrkosten für die österreichischen Stromnetzbetreiber bis 2028 würden bei einer Finanzierung der Unterdeckung nach der Annuitätenmethode eine jährliche Annuität von 268 Mio. EUR oder 43 EUR pro Zählpunkt p.a. bedeuten.

Die im Vorblatt angeführte Gegenüberstellung von Kosten in Höhe von 3,2 Milliarden EUR und Nutzen von 3,6 Milliarden EUR ist nicht nachvollzieh- oder überprüfbar.

Gemeinsam ist allerdings in den Studien von der ECA und von Oesterreichs Energie, **dass für Netzbetreiber jedenfalls Mehrkosten** in beträchtlichem Ausmaß aus der Einführung von Smart Metering in Österreich entstehen werden und somit kein Szenario wirtschaftlich positiv für Netzbetreiber darstellbar ist.

Als Grundvoraussetzung für eine entsprechende Investitions- und Planungssicherheit für Netzbetreiber ist demnach ein Diskussionsprozess zwischen ECA und Oesterreichs Energie zukünftig erforderlich, welcher die tatsächliche Systematik der Anerkennung der mit der Implementierung von intelligenten Messsystemen anfallenden zusätzlichen OPEX

und CAPEX in der Kostenbasis des Netzbetreibers (z. B. Abbildung über Investitions- und Betriebskostenfaktor) zu klären hat.

- Hinsichtlich der vom BMWFJ in Auftrag gegebenen Studie von A.T. Kearney ist anzumerken, dass diese bis dato noch nicht veröffentlicht wurde, wodurch eine Plausibilisierung der getroffenen Annahmen und Ergebnisse nicht möglich ist.
- Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die durchgeführten Kosten-Nutzen Analysen von der ECA sowie von Oesterreichs Energie zu unterschiedlichen Ergebnissen in Bezug auf den gesamtwirtschaftlichen Nutzen führen und dass **die Entscheidung für die Einführung von intelligenten Messgeräten aus unsere Sicht auf unsicheren, teils nicht validen, Annahmen beruht.**

### **Ad Allgemeiner Teil – monatliche Verbrauchsrechnung**

In den Erläuterungen zum Entwurf ist diesbezüglich erwähnt, dass der aktuelle Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Energieeffizienz in Art. 8 die Einführung von Zählern zur Messung des individuellen Energieverbrauchs sowie die Einführung monatlicher Verbrauchsrechnungen fordert.

*Oesterreichs Energie fordert zu Allgemeiner Teil – monatl. Verbrauchsrechnung*

- **Der Bezug zum Vorschlag für eine EU Energieeffizienz Richtlinie soll aus den Erläuterungen gestrichen werden.**

### *Begründung*

- Die EU Energieeffizienz Richtlinie liegt noch nicht vor und die Regelungen zum Einführungszeitraum von Smart Metern und zur Abrechnung stehen berechtigt nach wie vor zur Diskussion (z. B. Verbrauchsinformation statt Abrechnung). Wir haben bereits in unserer Stellungnahme zur Energieeffizienz Richtlinie darauf hingewiesen, dass eine häufigere Ablesung und Rechnungslegung wesentliche Mehrkosten verursacht, die jedenfalls abgedeckt werden müssten und die Endkunden belasten. Dem steht kein entsprechender Nutzen gegenüber. Monatliche Abrechnungen würden darüber hinaus durch eine höhere Energiekostenbelastung in den Wintermonaten zu finanziellen Mehrbelastungen der Kunden in diesem Zeitraum führen. In der Stellungnahme von Oesterreichs Energie zum Entwurf der EU Energieeffizienz Richtlinie sind die Argumente gegen monatliche Abrechnungen im Detail angeführt. Weiters wurde als Alternative die monatliche Verbrauchsinformation erwähnt.

Dringend notwendig ist, dass auch bei dem Aspekt „monatliche Abrechnung“ eine Kosten-Nutzenanalyse durchgeführt wird. Nur so kann vermieden werden, dass überschießende Regelungen getroffen werden und Mehrkosten bei Energieunternehmen und Kunden entstehen.

**Ad Allgemeiner Teil – Einführungszeitraum:**

In den Erläuterungen zur Verordnung wird angeführt, dass mit zusätzlichen Kosten nur in der Einführungsphase zu rechnen ist. Weiters wird eine Projekt-Vorlaufzeit von knapp zwei Jahren (2012 u. 2013) als ausreichend angesehen.

*Oesterreichs Energie fordert zu Allgemeiner Teil – Einführungszeitraum*

- **Berücksichtigung, dass auch nach Ende der Einführungsphase zusätzliche Kosten aufgrund der komplexen Systeme anfallen werden.**
- **Anpassung des Zeitplanes für die Ausstattung von intelligenten Messgeräten an jenen aus der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie bis 2020. Es ist ein Einführungszeitraum ab 2016 bis 2020 anzustreben.**

**Begründung**

- Die Aussage in den Erläuterungen, dass für Netzbetreiber nur in der Einführungsphase zusätzlich Kosten anfallen, welche jedoch ab dem Ende der Einführungsphase nur mehr durch laufende Betriebskosten abgelöst werden, ist nicht nachvollziehbar. Aufgrund der kürzeren Nutzungsdauern (Eichfristen) und Entwicklungszyklen ist eher damit zu rechnen, dass schon nach dem Ende des Rollouts wieder Reinvestitionen erforderlich sein werden.
- Die in den Erläuterungen zur IME-VO angenommene Vorlaufzeit von – nicht einmal – 2 Jahren (2012 und 2013) für ein Projekt dieser Größenordnung und Komplexität ist jedenfalls zu kurz bemessen. Einschlägige Erfahrungsberichte aus Märkten, in denen bereits ähnliche, jedoch einfachere Messsysteme etabliert wurden, zeigen, dass eine ausreichende Planungs- und Vorbereitungsphase vor Ausrollung von ca. 4 Jahren notwendig ist, um Mehrkosten aufgrund von Vorbereitungsängeln zu vermeiden. In der angenommenen Rolloutphase von 5 Jahren (2014 bis 2018) ist keine entsprechende Zeitspanne für einen Massentest und notwendige Nachbesserungen enthalten. In Bezug auf den Massen-Rollout ist keine „Rechtecks Verteilung“ sondern eine entsprechende Hochlaufkurve zu berücksichtigen.

**Ad Allgemeiner Teil – CO<sub>2</sub>:**

In den Erläuterungen zur Verordnung wird angeführt, dass ein Zusammenhang zwischen Energieeinsparung und CO<sub>2</sub>-Einsparung und Verringerung der kalorischen Erzeugung besteht.

*Oesterreichs Energie fordert zu Allgemeiner Teil – CO<sub>2</sub>*

- **Streichung der behaupteten Zusammenhänge in den Erläuterungen**

**Begründung**

- Die in den Erläuterungen zur IME-VO behaupteten Zusammenhänge von Energieeinsparung und CO<sub>2</sub>-Einsparung durch Verringerung der kalorischen Erzeugung entbehren jeder energiewirtschaftlichen Grundlage.

**Ergänzende Anmerkungen zum Entwurf der Verordnung:**

Wir ersuchen um Präzisierung hinsichtlich der unbestimmten Begriffe wie z. B.:

*„im Rahmen der technischen Machbarkeit“, „bei der Installation gemachten Erfahrungen“, „zur Netzsituation“ etc. ...*

Wir ersuchen um Berücksichtigung unserer Stellungnahme.

Mit freundlichen Grüßen

DI Dr. Peter Layr  
Präsident

Dr. Barbara Schmidt  
Generalsekretärin

**Beilage**

Ergebnisbericht der Studie von Capgemini