

# **Marktpotenzialanalyse Schutzprofilgeräte**

Diskussion einer validen Strategie für den  
vorgezogenen Austausch von  
Kommunikationseinrichtungen

**Ansprechpartner:**

Andreas Gnilka  
Geschäftsführer  
andreas.gnilka@lbd.de  
Tel.: +49(0)30.617 85 315  
Mobil: +49(0)172.392 50 99

Anna-Christina Jaspers  
Unternehmensberaterin  
anna-christina.jaspers@lbd.de  
Tel.: +49(0)30.617 85 399  
Mobil: +49(0)160.90 99 74 09

**Adresse:**

LBD-Beratungsgesellschaft mbH  
Stralauer Platz 34  
EnergieForum  
(D) 10243 Berlin  
Tel.: +49(0)30.617 85 310  
Fax: +49(0)30.617 85 330  
www.lbd.de

**Inhaltsverzeichnis**

	Seite
<b>1 Ausgangslage und Ziel des Vermerks .....</b>	<b>4</b>
<b>2 Zeitliche Entwicklung der Rahmenbedingungen im Messwesen.....</b>	<b>5</b>
<b>3 Grundsätzliche Validität eines vorgezogenen Austausches von Kommunikationsgeräten ....</b>	<b>7</b>
<b>4 Identifizierung möglicher Gründe für einen vorgezogenen Austausch bei RLM-Kunden.....</b>	<b>9</b>
4.1 Risiko: Energiewirtschaftliche Prozesse .....	10
4.2 Risiko: Manueller Mehraufwand.....	12
<b>5 Identifizierung von relevanten RLM-Kunden-gruppen für den vorgezogenen Austausch ..</b>	<b>13</b>
<b>6 Anhang .....</b>	<b>16</b>

## **1 Ausgangslage und Ziel des Vermerks**

Die Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) von Juli 2011 sieht vor, dass Messsysteme ab 2013 den »Anforderungen eines speziellen Schutzprofils« genügen müssen, sofern dies technisch möglich ist. Diese Verpflichtung gilt nach § 21 EnWG ab 2013 für Messsysteme

- in Gebäuden, die neu gebaut oder saniert werden,
- bei Letztverbrauchern mit einem Jahresverbrauch von mehr als 6 MWh sowie
- für Anlagenbetreiber nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) oder dem Kraft-Wärme-Koppelungsgesetz (KWKG) von Anlagen mit einer Nennleistung größer 7 kW,

jeweils ab dem Zeitpunkt des Ablaufs der Eichgültigkeit der bestehenden Messeinrichtung bzw. beim Einbau neuer Messsysteme.

Zentrale Fragestellungen hinsichtlich der konkreten Anforderungen an die Einführung von Messsystemen nach § 21 lässt der Verordnungsgeber hierbei offen. Hierzu zählen insbesondere

- Festlegungen zum Kostenausgleich für den Einbau von Messsystemen,
- Vorgaben zu den relevanten Prozessen im Messwesen,
- Formulierung von zusätzlichen Anforderungen an die Schutzprofiltechnologie (die sich der Gesetzgeber nach § 21i EnWG explizit vorbehält).

GÖRLITZ arbeitet an der Entwicklung schutzprofilbehaffeter Kommunikationsgeräte. Im Rahmen der Produktentwicklung sowie der Wirtschaftsplanung 2012 plant GÖRLITZ derzeit die Mengenausbringung von »klassischen« Kommunikationsgeräten ohne Schutzprofiltechnologie in 2012 sowie der »neuen«, schutzprofilbehaffeten Technologie ab 2013.

## 2 Zeitliche Entwicklung der Rahmenbedingungen im Messwesen

Die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes vom Juli 2011 hat bedeutenden Einfluss auf das Messwesen. Durch die neuen Anforderungen nach § 21 EnWG werden geschätzt rd. 15% aller Letztverbraucher Messsysteme verbauen müssen, welche den tatsächlichen Energieverbrauch widerspiegeln sowie (ab 2013) den Anforderungen eines Schutzprofils genügen.

Außer der Novellierung des EnWG wurden bislang keine Verordnungen und Festlegungen im Messwesen neu gefasst. Zentrale Fragestellungen zur konkreten Ausgestaltung der Anforderungen nach EnWG bleiben offen. Hierzu zählen insbesondere Vorgaben und Anforderungen an die Abwicklung der zukünftigen Kommunikations- und Steuerungsprozesse im Messwesen. Zum Teil ist es unklar, ob und wann diese Festlegungen erfolgen und welchen Umfang sie haben werden.

Für die Anbieter von Systemlösungen zur Abwicklung der Prozesse im Messwesen ist die Kenntnis der zukünftigen Ausgestaltung dieser Prozesse Voraussetzung, um mit der Entwicklung von IT-Lösungen für die Prozessabwicklung beginnen zu können. Die Verfügbarkeit vollständiger und verlässlicher Systeme wiederum bedingt den Zeitpunkt der frühesten Implementierung der IT-Systeme durch die Marktteilnehmer.

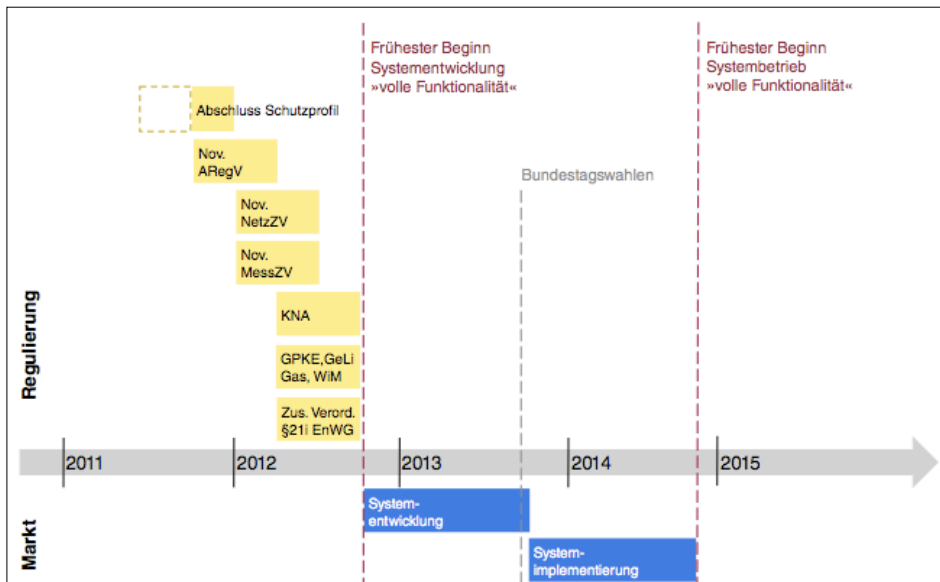


Abbildung 1: Schematische Darstellung ausstehende Festlegungen im Messwesen (Prämisse: frühester Zeitpunkt)

Es ist nicht damit zu rechnen, dass (die frühesten) Marktteilnehmer vor 2014 mit der Implementierung der zukünftigen IT-Systeme im Messwesen beginnen können und vor 2015 über »voll funktionsfähige« IT-Systeme zur Abwicklung der zukünftigen Prozesse im Messwesen verfügen werden.

Messstellenbetreiber (d.h. in der Regel die Verteilnetzbetreiber) stehen nun vor der widersprüchlichen Herausforderung, ab 2013 bei Kunden nach § 21 EnWG, bei denen die Eichgültigkeit abläuft bzw. deren Messstellen neu an das Netz angeschlossen werden, Messsysteme verbauen zu müssen, ohne bis 2015 einen Marktstandard hinsichtlich der unterstützenden Hard- und Software erwarten zu können.

Eine denkbare Strategie für Verteilnetzbetreiber könnte es daher sein, für bestimmte Kunden oder Kundengruppen die Messsysteme vor Ablauf der Eichgültigkeit noch in 2012 auszutauschen, um in der Phase der Eichgültigkeit um die Umrüstung auf Schutzprofiltechnologie »herumzukommen«. Die Validität dieser Strategie wird nachfolgend diskutiert.

### **3 Grundsätzliche Validität eines vorgezogenen Austausches von Kommunikationsgeräten**

Wesentliches Argument für einen vorgezogenen Austausch von Kommunikationseinrichtungen vor 2013 ist die größere Sicherheit des Verteilnetzbetreibers: Er ist mit der heutigen Technologie vertraut und kann sie durch einen vorgezogenen Austausch – zumindest bei bestimmten Kundengruppen – länger nutzen und den Zeitpunkt der Umstellung auf die Schutzprofiltechnologie gezielt steuern.

Gegen einen vorgezogenen Umtausch spricht grundsätzlich, dass für den Verteilnetzbetreiber zusätzliche Kosten entstehen. Er verzichtet auf einen Teil der Investitionskosten sowie der Verzinsung des neu »eingebauten« Kapitals, da davon auszugehen ist, dass die Verzinsung für das neu verbaute Messsystem höher wäre als die bis zum Ablauf der Eichgültigkeit kalkulierte Verzinsung der bestehenden Messeinrichtung.

Dennoch sinnvoll für den Verteilnetzbetreiber könnte ein vorgezogener Austausch von Kommunikationseinrichtungen sein, wenn er hierdurch sämtliche Umrüstungen in seinem Netzgebiet verschieben und somit die Implementierung der Schutzprofiltechnologie in die eigenen Systeme insgesamt nach hinten verzögern muss. Dieses Ziel kann der Verteilnetzbetreiber jedoch nicht realisieren. Er muss ab 2013 in jedem Fall eine Lösung für den Einbau und die Abwicklung der neuen Technologie bereitstellen, da er Neubauten und Sanierungen in seinem Netzgebiet im Gegensatz zum Turnuswechsel nicht steuern kann.

Validität eines vorgezogenen Austausches		Spricht dafür	Spricht dagegen
SLP-Kunden	Beschaffungskosten	<ul style="list-style-type: none"> <li>Die Neubeschaffung von »klassischen« Zählern ohne SPG wird in jedem Fall kostengünstiger sein.</li> <li>Sollte direkt in 2013 die Eichfrist für Zähler auslaufen, werden für die neue Technologie besonders hohe Kosten anfallen (Degression).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Im Falle eines vorzeitigen Ausbaus verzichtet der Betreiber auf einen Teil der Investitionskosten sowie der Verzinsung des neu »eingebauten« Kapitals.</li> <li>Wahrscheinlich ist, dass die Kosten für den verpflichtenden Einbau ab 2013 über das Regulierungskonto ausgeglichen werden. Der Betreiber würde auf (mindestens einen Teil der) Kostenerstattung verzichten.</li> <li>Bei rückwirkendem Kostenausgleich über das Regulierungskonto haben die hohen Kosten zu Beginn der technologischen Verfügbarkeit auf Grund des Gesamtvolumens keinen Hebel.</li> </ul>
	Integrationsaufwand	<ul style="list-style-type: none"> <li>Die Einbindung der neuen Messsysteme direkt ab 2013 wird zeitlich kritisch.</li> <li>Durch einen Ausbau vor 2012 kann die Umstellung der Prozesse und IT-Systeme verzögert werden.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Netzbetreiber müssen in jedem Fall ab 2013 eine Integration der neuen Messsysteme ermöglichen, da sie Neubauten/Sanierungen in ihrem Netz nicht steuern können.</li> </ul>
	Planungssicherheit	<ul style="list-style-type: none"> <li>Die »alte« Technologie und deren Kosten sind bekannt.</li> <li>Die »neue« Technologie ist komplexer bei Einbau und Betrieb/Wartung.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ab 2013 werden alle Netzbetreiber vor der gleichen Herausforderung stehen. Derzeit ist nicht bekannt, dass VNB in großem Maße vor 2012 eine Umrüstung planen.</li> <li>Es ist anzunehmen, dass Dienstleister ab 2013 Angebote zur Abwicklung der Prozesse anbieten werden.</li> </ul>
	Qualität der Datenübertragung	<ul style="list-style-type: none"> <li>(Bei SLP nicht relevant, da keine Übermittlung der Messwerte in »Echtzeit« sondern jährliche, manuelle Ablesung und Erfassung der Messwerte).</li> </ul>	
RLM-Kunden	Beschaffungskosten, Integrationsaufwand, Planungssicherheit	<ul style="list-style-type: none"> <li>Siehe SLP.</li> </ul>	
	Qualität der Datenübertragung	<ul style="list-style-type: none"> <li>Risiko bei Größtkunden: Daten werden nicht oder falsch in »Echtzeit« übermittelt und stehen nicht für energiewirtschaftliche Prozesse zur Verfügung (falsche Bilanzierung, falsche Abrechnung).</li> </ul>	–

Tabelle 1: Vor- und Nachteile bei vorgezogenem Austausch der Messeinrichtungen

Der vorgezogene Austausch von Kommunikationseinrichtungen ist für SLP-Kunden grundsätzlich keine Option. Die finanziellen Nachteile wiegen die höhere Sicherheit bei einem vorgezogenen Austausch auf. Im Falle eines Ausfalls des Messsystems wäre bei SLP-Kunden das größte Risiko für den Verteilnetzbetreiber, dass er für die Abrechnung des Energieverbrauchs Schätzwerte zur Verfügung stellen müsste. Hierbei handelt es sich um einen standardisierten energiewirtschaftlichen Prozess.

Bei RLM-Kunden gilt ebenfalls, dass Verteilnetzbetreiber im Falle eines vorgezogenen Austausches auf einen Teil der Investitionskosten sowie die Verzinsung von neu »eingebautem« Kapital verzichten müssten. Abweichend von SLP-Kunden werden bei RLM-Kunden jedoch Messwerte in Echtzeit (i.d.R. 15-Minuten-Rhythmus) übertragen und fließen direkt in energiewirtschaftliche Folgeprozesse wie Bilanzierung oder Abrechnung ein.

Eine Nichtverfügbarkeit von korrekten Messwerten nach der Umstellung auf technisch möglicherweise instabile bzw. unbekannte Systeme in 2013 hätte zur Folge, dass energiewirtschaftliche Folgeprozesse bei RLM-Kunden nicht bedient werden könnten. Hierdurch könnte für Verteilnetzbetreiber bei bestimmten Kunden(gruppen) ein finanzieller Schaden oder ein Reputationsverlust gegenüber dem Kunden entstehen. Für diese Kunden(gruppen) kann ein vorgezogener Austausch von Kommunikationseinrichtungen sinnvoll sein.

#### **4 Identifizierung möglicher Gründe für einen vorgezogenen Austausch bei RLM-Kunden**

Grundsätzlich bestehen für den Verteilnetzbetreiber bei RLM-Kunden zwei Arten von Risiken, sollte das Messsystem nach der Umrüstung in 2013 nicht oder nicht korrekt funktionieren:

1. Energiewirtschaftliche Prozesse, die auf der »Echtzeit«-Übertragung von Messwerten basieren, können nicht bedient werden:
  - Keine oder falsche Übertragung von 15-Minuten-Messwerten (Arbeit und Leistung) als Grundlage für Energieabrechnung.
  - Keine oder falsche Bilanzierung der Energiemengen.
2. Es entsteht ein manueller Mehraufwand auf Seiten des VNB oder des Endkunden.

Nachfolgend systematisieren wir die Ausprägung dieser Risiken und stellen jeweils die Konsequenzen für Verteilnetzbetreiber und Endkunden dar.

**4.1 Risiko: Energiewirtschaftliche Prozesse**

Risiko	Konsequenz für Verteilnetzbetreiber	Konsequenz für Endkunden
Es liegen keine Messwerte für die Abrechnung vor	<ul style="list-style-type: none"> <li>VNB bildet einen Ersatzwert und übermittelt diesen an Lieferanten.</li> <li>Energieabrechnung (durch Lieferanten) erfolgt auf Basis Ersatzwert.</li> <li>VNB beschafft Differenzmenge Ersatzwert-Ist-Wert über Verlust-/ Differenzbilanzkreis und muss dies kurzfristig finanzieren.</li> <li>Rückwirkend wälzt der VNB Differenz-/ Verlustenergie auf die SLP-Kunden um und gleicht sie über Regulierungskonto aus (durchlaufender Posten).</li> </ul> <p><b>Kurzfristig Finanzierung Ausgleichsmengen durch VNB, langfristig kein erfolgswirksamer Schaden für VNB.</b></p>	<p>–</p> <p>(keine Auswirkungen für Endkunden).</p>
Es liegen falsche Messwerte für die Abrechnung vor	<ul style="list-style-type: none"> <li>VNB korrigiert die Messwerte nachträglich und versendet Messwerte erneut an Lieferanten.</li> <li>Ggf. korrigierte Energieabrechnung (durch Lieferanten).</li> <li>Sollte der »richtige« Messwert nicht festgestellt werden können, bildet der VNB einen Ersatzwert, dann Vorgehen s.o.</li> </ul> <p><b>S.o. , zusätzlich manueller Aufwand für Messwertkorrektur.</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Kunde muss korrigierte Energieabrechnung nachträglich bearbeiten.</li> </ul> <p><b>zusätzlicher buchhalterischer Aufwand.</b></p>
Es liegen keine Messwerte für die Bilanzierung vor	<ul style="list-style-type: none"> <li>VNB bildet Ersatzwert für Bilanzierung (i.d.R. Übernahme Prognosewert).</li> <li>VNB beschafft Differenz Prognosewert-Ist-Wert über Differenzbilanzkreis und muss dies kurzfristig finanzieren.</li> <li>Rückwirkend wälzt der VNB Differenzenergie auf die SLP-Kunden um und gleicht sie über Regulierungskonto aus (durchlaufender Posten).</li> </ul> <p><b>Kurzfristig Finanzierung Ausgleichsmengen durch VNB, langfristig kein erfolgswirksamer Schaden für VNB.</b></p>	<p>–</p> <p>(keine Auswirkungen für Endkunden).</p>
Es liegen falsche Messwerte für die Bilanzierung vor	<ul style="list-style-type: none"> <li>VNB korrigiert Messwerte nachträglich und übersendet sie dem Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB).</li> <li>ÜNB muss prüfen, ob er seine Abrechnung der Ausgleichsenergie (die auf Messwerten des VNB basiert) gegenüber den Bilanzkreis-verantwortlichen anpassen muss. Es ist zu erwarten, dass dies nur bei außerordentlich großen Kunden bzw. großen Abweichungen der Messwerte der Fall sein wird.</li> <li>VNB beschafft Differenz Prognosewert-Ist-Wert über Differenzbilanzkreis und muss dies kurzfristig finanzieren (s.o.).</li> </ul> <p><b>I. d. R. keine Auswirkungen für VNB. Bei Größtkunden oder sehr großen Abweichungen Aufwand in nachgelagerten Prozessen des ÜNB möglich.</b></p>	<p>–</p> <p>(keine Auswirkungen für Endkunden).</p>

Tabelle 2: Systematisierung der Risiken »Energiewirtschaftliche Prozesse«

**Fazit:**

- Für den Verteilnetzbetreiber entsteht kein grundsätzliches Risiko aus den energiewirtschaftlichen Prozessen.
- Sollten durch Fehler in der Bilanzierung oder Abrechnung Abweichungen zwischen Soll- und Ist-Mengen entstehen, wird der VNB diese über den Differenz-/Verlustbilanzkreis beschaffen, die Kosten hierfür auf die SLP-Kunden umwälzen und über das Regulierungskonto ausgleichen.
- Sollte nicht der Verteilnetzbetreiber sondern ein Dritter den Messstellenbetrieb durchführen, ist offen, ob der Netzbetreiber die abweichenden Mengen beschaffen und über das Regulierungskonto ausgleichen oder hierfür Schadensersatz beim Messstellenbetreiber einfordern würde.
- Dass durch eine fehlerhafte Bilanzierung Folgeprozesse anderer Marktpartner (insbesondere Abrechnung der Ausgleichsmengen durch den ÜNB gegenüber den BKVs) betroffen sind, ist nur bei äußerst großen Kunden oder Abweichungen denkbar.

**4.2 Risiko: Manueller Mehraufwand**

Risiko	Konsequenz für Verteilnetzbetreiber	Konsequenz für Endkunden
»Zwischenlösung« Hard- und Software	<ul style="list-style-type: none"> <li>Bei Ausfall der Messeinrichtung (Hardware) muss der VNB – mindestens bei größeren Kunden oder längeren Ausfällen – eine alternative Messeinrichtung bereitstellen und verbauen.</li> <li>Bei Ausfall des unterstützenden IT-Systems muss der VNB ggf. ein alternatives Abwicklungssystem bzw. die entsprechenden Algorithmen bereitstellen.</li> </ul> <p><b>Zusätzlicher personeller Aufwand VNB für Umrüstung und Entwicklung Zwischenlösung.</b> <b>Risiko: personeller Engpass für Entwicklung Zwischenlösung (technisch anspruchsvoll).</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Der Endkunde muss dem VNB den Zugang zum Zählwerk zwecks Umrüstung ermöglichen.</li> </ul> <p><b>Manueller Aufwand für den Kunden. Zurückgehendes Vertrauen in den Netzbetreiber.</b> <b>Ggf. Steigerung der Wechselbereitschaft des Kunden.</b></p>
Manuelle Ablesung	<ul style="list-style-type: none"> <li>Der Verteilnetzbetreiber muss eine manuelle Auslesung der Messwerte sicherstellen.</li> </ul> <p><b>Zusätzlicher personeller Aufwand VNB für Ablesung und Koordination.</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Der Endkunde muss dem VNB den Zugang zum Zählwerk zwecks Ablesung ermöglichen.</li> <li>Ggf. muss der Endkunde selbst Ablesungen durchführen.</li> </ul> <p><b>Manueller Aufwand für den Kunden</b> <b>Ggf. Steigerung der Wechselbereitschaft des Kunden.</b></p>

Tabelle 3: Systematisierung der Risiken »Schaden der Kundenbeziehung«

**Fazit:**

- Für den Verteilnetzbetreiber besteht das grundsätzliche Risiko, dass durch eine Fehlfunktion der Messeinrichtung zusätzlicher Aufwand auf Kundenseite und hierdurch eine Verärgerung des Kunden entsteht. Es besteht das Risiko, dass die Wechselbereitschaft des Kunden steigt.
- Zusätzlich entsteht für den Verteilnetzbetreiber ein finanzieller Schaden aus dem zusätzlichen (manuellen) Mehraufwand, der durch die Bereitstellung von Zwischenlösungen oder die Durchführung einer manuellen Ablesung entsteht.
- Das Ausmaß dieses Schadens ist abhängig von der Anzahl der RLM-Kunden, bei denen gleichzeitig Messsysteme ausfallen und manuelle Prozesse abgewickelt werden müssen. Ab einer bestimmten Anzahl kann der VNB die manuelle Abwicklung nicht mehr gewährleisten und die Verärgerung des Kunden nimmt zu.
- Treiber für einen möglichen finanziellen Schaden des VNB ist die Anzahl der RLM-Kunden, bei denen die Eichfrist in 2013 respektive 2014 gleichzeitig ausläuft.

## **5 Identifizierung von relevanten RLM-Kunden- gruppen für den vorgezogenen Austausch**

Der vorgezogene Austausch von Messeinrichtungen in 2012 kann bei bestimmten RLM-Kunden sinnvoll sein. Eine allgemeingültige, quantitative Größe, um den Handlungsbedarf für Netzbetreiber hinsichtlich eines vorgezogenen Austausches zu identifizieren, gibt es jedoch nicht.

### **Handlungsbedarf aus energiewirtschaftlichen Prozessen**

Vereinzelte kann aus dem Risiko, energiewirtschaftliche Prozesse nicht bedienen zu können, Handlungsbedarf für den Netzbetreiber entstehen. Dies gilt insbesondere

- für Netzbetreiber, die einen überdurchschnittlich hohen Anteil an RLM-Kunden in ihrem Netzgebiet haben. Diese Netzbetreiber sind ggf. nicht in der Lage, die durch fehlende/falsche Messwerte entstehenden Verlust-/Differenzenergiemengen auf die SLP-Kunden umzuwälzen und die Kosten über das Regulierungskonto auszugleichen,
- für dritte Messstellenbetreiber. Es ist unklar, inwiefern Netzbetreiber Verlust-/Differenzenergie für dritte Messstellenbetreiber beschaffen und über das Regulierungskonto ausgleichen würden oder für durch fehlende/falsche Messwerte entstehenden Schaden einen Ersatz verlangen würden,
- für Netzbetreiber, die Messstellenbetreiber von Größtkunden sind. Hier kann es ggf. dazu kommen, dass eine fehlerhafte Bilanzierung Auswirkung auf nachgelagerte Prozesse hat (fehlerhafte Abrechnung der Ausgleichsenergie durch Übertragungsnetzbetreiber gegenüber Bilanzkreisverantwortlichen). Es ist jedoch davon auszugehen, dass dies nur für eine äußerst begrenzte Anzahl von Größtkunden zutrifft. In der Regel werden nachträgliche Anpassungen der Bilanzierung eines Netzbetreibers die Höhe der Ausgleichsenergie eines Übertragungsnetzbetreibers nicht merklich beeinflussen.

### **Handlungsbedarf aus einer potenziellen Verärgerung des Kunden**

Ein größeres Risiko als aus den energiewirtschaftlichen Prozessen entsteht aus dem zusätzlichen manuellen Aufwand, der durch eine Nichtverfügbarkeit von Messsystemen bei RLM-Kunden entstehen kann. Es ist denkbar, dass hierdurch eine Verärgerung des Kunden entsteht, die bis zu einem Wechsel des Messstellenbetreibers führt.

Für Netzbetreiber besteht folgender Handlungsbedarf, um die Verärgerung des Kunden zu minimieren:

- Prüfung Anzahl RLM-Kunden mit Ablauf Eichfrist in 2013 und 2014
  - Der Netzbetreiber sollte prüfen, wie viele RLM-Turnuswechsel (mindestens) in den Jahren 2013 und 2014 durch Ablauf der Eichfrist gleichzeitig anstehen.
  - Als »Worst-Case-Szenario« sollte betrachtet werden, dass die Messsysteme bei diesen Kunden nach der Umrüstung nicht oder nicht korrekt funktionieren und manuelle Zwischenlösungen eingerichtet werden müssen.
  - Für dieses Szenario sollte abgeschätzt werden, welcher manuelle Aufwand sich ergeben würde. Sollte der Netzbetreiber feststellen, dass er nicht in der Lage sein könnte, diesen manuellen Aufwand abzuwickeln, sollte er den vorgezogenen Austausch von Messeinrichtungen prüfen.
- Prüfung der »Top 100« auf Wechselbereitschaft
  - Der Netzbetreiber sollte gezielt prüfen, bei welchen seiner (z.B.) 100 größten RLM-Kunden bzw. Kunden mit hoher Öffentlichkeitswirkung (wie bekannte Industriekunden, öffentliche Hand) im Falle von Störungen nach der Umrüstung des Messsystems auf eine neue Technologie eine hohe Wechselbereitschaft zu erwarten wäre.
  - Für diese Kunden sollte ein vorgezogener Austausch geprüft werden.

- Proaktive Ansprache »Kundenorientierung«
  - Der Netzbetreiber sollte prüfen, inwieweit er zusätzlich im Sinne seiner Kundenorientierung gezielt Kunden anspricht, auf den bestehenden Sachverhalt (anstehende Turnuswechsel mit neuer/unbekannter Technologie) hinweist und eine Umrüstung anbietet.
  - Dies kann für den Netzbetreiber eine geeignete Maßnahme sein, um sich insbesondere bei großen Kunden als verlässlicher Partner im Messstellenbetrieb zu positionieren.

## **6 Anhang**

### **Kurzvorstellung der LBD**

#### LBD-Beratungsgesellschaft mbH

Die LBD ist eine inhabergeführte, unabhängige Unternehmensberatung, 1988 in Berlin gegründet, mit rund 40 Mitarbeitern. Als Spezialist im Energiemarkt beraten wir in allen Segmenten der Wertschöpfung, von der Öl- und Gasproduktion bis zu Mehrwertdienstleistungen für Endkunden. Unsere Kunden beraten wir bei der Gewinnung von Effizienz, bei ihrer Expansion, in den Endkundenmärkten und im Geschäft mit Energie: Stadtwerke, internationale Energieversorgungsunternehmen, Öl- und Gasindustrie, Newcomer, Öffentliche Hand, Dienstleister, Politik, Verbände, Industrie, Banken und Unternehmen der Erneuerbaren Energien.

#### Energie & Emissionen

Der Bereich »Energie & Emissionen« fasst jene Beratungsthemen zusammen, in denen es um Produktion, Übertragung und Verteilung, den Großhandel mit Energie und Emissionen und um Regulierung geht. Die Produkte in diesem Bereich reichen von Businesskonzepten über die Strukturierung der Leistungsbeziehungen zwischen Kraftwerken, Großhandel und Vertrieb sowie Strategien für die Energiebeschaffung bis zur Verhandlung der entsprechenden Verträge und zur Implementierung der notwendigen Prozesse und Systeme sowie des Risikomanagements.

#### Expansion

Im Bereich »Expansion« beraten wir Unternehmen in allen Fragen, die mit dem Thema »Wachstum« zusammenhängen, insbesondere zu strategischen Fragen, Business Development, Mergers & Acquisitions und neuen Geschäftsfeldern. Produkte im Bereich »Expansion« sind unter anderem Strategieentwicklung, Business-Pläne, die Durchführung von Transaktionen und Geschäftskonzepte für Neue Geschäftsfelder.

#### Endkunden

Im Bereich »Endkunden« unterstützen wir Unternehmen in allen Fragen, die sich um den Erfolg bei ihren Kunden drehen. Wir beraten zu Vertriebsprozessen und -organisation, Marktforschung und -analysen, Marke und Positionierung, Marketingstrategien zur Kundenbindung und -gewinnung, bei der Erhöhung des Kundenwertes und der Kundenrentabilität sowie zum gesamten Marketing-Mix – von der Idee bis zur Umsetzung.

#### Effizienz

Im Bereich »Effizienz« bieten wir Leistungen an, mit denen die Reduzierung der Kosten und die Optimierung der Prozesse bei unseren Kunden erreicht werden. Produkte dieses Bereichs sind beispielsweise Entwicklung von Unternehmenssteuerung und Controlling, Asset-Management, Regulierungsmanagement und Öffentliche Beleuchtung.

Beratung heißt bei uns: die ganze Energie

## **LBD Bibliographie**

Vermerk: Wirtschaftlichkeitsprüfung des flächendeckenden Smart-Metering-Rollouts in Großbritannien, 2011

Studie: Anforderungen an eine zukunftsfähige IT-Unterstützung im Messwesen – Handlungsempfehlungen für Energieversorger, 2011

Elektromobilitätsstudie: IT-Architektur für zukunftsfähige Elektromobilitätsgeschäftsmodelle, 2011

Studie: Potenziale aus der Beschaffungsoptimierung mit variablen Tarifen, 2011

Elektromobilitätsstudie: Umsetzung der Marktprozesse für Elektromobilität, 2010

Studie: Umsetzbare Smart-Metering-Produkte – eine Handreichung für Energielieferanten, 2010

Diskussionspapier »Für Energieeffizienz und Verbrauchssteuerung – Funktionalitätsanforderungen an elektronische Stromzähler«, 2009

Studie: Smart Metering – Erfolgreich sein durch Prozesseffizienz und Produktinnovation, 2009

Studie: Handlungsempfehlungen für einen wirtschaftlichen Messstellenbetrieb, 2009

Gutachten zur Ermittlung der Prozesskosten für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung der Netzentgelte im Strom- und Gasbereich, 2008

Die Zusammenfassung bzw. die Vollversionen der Studien und Vermerke können Sie auf der Website der LBD ([www.lbd.de](http://www.lbd.de)) kostenfrei herunterladen.