

## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.  
Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme ist nicht erforderlich.

cortility gmbh, Am Hardtwald 11, 76275 Ettlingen

Axel Langenhorst

09.05.2017

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:  den Netzbetreiber	Nur der Netzbetreiber kann diskriminierungsfrei und unabhängig von der Wettbewerbssituation z.B. an komplexen Marktlokationen mit mehreren MSB eine Plausibilisierung und Ersatzwertbildung vornehmen. Er bleibt der konstante Ansprechpartner für Gasdaten und Abrechnungsmengen	ala / CTY

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:  1) Im Smart Meter Gateway (Strom) oder 2) im Backend des verantwortlichen Marktbeteiligten	Nur der Netzbetreiber kann diskriminierungsfrei und unabhängig von der Wettbewerbssituation z.B. an komplexen Marktlokationen mit mehreren MSB eine Plausibilisierung und Ersatzwertbildung vornehmen.	ala / CTY

## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.  
Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme ~~lege ich bei~~ ist nicht erforderlich.

SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG [SWMI]

Regulierungsmanagement IN-QF-RG

16.05.2017

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:  2) den Netzbetreiber	Es ist keinerlei wirtschaftlicher Nutzen erkennbar, warum eine aufwändige Verlagerung der Prozesse vom NB zum MSB erfolgen sollte. Die eingespielten Prozesse im Gas sollten nicht angepasst werden. Es wäre zudem eine teilweise sehr häufige Anwendung des Prozesses zum Austausch des Brennwertes zwischen NB und MSB nötig. Ein Prozess für erforderliche K-Zahl-Korrekturen wäre sehr aufwändig. Insgesamt werden die Prozesskomplexität und damit auch die Fehleranfälligkeit deutlich gesteigert. Ein Mehrwert für den Markt ist nicht vorhanden.	SWMI

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:  1) Im Smart Meter Gateway (Strom) oder 2) im Backend des verantwortlichen Marktbeteiligten	Das Smart Meter Gateway hat nicht die Möglichkeit den Brennwert zu empfangen und zu verwenden. Daher ist die Variante 1) technisch nicht möglich.  Grundsätzlich kann im Gateway aber so viel Vorarbeit wie möglich geleistet werden, bevor der Netzbetreiber die abrechnungsrelevanten Messwerte bildet und plausibilisiert. Die (finale) Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung muss daher im Backend des verantwortlichen Marktbeteiligten (NB) erfolgen.	SWMI

## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.

inetz GmbH (inetz)

Udo Freitäger

23.05.2017

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:  2) den Netzbetreiber	<ul style="list-style-type: none"><li>• seit Inkrafttreten der WIM (2010) findet in der Sparte Gas der Messstellenbetrieb durch vom Netzbetreiber unabhängige MSB nur in wenigen Einzelfällen statt. Ein Anstieg der Fallzahlen ist nicht feststellbar. Es wäre somit für wenige Fälle eine kostenintensive neue Lösung notwendig</li><li>• Die Kommunikation des Brennwertes vom NB zum MSB über Brennwertbezirke ist aus mehreren Gründen praktisch nicht möglich:<ul style="list-style-type: none"><li>○ Brennwertbezirke sind in der UTLMD-Kommunikation nicht enthalten, die Formate müssten erst erweitert werden</li><li>○ Brennwertbezirke sind nicht statisch, sie können sich durch Änderung der Netztopologie, Marktraumumstellung, Konzessionswechsel ändern</li><li>○ somit müsste zwingend der Brennwert pro Messlokation übertragen werden</li><li>○ Die MSB müssen somit ihre Systeme um neue Sachdatenfelder aufwendig erweitern</li></ul></li><li>• Durch die Kaskadierung der verschiedenen Netzbetreiber ist es bereits heute schwierig, den Versand der Brennwerte bis zur letzten Netzebene bis zum 9. Werktag sicherzustellen. Durch den zusätzlichen Versand der Brennwerte an MSB würde dieser zeitkritische</li></ul>	inetz

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>Prozess noch mehr infrage gestellt.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Eine Ermittlung der Energiemenge beim MSB setzt zusätzlich zum Brennwert die Kenntnis der in den jeweiligen Brennwertbezirk eingespeisten Gasmengen voraus. Diese sind Voraussetzung für die nach G685 vorgeschriebene Mengenwichtung der Brennwerte. Eine monatliche Übertragung dieser Werte an die Gateways wäre aufwendig und die Mengenwichtung würde spezielle Rechenalgorithmen im Gateway erfordern, die nicht vorgesehen sind.</li> <li>• Anlagen mit K-Zahl Korrektur: NB sind verpflichtet, bei Messungen mit Betriebsdrücken über 1 bar (abs) eine Prüfung der in den Umwertern fest eingestellten K-Zahl vorzunehmen. Diese kann nur mit Kenntnis der Gasbeschaffenheiten (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>, Normdichte) erfolgen. Wenn der MSB diese Prüfung durchführen soll, müssten zusätzlich zum Brennwert auch die o.g. Gasqualitäten an den MSB übertragen werden (Zusatzaufwand). Wenn diese Prüfung beim NB verbleiben soll, müssten die korrigierten Vn-Werte zurück an den MSB übermittelt werden (Zusatzaufwand).</li> </ul>	

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
<p>Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:</p> <p>2) im Backend des verantwortlichen Marktbeteiligten</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Die Ersatzwertbildung findet nach den Anforderungen des DVGW-Arbeitsblattes G685 statt. Die darin aufgeführten Verfahren sind nur für Netzbetreiber im entsprechenden Backend anwendbar (z.B. Verfahren 8, das Kenntnis der Temperaturen bzw. des SLP-Profilverlaufs voraussetzt).</li> </ul>	inetz

## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.

[Stadtwerke Schneeberg GmbH]

[Herr Unger]

[23.05.2017]

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:  2) den Netzbetreiber  [Unzutreffendes bitte löschen]	Kein Wettbewerbsrechtlicher Konflikt gMSB als Netzbereiber sichert alle Kompetenzen zu Keine Trennung der Marktrolle MsB Gas für fernauslesbare Gaszähler / Zuständigkeit beim MsB Strom für nichtfernauslesbare Gaszähler Netzbetreiber Gas Erfüllung der Anforderungen lt. G 685 Keine Änderungen an der bestehenden Infrastruktur nötig Gesamte Marktkommunikation kann unverändert beibehalten werden	

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:  2) im Backend des verantwortlichen Marktbeteiligten  [Unzutreffendes bitte löschen]	Brennwerte / Z-Zahl etc. liegen bereits alle beim gMSB (Netzbetreiber) z.Z. techn. nicht verfügbare Funktionalitäten der Messwertaufbereitung im Gateway	

## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.  
Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme lege ich bei / ist nicht erforderlich.

SWM Services GmbH [SWMS]

Herr Michael Noack

17.05.2017

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
<p>Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:  den Netzbetreiber</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- die meisten der vorgegebenen Ersatzwertbildungsstrategien nach G685 des DVGW wären nicht anwendbar (z. B. Messwerte aus einem möglichst nahem anderen Messgerät, Berechnung über geschlossenen Bilanzierungsabschnitt, historische Messwerte), ich glaube nicht das sich Messstellenbetreiber untereinander bei der Ersatzwertbildung und Plausibilisierung unterstützen bzw. historische Messwerte austauschen &gt; wenn das angedacht wäre, wozu wäre dann ein 3MSB noch gut?</li> <li>- wenn Z-Zahl und Abrechnungsbrennwert vom Netzbetreiber ermittelt/berechnet werden, warum sollten diese das dem Messstellenbetreiber zur Verfügung stellen? Damit der 3MSB definierten Dienstleistungen nach GDEW §61 nachkommt und Mehrwertdienste auf Kosten des Netzbetreibers anbieten kann? Woher bekommt der Netzbetreiber seine Entgelte für die Bereitstellung?</li> <li>- Aufwand für MSB zur Datenbereitstellung erhöht sich stark (vorläufige thermische Energie aus SMGW und endgültige/abgerechnete thermische Energie zur Visualisierung und Datenverteilung) &gt; der damit einhergehende Clearingprozess wird aufwendiger &gt; Nachvollziehbarkeit für den Kunden wird undurchsichtiger &gt; jetzt hat er m<sup>3</sup> am Zähler und <u>EINE</u> thermische Abrechnung (die von Netzbetreiber nachvollziehbar und verständlich bereitgestellt und vom Kunden zur Eigenprüfung verwendbar sein <u>MUSS</u>) – später soll er zwischen der erfassten thermischen Energie am SMGW (mit Bilanzierungsbrennwert) und abgerechneter thermischen Energie (mit Abrechnungsbrennwert) unterscheiden können?</li> <li>- der MSB kann die Datenhoheit über die Messwerte nicht vollständig übernehmen, ohne historische Werte und Netzzustandsdaten</li> </ul>	<p>SWMS</p>

<b>Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung</b>	<b>Begründung einfügen</b>	<b>Kürzel einfügen</b>
Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:  im Backend des verantwortlichen Marktbe- teiligten	- die meisten der vorgegebenen Ersatzwertbildungsstrategien nach G685 des DVGW wären nicht anwendbar (z. B. Messwerte aus einem möglichst nahem anderen Messgerät, Berechnung über geschlossenen Bilanzierungsabschnitt, historische Messwerte) da in ein Gateway nichts geschrieben werden darf - nach G685 3. Beiblatt des DVGW ist für die Ersatzwertbildung und Plausibilisierung eine Sachkunde nachzuweisen. Wie soll das Gateway „Sachkundig“ werden, juristisch muss diese eine Person sein?	SWMS

## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.  
Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme ist nicht erforderlich.

Stadtwerte Oelsnitz/V. GmbH

Ronny Ficker

24.05.2017

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:  2) den Netzbetreiber  [Unzutreffendes bitte löschen]	<ul style="list-style-type: none"><li>- es besteht kein wettbewerbsrechtlicher Konflikt</li><li>- der gMSB als Netzbereiber sichert alle Kompetenzen zu</li><li>- keine Trennung der Marktrolle MsB Gas, für fernauslesbare Gaszähler wäre Zuständigkeit beim MsB Strom, für nichtfernauslesbare Gaszähler beim Netzbetreiber Gas</li><li>- Erfüllung der Anforderungen lt. G 685</li><li>- keine Änderungen an der bestehenden Infrastruktur nötig</li><li>- gesamte Marktkommunikation kann unverändert beibehalten werden</li></ul>	

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs-)relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:  2) im Backend des verantwortlichen Marktbeteiligten  [Unzutreffendes bitte löschen]	<ul style="list-style-type: none"><li>- Brennwerte, Z-Zahlen usw. liegen bereits alle beim gMSB (Netzbetreiber) vor</li><li>- eine Funktionalität der Messwertaufbereitung liegt derzeit im SmartMeter-Gateway nicht vor</li></ul>	



## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.  
Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme ist nicht erforderlich.

NBB Netzgesellschaft Berlin-Brandenburg mbh & Co. KG (NBB)

Andreas Brychcy

24.05.2017

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:  2) den Netzbetreiber	Die Messwertaufbereitung beim Netzbetreiber ist ein im Energiemarkt etablierter, funktionierender und effizienter Prozess. Dies ist u.a. dadurch bedingt, dass der Netzbetreiber für die Ermittlung des Brennwertes und der Zuordnung der Zustandszahl verantwortlich ist.  <b>NBB vertritt den Standpunkt, dass die Zuordnung der Messwertaufbereitung dem Netzbetreiber weiterhin zugeordnet bleibt</b> , da ansonsten: <ul style="list-style-type: none"><li>▪ bestehende effiziente Prozesse durch zusätzlichen Datenaustausch und unnötige Systemanpassungen beaufschlagt werden, ohne einen Mehrwert zu generieren,</li><li>▪ die derzeitigen eng getakteten Abläufe für Datenaustausch, Bilanzierung und Abrechnung durch zusätzliche Prozessschritte und Abhängigkeiten erschwert werden und dadurch die Fehleranfälligkeit und der Clearingaufwand steigt,</li><li>▪ bestehende vertragliche Regelungen durch zusätzliche Vereinbarungen zu ergänzen sind (insb. Haftungsregelungen),</li><li>▪ für den Endkunden die weitere Themenauffächerung im Zusammenhang mit Rückfragen zu einer verstärkten Verunsicherung führt.</li></ul>	NBB

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
<p>Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:</p> <p>2) im Backend des verantwortlichen Markt-beteiligten</p>	<p><b>NBB vertritt den Standpunkt, dass die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor im Backend des Netzbetreibers erfolgen muss.</b></p> <p>Folgende Randbedingungen führen zu dieser Einschätzung:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Sternförmig aus dem Smart-Meter-Gateway(SMGw) verteilte Messwerte in Betriebs-/Normkubikmetern sind auf der Empfängerseite (beim Berechtigten) erst mittels des für den Betrachtungszeitraum zugehörigen Brennwertes zur Abrechnung und Bilanzierung verwendbar.</li> <li>▪ im SMGw können nach der aktuellen Technischen Richtlinie (TR) des BSI keine historischen Werte abgelegt werden. Es gibt keine Zeitscheiben. Auch sind bisher keine gasspezifischen Berechnungsparameter vorgesehen. Für die Sparte Strom besteht die Möglichkeit den Wandlerfaktor als statische Information zu parametrieren. Überträgt man diese Systematik auf die Sparte Gas, kann maximal ein Multiplikator im SMGw abgelegt werden. D.h. es können nicht gleichzeitig Brennwert und Zustandszahl abgelegt sein.</li> <li>▪ Eine untermonatliche Kommunikation von Lastgängen aus dem Gateway auf Basis von Monatsbilanzierungsbrennwerten wäre nur möglich, wenn es sich um einen RLM-Kunden mit Mengenumwerter handelt und alle SMGw gleichzeitig am Monatsersten um 6.00 Uhr den Bilanzierungsbrennwert eingespielt bekämen. (Grund: die Kommunikation zwischen Messgerät und SMGW läuft kontinuierlich. Da es keine Zeitscheiben im Gateway gibt, kann der Bilanzierungsbrennwert nicht im Vorfeld eingespielt werden und muss ab der 1. Minute des 1. Tages des Monats korrekt hinterlegt sein.) Eine untermonatliche Kommunikation von Lastgängen auf Basis von Tagesbilanzierungsbrennwerten wäre nur möglich, wenn es sich um einen RLM Kunden mit Mengenumwerter handelt und alle SMGw gleichzeitig täglich um 6.00 Uhr den Bilanzierungsbrennwert eingespielt bekämen.</li> <li>▪ Abrechnungslastgänge von RLM-Kunden, untermonatliche Lastgänge von RLM-Kunden ohne Mengenumwerter oder Zählerstände von SLP-Kunden können aus oben Rahmenbedingungen nicht aus einem Gateway kommuniziert werden. Diese Daten können nur im Backend errechnet werden.</li> </ul>	NBB

## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.  
Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme ist nicht erforderlich.

SIV.AG (SIV)

Sebastian Weiße

15.5.2017

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:  den Netzbetreiber  [Unzutreffendes bitte löschen]	Aus unserer Sicht eines Softwareherstellers bedingt eine Verlagerung der Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte an andere Marktrollen als den Netzbetreiber dauerhaft neue Prozesse und erweiterte bestehende Prozesse, wenigstens um zusätzliche Daten. Aus Gründen der Einfachheit, Robustheit des Marktmodells und minimaler Kosten für alle Beteiligten, sollte die Prämisse dieser drei Kriterien angelegt werden. Durch eine Umgestaltung der Prämisse würde durch steigende Kosten Barrieren geschaffen und damit das Ziel der Wettbewerbsförderung behindert werden. Gleichzeitig gehen wir von sehr überschaubaren Fallzahlen aus, so dass eine Einführung neuer Prozesse den Aufwand nicht rechtfertigt.	SIV

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:  im Backend des verantwortlichen Marktteiligen  [Unzutreffendes bitte löschen]	Da wir im obigen Kasten für den Netzbetreiber plädiert haben, plädieren wir hier für das Backend. Eine Übertragung der notwendigen Daten in das Gateway halten wir nicht für zielführend, da insbesondere hier bei der Datenübertragung die Fehleranfälligkeit noch höher ist als bei der Übertragung zwischen Backendsystemen. Dadurch würde die Datenqualität im Markt weiter sinken und die Kosten steigen.	SIV

## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.  
Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme ist nicht erforderlich.

Open Grid Europe GmbH (OGE)

Jan Willem Lenders

30.05.2017

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:  <b>1) den Messstellenbetreiber</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Die Prozessgleichheit zwischen Strom und Gas sollte herbeigeführt werden</li><li>- Stärkung der Marktrolle Messstellenbetreiber</li><li>- Gas wird als Bestandteil der Energiewende wahrgenommen</li><li>- Erfolgt die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte Strom und Gas aus einer Hand so können sich hier leichter wettbewerbliche Produkte entwickeln welche dann wiederum die Zukunftsfähigkeit des Mediums Gas sichern helfen</li></ul>	OGE

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:  <b>2) im Backend des verantwortlichen Marktbeteiligten</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Das Erfüllen des technischen Regelwerks für die Energieermittlung Gas ist hochkomplex und anspruchsvoll. Die Abbildung des Regelwerks in einem intelligenten Messsystem würde zu einer enormen Verteuerung dieser neuen Infrastruktur führen und somit am Sinn des Messstellenbetriebsgesetzes vorbeigehen. Eine Abbildung in den Backendsystemen der Messstellenbetreiber erscheint deshalb sinnvoller.</li></ul>	OGE

## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.  
Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme ist nicht erforderlich..

Creos Deutschland GmbH

Abt. Netzwirtschaft

24.05.2017

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:  <b>2) den Netzbetreiber</b>	Insbesondere für RLM-Messstellen an Netzanschlusspunkten bestehen bzw. verbleiben Vorteile wenn die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte bei dem Netzbetreiber verbleiben: <ol style="list-style-type: none"><li>1. Ein MSB verfügt i.d.R. nicht über die Gasbeschaffenheiten, die originär vom Netzbetreiber z.B. für ganze Brennwertzonen ermittelt werden. Zur Ermittlung gehört die Verarbeitung von PGC-Messungen, Gasflusssimulationen sowie oft Daten aus Rekonstruktionssystemen (ReKo). Diese Daten liegen dem MSB i.d.R. nicht vor.</li><li>2. Erfolgt die Erhebung bei dem MSB, der dann von dem NB über Stammdaten der Messlokation und spezifischen Gasbeschaffenheiten versorgt werden muss, steigt die Komplexität der Datenverarbeitung und -kommunikation. Diese Komplexität könnte regelmäßig zu höheren Fehlerquoten führen. Für alle Ausspeisepunkte mit einem Messdruck größer 1 bar sind nicht nur der Brennwert sondern v. a. auch die spezifischen Werte für Dichte, CO<sub>2</sub>-Gehalt bei GERG-Verfahren, bzw. bei AGA8 sind sogar wesentlich mehr Gasbeschaffenheitsdaten zur K-Zahl - Berechnung notwendig (DVGW Arbeitsblatt G 468). Der Netzbetreiber ermittelt diese Daten i.d.R. mengengewichtet für Netzbereiche mit einer Vielzahl von Ausspeisepunkten. Diese Daten liegen bei einer heterogenen Kundenstruktur eines MSB nicht vor.</li><li>3. Insbesondere bei Simulations-, bzw. ReKo-Verfahren werden seitens der PTB höchste Anforderungen an die Datenqualität und -verteilung gestellt. Uns ist kein Unternehmen, das allein die Marktrolle MSB inne hat, bekannt, das diese Verfahren verwendet.</li><li>4. Bei Ausfall der Datenbereitstellung durch den MSB an den NB kann der NB seine Sendepflichten (z.B. Allokationsmeldungen) nicht mehr erfüllen. Probleme beim MSB führen damit unmittelbar zu Problemen bei den nachgelagerten Marktakteuren, die sich auf die Daten des MSB verlassen müssen (Haftung ggb. BKV und LV?).</li></ol>	Creos

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	5. Der Netzbetreiber benötigt weitergehende Daten, d.h. mehr als die Energiewerte (kWh) um seine Datenpflichten gegenüber Regulierungsbehörden erfüllen zu können (v.a. Effizienzwertermittlung).	

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
<p>Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:</p> <p><b>2) im Backend des verantwortlichen Marktbeteiligten</b></p>	<p>Insbesondere für RLM-Messstellen an Netzanschlusspunkten ergeben sich folgende Problemstellungen für den Netzbetreiber bei einer Bildung abrechnungsrelevanter Messwerte durch ein Smart-Meter-Gateway:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Die Prozesse zur Einbindung von Smart-Meter-Gateways sind im Gasbereich heute noch völlig ungeklärt (z.B. Verarbeitung mehrerer Werte zu Gasbeschaffungsdaten).</li> <li>2. Für RLM-Messstellen werden heute noch keine Smart-Meter-Gateways verwendet. Auch ist nach Auskunft gängiger Hersteller von Messgeräten eine Anbindung von Smart-Meter-Gateways an den in unserem Netzgebiet bestehenden RLM-Gaszählern nicht möglich.</li> <li>3. In den Prozess muss ggf. auch der Smart-Meter-Gateway-Betreiber mit einbezogen werden. Das erhöht die Komplexität der Datenverarbeitung und -kommunikation unter den Marktakteuren. Anstelle eines zentralen Marktakteurs, der die Daten verarbeitet, müssten 3 Marktakteure (NB, MSB, SMG-Administrator) miteinander kommunizieren.</li> <li>4. Bei einem Betrieb des Smart-Meter-Gateways (Strom, Gas, usw.) erfolgt die Ermittlung der abrechnungsrelevanten Messdaten im Gateway ohne dass der Netzbetreiber unmittelbaren Einfluss auf eventuelle Unstimmigkeiten nehmen kann.</li> <li>5. Bei einem sphärenübergreifenden Betrieb des Smart-Meter-Gateways wird die Klärung von Unstimmigkeiten bei spezifischen Fragestellungen des Gasbereichs schwieriger.</li> </ol> <p>Die Auswirkungen der Bildung abrechnungsrelevanter Messwerte durch ein Smart-Meter-Gateway können heute noch nicht abschließend bewertet werden. Daher sollte vor Klarstellung der technischen Umsetzung und der Prozesse keine Entscheidung zu Gunsten der Smart-Meter-Gateways getroffen werden.</p>	Creos

## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.  
Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme ist nicht erforderlich **[Unzutreffendes bitte löschen]**.

[Stadtwerke Werdau GmbH]

[Herr Ziegler]

[29.05.2017]

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:  2) den Netzbetreiber	Kein Wettbewerbsrechtlicher Konflikt gMSB als Netzbereiber sichert alle Kompetenzen zu Keine Trennung der Marktrolle MsB Gas für fernauslesbare Gaszähler / Zuständigkeit beim MsB Strom für nichtfernauslesbare Gaszähler Netzbetreiber Gas Erfüllung der Anforderungen lt. G 685 Keine Änderungen an der bestehenden Infrastruktur nötig Gesamte Marktkommunikation kann unverändert beibehalten werden	

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:  2) im Backend des verantwortlichen Marktbeteiligten	Brennwerte / Z-Zahl etc. liegen bereits alle beim gMSB (Netzbetreiber) z.Z. techn. nicht verfügbare Funktionalitäten der Messwertaufbereitung im Gateway	

## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.  
Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme ist nicht erforderlich.

Stadtwerke Hilden GmbH

Martin Sasonow

30.05.2017

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:  2) den Netzbetreiber	<p>Die grundsätzlichen Abweichungen physikalischer und chemischer Natur zwischen Strom und Gas rechtfertigen eine spartenspezifische Ausprägung einzelner Prozesse, insb. die nun konsultierte Energiemengenermittlung (Erhebung und Verteilung der Messwerte), über das Interimsmodell hinaus dauerhaft im Zielmodell ab 2020. Das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) trägt diesem Umstand bereits Rechnung (§ 60 Abs. 2 MsbG) und hat eine entsprechende Festlegungskompetenz der BNetzA (§ 75 MsbG) bereits angelegt.</p> <p>Basierend auf dem Mess- und Eichgesetz (MessEG) in Zusammenhang mit § 25 der Mess- und Eichverordnung (MessEV) wird die Verbrennungsenthalpie (Thermische Energie) von Gas in den überwiegenden Fällen aus wirtschaftlichen Gründen nicht direkt mit einem geeichten Messgerät gemessen, sondern auf der Basis geeichter Volumenmessgeräte unter Anwendung anerkannter Regeln der Technik (DVGW Arbeitsblatt G 685 mit entsprechenden Beiblättern, Arbeitsblatt G 486 sowie weitere technischer Richtlinien) ermittelt.</p> <p>Hierbei spielt neben den Zustandsgrößen Druck und Temperatur insbesondere die Gasbeschaffenheit eine entscheidende Rolle. Diese ist im Vorfeld des Betrachtungszeitraums nur unzureichend bekannt (Standardanalysen im Zustandsmengenumwerter, Verwendung von vorläufigen Brennwerten für Bilanzierungszwecke, etc.) und führt bei Abweichungen zur nachträglichen Korrektur vermeintlich korrekt gemessener Volumenmesswerte aus dem geeichten Messgerät (k-Zahl Korrektur nach G 486).</p> <p>Die Ermittlung von abrechnungsrelevanten Gasbeschaffenheitskenngrößen, u.a. dem Abrechnungsbrennwert, erfolgt für den jeweiligen Betrachtungszeitraum im Nachhinein durch den Netzbetreiber.</p>	



Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>Innerhalb vorgegebener Fristen (GeLi Gas, Kooperationsvereinbarung) erfolgt diese Ermittlung im bisher abgestimmten Zusammenspiel zwischen den betroffenen (vorgelagerten) Netzbetreibern. Diese Prozesse sind im Markt etabliert, mittels der durch die BNetzA festgelegten prozessualen Abwicklung innerhalb der Marktkommunikation automatisiert und stellen die korrekte Ermittlung der abrechnungsrelevanten Größen innerhalb der vorgegebenen Fristen sicher.</p> <p>Für Messstellenbetreiber sind diese Einflussfaktoren mangels Kenntnis der Netztopologie sowie der aktuellen Netzfahrweise nicht bestimmbar. Die Etablierung zusätzlicher Prozesse zur Datenübermittlung zwischen Netzbetreiber und Messstellenbetreiber bringt prozessual keinerlei Vorteile, verzögert die Ermittlung der Abrechnungswerte durch zusätzliche Prozessschleifen insbesondere im Fehlerfall deutlich und splittet die Prozessverantwortung im Sinne des Eichrechtes (Haftung für fehlerhafte Messwerte gegenüber Messwertverwendern im Sinne § 33 MessEG) undefiniert auf. Die zu erwartenden Clearingprozesse werden dadurch unnötig weiter verkompliziert.</p> <p>Eine Abkehr von der bisherigen Aufbereitung und Verteilung der Messwerte würde die Prozesskomplexität erhöhen und damit ebenfalls die einhergehende Kostenentwicklung. Denn jeder zusätzliche Prozessschritt benötigt auch einen weiteren Prozess für die Korrekturabstimmung. Diese Abstimmung kann von beiden Beteiligten (MSB und VNB) unabhängig voneinander ausgelöst werden, beeinflusst sich jedoch gegenseitig.</p> <p>Die physikalischen Abhängigkeiten sind definiert: Basierend auf den gemessenen Volumen werden im Anschluss die abrechnungsrelevanten Brennwerte rechnerisch ermittelt. Auf Basis dieser berechneten Brennwerte berechnet sich die jeweilige (entnommene) Energie.</p>	

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
<p>Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:</p> <p>2) im Backend des verantwortlichen Marktbeteiligten</p>	<p>Das DVGW Arbeitsblatt G685, als einzige vom Regelermittlungsausschuss anerkannte Regel der Technik zur Ermittlung der Verbrennungsenthalpie (Thermische Energie) von Gasen, definiert im Kapitel 7 umfangreiche Verfahren zur Ersatzwertbildung, welche in Form einer Anwendungsmatrix für abrechnungsrelevante Messgrößen in Form entsprechender Strategien und Anwendungsreihenfolgen definiert sind.</p> <p>Hierbei kommen u.a. Methoden zum Einsatz, welche andere, vergleichbare Messstellen bzw. Informati-</p>	

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>onen aus geschlossenen Netzabschnitten verwenden oder die Berücksichtigung von Laufzeiten innerhalb der Netze voraussetzen. Kenntnisse der genauen Netztopologie sowie aktueller Netzschtzustände sind hierbei Voraussetzung und entsprechend zu berücksichtigen.</p> <p>Auch im Falle der Verwendung historischer Daten für die Ersatzwertbildung liegen diese nur der Marktrolle Netzbetreiber für zurückliegende Zeiträume vollständig vor. Die Komplexität dieser Verfahren, deren Anwendung im Übrigen die Ausbildung und Ernennung von entsprechenden Sachkundigen im Unternehmen zwingend voraussetzen, verhindert eine entsprechende Abbildung im Smart Meter Gateway (SMGW).</p> <p>Aufgrund der oben dargestellten Abhängigkeiten von Volumenmesswerten des geeichten Gaszählers sowie dessen Zusatzeinrichtungen einerseits sowie den Gasbeschaffenheitskenngößen andererseits, kann nur das Backendsystem des verantwortlichen Marktakteurs (sprich: Netzbetreibers) für Plausibilisierung, technische Mengenermittlung sowie Ersatzwertbildung abrechnungsrelevanter Messwerte im geschäftliche und amtlichen Verkehr Anwendung finden.</p>	

## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.  
Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme lege ich bei / ist nicht erforderlich **[Unzutreffendes bitte löschen]**.

[Stadtwerke Olbernhau GmbH ]

[Herr Blum]

[29.05.2017]

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:  2) den Netzbetreiber  <b>[Unzutreffendes bitte löschen]</b>	Kein Wettbewerbsrechtlicher Konflikt gMSB als Netzbereiber sichert alle Kompetenzen zu Keine Trennung der Marktrolle MsB Gas für fernauslesbare Gaszähler / Zuständigkeit beim MsB Strom für nichtfernauslesbare Gaszähler Netzbetreiber Gas Erfüllung der Anforderungen lt. G 685 Keine Änderungen an der bestehenden Infrastruktur nötig Gesamte Marktkommunikation kann unverändert beibehalten werden	

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:  2) im Backend des verantwortlichen Marktbeteiligten  <b>[Unzutreffendes bitte löschen]</b>	Brennwerte / Z-Zahl etc. liegen bereits alle beim gMSB (Netzbetreiber) z.Z. techn. nicht verfügbare Funktionalitäten der Messwertaufbereitung im Gateway	

## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.  
Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme ist nicht erforderlich.

Netzgesellschaft Lübbecke mbH (NGL)

30.05.2017

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
<p>Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:</p> <p>2) den Netzbetreiber</p>	<p>Die grundsätzlichen Abweichungen physikalischer und chemischer Natur zwischen Strom und Gas rechtfertigen eine spartenspezifische Ausprägung einzelner Prozesse, insb. die nun konsultierte Energiemengenermittlung (Erhebung und Verteilung der Messwerte), über das Interimsmodell hinaus dauerhaft im Zielmodell ab 2020. Das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) trägt diesem Umstand bereits Rechnung (§ 60 Abs. 2 MsbG) und hat eine entsprechende Festlegungskompetenz der BNetzA (§ 75 MsbG) bereits angelegt.</p> <p>Basierend auf dem Mess- und Eichgesetz (MessEG) in Zusammenhang mit § 25 der Mess- und Eichverordnung (MessEV) wird die Verbrennungsenthalpie (Thermische Energie) von Gas in den überwiegenden Fällen aus wirtschaftlichen Gründen nicht direkt mit einem geeichten Messgerät gemessen, sondern auf der Basis geeichter Volumenmessgeräte unter Anwendung anerkannter Regeln der Technik (DVGW Arbeitsblatt G 685 mit entsprechenden Beiblättern, Arbeitsblatt G 486 sowie weitere technischer Richtlinien) ermittelt.</p> <p>Hierbei spielt neben den Zustandsgrößen Druck und Temperatur insbesondere die Gasbeschaffenheit eine entscheidende Rolle. Diese ist im Vorfeld des Betrachtungszeitraums nur unzureichend bekannt (Standardanalysen im Zustandsmengenumwerter, Verwendung von vorläufigen Brennwerten für Bilanzierungszwecke, etc.) und führt bei Abweichungen zur nachträglichen Korrektur vermeintlich korrekt gemessener Volumenmesswerte aus dem geeichten Messgerät (k-Zahl Korrektur nach G 486).</p> <p>Die Ermittlung von abrechnungsrelevanten Gasbeschaffenheitskenngrößen, u.a. dem Abrechnungsbrennwert, erfolgt für den jeweiligen Betrachtungszeitraum im Nachhinein durch den Netzbetreiber.</p>	<p>NGL</p>

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>Innerhalb vorgegebener Fristen (GeLi Gas, Kooperationsvereinbarung) erfolgt diese Ermittlung im bisher abgestimmten Zusammenspiel zwischen den betroffenen (vorgelagerten) Netzbetreibern. Diese Prozesse sind im Markt etabliert, mittels der durch die BNetzA festgelegten prozessualen Abwicklung innerhalb der Marktkommunikation automatisiert und stellen die korrekte Ermittlung der abrechnungsrelevanten Größen innerhalb der vorgegebenen Fristen sicher.</p> <p>Für Messstellenbetreiber sind diese Einflussfaktoren mangels Kenntnis der Netztopologie sowie der aktuellen Netzfahrweise nicht bestimmbar. Die Etablierung zusätzlicher Prozesse zur Datenübermittlung zwischen Netzbetreiber und Messstellenbetreiber bringt prozessual keinerlei Vorteile, verzögert die Ermittlung der Abrechnungswerte durch zusätzliche Prozessschleifen insbesondere im Fehlerfall deutlich und splittet die Prozessverantwortung im Sinne des Eichrechtes (Haftung für fehlerhafte Messwerte gegenüber Messwertverwendern im Sinne § 33 MessEG) undefiniert auf. Die zu erwartenden Clearingprozesse werden dadurch unnötig weiter verkompliziert.</p> <p>Eine Abkehr von der bisherigen Aufbereitung und Verteilung der Messwerte würde die Prozesskomplexität erhöhen und damit ebenfalls die einhergehende Kostenentwicklung. Denn jeder zusätzliche Prozessschritt benötigt auch einen weiteren Prozess für die Korrekturabstimmung. Diese Abstimmung kann von beiden Beteiligten (MSB und VNB) unabhängig voneinander ausgelöst werden, beeinflusst sich jedoch gegenseitig.</p> <p>Die physikalischen Abhängigkeiten sind definiert: Basierend auf den gemessenen Volumen werden im Anschluss die abrechnungsrelevanten Brennwerte rechnerisch ermittelt. Auf Basis dieser berechneten Brennwerte berechnet sich die jeweilige (entnommene) Energie.</p> <p>Daher unterstützen wir vollständig das Positionspapier und die Synopse zur Ausgestaltung der Messwertaufbereitung und – verteilung in der Sparte Gas des BDEWs vom 3. April 2017.</p>	

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:	Das DVGW Arbeitsblatt G685, als einzige vom Regelermittlungsausschuss anerkannte Regel der Technik zur Ermittlung der Verbrennungsenthalpie (Thermische Energie) von Gasen, definiert im Kapitel 7 umfangreiche Verfahren zur Ersatzwertbildung, welche in Form einer Anwendungsmatrix für abrechnungsrelevante Messgrößen in Form entsprechender Strategien und Anwendungsreihenfolgen definiert sind.	NGL

<b>Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung</b>	<b>Begründung einfügen</b>	<b>Kürzel einfügen</b>
2) im Backend des verantwortlichen Marktbeteiligten	<p>Hierbei kommen u.a. Methoden zum Einsatz, welche andere, vergleichbare Messstellen bzw. Informationen aus geschlossenen Netzabschnitten verwenden oder die Berücksichtigung von Laufzeiten innerhalb der Netze voraussetzen. Kenntnisse der genauen Netztopologie sowie aktueller Netzschtaltzustände sind hierbei Voraussetzung und entsprechend zu berücksichtigen.</p> <p>Auch im Falle der Verwendung historischer Daten für die Ersatzwertbildung liegen diese nur der Marktrolle Netzbetreiber für zurückliegende Zeiträume vollständig vor.</p> <p>Die Komplexität dieser Verfahren, deren Anwendung im Übrigen die Ausbildung und Ernennung von entsprechenden Sachkundigen im Unternehmen zwingend voraussetzen, verhindert eine entsprechende Abbildung im Smart Meter Gateway (SMGW).</p> <p>Aufgrund der oben dargestellten Abhängigkeiten von Volumenmesswerten des geeichten Gaszählers sowie dessen Zusatzeinrichtungen einerseits sowie den Gasbeschaffenheitskenngrößen andererseits, kann nur das Backendsystem des verantwortlichen Marktakteurs (sprich: Netzbetreibers) für Plausibilisierung, technische Mengenermittlung sowie Ersatzwertbildung abrechnungsrelevanter Messwerte im geschäftliche und amtlichen Verkehr Anwendung finden.</p>	

## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.  
Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme lege ich bei / ist nicht erforderlich [Unzutreffendes bitte löschen].

[Gasversorgung Angermünde GmbH (GVA)]

[Benjamin Noack]

[30.05.2017]

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:  2) den Netzbetreiber	Bei der Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte durch den Netzbetreiber (NB) handelt es sich um etablierte Prozesse die sich in der Gaswirtschaft seit jeher bewährt haben. Eine Verlagerung dieser Aufgaben an den Messstellenbetreiber (MSB) würde keine ersichtlichen Erleichterungen oder Synergien generieren, sondern vielmehr vorhandene Synergien zerschlagen und das Fehlerpotenzial bei der Ermittlung von Abrechnungsdaten durch Verlängerung der Prozesskette deutlich erhöhen. Das zusätzlich aufzubauende und vorzuhaltende Know-How beim MSB sowie die zunehmende Anzahl von Clearingprozessen zwischen MSB und NB würden zudem zu erheblichen Mehraufwendungen führen. Nicht zuletzt müssten Haftungsfragen (z.B. bei Fristverletzungen) im Rahmen standardisierter Vertragswerke vorab einheitlich geregelt werden.	GVA

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs-)relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:  2) im Backend des verantwortlichen Marktbeteiligten	Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von abrechnungsrelevanten Energiedaten ist im Gasbereich aus dem Gateway nicht möglich und muss im Backend des Netzbetreibers erfolgen. Sollte dies aus dem Gateway erfolgen sollen, so sind diese erst entsprechend zu modifizieren, beispielsweise durch Hinterlegung historischer Messwerte, Einführung und Synchronisation von Zeitscheiben und entsprechender Berechnungsvorschriften zur Ermittlung von abrechnungsrelevanten Daten.  Da entsprechende netzspezifische Parameter vom NB an den MSB vor der Berechnung von Abrechnungsdaten zu übermitteln sind, würde die Prozesskette erhöht und ein deutlicher Mehraufwand er-	GVA

<b>Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung</b>	<b>Begründung einfügen</b>	<b>Kürzel einfügen</b>
	<p>zeugt, der zudem neue haftungsrechtliche Fragen verursacht.</p> <p>Notwendige zusätzlicher Prozesse bei der Kommunikation zwischen NB und MSB bringen keinerlei Vorteile. Vielmehr wird die Ermittlung von Abrechnungsdaten verzögert und durch den prozessualen Mehraufwand verkompliziert.</p>	



## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Wir sind damit einverstanden, dass diese Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.  
Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme ist nicht erforderlich.

Stadtwerte Löbau GmbH (SW-L)

30.05.2017

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:  2) den Netzbetreiber	<p>Die grundsätzlichen Abweichungen physikalischer und chemischer Natur zwischen Strom und Gas rechtfertigen eine spartenspezifische Ausprägung einzelner Prozesse, insb. die nun konsultierte Energiemengenermittlung (Erhebung und Verteilung der Messwerte), über das Interimsmodell hinaus dauerhaft im Zielmodell ab 2020. Das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) trägt diesem Umstand bereits Rechnung (§ 60 Abs. 2 MsbG) und hat eine entsprechende Festlegungskompetenz der BNetzA (§ 75 MsbG) bereits angelegt.</p> <p>Basierend auf dem Mess- und Eichgesetz (MessEG) in Zusammenhang mit § 25 der Mess- und Eichverordnung (MessEV) wird die Verbrennungsenthalpie (Thermische Energie) von Gas in den überwiegenden Fällen aus wirtschaftlichen Gründen nicht direkt mit einem geeichten Messgerät gemessen, sondern auf der Basis geeichter Volumenmessgeräte unter Anwendung anerkannter Regeln der Technik (DVGW Arbeitsblatt G 685 mit entsprechenden Beiblättern, Arbeitsblatt G 486 sowie weitere technischer Richtlinien) ermittelt.</p> <p>Hierbei spielt neben den Zustandsgrößen Druck und Temperatur insbesondere die Gasbeschaffenheit eine entscheidende Rolle. Diese ist im Vorfeld des Betrachtungszeitraums nur unzureichend bekannt (Standardanalysen im Zustandsmengenumwerter, Verwendung von vorläufigen Brennwerten für Bilanzierungszwecke, etc.) und führt bei Abweichungen zur nachträglichen Korrektur vermeintlich korrekt gemessener Volumenmesswerte aus dem geeichten Messgerät (k-Zahl Korrektur nach G 486).</p> <p>Die Ermittlung von abrechnungsrelevanten Gasbeschaffenheitskenngrößen, u.a. dem Abrechnungsbrennwert, erfolgt für den jeweiligen Betrachtungszeitraum im Nachhinein durch den Netzbetreiber.</p>	SW-L

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>Innerhalb vorgegebener Fristen (GeLi Gas, Kooperationsvereinbarung) erfolgt diese Ermittlung im bisher abgestimmten Zusammenspiel zwischen den betroffenen (vorgelagerten) Netzbetreibern. Diese Prozesse sind im Markt etabliert, mittels der durch die BNetzA festgelegten prozessualen Abwicklung innerhalb der Marktkommunikation automatisiert und stellen die korrekte Ermittlung der abrechnungsrelevanten Größen innerhalb der vorgegebenen Fristen sicher.</p> <p>Für Messstellenbetreiber sind diese Einflussfaktoren mangels Kenntnis der Netztopologie sowie der aktuellen Netzfahrweise nicht bestimmbar. Die Etablierung zusätzlicher Prozesse zur Datenübermittlung zwischen Netzbetreiber und Messstellenbetreiber bringt prozessual keinerlei Vorteile, verzögert die Ermittlung der Abrechnungswerte durch zusätzliche Prozessschleifen insbesondere im Fehlerfall deutlich und splittet die Prozessverantwortung im Sinne des Eichrechtes (Haftung für fehlerhafte Messwerte gegenüber Messwertverwendern im Sinne § 33 MessEG) undefiniert auf. Die zu erwartenden Clearingprozesse werden dadurch unnötig weiter verkompliziert.</p> <p>Eine Abkehr von der bisherigen Aufbereitung und Verteilung der Messwerte würde die Prozesskomplexität erhöhen und damit ebenfalls die einhergehende Kostenentwicklung. Denn jeder zusätzliche Prozessschritt benötigt auch einen weiteren Prozess für die Korrekturabstimmung. Diese Abstimmung kann von beiden Beteiligten (MSB und VNB) unabhängig voneinander ausgelöst werden, beeinflusst sich jedoch gegenseitig.</p> <p>Die physikalischen Abhängigkeiten sind definiert: Basierend auf den gemessenen Volumen werden im Anschluss die abrechnungsrelevanten Brennwerte rechnerisch ermittelt. Auf Basis dieser berechneten Brennwerte berechnet sich die jeweilige (entnommene) Energie.</p> <p>Daher unterstützen wir vollständig das Positionspapier und die Synopse zur Ausgestaltung der Messwertaufbereitung und – verteilung in der Sparte Gas des BDEWs vom 3. April 2017.</p>	

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:	Das DVGW Arbeitsblatt G685, als einzige vom Regelermittlungsausschuss anerkannte Regel der Technik zur Ermittlung der Verbrennungsenthalpie (Thermische Energie) von Gasen, definiert im Kapitel 7 umfangreiche Verfahren zur Ersatzwertbildung, welche in Form einer Anwendungsmatrix für abrechnungsrelevante Messgrößen in Form entsprechender Strategien und Anwendungsreihenfolgen definiert sind.	SW-L

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
2) im Backend des verantwortlichen Marktbeteiligten	<p>Hierbei kommen u.a. Methoden zum Einsatz, welche andere, vergleichbare Messstellen bzw. Informationen aus geschlossenen Netzabschnitten verwenden oder die Berücksichtigung von Laufzeiten innerhalb der Netze voraussetzen. Kenntnisse der genauen Netztopologie sowie aktueller Netzschtaltzustände sind hierbei Voraussetzung und entsprechend zu berücksichtigen.</p> <p>Auch im Falle der Verwendung historischer Daten für die Ersatzwertbildung liegen diese nur der Marktrolle Netzbetreiber für zurückliegende Zeiträume vollständig vor.</p> <p>Die Komplexität dieser Verfahren, deren Anwendung im Übrigen die Ausbildung und Ernennung von entsprechenden Sachkundigen im Unternehmen zwingend voraussetzen, verhindert eine entsprechende Abbildung im Smart Meter Gateway (SMGW).</p> <p>Aufgrund der oben dargestellten Abhängigkeiten von Volumenmesswerten des geeichten Gaszählers sowie dessen Zusatzeinrichtungen einerseits sowie den Gasbeschaffenheitskenngrößen andererseits, kann nur das Backendsystem des verantwortlichen Marktakteurs (sprich: Netzbetreibers) für Plausibilisierung, technische Mengenermittlung sowie Ersatzwertbildung abrechnungsrelevanter Messwerte im geschäftliche und amtlichen Verkehr Anwendung finden.</p>	

## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.  
Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme ist nicht erforderlich.

EWR GmbH

30. Mai 2017

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:  2) den Netzbetreiber	<p>Die EWR GmbH spricht sich dafür aus, dass die Messwertaufbereitung, insbesondere Plausibilisierung, Ersatzwertbildung und Datenaufbereitung, in der Sparte Gas dem Netzbetreiber, aufgrund der Abhängigkeiten zu den Gasbeschaffungsdaten bzw. deren Einbeziehung in die Messwertaufbereitung, unter Anwendung der Festlegungsbevollmächtigung der Bundesnetzagentur des § 60 Abs. 2 MsbG und § 75 Nr. 4 MsbG, weiterhin zugeordnet bleibt.</p> <p>Die Messwertaufbereitung beim Netzbetreiber ist ein im Energiemarkt etablierter, funktionierender und effizienter Prozess. Dies ist u. a. dadurch bedingt, dass dem Netzbetreiber Brennwert und Zustandszahl ohnehin vorliegen. Eine Verlagerung der Messwertaufbereitung auf den Messstellenbetreiber würde funktionierende Prozesse sowie bestehende Synergien zerschlagen und</p> <ul style="list-style-type: none"><li>➤ weitreichende Anpassungen bestehender Prozesse sowie die Einführung zusätzlicher Datenaustauschvorgänge mit prozessualen Abhängigkeiten bedingen, ohne dass für den Markt ein Mehrwert generiert wird,</li><li>➤ die Prozesskomplexität steigern, dadurch die Fehleranfälligkeit der Geschäftsabläufe erhöhen sowie die ohnehin bereits engen Fristvorgaben für den Datenaustausch und die darauf</li></ul>	EWR GmbH

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>aufbauenden Bilanzierungs- und Abrechnungsprozesse verschärfen,</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ zu erheblichen zusätzlichen Implementierungs-, Betriebs- und Clearingaufwänden führen,</li> <li>➤ zusätzliche Vertragswerke sowie die Anpassung bestehender vertraglicher Vereinbarungen erfordern (insbes. Haftungsregelungen).</li> </ul> <p>Für nähere Erläuterungen zu diesen Aspekten verweisen wir auf das Positionierungspapier des BDEW vom 3. April 2017.</p>	

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
<p>Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:</p> <p>2) im Backend des verantwortlichen Marktbeteiligten</p>	<p>Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor ist unter den gegebenen technischen Rahmenbedingungen im Smart Meter Gateway (SMGw) nicht möglich und muss im Backend des Netzbetreibers erfolgen.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sternförmig aus dem Smart-Meter-Gateway(SMGw) verteilte Messwerte in Betriebs-/Normkubikmetern sind auf der Empfängerseite (beim Berechtigten) erst mittels des für den Betrachtungszeitraum zugehörigen Brennwertes zur Abrechnung und Bilanzierung verwendbar.</li> <li>• Im SMGw können nach der aktuellen Technischen Richtlinie (TR) des BSI keine historischen Werte abgelegt werden. Es gibt keine Zeitscheiben. Auch sind bisher keine gasspezifischen Berechnungsparameter vorgesehen; Brennwert und Zustandszahl können im Gateway nicht abgelegt und für Berechnungen herangezogen werden.</li> <li>• Eine untermonatliche Kommunikation von Lastgängen aus dem Gateway auf Basis von Monatsbilanzierungsbrennwerten wäre nur möglich, wenn es sich um einen RLM-Kunden mit Mengenumwerter handelt und alle SMGw gleichzeitig am Monatsersten um 6.00 Uhr den Bilanzierungsbrennwert eingespielt bekämen, Letzteres ist jedoch nicht in der Technischen Richtlinie des BSI vorgesehen. (Grund: die Kommunikation zwischen Messgerät und SMGW läuft kontinuierlich. Da es keine Zeitscheiben im Gateway gibt, kann der Bilanzierungsbrennwert nicht im Vorfeld eingespielt werden und muss ab der 1. Minute des 1. Tages des Monats korrekt hinterlegt sein.) Eine untermonatliche Kommu-</li> </ul>	EWR GmbH

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>nikation von Lastgängen auf Basis von Tagesbilanzierungsbrennwerten wäre nur möglich, wenn es sich um einen RLM Kunden mit Mengenumwerter handelt und alle SMGw gleichzeitig täglich um 6.00 Uhr den Bilanzierungsbrennwert eingespielt bekämen, Auch dies ist jedoch in der Technischen Richtlinie des BSI nicht vorgesehen.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Abrechnungslastgänge von RLM-Kunden, untermonatliche Lastgänge von RLM-Kunden ohne Mengenumwerter oder Zählerstände von SLP-Kunden können aus oben Rahmenbedingungen nicht aus einem Gateway kommuniziert werden. Diese Daten können nur im Backend errechnet werden.</li> <li>• Wie oben dargestellt, würde die Verlagerung der Aufgabe – unabhängig davon ob sie im Backend oder im Gateway erfolgen soll – zusätzliche vertragliche Regelungen und die Anpassung bestehender vertraglicher Vereinbarungen erfordern (z. B. Haftungsregelungen).</li> </ul>	

## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird. Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme ist nicht erforderlich.

EWR GmbH

Franz Causemann / N1

[30.05.2017]

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:  2) den Netzbetreiber	<p>Die grundsätzlichen Abweichungen physikalischer und chemischer Natur zwischen Strom und Gas rechtfertigen eine spartenspezifische Ausprägung einzelner Prozesse, insb. die nun konsultierte Energiemengenermittlung (Erhebung und Verteilung der Messwerte), über das Interimsmodell hinaus dauerhaft im Zielmodell ab 2020. Das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) trägt diesem Umstand bereits Rechnung (§ 60 Abs. 2 MsbG) und hat eine entsprechende Festlegungskompetenz der BNetzA (§ 75 MsbG) bereits angelegt.</p> <p>Basierend auf dem Mess- und Eichgesetz (MessEG) in Zusammenhang mit § 25 der Mess- und Eichverordnung (MessEV) wird die Verbrennungsenthalpie (Thermische Energie) von Gas in den überwiegenden Fällen aus wirtschaftlichen Gründen nicht direkt mit einem geeichten Messgerät gemessen, sondern auf der Basis geeichter Volumenmessgeräte unter Anwendung anerkannter Regeln der Technik (DVGW Arbeitsblatt G 685 mit entsprechenden Beiblättern, Arbeitsblatt G 486 sowie weitere technischer Richtlinien) ermittelt.</p> <p>Hierbei spielt neben den Zustandsgrößen Druck und Temperatur insbesondere die Gasbeschaffenheit eine entscheidende Rolle. Diese ist im Vorfeld des Betrachtungszeitraums nur unzureichend bekannt (Standardanalysen im Zustandsmengenumwerter, Verwendung von vorläufigen Brennwerten für Bilanzierungszwecke, etc.) und führt bei Abweichungen zur nachträglichen Korrektur vermeintlich korrekt gemessener Volumenmesswerte aus dem geeichten Messgerät (k-Zahl Korrektur nach G 486).</p> <p>Die Ermittlung von abrechnungsrelevanten Gasbeschaffenheitskenngrößen, u.a. dem Abrechnungsbrennwert, erfolgt für den jeweiligen Betrachtungszeitraum im Nachhinein durch den Netzbetreiber.</p>	

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>Innerhalb vorgegebener Fristen (GeLi Gas, Kooperationsvereinbarung) erfolgt diese Ermittlung im bisher abgestimmten Zusammenspiel zwischen den betroffenen (vorgelagerten) Netzbetreibern. Diese Prozesse sind im Markt etabliert, mittels der durch die BNetzA festgelegten prozessualen Abwicklung innerhalb der Marktkommunikation automatisiert und stellen die korrekte Ermittlung der abrechnungsrelevanten Größen innerhalb der vorgegebenen Fristen sicher.</p> <p>Für Messstellenbetreiber sind diese Einflussfaktoren mangels Kenntnis der Netztopologie sowie der aktuellen Netzfahrweise nicht bestimmbar. Die Etablierung zusätzlicher Prozesse zur Datenübermittlung zwischen Netzbetreiber und Messstellenbetreiber bringt prozessual keinerlei Vorteile, verzögert die Ermittlung der Abrechnungswerte durch zusätzliche Prozessschleifen insbesondere im Fehlerfall deutlich und splittet die Prozessverantwortung im Sinne des Eichrechtes (Haftung für fehlerhafte Messwerte gegenüber Messwertverwendern im Sinne § 33 MessEG) undefiniert auf. Die zu erwartenden Clearingprozesse werden dadurch unnötig weiter verkompliziert.</p> <p>Eine Abkehr von der bisherigen Aufbereitung und Verteilung der Messwerte würde die Prozesskomplexität erhöhen und damit ebenfalls die einhergehende Kostenentwicklung. Denn jeder zusätzliche Prozessschritt benötigt auch einen weiteren Prozess für die Korrekturabstimmung. Diese Abstimmung kann von beiden Beteiligten (MSB und VNB) unabhängig voneinander ausgelöst werden, beeinflusst sich jedoch gegenseitig.</p> <p>Die physikalischen Abhängigkeiten sind definiert: Basierend auf den gemessenen Volumen werden im Anschluss die abrechnungsrelevanten Brennwerte rechnerisch ermittelt. Auf Basis dieser berechneten Brennwerte berechnet sich die jeweilige (entnommene) Energie.</p> <p>Daher unterstützen wir vollständig das Positionspapier und die Synopse zur Ausgestaltung der Messwertaufbereitung und – verteilung in der Sparte Gas des BDEWs vom 3. April 2017.</p>	

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:	Das DVGW Arbeitsblatt G685, als einzige vom Regelermittlungsausschuss anerkannte Regel der Technik zur Ermittlung der Verbrennungsenthalpie (Thermische Energie) von Gasen, definiert im Kapitel 7 umfangreiche Verfahren zur Ersatzwertbildung, welche in Form einer Anwendungsmatrix für abrechnungsrelevante Messgrößen in Form entsprechender Strategien und Anwendungsreihenfolgen definiert sind.	



Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
2) im Backend des verantwortlichen Marktbeteiligten	<p>Hierbei kommen u.a. Methoden zum Einsatz, welche andere, vergleichbare Messstellen bzw. Informationen aus geschlossenen Netzabschnitten verwenden oder die Berücksichtigung von Laufzeiten innerhalb der Netze voraussetzen. Kenntnisse der genauen Netztopologie sowie aktueller Netzschaltzustände sind hierbei Voraussetzung und entsprechend zu berücksichtigen.</p> <p>Auch im Falle der Verwendung historischer Daten für die Ersatzwertbildung liegen diese nur der Marktrolle Netzbetreiber für zurückliegende Zeiträume vollständig vor.</p> <p>Die Komplexität dieser Verfahren, deren Anwendung im Übrigen die Ausbildung und Ernennung von entsprechenden Sachkundigen im Unternehmen zwingend voraussetzen, verhindert eine entsprechende Abbildung im Smart Meter Gateway (SMGW).</p> <p>Aufgrund der oben dargestellten Abhängigkeiten von Volumenmesswerten des geeichten Gaszählers sowie dessen Zusatzeinrichtungen einerseits sowie den Gasbeschaffenheitskenngrößen andererseits, kann nur das Backendsystem des verantwortlichen Marktakteurs (sprich: Netzbetreibers) für Plausibilisierung, technische Mengenermittlung sowie Ersatzwertbildung abrechnungsrelevanter Messwerte im geschäftliche und amtlichen Verkehr Anwendung finden.</p>	

## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.

Stadtwereke Nienburg/Weser GmbH (SWN)

Norbert Witt

30.05.2017

[Unternehmensname und Kürzel]

[Name des Stellungnehmenden]

[Datum der Stellungnahme]

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:  2) den Netzbetreiber	<p>Die grundsätzlichen Abweichungen physikalischer und chemischer Natur zwischen Strom und Gas rechtfertigen eine spartenspezifische Ausprägung einzelner Prozesse, insb. die nun konsultierte Energiemengenermittlung (Erhebung und Verteilung der Messwerte), über das Interimsmodell hinaus dauerhaft im Zielmodell ab 2020. Das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) trägt diesem Umstand bereits Rechnung (§ 60 Abs. 2 MsbG) und hat eine entsprechende Festlegungskompetenz der BNetzA (§ 75 MsbG) bereits angelegt.</p> <p>Basierend auf dem Mess- und Eichgesetz (MessEG) in Zusammenhang mit § 25 der Mess- und Eichverordnung (MessEV) wird die Verbrennungsenthalpie (Thermische Energie) von Gas in den überwiegenden Fällen aus wirtschaftlichen Gründen nicht direkt mit einem geeichten Messgerät gemessen, sondern auf der Basis geeichter Volumenmessgeräte unter Anwendung anerkannter Regeln der Technik (DVGW Arbeitsblatt G 685 mit entsprechenden Beiblättern, Arbeitsblatt G 486 sowie weitere technischer Richtlinien) ermittelt.</p> <p>Hierbei spielt neben den Zustandsgrößen Druck und Temperatur insbesondere die Gasbeschaffenheit eine entscheidende Rolle. Diese ist im Vorfeld des Betrachtungszeitraums nur unzureichend bekannt (Standardanalysen im Zustandsmengenumwerter, Verwendung von vorläufigen Brennwerten für Bilanzierungszwecke, etc.) und führt bei Abweichungen zur nachträglichen Korrektur vermeintlich korrekt gemessener Volumenmesswerte aus dem geeichten Messgerät (k-Zahl Korrektur nach G 486).</p> <p>Die Ermittlung von abrechnungsrelevanten Gasbeschaffenheitskenngrößen, u.a. dem Abrechnungsbrennwert, erfolgt für den jeweiligen Betrachtungszeitraum im Nachhinein durch den Netzbetreiber.</p>	SWN

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>Innerhalb vorgegebener Fristen (GeLi Gas, Kooperationsvereinbarung) erfolgt diese Ermittlung im bisher abgestimmten Zusammenspiel zwischen den betroffenen (vorgelagerten) Netzbetreibern. Diese Prozesse sind im Markt etabliert, mittels der durch die BNetzA festgelegten prozessualen Abwicklung innerhalb der Marktkommunikation automatisiert und stellen die korrekte Ermittlung der abrechnungsrelevanten Größen innerhalb der vorgegebenen Fristen sicher.</p> <p>Für Messstellenbetreiber sind diese Einflussfaktoren mangels Kenntnis der Netztopologie sowie der aktuellen Netzfahrweise nicht bestimmbar. Die Etablierung zusätzlicher Prozesse zur Datenübermittlung zwischen Netzbetreiber und Messstellenbetreiber bringt prozessual keinerlei Vorteile, verzögert die Ermittlung der Abrechnungswerte durch zusätzliche Prozessschleifen insbesondere im Fehlerfall deutlich und splittet die Prozessverantwortung im Sinne des Eichrechtes (Haftung für fehlerhafte Messwerte gegenüber Messwertverwendern im Sinne § 33 MessEG) undefiniert auf. Die zu erwartenden Clearingprozesse werden dadurch unnötig weiter verkompliziert.</p> <p>Eine Abkehr von der bisherigen Aufbereitung und Verteilung der Messwerte würde die Prozesskomplexität erhöhen und damit ebenfalls die einhergehende Kostenentwicklung. Denn jeder zusätzliche Prozessschritt benötigt auch einen weiteren Prozess für die Korrekturabstimmung. Diese Abstimmung kann von beiden Beteiligten (MSB und VNB) unabhängig voneinander ausgelöst werden, beeinflusst sich jedoch gegenseitig.</p> <p>Die physikalischen Abhängigkeiten sind definiert: Basierend auf den gemessenen Volumen werden im Anschluss die abrechnungsrelevanten Brennwerte rechnerisch ermittelt. Auf Basis dieser berechneten Brennwerte berechnet sich die jeweilige (entnommene) Energie.</p> <p>Daher unterstützen wir vollständig das Positionspapier und die Synopse zur Ausgestaltung der Messwertaufbereitung und – verteilung in der Sparte Gas des BDEWs vom 3. April 2017.</p>	

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
<p>Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:</p> <p>2) im Backend des verantwortlichen Marktbeteiligten</p>	<p>Das DVGW Arbeitsblatt G685, als einzige vom Regelermittlungsausschuss anerkannte Regel der Technik zur Ermittlung der Verbrennungsenthalpie (Thermische Energie) von Gasen, definiert im Kapitel 7 umfangreiche Verfahren zur Ersatzwertbildung, welche in Form einer Anwendungsmatrix für abrechnungsrelevante Messgrößen in Form entsprechender Strategien und Anwendungsreihenfolgen definiert sind. Hierbei kommen u.a. Methoden zum Einsatz, welche andere, vergleichbare Messstellen bzw. Informationen aus geschlossenen Netzabschnitten verwenden oder die Berücksichtigung von Laufzeiten innerhalb der Netze voraussetzen. Kenntnisse der genauen Netztopologie sowie aktueller Netzschaftzustände sind hierbei Voraussetzung und entsprechend zu berücksichtigen.</p> <p>Auch im Falle der Verwendung historischer Daten für die Ersatzwertbildung liegen diese nur der Markt-</p>	SWN

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>rolle Netzbetreiber für zurückliegende Zeiträume vollständig vor.</p> <p>Die Komplexität dieser Verfahren, deren Anwendung im Übrigen die Ausbildung und Ernennung von entsprechenden Sachkundigen im Unternehmen zwingend voraussetzen, verhindert eine entsprechende Abbildung im Smart Meter Gateway (SMGW).</p> <p>Aufgrund der oben dargestellten Abhängigkeiten von Volumenmesswerten des geeichten Gaszählers sowie dessen Zusatzeinrichtungen einerseits sowie den Gasbeschaffenheitskenngößen andererseits, kann nur das Backendsystem des verantwortlichen Marktakteurs (sprich: Netzbetreibers) für Plausibilisierung, technische Mengenermittlung sowie Ersatzwertbildung abrechnungsrelevanter Messwerte im geschäftliche und amtlichen Verkehr Anwendung finden.</p>	

## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.  
Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme ist nicht erforderlich.

Thüga AG

Margit van Loo

30.05.2017

Thüga SmartService GmbH

Stadtwerke Germersheim GmbH

Gemeindewerke Haßloch GmbH

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:  <b>den Netzbetreiber</b>	Wir schließen uns dem Positionspapier des BDEW zur Ausgestaltung der Messwertaufbereitung und -verteilung in der Sparte Gas vollumfänglich an. In diesem wurde eine ausführliche Begründung dargestellt für die Beibehaltung des Netzbetreibers als Messwertaufbereiter und -verteiler im Gas.	

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:  <b>im Backend des verantwortlichen Marktbe-teiligten</b>	Wir schließen uns dem Positionspapier des BDEW zur Ausgestaltung der Messwertaufbereitung und -verteilung in der Sparte Gas vollumfänglich an. Aus diesem geht hervor, dass die gegebenen technischen Rahmenbedingungen aktuell eine Übermittlung aus dem SmartMeterGateway nicht zulassen. Zusätzlich sehen wir die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung durch ggf. branchenfremde (Strom für Gas) Unternehmen kritisch.	

## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.  
Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme ist nicht erforderlich.

Stadtwere Bad Pyrmont GmbH (STWBP)

Stefan Schüsseler

30.05.2017

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:  2) den Netzbetreiber	<p>Die grundsätzlichen Abweichungen physikalischer und chemischer Natur zwischen Strom und Gas rechtfertigen eine spartenspezifische Ausprägung einzelner Prozesse, insb. die nun konsultierte Energiemengenermittlung (Erhebung und Verteilung der Messwerte), über das Interimsmodell hinaus dauerhaft im Zielmodell ab 2020. Das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) trägt diesem Umstand bereits Rechnung (§ 60 Abs. 2 MsbG) und hat eine entsprechende Festlegungskompetenz der BNetzA (§ 75 MsbG) bereits angelegt.</p> <p>Basierend auf dem Mess- und Eichgesetz (MessEG) in Zusammenhang mit § 25 der Mess- und Eichverordnung (MessEV) wird die Verbrennungsenthalpie (Thermische Energie) von Gas in den überwiegenden Fällen aus wirtschaftlichen Gründen nicht direkt mit einem geeichten Messgerät gemessen, sondern auf der Basis geeichter Volumenmessgeräte unter Anwendung anerkannter Regeln der Technik (DVGW Arbeitsblatt G 685 mit entsprechenden Beiblättern, Arbeitsblatt G 486 sowie weitere technischer Richtlinien) ermittelt.</p> <p>Hierbei spielt neben den Zustandsgrößen Druck und Temperatur insbesondere die Gasbeschaffenheit eine entscheidende Rolle. Diese ist im Vorfeld des Betrachtungszeitraums nur unzureichend bekannt (Standardanalysen im Zustandsmengennummerer, Verwendung von vorläufigen Brennwerten für Bilanzierungszwecke, etc.) und führt bei Abweichungen zur nachträglichen Korrektur vermeintlich korrekt gemessener Volumenmesswerte aus dem geeichten Messgerät (k-Zahl Korrektur nach G 486).</p> <p>Die Ermittlung von abrechnungsrelevanten Gasbeschaffenheitskenngrößen, u.a. dem Abrechnungsbrennwert, erfolgt für den jeweiligen Betrachtungszeitraum im Nachhinein durch den Netzbetreiber.</p>	STWBP

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>Innerhalb vorgegebener Fristen (GeLi Gas, Kooperationsvereinbarung) erfolgt diese Ermittlung im bisher abgestimmten Zusammenspiel zwischen den betroffenen (vorgelagerten) Netzbetreibern. Diese Prozesse sind im Markt etabliert, mittels der durch die BNetzA festgelegten prozessualen Abwicklung innerhalb der Marktkommunikation automatisiert und stellen die korrekte Ermittlung der abrechnungsrelevanten Größen innerhalb der vorgegebenen Fristen sicher.</p> <p>Für Messstellenbetreiber sind diese Einflussfaktoren mangels Kenntnis der Netztopologie sowie der aktuellen Netzfahrweise nicht bestimmbar. Die Etablierung zusätzlicher Prozesse zur Datenübermittlung zwischen Netzbetreiber und Messstellenbetreiber bringt prozessual keinerlei Vorteile, verzögert die Ermittlung der Abrechnungswerte durch zusätzliche Prozessschleifen insbesondere im Fehlerfall deutlich und splittet die Prozessverantwortung im Sinne des Eichrechtes (Haftung für fehlerhafte Messwerte gegenüber Messwertverwendern im Sinne § 33 MessEG) undefiniert auf. Die zu erwartenden Clearingprozesse werden dadurch unnötig weiter verkompliziert.</p> <p>Eine Abkehr von der bisherigen Aufbereitung und Verteilung der Messwerte würde die Prozesskomplexität erhöhen und damit ebenfalls die einhergehende Kostenentwicklung. Denn jeder zusätzliche Prozessschritt benötigt auch einen weiteren Prozess für die Korrekturabstimmung. Diese Abstimmung kann von beiden Beteiligten (MSB und VNB) unabhängig voneinander ausgelöst werden, beeinflusst sich jedoch gegenseitig.</p> <p>Die physikalischen Abhängigkeiten sind definiert: Basierend auf den gemessenen Volumen werden im Anschluss die abrechnungsrelevanten Brennwerte rechnerisch ermittelt. Auf Basis dieser berechneten Brennwerte berechnet sich die jeweilige (entnommene) Energie.</p> <p>Daher unterstützen wir vollständig das Positionspapier und die Synopse zur Ausgestaltung der Messwertaufbereitung und – verteilung in der Sparte Gas des BDEWs vom 3. April 2017.</p>	

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:	Das DVGW Arbeitsblatt G685, als einzige vom Regelermittlungsausschuss anerkannte Regel der Technik zur Ermittlung der Verbrennungsenthalpie (Thermische Energie) von Gasen, definiert im Kapitel 7 umfangreiche Verfahren zur Ersatzwertbildung, welche in Form einer Anwendungsmatrix für abrechnungsrelevante Messgrößen in Form entsprechender Strategien und Anwendungsreihenfolgen definiert sind.	STWBP

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
2) im Backend des verantwortlichen Marktbeteiligten	<p>Hierbei kommen u.a. Methoden zum Einsatz, welche andere, vergleichbare Messstellen bzw. Informationen aus geschlossenen Netzabschnitten verwenden oder die Berücksichtigung von Laufzeiten innerhalb der Netze voraussetzen. Kenntnisse der genauen Netztopologie sowie aktueller Netzschtzustände sind hierbei Voraussetzung und entsprechend zu berücksichtigen.</p> <p>Auch im Falle der Verwendung historischer Daten für die Ersatzwertbildung liegen diese nur der Marktrolle Netzbetreiber für zurückliegende Zeiträume vollständig vor. Die Komplexität dieser Verfahren, deren Anwendung im Übrigen die Ausbildung und Ernennung von entsprechenden Sachkundigen im Unternehmen zwingend voraussetzen, verhindert eine entsprechende Abbildung im Smart Meter Gateway (SMGW).</p> <p>Aufgrund der oben dargestellten Abhängigkeiten von Volumenmesswerten des geeichten Gaszählers sowie dessen Zusatzeinrichtungen einerseits sowie den Gasbeschafftheitskenngrößen andererseits, kann nur das Backendsystem des verantwortlichen Marktakteurs (sprich: Netzbetreibers) für Plausibilisierung, technische Mengenermittlung sowie Ersatzwertbildung abrechnungsrelevanter Messwerte im geschäftliche und amtlichen Verkehr Anwendung finden.</p>	



## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.  
Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme ist nicht erforderlich.

[GASCADE Gastransport GmbH]

[Ralf Mißbach]

[30.05.2017]

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:  den Netzbetreiber	In unserer Begründung steht die RLM-Messung als Hauptanwendungsfall der FNB im Fokus.  <b>(Mess-)technische Umstände:</b> <ul style="list-style-type: none"><li>• Die Energiemengenermittlung, die sich durch physikalische Gegebenheiten im Gasbereich deutlich vom Strombereich unterscheidet, wird bei der Wahl des MSB als Verantwortlichem für die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte (MSB-Modell) durch folgende Aspekte komplex:<ul style="list-style-type: none"><li>- Als relevante Basisgrößen für eine (Standard-)Messlokation für die Mengenermittlung liegen <b>9 – 10 Zeitreihen vor</b>, die zu plausibilisieren sind und bzgl. derer ggf. eine Ersatzwertbildung erfolgen muss (4 - 5 Volumengrößen, 2 Zustandsgrößen, 3 Gasbeschaffenheitsgrößen).</li><li>- Anders als in der Einleitung der Festlegungsverfahren der BNetzA zum Zielmodell dargestellt, liegt die Zustandszahl-Ermittlung nicht in der Sphäre des Netzbetreibers. Die Zustandszahl (Z-Zahl) wird im MSB-Modell vom MSB ermittelt, der vom NB die berechnete Kompressibilitätszahl (K-Zahl) benötigt. Der NB ermittelt die K-Zahl auf Basis der Gasbeschaffenheitsgrößen, die wiederum ggf. vom MSB an den NB zu übermitteln wären, sofern der MSB auch die Gasbeschaffenheitsmessanlagen betreibt. Die Ermittlung der K-Zahl kann je nach verwendetem Verfahren (abhängig von dem Messdruck) sehr umfangreich sein. Beim NB-Modell würden K-Zahl- und Z-Zahl in einer Hand liegen und dadurch die Prozesse schlank gehalten werden können.</li><li>- Z-Zahl und K-Zahl sind auf Ebene Messlokation anzuwenden, weil die einflie-</li></ul></li></ul>	

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>ßenden Parameter auf Ebene der Marktllokation unterschiedlich sind. Dadurch wird der Umfang der auszutauschenden Datenprozesse noch erheblicher. Außerdem widerspricht die Vorgehensweise der Ermittlung auf Marktllokationsebene, wie in der Einleitung der Festlegungsverordnung vorgesehen, dem Eichrecht. § 25 Mess- und Eichverordnung schreibt die verpflichtende Anwendbarkeit des DVGW-Regelwerk (G685) vor.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Der MSB hat nicht alle Informationen für eine bestmögliche Ersatzwertbildung zur Verfügung (z. B. kennt er das Netz nicht in Gänze insbesondere nicht die Ersatzwerte für den Druck und für die Bilanzierung nach G685 Punkt 7). Dadurch ist fraglich ob die Qualität der Ersatzwertbildung nach den geltenden Vorschriften durch den MSB gewährleistet werden kann.</li> <li>• Der MSB benötigt einen geeigneten historischen Datenbestand (Bilanzierung nach G685 Punkt 8), um Plausibilisierung und Ersatzwertbildung durchführen zu können. Die Datenweitergabe erfordert die Einwilligung/Vollmacht des Kunden. Bei jedem MSB-Wechsel müsste entweder der vorherige MSB oder der grundzuständige NB den historischen Datenbestand dem übernehmenden MSB bereitstellen. Beim MSB-Modell entstehen weitere Prozesse zum wiederkehrenden Datenaustausch, die zu regeln und durchzuführen sind. Das NB-Modell hat den Vorteil, dass der Datenbestand nur einmal vorhanden ist und nicht weiter transportiert werden muss.</li> <li>• Der MSB benötigt für eine ordnungsgemäße Plausibilisierung und ggf. Ersatzwertbildung Informationen über Netzmaßnahmen, die originär beim NB vorhanden sind und beim NB-Modell nicht weitergegeben werden müssen. Der NB müsste gegebenenfalls die Informationen über Maßnahmen im Netz aufbereiten, damit sie vom MSB umgesetzt werden können. Dadurch entstehen ein nicht unerheblicher zusätzlicher Aufwand im Gegensatz zum schlanken NB-Modell sowie neue Schnittstellen.</li> </ul> <p><b>Prozessuale Umstände:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Beim MSB-Modell sind neue Schnittstellen, neue Datenformate, neue Prozesse, zusätzliche Datenlieferungen zwischen MSB und NB zu entwickeln und zu implementieren. Dadurch entsteht eine hohe Komplexität beim Prozess der Energiemengenermittlung und Bilanzierung. Die in kursiv dargestellten Schnittstellen/Prozesse sind beim MSB-Modell neu zu entwickeln. <ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Plausibilisierung und Ersatzwertbildung</b> <i>NB muss MSB initial Vergangenheitswerte für Messlokation liefern.</i> <i>NB muss MSB über Netzmaßnahmen informieren. Hierfür sind entsprechende</i></li> </ul> </li> </ul>	

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p><i>Prozesse zu definieren.</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Vorläufige Energiemengenermittlung</b> <i>Bilanzierungsbrennwert ist – zumindest initial- vom NB im Voraus an MSB zu übermitteln.</i> Für den täglichen Prozess liegen dann MSB durch die Messung sämtliche Werte zur vorläufigen Energiemengenermittlung vor.</li> <li>- <b>Endgültige Energiemengenermittlung</b> <i>Abrechnungsbrennwert ist vom NB nachmonatlich an MSB zu übermitteln.</i> Für den Prozess der endgültigen Energieermittlung liegen dann MSB sämtliche Werte vor bzw. er kann sie berechnen.</li> <li>- <b>Datenlieferungen zur Brennwert- bzw. K-Zahl-Ermittlung</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ MSB muss stündlich an NB für Messlokation Komponenten der Gasbeschaffenheit übermitteln, sofern Messlokation mit Gasbeschaffenheitsmessung ausgestattet ist.</li> <li>▪ <i>MSB muss stündlich an NB für Messlokation Volumen im Normzustand übermitteln, sofern der NB ein Gasbeschaffenheitsrekonstruktionssystem betreibt.</i></li> <li>▪ <i>MSB muss nachmonatlich an NB für Messlokation spätestens am 2. WT plausibilisiertes und ersatzwertgebildetes Volumen im Normzustand übermitteln<sup>1</sup>.</i></li> <li>▪ <i>MSB muss nachmonatlich an NB für Messlokation das endgültige K-Zahl-korrigierte Volumen im Normzustand übermitteln.</i></li> </ul> </li> <li>- Datenlieferungen MSB an NB zur Erfüllung GaBi Gas <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <i>Vorläufige Energiemengen</i></li> <li>▪ <i>Endgültige Energiemengen</i></li> </ul> </li> <li>- Informationen zu kommerziellen Daten NB an MSB, für die es bisher keine standardisierten Datenaustauschprozesse gibt <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <i>Zuordnung von Messlokationen zu Marktlokation</i></li> <li>▪ <i>Zusätzliche Information im Falle eines Lieferantenwechsels</i></li> </ul> </li> <li>- Datenlieferungen MSB an TK gemäß Geli Gas (Verlagerung der Schnittstelle von NB an MSB) <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <i>Täglich vorläufige Energiemengen</i></li> <li>▪ <i>Auf Anfrage stündlich vorläufige Energiemengen</i></li> <li>▪ <i>Nachmonatlich endgültige Energiemengen</i></li> </ul> </li> </ul> <p>Im Gegensatz zum MSB-Modell erfordert das NB-Modell lediglich <b>eine</b> Schnittstelle zwi-</p>	

<sup>1</sup> NB benötigt nachmonatlich Volumen im Normzustand unabhängig vom Verfahren der Ermittlung des Abrechnungsbrennwertes.

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>schen NB und MSB, die heute bereits existiert:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- MSB liest aus und übermittelt sämtliche Messwerte an NB.</li> </ul> <p>Durch die hohe Anzahl neu zu schaffender Schnittstellen bzw. geänderter Datenlieferungsprozesse steigen der Aufwand und die Fehleranfälligkeit. Der erhöhte Aufwand wird sich zeitkritisch auf die Prozesse der Bilanzierung und Marktkommunikation auswirken.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Die im Rahmen der Anpassung der GaBi Gas diskutierten neuen Anforderungen der Händler/BKV (Erhöhung der Häufigkeit der Bereitstellung von Informationen an die Netznutzer, einer Verkürzung der Fristen für die Bereitstellung von Informationen und einer Verbesserung der Genauigkeit der übermittelten Informationen) sind mit einer Erhöhung in der Anzahl der zu bedienenden Schnittstellen und der damit verbundenen Fehleranfälligkeit nicht zu realisieren.</li> <li>• Durch die komplexen Schnittstellen zwischen NB und MSB besteht die Gefahr, dass die aktuell geltenden GABiGas- und KoV-Fristen schwer und zukünftige Fristen aufgrund der höheren Anforderungen an die Informationsbereitstellung nicht eingehalten werden können.</li> <li>• Die GaBiGas-Fristen bedingen auch die Fristen der KoV. Diese sind aufeinander abgestimmt, da die Prozesse aufeinander aufbauen. Sie können nicht einseitig vom NB geändert werden. Der MSB ist kein Vertragspartner der KoV, dadurch sind Minderleistungen in der Datenqualität und fristgerechten Datenbereitstellung nicht sanktionierbar.</li> <li>• Durch die neuen untermonatlichen bzw. nachmonatlichen Prozesse entstehen neue Fehlerquellen, die einen erhöhten Clearingbedarf (zum Beispiel aufgrund etwaiger Abweichungen zwischen den Zeitreihen X6G und X7G bzw. wenn in einer dieser Zeitreihen keine Werte vorliegen) nach sich ziehen werden. Bereits heute ist das Clearing jedoch nur eingeschränkt und ab gewissen Grenzwerten möglich, weil man davon ausgegangen ist, dass sich die Allokationsprozesse etabliert haben und ein Clearing somit den Ausnahmefall darstellen soll. Es ist demnach nicht auszuschließen, dass der aufgrund der neuen Prozesse nunmehr entstehende erhöhte Clearingbedarf durch entsprechende Clearingprozesse nicht beglichen werden kann. Die Abweichungen würden dann zu Lasten des Regelenergieumlagekontos laufen.</li> <li>• Beim MSB-Modell ist der NB nicht in der Lage, die Plausibilisierung seiner Kapazitätsüberschreitungsrechnungen durchzuführen oder Fragen der LF zu beantworten, weil der NB im MSB-Modell nur das Ergebnis der Energiemengenermittlung und nicht die eingeflossenen Rohdaten kennt. Zur Plausibilisierung der Rechnungen sind die Rohdaten erforderlich, die der NB beim MSB-Modell vom MSB zur Prüfung und Klärung anfordern muss. Hierdurch entsteht ein zusätzlicher Aufwand (Zeit und Ressourcen) bei NB und</li> </ul>	

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p data-bbox="541 707 592 730">MSB.</p> <p data-bbox="472 763 991 786"><b>Brennwertrekonstruktionssysteme (REKO-Systeme)</b></p> <ul data-bbox="509 797 1350 1529" style="list-style-type: none"> <li data-bbox="509 797 1350 965">• Auch im MSB-Modell bleibt der NB sowohl Hersteller als auch Betreiber des REKO-Systems. Die geeicht betriebenen REKO-Systeme sind aufgrund der schwankenden Gasbeschaffenheiten erforderlich und bei den FNB im Einsatz, um die eichrechtlichen Forderungen und Grenzwerte einzuhalten.. Auf Basis geeichter Messwerte an Ein- und Ausspeisemessstellen (Brennwert und Volumen) werden Tagesbrennwerte für jeden Ausspeisepunkt (NAP/NKP) ermittelt, die zur Abrechnung im geschäftlichen Verkehr (Energimengen) dienen.</li> <li data-bbox="509 972 1350 1088">• Wenn dem NB beim MSB-Modell nicht alle Rohdaten vorliegen, ist die Beurteilung der Datenqualität schwierig. Für den Fall, dass es zu Differenzen in der REKO kommt, erschwert es die Fehlersuche, wenn der REKO-Betreiber nicht die volle Datenhoheit hat. Sollten Korrekturen der Daten des Messstellenbetreibers notwendig sein, verlängert es den ohnehin zeitkritischen Prozess ein weiteres Mal.</li> <li data-bbox="509 1095 1350 1263">• Die aktuellen Zulassungen bzw. Konformitätsbewertungen schreiben vor, dass der REKO-Betreiber untertägig die Messdaten direkt ausliest. Die eichrechtlichen Anforderungen stellen die Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB) sowie die Landeseichdirektionen. Durch die Einschaltung des MSB als Messwertlieferant an den NB ist der geforderte Direktabruf nicht möglich, so dass die eichrechtlichen Anforderungen an das REKO-System nicht erfüllt sind. Die FNB würden die bestehenden Zulassungen der REKO-Systeme unter den Rahmenbedingungen verlieren.</li> <li data-bbox="509 1270 1350 1529">• Demnach müssten zur Beibehaltung der aktuellen Prozesse zur Brennwertermittlung alle REKO-System-Betreiber neue Konformitätsbewertungen ihrer Systeme anstreben. Dieser Aufwand wäre nicht nur monetär sondern auch zeitlich erheblich, da derzeit sämtliche Konformitätsbewertungen ausschließlich durch die PTB durchgeführt werden und ggf. bei dieser zu Engpässen führen könnte. Die Anforderungen an die Konformitätsbewertung seitens der PTB liegen wesentlich höher, als die Anforderungen, die bisher gestellt werden. Im Konformitätsbewertungsverfahren ist der NB Hersteller des REKO-Systems und in der Verantwortung gegenüber den Behörden. Wenn der MSB wesentliche Aufgaben wie direkten Datenabruf und Energiemengenermittlung durchführt, ist die Erteilung einer Konformität für den erforderlichen Betrieb des REKO-Systems fraglich.</li> </ul> <p data-bbox="472 1585 663 1608"><b>Vertragsgestaltung</b></p>	

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Im MSB-Modell könnte der NB Regelungen, die ihn im Rahmen der Kooperationsvereinbarung verpflichten (bspw. Datenweitergabe, Informationspflichten, Anreizsystem der Netzkontoabrechnung etc.) nicht ohne weiteres an den MSB weitergeben, da dieser nicht Vertragspartner der Kooperationsvereinbarung ist. Eine Weitergabe solcher Regelungen wird nur über den standardisierten Weg und damit unter Mitwirkung der BNetzA möglich.</li> <li>• Das Haftungsrisiko verbleibt auch beim Wechsel der Energiemengenermittlung zum MSB letztlich beim NB. Der derzeit in Konsultation befindliche Messstellenrahmenvertrag enthält zwar eine Haftungsfreistellung zu Gunsten des NB für Schäden, die im Rahmen des Messstellenbetriebs entstehen. Zum einen wäre jedoch klarzustellen, dass die Energiemengenermittlung auch Bestandteil dieser Haftungsfreistellung ist. Zum anderen bleibt der NB für das Vorliegen der Voraussetzungen der Freistellung darlegungs- und beweispflichtig. Dieser Nachweis kann aufgrund der dargelegten komplizierten Prozessgestaltungen jedoch kaum gelingen. Aus diesem Grund sollte die Haftungskette und somit die Verantwortlichkeit der Prozesse beim direkten Vertragspartner des MGV, dem NB enden.</li> <li>• Die Kunden der FNB sind vor allem Industriekunden, die wenn überhaupt den Messstellenbetrieb für die eigene Messstelle übernehmen, nicht jedoch für Dritte. Durch das Zusammenfallen der Position Letztverbraucher und MSB würde dies dazu führen, dass der Letztverbraucher seine eigenen Energiemengen ermittelt und plausibilisiert. Clearingprozesse und Schadensabwicklung wären somit noch schwieriger durchzuführen.</li> </ul> <p><b>Sonstige Umstände:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Es ist offensichtlich, dass das MSB-Modell zu höheren Prozesskosten führen wird, weil <ul style="list-style-type: none"> <li>- neue Prozesse implementiert werden müssen,</li> <li>- das Volumen der Marktkommunikation steigen wird,</li> <li>- eine entsprechende Prozessüberwachung aufgebaut werden muss,</li> <li>- manuelle Clearingprozesse entstehen,</li> <li>- Energieermittlungssysteme beim MSB neu aufgebaut werden müssen,</li> <li>- der Personalbedarf und die</li> <li>- Anforderungen an IT Systeme steigen werden.</li> </ul> </li> <li>• Dem steht jedoch gerade für den in dieser Stellungnahme dargestellten RLM-Bereich kein Nutzen gegenüber. Durch die Verlagerung der Verantwortlichkeit für die Energiemengenermittlung zum MSB wird eine zusätzliche Marktrolle geschaffen, die aber auch zu einem großen Anteil beim NB verbleibt, da dieser vom MsbG als grundzuständiger</li> </ul>	

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>MSB in jedem Fall gesetzt ist. Außerdem ist mit viel komplexeren und aufwändigeren Prozessen zu rechnen, die die Datenqualität keineswegs verbessern, sondern sich auf diese eher negativ auswirken werden.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Der Gesetzgeber hat ausweichlich der Begründung des MsbG zu § 60 erwogen, den MSB anstelle des VNB als Datendrehscheibe vorzusehen. Der FNB-Bereich und damit insbesondere die RLM-Messung steht demnach nicht im Fokus. Außerdem ermächtigt er die BNetzA von den Vorgaben hinsichtlich Plausibilisierung und Ersatzwertbildung im Gasbereich abzuweichen. Hierzu bedarf es auch keiner erheblichen Gründe, sondern allein der Tatsache, dass die Prozesse im Gasbereich komplexer sind und sich nicht den Stromprozessen gleichstellen lassen.</li> </ul>	

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
<p>Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:</p> <p>im Backend des verantwortlichen Marktbeitragenden</p>	<p>In unserer Begründung steht die RLM-Messung als Hauptanwendungsfall der FNB im Fokus. Bei den FNB ist darüber hinaus der Einsatz geeichter REKO-Systeme erforderlich.</p> <p>Aufgrund der <b>hohen Komplexität und der eichrechtlichen Anforderungen</b> (MessEG und MessEV) kann in diesem Bereich die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung abrechnungsrelevanter Messwerte nur Backend erfolgen. Über den gesamten Messdruckbereich ist die automatische Abwicklung der Anforderungen in einem Smart Meter Gateway vor Ort technisch und eichrechtlich nicht möglich.</p> <p>Im RLM-Bereich werden im Messgerät die Stunden- bzw. Leistungswerte mit <b>der geeichten Zeit</b> gebildet. Der separate Zeitstempel im Smart Meter Gateway würde zu einer Diskrepanz zu den geeichten Daten aus den Messgeräten führen.</p> <p>Für die Energiemengenermittlung Gas insbesondere im RLM-Bereich sind komplexe und <b>umfangreiche Prozesse abzubilden, welche nicht in einem Smart Meter Gateway vor Ort automatisierbar sind</b>. Dazu zählen beispielsweise Ersatzwertbildung, Z-Zahl-Ermittlung und K-Zahl-Korrektur. Für diese komplexen Prozessschritte ist eine umfangreiche Datenbasis erforderlich. Da sich diese abrechnungsrelevanten Größen zum Teil gegenseitig beeinflussen, sind aufeinander abgestimmte Abläufe einzuhalten, die unter Umständen auch zusätzliche Bearbeitungsschleifen erforderlich machen.</p> <p>Darüber hinaus basiert die Energiemengenermittlung auf <b>geeichten Abrechnungsbrennwer-</b></p>	

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p><b>ten. Diese können nur vom NB</b> gemäß DVGW-Regelwerk geeicht ermittelt und zugeordnet werden, da nur er über die erforderlichen Netzkenntnisse verfügt. Entweder ordnet er repräsentative Gasbeschaffenheitsmessungen gemäß der regionalen Lage der Messlokation oder die im geeichten REKO-System ermittelten Brennwerte den Messstellen zu. Für die geeichte Brennwertermittlung im REKO-System wird untermonatlich das vorläufige Normvolumen aller Messstellen zwingend benötigt.</p> <p>Aus den dargestellten prozessualen, eichrechtlichen und technischen Gründen kann die Ermittlung und Verteilung der Abrechnungsdaten nur durch den verantwortlichen Marktbeteiligten, also Backend erfolgen, und nicht automatisiert durch ein Smart Meter Gateway vor Ort.</p>	



## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.

Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme ~~lege ich bei~~ / ist nicht erforderlich **[Unzutreffendes bitte löschen]**.

ONTRAS Gastransport GmbH

Dr. Ulrich Bürkmann

30.05.17

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
<p>Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:</p> <p><del>1) den Messstellenbetreiber</del>  <del>oder</del>            2) den Netzbetreiber</p> <p><b>[Unzutreffendes bitte löschen]</b></p>	<p>In unserer Begründung steht die RLM-Messung als Hauptanwendungsfall der FNB im Fokus.</p> <p><b>(Mess-)technische Umstände:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Die Energiemengenermittlung, die sich durch physikalische Gegebenheiten im Gasbereich deutlich vom Strombereich unterscheidet, wird bei der Wahl des MSB als Verantwortlichem für die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte (MSB-Modell) durch folgende Aspekte komplex:               <ul style="list-style-type: none"> <li>- Als relevante Basisgrößen für eine (Standard-) <b>Messlokation</b> für die Mengenermittlung liegen <b>9 – 10 Zeitreihen vor</b>, die zu plausibilisieren sind und bzgl. derer ggf. eine Ersatzwertbildung erfolgen muss (4 - 5 Volumengrößen, 2 Zustandsgrößen, 3 Gasbeschaffenheitsgrößen).</li> <li>- Anders als in der Einleitung der Festlegungsverfahren der BNetzA zum Zielmodell dargestellt, liegt die Zustandszahl-Ermittlung nicht in der Sphäre des Netzbetreibers. Die Zustandszahl (Z-Zahl) wird im MSB-Modell vom MSB ermittelt, der vom NB die berechnete Kompressibilitätszahl (K-Zahl) benötigt. Der NB ermittelt die K-Zahl auf Basis der Gasbeschaffenheitsgrößen, die wiederum ggf. vom MSB an den NB zu übermitteln wären, sofern der MSB auch die Gasbeschaffenheitsmessanlagen betreibt. Die Ermittlung der K-Zahl kann je nach verwendetem Verfahren (abhängig von dem Messdruck) sehr umfangreich sein. Beim NB-Modell würden K-Zahl- und Z-Zahl in einer Hand liegen und dadurch die Prozesse schlank gehalten werden können.</li> <li>- Z-Zahl und K-Zahl sind auf Ebene Messlokation anzuwenden, weil die einflie-</li> </ul> </li> </ul>	

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>ßenden Parameter auf Ebene der Marktllokation unterschiedlich sind. Dadurch wird der Umfang der auszutauschenden Datenprozesse noch erheblicher. Außerdem widerspricht die Vorgehensweise der Ermittlung auf Marktllokationsebene, wie in der Einleitung der Festlegungsverordnung vorgesehen, dem Eichrecht. § 25 Mess- und Eichverordnung schreibt die verpflichtende Anwendbarkeit des DVGW-Regelwerk (G685) vor.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Der MSB hat nicht alle Informationen für eine bestmögliche Ersatzwertbildung zur Verfügung (z. B. kennt er das Netz nicht in Gänze insbesondere nicht die Ersatzwerte für den Druck und für die Bilanzierung nach G685 Punkt 7). Dadurch ist fraglich ob die Qualität der Ersatzwertbildung nach den geltenden Vorschriften durch den MSB gewährleistet werden kann.</li> <li>• Der MSB benötigt einen geeigneten historischen Datenbestand (Bilanzierung nach G685 Punkt 8), um Plausibilisierung und Ersatzwertbildung durchführen zu können. Die Datenweitergabe erfordert die Einwilligung/Vollmacht des Kunden. Bei jedem MSB-Wechsel müsste entweder der vorherige MSB oder der grundzuständige NB den historischen Datenbestand dem übernehmenden MSB bereitstellen. Beim MSB-Modell entstehen weitere Prozesse zum wiederkehrenden Datenaustausch, die zu regeln und durchzuführen sind. Das NB-Modell hat den Vorteil, dass der Datenbestand nur einmal vorhanden ist und nicht weiter transportiert werden muss.</li> <li>• Der MSB benötigt für eine ordnungsgemäße Plausibilisierung und ggf. Ersatzwertbildung Informationen über Netzmaßnahmen, die originär beim NB vorhanden sind und beim NB-Modell nicht weitergegeben werden müssen. Der NB müsste gegebenenfalls die Informationen über Maßnahmen im Netz aufbereiten, damit sie vom MSB umgesetzt werden können. Dadurch entstehen ein nicht unerheblicher zusätzlicher Aufwand im Gegensatz zum schlanken NB-Modell sowie neue Schnittstellen.</li> </ul> <p><b>Prozessuale Umstände:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Beim MSB-Modell sind neue Schnittstellen, neue Datenformate, neue Prozesse, zusätzliche Datenlieferungen zwischen MSB und NB zu entwickeln und zu implementieren. Dadurch entsteht eine hohe Komplexität beim Prozess der Energiemengenermittlung und Bilanzierung. Die in kursiv dargestellten Schnittstellen/Prozesse sind beim MSB-Modell neu zu entwickeln. <ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Plausibilisierung und Ersatzwertbildung</b> <i>NB muss MSB initial Vergangenheitswerte für Messlokation liefern.</i> <i>NB muss MSB über Netzmaßnahmen informieren. Hierfür sind entsprechende</i></li> </ul> </li> </ul>	

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p><i>Prozesse zu definieren.</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Vorläufige Energiemengenermittlung</b> <i>Bilanzierungsbrennwert ist – zumindest initial- vom NB im Voraus an MSB zu übermitteln.</i> Für den täglichen Prozess liegen dann MSB durch die Messung sämtliche Werte zur vorläufigen Energiemengenermittlung vor.</li> <li>- <b>Endgültige Energiemengenermittlung</b> <i>Abrechnungsbrennwert ist vom NB nachmonatlich an MSB zu übermitteln.</i> Für den Prozess der endgültigen Energieermittlung liegen dann MSB sämtliche Werte vor bzw. er kann sie berechnen.</li> <li>- <b>Datenlieferungen zur Brennwert- bzw. K-Zahl-Ermittlung</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ MSB muss stündlich an NB für Messlokation Komponenten der Gasbeschaffenheit übermitteln, sofern Messlokation mit Gasbeschaffenheitsmessung ausgestattet ist.</li> <li>▪ <i>MSB muss stündlich an NB für Messlokation Volumen im Normzustand übermitteln, sofern der NB ein Gasbeschaffenheitsrekonstruktionssystem betreibt.</i></li> <li>▪ <i>MSB muss nachmonatlich an NB für Messlokation spätestens am 2. WT plausibilisiertes und ersatzwertgebildetes Volumen im Normzustand übermitteln<sup>1</sup>.</i></li> <li>▪ <i>MSB muss nachmonatlich an NB für Messlokation das endgültige K-Zahl-korrigierte Volumen im Normzustand übermitteln.</i></li> </ul> </li> <li>- Datenlieferungen MSB an NB zur Erfüllung GaBi Gas <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <i>Vorläufige Energiemengen</i></li> <li>▪ <i>Endgültige Energiemengen</i></li> </ul> </li> <li>- Informationen zu kommerziellen Daten NB an MSB, für die es bisher keine standardisierten Datenaustauschprozesse gibt <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <i>Zuordnung von Messlokationen zu Marktlokation</i></li> <li>▪ <i>Zusätzliche Information im Falle eines Lieferantenwechsels</i></li> </ul> </li> <li>- Datenlieferungen MSB an TK gemäß Geli Gas (Verlagerung der Schnittstelle von NB an MSB) <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <i>Täglich vorläufige Energiemengen</i></li> <li>▪ <i>Auf Anfrage stündlich vorläufige Energiemengen</i></li> <li>▪ <i>Nachmonatlich endgültige Energiemengen</i></li> </ul> </li> </ul> <p>Im Gegensatz zum MSB-Modell erfordert das NB-Modell lediglich <b>eine</b> Schnittstelle zwi-</p>	

<sup>1</sup> NB benötigt nachmonatlich Volumen im Normzustand unabhängig vom Verfahren der Ermittlung des Abrechnungsbrennwertes.

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>schen NB und MSB, die heute bereits existiert:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- MSB liest aus und übermittelt sämtliche Messwerte an NB.</li> </ul> <p>Durch die hohe Anzahl neu zu schaffender Schnittstellen bzw. geänderter Datenlieferungsprozesse steigen der Aufwand und die Fehleranfälligkeit. Der erhöhte Aufwand wird sich zeitkritisch auf die Prozesse der Bilanzierung und Marktkommunikation auswirken.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Die im Rahmen der Anpassung der GaBi Gas diskutierten neuen Anforderungen der Händler/BKV (Erhöhung der Häufigkeit der Bereitstellung von Informationen an die Netznutzer, einer Verkürzung der Fristen für die Bereitstellung von Informationen und einer Verbesserung der Genauigkeit der übermittelten Informationen) sind mit einer Erhöhung in der Anzahl der zu bedienenden Schnittstellen und der damit verbundenen Fehleranfälligkeit nicht zu realisieren.</li> <li>• Durch die komplexen Schnittstellen zwischen NB und MSB besteht die Gefahr, dass die aktuell geltenden GABiGas- und KoV-Fristen schwer und zukünftige Fristen aufgrund der höheren Anforderungen an die Informationsbereitstellung nicht eingehalten werden können.</li> <li>• Die GaBiGas-Fristen bedingen auch die Fristen der KoV. Diese sind aufeinander abgestimmt, da die Prozesse aufeinander aufbauen. Sie können nicht einseitig vom NB geändert werden. Der MSB ist kein Vertragspartner der KoV, dadurch sind Minderleistungen in der Datenqualität und fristgerechten Datenbereitstellung nicht sanktionierbar.</li> <li>• Durch die neuen untermonatlichen bzw. nachmonatlichen Prozesse entstehen neue Fehlerquellen, die einen erhöhten Clearingbedarf (zum Beispiel aufgrund etwaiger Abweichungen zwischen den Zeitreihen X6G und X7G bzw. wenn in einer dieser Zeitreihen keine Werte vorliegen) nach sich ziehen werden. Bereits heute ist das Clearing jedoch nur eingeschränkt und ab gewissen Grenzwerten möglich, weil man davon ausgegangen ist, dass sich die Allokationsprozesse etabliert haben und ein Clearing somit den Ausnahmefall darstellen soll. Es ist demnach nicht auszuschließen, dass der aufgrund der neuen Prozesse nunmehr entstehende erhöhte Clearingbedarf durch entsprechende Clearingprozesse nicht beglichen werden kann. Die Abweichungen würden dann zu Lasten des Regelenergieumlagekontos laufen.</li> <li>• Beim MSB-Modell ist der NB nicht in der Lage, die Plausibilisierung seiner Kapazitätsüberschreitungsrechnungen durchzuführen oder Fragen der LF zu beantworten, weil der NB im MSB-Modell nur das Ergebnis der Energiemengenermittlung und nicht die eingeflossenen Rohdaten kennt. Zur Plausibilisierung der Rechnungen sind die Rohdaten erforderlich, die der NB beim MSB-Modell vom MSB zur Prüfung und Klärung anfordern muss. Hierdurch entsteht ein zusätzlicher Aufwand (Zeit und Ressourcen) bei NB und</li> </ul>	

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p data-bbox="541 707 592 730">MSB.</p> <p data-bbox="472 763 991 786"><b>Brennwertrekonstruktionssysteme (REKO-Systeme)</b></p> <ul data-bbox="507 797 1353 1529" style="list-style-type: none"> <li data-bbox="507 797 1353 965">• Auch im MSB-Modell bleibt der NB sowohl Hersteller als auch Betreiber des REKO-Systems. Die geeicht betriebenen REKO-Systeme sind aufgrund der schwankenden Gasbeschaffenheiten erforderlich und bei den FNB im Einsatz, um die eichrechtlichen Forderungen und Grenzwerte einzuhalten. Auf Basis geeichter Messwerte an Ein- und Ausspeisemessstellen (Brennwert und Volumen) werden Tagesbrennwerte für jeden Ausspeisepunkt (NAP/NKP) ermittelt, die zur Abrechnung im geschäftlichen Verkehr (Energimengen) dienen.</li> <li data-bbox="507 976 1353 1088">• Wenn dem NB beim MSB-Modell nicht alle Rohdaten vorliegen, ist die Beurteilung der Datenqualität schwierig. Für den Fall, dass es zu Differenzen in der REKO kommt, erschwert es die Fehlersuche, wenn der REKO-Betreiber nicht die volle Datenhoheit hat. Sollten Korrekturen der Daten des Messstellenbetreibers notwendig sein, verlängert es den ohnehin zeitkritischen Prozess ein weiteres Mal.</li> <li data-bbox="507 1099 1353 1267">• Die aktuellen Zulassungen bzw. Konformitätsbewertungen schreiben vor, dass der REKO-Betreiber untertägig die Messdaten direkt ausliest. Die eichrechtlichen Anforderungen stellen die Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB) sowie die Landeseichdirektionen. Durch die Einschaltung des MSB als Messwertlieferant an den NB ist der geforderte Direktabruf nicht möglich, so dass die eichrechtlichen Anforderungen an das REKO-System nicht erfüllt sind. Die FNB würden die bestehenden Zulassungen der REKO-Systeme unter den Rahmenbedingungen verlieren.</li> <li data-bbox="507 1279 1353 1529">• Demnach müssten zur Beibehaltung der aktuellen Prozesse zur Brennwertermittlung alle REKO-System-Betreiber neue Konformitätsbewertungen ihrer Systeme anstreben. Dieser Aufwand wäre nicht nur monetär sondern auch zeitlich erheblich, da derzeit sämtliche Konformitätsbewertungen ausschließlich durch die PTB durchgeführt werden und ggf. bei dieser zu Engpässen führen könnte. Die Anforderungen an die Konformitätsbewertung seitens der PTB liegen wesentlich höher, als die Anforderungen, die bisher gestellt werden. Im Konformitätsbewertungsverfahren ist der NB Hersteller des REKO-Systems und in der Verantwortung gegenüber den Behörden. Wenn der MSB wesentliche Aufgaben wie direkten Datenabruf und Energiemengenermittlung durchführt, ist die Erteilung einer Konformität für den erforderlichen Betrieb des REKO-Systems fraglich.</li> </ul> <p data-bbox="472 1585 663 1608"><b>Vertragsgestaltung</b></p>	

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Im MSB-Modell könnte der NB Regelungen, die ihn im Rahmen der Kooperationsvereinbarung verpflichten (bspw. Datenweitergabe, Informationspflichten, Anreizsystem der Netzkontoabrechnung etc.) nicht ohne weiteres an den MSB weitergeben, da dieser nicht Vertragspartner der Kooperationsvereinbarung ist. Eine Weitergabe solcher Regelungen wird nur über den standardisierten Weg und damit unter Mitwirkung der BNetzA möglich.</li> <li>• Das Haftungsrisiko verbleibt auch beim Wechsel der Energiemengenermittlung zum MSB letztlich beim NB. Der derzeit in Konsultation befindliche Messstellenrahmenvertrag enthält zwar eine Haftungsfreistellung zu Gunsten des NB für Schäden, die im Rahmen des Messstellenbetriebs entstehen. Zum einen wäre jedoch klarzustellen, dass die Energiemengenermittlung auch Bestandteil dieser Haftungsfreistellung ist. Zum anderen bleibt der NB für das Vorliegen der Voraussetzungen der Freistellung darlegungs- und beweispflichtig. Dieser Nachweis kann aufgrund der dargelegten komplizierten Prozessgestaltungen jedoch kaum gelingen. Aus diesem Grund sollte die Haftungskette und somit die Verantwortlichkeit der Prozesse beim direkten Vertragspartner des MGV, dem NB enden.</li> <li>• Die Kunden der FNB sind vor allem Industriekunden, die wenn überhaupt den Messstellenbetrieb für die eigene Messstelle übernehmen, nicht jedoch für Dritte. Durch das Zusammenfallen der Position Letztverbraucher und MSB würde dies dazu führen, dass der Letztverbraucher seine eigenen Energiemengen ermittelt und plausibilisiert. Clearingprozesse und Schadensabwicklung wären somit noch schwieriger durchzuführen.</li> </ul> <p><b>Sonstige Umstände:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Es ist offensichtlich, dass das MSB-Modell zu höheren Prozesskosten führen wird, weil <ul style="list-style-type: none"> <li>- neue Prozesse implementiert werden müssen,</li> <li>- das Volumen der Marktkommunikation steigen wird,</li> <li>- eine entsprechende Prozessüberwachung aufgebaut werden muss,</li> <li>- manuelle Clearingprozesse entstehen,</li> <li>- Energieermittlungssysteme beim MSB neu aufgebaut werden müssen,</li> <li>- der Personalbedarf und die</li> <li>- Anforderungen an IT Systeme steigen werden.</li> </ul> </li> <li>• Dem steht jedoch gerade für den in dieser Stellungnahme dargestellten RLM-Bereich kein Nutzen gegenüber. Durch die Verlagerung der Verantwortlichkeit für die Energiemengenermittlung zum MSB wird eine zusätzliche Marktrolle geschaffen, die aber auch zu einem großen Anteil beim NB verbleibt, da dieser vom MsbG als grundzuständiger</li> </ul>	

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>MSB in jedem Fall gesetzt ist. Außerdem ist mit viel komplexeren und aufwändigeren Prozessen zu rechnen, die die Datenqualität keineswegs verbessern, sondern sich auf diese eher negativ auswirken werden.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Der Gesetzgeber hat ausweichlich der Begründung des MsbG zu § 60 erwogen, den MSB anstelle des VNB als Datendrehscheibe vorzusehen. Der FNB-Bereich und damit insbesondere die RLM-Messung steht demnach nicht im Fokus. Außerdem ermächtigt er die BNetzA von den Vorgaben hinsichtlich Plausibilisierung und Ersatzwertbildung im Gasbereich abzuweichen. Hierzu bedarf es auch keiner erheblichen Gründe, sondern allein der Tatsache, dass die Prozesse im Gasbereich komplexer sind und sich nicht den Stromprozessen gleichstellen lassen.</li> </ul>	

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
<p>Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:</p> <p>2) im Backend des verantwortlichen Markt-beteiligten</p> <p>[Unzutreffendes bitte löschen]</p>	<p>In unserer Begründung steht die RLM-Messung als Hauptanwendungsfall der FNB im Fokus. Bei den FNB ist darüber hinaus der Einsatz geeichter REKO-Systeme erforderlich.</p> <p>Aufgrund der <b>hohen Komplexität und der eichrechtlichen Anforderungen</b> (MessEG und MessEV) kann in diesem Bereich die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung abrechnungsrelevanter Messwerte nur Backend erfolgen. Über den gesamten Messdruckbereich ist die automatische Abwicklung der Anforderungen in einem Smart Meter Gateway vor Ort technisch und eichrechtlich nicht möglich.</p> <p>Im RLM-Bereich werden im Messgerät die Stunden- bzw. Leistungswerte mit <b>der geeichten Zeit</b> gebildet. Der separate Zeitstempel im Smart Meter Gateway würde zu einer Diskrepanz zu den geeichten Daten aus den Messgeräten führen.</p> <p>Für die Energiemengenermittlung Gas insbesondere im RLM-Bereich sind komplexe und <b>umfangreiche Prozesse abzubilden, welche nicht in einem Smart Meter Gateway vor Ort automatisierbar sind</b>. Dazu zählen beispielsweise Ersatzwertbildung, Z-Zahl-Ermittlung und K-Zahl-Korrektur. Für diese komplexen Prozessschritte ist eine umfangreiche Datenbasis erforderlich. Da sich diese abrechnungsrelevanten Größen zum Teil gegenseitig beeinflussen, sind aufeinander abgestimmte Abläufe einzuhalten, die unter Umständen auch zusätzliche Bearbeitungsschleifen erforderlich machen.</p> <p>Darüber hinaus basiert die Energiemengenermittlung auf <b>geeichten Abrechnungsbrennwer-</b></p>	

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p><b>ten. Diese können nur vom NB</b> gemäß DVGW-Regelwerk geeicht ermittelt und zugeordnet werden, da nur er über die erforderlichen Netzkenntnisse verfügt. Entweder ordnet er repräsentative Gasbeschaffenheitsmessungen gemäß der regionalen Lage der Messlokation oder die im geeichten REKO-System ermittelten Brennwerte den Messstellen zu. Für die geeichte Brennwertermittlung im REKO-System wird untermonatlich das vorläufige Normvolumen aller Messstellen zwingend benötigt.</p> <p>Aus den dargestellten prozessualen, eichrechtlichen und technischen Gründen kann die Ermittlung und Verteilung der Abrechnungsdaten nur durch den verantwortlichen Marktbeteiligten, also Backend erfolgen, und nicht automatisiert durch ein Smart Meter Gateway vor Ort.</p>	



## Formblatt für Stellungnahmen

In den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.

Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme ist nicht erforderlich.

Alliander Netz Heinsberg GmbH (Alliander)

30.05.2017

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:  2) den Netzbetreiber	<p>Die grundsätzlichen Abweichungen physikalischer und chemischer Natur zwischen Strom und Gas rechtfertigen eine spartenspezifische Ausprägung einzelner Prozesse, insb. die nun konsultierte Energiemengenermittlung (Erhebung und Verteilung der Messwerte), über das Interimsmodell hinaus dauerhaft im Zielmodell ab 2020. Das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) trägt diesem Umstand bereits Rechnung (§ 60 Abs. 2 MsbG) und hat eine entsprechende Festlegungskompetenz der BNetzA (§ 75 MsbG) bereits angelegt.</p> <p>Basierend auf dem Mess- und Eichgesetz (MessEG) in Zusammenhang mit § 25 der Mess- und Eichverordnung (MessEV) wird die Verbrennungsenthalpie (Thermische Energie) von Gas in den überwiegenden Fällen aus wirtschaftlichen Gründen nicht direkt mit einem geeichten Messgerät gemessen, sondern auf der Basis geeichter Volumenmessgeräte unter Anwendung anerkannter Regeln der Technik (DVGW Arbeitsblatt G 685 mit entsprechenden Beiblättern, Arbeitsblatt G 486 sowie weitere technischer Richtlinien) ermittelt.</p> <p>Hierbei spielt neben den Zustandsgrößen Druck und Temperatur insbesondere die Gasbeschaffenheit eine entscheidende Rolle. Diese ist im Vorfeld des Betrachtungszeitraums nur unzureichend bekannt (Standardanalysen im Zustandsmengenumwerter, Verwendung von vorläufigen Brennwerten für Bilanzierungszwecke, etc.) und führt bei Abweichungen zur nachträglichen Korrektur vermeintlich korrekt gemessener Volumenmesswerte aus dem geeichten Messgerät (k-Zahl Korrektur nach G 486). Die Ermittlung von abrechnungsrelevanten Gasbeschaffenheitskenngrößen, u.a. dem Abrechnungsbrennwert, erfolgt für den jeweiligen Betrachtungszeitraum im Nachhinein durch den Netzbetreiber. Innerhalb vorgegebener Fristen (GeLI Gas, Kooperationsvereinbarung) erfolgt diese Ermittlung im bisher</p>	Alliander

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>abgestimmten Zusammenspiel zwischen den betroffenen (vorgelagerten) Netzbetreibern. Diese Prozesse sind im Markt etabliert, mittels der durch die BNetzA festgelegten prozessualen Abwicklung innerhalb der Marktkommunikation automatisiert und stellen die korrekte Ermittlung der abrechnungsrelevanten Größen innerhalb der vorgegebenen Fristen sicher.</p> <p>Für Messstellenbetreiber sind diese Einflussfaktoren mangels Kenntnis der Netztopologie sowie der aktuellen Netzfahrweise nicht bestimmbar. Die Etablierung zusätzlicher Prozesse zur Datenübermittlung zwischen Netzbetreiber und Messstellenbetreiber bringt prozessual keinerlei Vorteile, verzögert die Ermittlung der Abrechnungswerte durch zusätzliche Prozessschleifen insbesondere im Fehlerfall deutlich und splittet die Prozessverantwortung im Sinne des Eichrechtes (Haftung für fehlerhafte Messwerte gegenüber Messwertverwendern im Sinne § 33 MessEG) undefiniert auf. Die zu erwartenden Clearingprozesse werden dadurch unnötig weiter verkompliziert.</p> <p>Eine Abkehr von der bisherigen Aufbereitung und Verteilung der Messwerte würde die Prozesskomplexität erhöhen und damit ebenfalls die einhergehende Kostenentwicklung. Denn jeder zusätzliche Prozessschritt benötigt auch einen weiteren Prozess für die Korrekturabstimmung. Diese Abstimmung kann von beiden Beteiligten (MSB und VNB) unabhängig voneinander ausgelöst werden, beeinflusst sich jedoch gegenseitig.</p> <p>Die physikalischen Abhängigkeiten sind definiert: Basierend auf den gemessenen Volumen werden im Anschluss die abrechnungsrelevanten Brennwerte rechnerisch ermittelt. Auf Basis dieser berechneten Brennwerte berechnet sich die jeweilige (entnommene) Energie.</p> <p>Daher unterstützen wir vollständig das Positionspapier und die Synopse zur Ausgestaltung der Messwertaufbereitung und -verteilung in der Sparte Gas des BDEWs vom 3. April 2017.</p>	

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
<p>Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:</p> <p>2) im Backend des verantwortlichen Marktbeteiligten</p>	<p>Das DVGW Arbeitsblatt G685, als einzige vom Regelermittlungsausschuss anerkannte Regel der Technik zur Ermittlung der Verbrennungsenthalpie (Thermische Energie) von Gasen, definiert im Kapitel 7 umfangreiche Verfahren zur Ersatzwertbildung, welche in Form einer Anwendungsmatrix für abrechnungsrelevante Messgrößen in Form entsprechender Strategien und Anwendungsreihenfolgen definiert sind.</p> <p>Hierbei kommen u.a. Methoden zum Einsatz, welche andere, vergleichbare Messstellen bzw. Informationen aus geschlossenen Netzabschnitten verwenden oder die Berücksichtigung von Laufzeiten innerhalb der Netze voraussetzen. Kenntnisse der genauen Netztopologie sowie aktueller Netzschtaltzustände sind hierbei Voraussetzung und entsprechend zu berücksichtigen.</p> <p>Auch im Falle der Verwendung historischer Daten für die Ersatzwertbildung liegen diese nur der Marktrolle Netzbetreiber für zurückliegende Zeiträume vollständig vor.</p> <p>Die Komplexität dieser Verfahren, deren Anwendung im Übrigen die Ausbildung und Ernennung von entsprechenden Sachkundigen im Unternehmen zwingend voraussetzen, verhindert eine entsprechende Abbildung im Smart Meter Gateway (SMGW).</p> <p>Aufgrund der oben dargestellten Abhängigkeiten von Volumenmesswerten des geeichten Gaszählers sowie dessen Zusatzeinrichtungen einerseits sowie den Gasbeschafftheitskenngößen andererseits, kann nur das Backendsystem des verantwortlichen Marktakteurs (sprich: Netzbetreibers) für Plausibilisierung, technische Mengenermittlung sowie Ersatzwertbildung abrechnungsrelevanter Messwerte im geschäftliche und amtlichen Verkehr Anwendung finden.</p>	Alliander

## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.  
Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme lege ich bei / ~~ist nicht erforderlich~~ **[Unzutreffendes bitte löschen]**.

Nowega GmbH (NWG)



30.05.2017

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
<p>Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:</p> <p><del>1) den Messstellenbetreiber</del> oder 2) den Netzbetreiber</p> <p><b>[Unzutreffendes bitte löschen]</b></p>	<p>In unserer Begründung steht die RLM-Messung als Hauptanwendungsfall der FNB im Fokus.</p> <p><b>(Mess-)technische Umstände:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Die Energiemengenermittlung, die sich durch physikalische Gegebenheiten im Gasbereich deutlich vom Strombereich unterscheidet, wird bei der Wahl des MSB als Verantwortlichem für die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte (MSB-Modell) durch folgende Aspekte komplex: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Als relevante Basisgrößen für eine (Standard-) <b>Messlokation</b> für die Mengenermittlung liegen <b>9 – 10 Zeitreihen vor</b>, die zu plausibilisieren sind und bzgl. derer ggf. eine Ersatzwertbildung erfolgen muss (4 - 5 Volumengrößen, 2 Zustandsgrößen, 3 Gasbeschaffenheitsgrößen).</li> <li>- Anders als in der Einleitung der Festlegungsverfahren der BNetzA zum Zielmodell dargestellt, liegt die Zustandszahl-Ermittlung nicht in der Sphäre des Netzbetreibers. Die Zustandszahl (Z-Zahl) wird im MSB-Modell vom MSB ermittelt, der vom NB die berechnete Kompressibilitätszahl (K-Zahl) benötigt. Der NB ermittelt die K-Zahl auf Basis der Gasbeschaffenheitsgrößen, die wiederum ggf. vom MSB an den NB zu übermitteln wären, sofern der MSB auch die Gasbeschaffenheitsmessanlagen betreibt. Die Ermittlung der K-Zahl kann je nach verwendetem Verfahren (abhängig von dem Messdruck) sehr umfangreich sein. Beim NB-Modell würden K-Zahl- und Z-Zahl in einer Hand liegen und dadurch die Prozesse schlank gehalten werden können.</li> <li>- Z-Zahl und K-Zahl sind auf Ebene Messlokation anzuwenden, weil die einflie-</li> </ul> </li> </ul>	

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>ßenden Parameter auf Ebene der Marktllokation unterschiedlich sind. Dadurch wird der Umfang der auszutauschenden Datenprozesse noch erheblicher. Außerdem widerspricht die Vorgehensweise der Ermittlung auf Marktllokationsebene, wie in der Einleitung der Festlegungsverordnung vorgesehen, dem Eichrecht. § 25 Mess- und Eichverordnung schreibt die verpflichtende Anwendbarkeit des DVGW-Regelwerk (G685) vor.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Der MSB hat nicht alle Informationen für eine bestmögliche Ersatzwertbildung zur Verfügung (z. B. kennt er das Netz nicht in Gänze insbesondere nicht die Ersatzwerte für den Druck und für die Bilanzierung nach G685 Punkt 7). Dadurch ist fraglich ob die Qualität der Ersatzwertbildung nach den geltenden Vorschriften durch den MSB gewährleistet werden kann.</li> <li>• Der MSB benötigt einen geeigneten historischen Datenbestand (Bilanzierung nach G685 Punkt 8), um Plausibilisierung und Ersatzwertbildung durchführen zu können. Die Datenweitergabe erfordert die Einwilligung/Vollmacht des Kunden. Bei jedem MSB-Wechsel müsste entweder der vorherige MSB oder der grundzuständige NB den historischen Datenbestand dem übernehmenden MSB bereitstellen. Beim MSB-Modell entstehen weitere Prozesse zum wiederkehrenden Datenaustausch, die zu regeln und durchzuführen sind. Das NB-Modell hat den Vorteil, dass der Datenbestand nur einmal vorhanden ist und nicht weiter transportiert werden muss.</li> <li>• Der MSB benötigt für eine ordnungsgemäße Plausibilisierung und ggf. Ersatzwertbildung Informationen über Netzmaßnahmen, die originär beim NB vorhanden sind und beim NB-Modell nicht weitergegeben werden müssen. Der NB müsste gegebenenfalls die Informationen über Maßnahmen im Netz aufbereiten, damit sie vom MSB umgesetzt werden können. Dadurch entstehen ein nicht unerheblicher zusätzlicher Aufwand im Gegensatz zum schlanken NB-Modell sowie neue Schnittstellen.</li> </ul> <p><b>Prozessuale Umstände:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Beim MSB-Modell sind neue Schnittstellen, neue Datenformate, neue Prozesse, zusätzliche Datenlieferungen zwischen MSB und NB zu entwickeln und zu implementieren. Dadurch entsteht eine hohe Komplexität beim Prozess der Energiemengenermittlung und Bilanzierung. Die in kursiv dargestellten Schnittstellen/Prozesse sind beim MSB-Modell neu zu entwickeln. <ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Plausibilisierung und Ersatzwertbildung</b> <i>NB muss MSB initial Vergangenheitswerte für Messlokation liefern.</i> <i>NB muss MSB über Netzmaßnahmen informieren. Hierfür sind entsprechende</i></li> </ul> </li> </ul>	

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p><i>Prozesse zu definieren.</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Vorläufige Energiemengenermittlung</b> <i>Bilanzierungsbrennwert ist – zumindest initial- vom NB im Voraus an MSB zu übermitteln.</i> Für den täglichen Prozess liegen dann MSB durch die Messung sämtliche Werte zur vorläufigen Energiemengenermittlung vor.</li> <li>- <b>Endgültige Energiemengenermittlung</b> <i>Abrechnungsbrennwert ist vom NB nachmonatlich an MSB zu übermitteln.</i> Für den Prozess der endgültigen Energieermittlung liegen dann MSB sämtliche Werte vor bzw. er kann sie berechnen.</li> <li>- <b>Datenlieferungen zur Brennwert- bzw. K-Zahl-Ermittlung</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ MSB muss stündlich an NB für Messlokation Komponenten der Gasbeschaffenheit übermitteln, sofern Messlokation mit Gasbeschaffenheitsmessung ausgestattet ist.</li> <li>▪ <i>MSB muss stündlich an NB für Messlokation Volumen im Normzustand übermitteln, sofern der NB ein Gasbeschaffenheitsrekonstruktionssystem betreibt.</i></li> <li>▪ <i>MSB muss nachmonatlich an NB für Messlokation spätestens am 2. WT plausibilisiertes und ersatzwertgebildetes Volumen im Normzustand übermitteln<sup>1</sup>.</i></li> <li>▪ <i>MSB muss nachmonatlich an NB für Messlokation das endgültige K-Zahl-korrigierte Volumen im Normzustand übermitteln.</i></li> </ul> </li> <li>- Datenlieferungen MSB an NB zur Erfüllung GaBi Gas <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <i>Vorläufige Energiemengen</i></li> <li>▪ <i>Endgültige Energiemengen</i></li> </ul> </li> <li>- Informationen zu kommerziellen Daten NB an MSB, für die es bisher keine standardisierten Datenaustauschprozesse gibt <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <i>Zuordnung von Messlokationen zu Marktlokation</i></li> <li>▪ <i>Zusätzliche Information im Falle eines Lieferantenwechsels</i></li> </ul> </li> <li>- Datenlieferungen MSB an TK gemäß Geli Gas (Verlagerung der Schnittstelle von NB an MSB) <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <i>Täglich vorläufige Energiemengen</i></li> <li>▪ <i>Auf Anfrage stündlich vorläufige Energiemengen</i></li> <li>▪ <i>Nachmonatlich endgültige Energiemengen</i></li> </ul> </li> </ul> <p>Im Gegensatz zum MSB-Modell erfordert das NB-Modell lediglich <b>eine</b> Schnittstelle zwi-</p>	

<sup>1</sup> NB benötigt nachmonatlich Volumen im Normzustand unabhängig vom Verfahren der Ermittlung des Abrechnungsbrennwertes.

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>schen NB und MSB, die heute bereits existiert:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- MSB liest aus und übermittelt sämtliche Messwerte an NB.</li> </ul> <p>Durch die hohe Anzahl neu zu schaffender Schnittstellen bzw. geänderter Datenlieferungsprozesse steigen der Aufwand und die Fehleranfälligkeit. Der erhöhte Aufwand wird sich zeitkritisch auf die Prozesse der Bilanzierung und Marktkommunikation auswirken.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Die im Rahmen der Anpassung der GaBi Gas diskutierten neuen Anforderungen der Händler/BKV (Erhöhung der Häufigkeit der Bereitstellung von Informationen an die Netznutzer, einer Verkürzung der Fristen für die Bereitstellung von Informationen und einer Verbesserung der Genauigkeit der übermittelten Informationen) sind mit einer Erhöhung in der Anzahl der zu bedienenden Schnittstellen und der damit verbundenen Fehleranfälligkeit nicht zu realisieren.</li> <li>• Durch die komplexen Schnittstellen zwischen NB und MSB besteht die Gefahr, dass die aktuell geltenden GABiGas- und KoV-Fristen schwer und zukünftige Fristen aufgrund der höheren Anforderungen an die Informationsbereitstellung nicht eingehalten werden können.</li> <li>• Die GaBiGas-Fristen bedingen auch die Fristen der KoV. Diese sind aufeinander abgestimmt, da die Prozesse aufeinander aufbauen. Sie können nicht einseitig vom NB geändert werden. Der MSB ist kein Vertragspartner der KoV, dadurch sind Minderleistungen in der Datenqualität und fristgerechten Datenbereitstellung nicht sanktionierbar.</li> <li>• Durch die neuen untermonatlichen bzw. nachmonatlichen Prozesse entstehen neue Fehlerquellen, die einen erhöhten Clearingbedarf (zum Beispiel aufgrund etwaiger Abweichungen zwischen den Zeitreihen X6G und X7G bzw. wenn in einer dieser Zeitreihen keine Werte vorliegen) nach sich ziehen werden. Bereits heute ist das Clearing jedoch nur eingeschränkt und ab gewissen Grenzwerten möglich, weil man davon ausgegangen ist, dass sich die Allokationsprozesse etabliert haben und ein Clearing somit den Ausnahmefall darstellen soll. Es ist demnach nicht auszuschließen, dass der aufgrund der neuen Prozesse nunmehr entstehende erhöhte Clearingbedarf durch entsprechende Clearingprozesse nicht beglichen werden kann. Die Abweichungen würden dann zu Lasten des Regelenergieumlagekontos laufen.</li> <li>• Beim MSB-Modell ist der NB nicht in der Lage, die Plausibilisierung seiner Kapazitätsüberschreitungsrechnungen durchzuführen oder Fragen der LF zu beantworten, weil der NB im MSB-Modell nur das Ergebnis der Energiemengenermittlung und nicht die eingeflossenen Rohdaten kennt. Zur Plausibilisierung der Rechnungen sind die Rohdaten erforderlich, die der NB beim MSB-Modell vom MSB zur Prüfung und Klärung anfordern muss. Hierdurch entsteht ein zusätzlicher Aufwand (Zeit und Ressourcen) bei NB und</li> </ul>	

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p data-bbox="541 707 592 730">MSB.</p> <p data-bbox="472 763 991 786"><b>Brennwertrekonstruktionssysteme (REKO-Systeme)</b></p> <ul data-bbox="509 797 1353 1529" style="list-style-type: none"> <li data-bbox="509 797 1353 965">• Auch im MSB-Modell bleibt der NB sowohl Hersteller als auch Betreiber des REKO-Systems. Die geeicht betriebenen REKO-Systeme sind aufgrund der schwankenden Gasbeschaffenheiten erforderlich und bei den FNB im Einsatz, um die eichrechtlichen Forderungen und Grenzwerte einzuhalten.. Auf Basis geeichter Messwerte an Ein- und Ausspeisemessstellen (Brennwert und Volumen) werden Tagesbrennwerte für jeden Ausspeisepunkt (NAP/NKP) ermittelt, die zur Abrechnung im geschäftlichen Verkehr (Energimengen) dienen.</li> <li data-bbox="509 972 1353 1088">• Wenn dem NB beim MSB-Modell nicht alle Rohdaten vorliegen, ist die Beurteilung der Datenqualität schwierig. Für den Fall, dass es zu Differenzen in der REKO kommt, erschwert es die Fehlersuche, wenn der REKO-Betreiber nicht die volle Datenhoheit hat. Sollten Korrekturen der Daten des Messstellenbetreibers notwendig sein, verlängert es den ohnehin zeitkritischen Prozess ein weiteres Mal.</li> <li data-bbox="509 1095 1353 1263">• Die aktuellen Zulassungen bzw. Konformitätsbewertungen schreiben vor, dass der REKO-Betreiber untertägig die Messdaten direkt ausliest. Die eichrechtlichen Anforderungen stellen die Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB) sowie die Landeseichdirektionen. Durch die Einschaltung des MSB als Messwertlieferant an den NB ist der geforderte Direktabruf nicht möglich, so dass die eichrechtlichen Anforderungen an das REKO-System nicht erfüllt sind. Die FNB würden die bestehenden Zulassungen der REKO-Systeme unter den Rahmenbedingungen verlieren.</li> <li data-bbox="509 1270 1353 1529">• Demnach müssten zur Beibehaltung der aktuellen Prozesse zur Brennwertermittlung alle REKO-System-Betreiber neue Konformitätsbewertungen ihrer Systeme anstreben. Dieser Aufwand wäre nicht nur monetär sondern auch zeitlich erheblich, da derzeit sämtliche Konformitätsbewertungen ausschließlich durch die PTB durchgeführt werden und ggf. bei dieser zu Engpässen führen könnte. Die Anforderungen an die Konformitätsbewertung seitens der PTB liegen wesentlich höher, als die Anforderungen, die bisher gestellt werden. Im Konformitätsbewertungsverfahren ist der NB Hersteller des REKO-Systems und in der Verantwortung gegenüber den Behörden. Wenn der MSB wesentliche Aufgaben wie direkten Datenabruf und Energiemengenermittlung durchführt, ist die Erteilung einer Konformität für den erforderlichen Betrieb des REKO-Systems fraglich.</li> </ul> <p data-bbox="472 1585 663 1608"><b>Vertragsgestaltung</b></p>	



Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Im MSB-Modell könnte der NB Regelungen, die ihn im Rahmen der Kooperationsvereinbarung verpflichten (bspw. Datenweitergabe, Informationspflichten, Anreizsystem der Netzkontoabrechnung etc.) nicht ohne weiteres an den MSB weitergeben, da dieser nicht Vertragspartner der Kooperationsvereinbarung ist. Eine Weitergabe solcher Regelungen wird nur über den standardisierten Weg und damit unter Mitwirkung der BNetzA möglich.</li> <li>• Das Haftungsrisiko verbleibt auch beim Wechsel der Energiemengenermittlung zum MSB letztlich beim NB. Der derzeit in Konsultation befindliche Messstellenrahmenvertrag enthält zwar eine Haftungsfreistellung zu Gunsten des NB für Schäden, die im Rahmen des Messstellenbetriebs entstehen. Zum einen wäre jedoch klarzustellen, dass die Energiemengenermittlung auch Bestandteil dieser Haftungsfreistellung ist. Zum anderen bleibt der NB für das Vorliegen der Voraussetzungen der Freistellung darlegungs- und beweispflichtig. Dieser Nachweis kann aufgrund der dargelegten komplizierten Prozessgestaltungen jedoch kaum gelingen. Aus diesem Grund sollte die Haftungskette und somit die Verantwortlichkeit der Prozesse beim direkten Vertragspartner des MGV, dem NB enden.</li> <li>• Die Kunden der FNB sind vor allem Industriekunden, die wenn überhaupt den Messstellenbetrieb für die eigene Messstelle übernehmen, nicht jedoch für Dritte. Durch das Zusammenfallen der Position Letztverbraucher und MSB würde dies dazu führen, dass der Letztverbraucher seine eigenen Energiemengen ermittelt und plausibilisiert. Clearingprozesse und Schadensabwicklung wären somit noch schwieriger durchzuführen.</li> </ul> <p><b>Sonstige Umstände:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Es ist offensichtlich, dass das MSB-Modell zu höheren Prozesskosten führen wird, weil <ul style="list-style-type: none"> <li>- neue Prozesse implementiert werden müssen,</li> <li>- das Volumen der Marktkommunikation steigen wird,</li> <li>- eine entsprechende Prozessüberwachung aufgebaut werden muss,</li> <li>- manuelle Clearingprozesse entstehen,</li> <li>- Energieermittlungssysteme beim MSB neu aufgebaut werden müssen,</li> <li>- der Personalbedarf und die</li> <li>- Anforderungen an IT Systeme steigen werden.</li> </ul> </li> <li>• Dem steht jedoch gerade für den in dieser Stellungnahme dargestellten RLM-Bereich kein Nutzen gegenüber. Durch die Verlagerung der Verantwortlichkeit für die Energiemengenermittlung zum MSB wird eine zusätzliche Marktrolle geschaffen, die aber auch zu einem großen Anteil beim NB verbleibt, da dieser vom MsbG als grundzuständiger</li> </ul>	

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>MSB in jedem Fall gesetzt ist. Außerdem ist mit viel komplexeren und aufwändigeren Prozessen zu rechnen, die die Datenqualität keineswegs verbessern, sondern sich auf diese eher negativ auswirken werden.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Der Gesetzgeber hat ausweichlich der Begründung des MsbG zu § 60 erwogen, den MSB anstelle des VNB als Datendrehscheibe vorzusehen. Der FNB-Bereich und damit insbesondere die RLM-Messung steht demnach nicht im Fokus. Außerdem ermächtigt er die BNetzA von den Vorgaben hinsichtlich Plausibilisierung und Ersatzwertbildung im Gasbereich abzuweichen. Hierzu bedarf es auch keiner erheblichen Gründe, sondern allein der Tatsache, dass die Prozesse im Gasbereich komplexer sind und sich nicht den Stromprozessen gleichstellen lassen.</li> </ul>	

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
<p>Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:</p> <p>2) im Backend des verantwortlichen Marktbeteiligten</p> <p>[Unzutreffendes bitte löschen]</p>	<p>In unserer Begründung steht die RLM-Messung als Hauptanwendungsfall der FNB im Fokus. Bei den FNB ist darüber hinaus der Einsatz geeichter REKO-Systeme erforderlich.</p> <p>Aufgrund der <b>hohen Komplexität und der eichrechtlichen Anforderungen</b> (MessEG und MessEV) kann in diesem Bereich die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung abrechnungsrelevanter Messwerte nur Backend erfolgen. Über den gesamten Messdruckbereich ist die automatische Abwicklung der Anforderungen in einem Smart Meter Gateway vor Ort technisch und eichrechtlich nicht möglich.</p> <p>Im RLM-Bereich werden im Messgerät die Stunden- bzw. Leistungswerte mit <b>der geeichten Zeit</b> gebildet. Der separate Zeitstempel im Smart Meter Gateway würde zu einer Diskrepanz zu den geeichten Daten aus den Messgeräten führen.</p> <p>Für die Energiemengenermittlung Gas insbesondere im RLM-Bereich sind komplexe und <b>umfangreiche Prozesse abzubilden, welche nicht in einem Smart Meter Gateway vor Ort automatisierbar sind</b>. Dazu zählen beispielsweise Ersatzwertbildung, Z-Zahl-Ermittlung und K-Zahl-Korrektur. Für diese komplexen Prozessschritte ist eine umfangreiche Datenbasis erforderlich. Da sich diese abrechnungsrelevanten Größen zum Teil gegenseitig beeinflussen, sind aufeinander abgestimmte Abläufe einzuhalten, die unter Umständen auch zusätzliche Bearbeitungsschleifen erforderlich machen.</p> <p>Darüber hinaus basiert die Energiemengenermittlung auf <b>geeichten Abrechnungsbrennwer-</b></p>	

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p><b>ten. Diese können nur vom NB</b> gemäß DVGW-Regelwerk geeicht ermittelt und zugeordnet werden, da nur er über die erforderlichen Netzkenntnisse verfügt. Entweder ordnet er repräsentative Gasbeschaffenheitsmessungen gemäß der regionalen Lage der Messlokation oder die im geeichten REKO-System ermittelten Brennwerte den Messstellen zu. Für die geeichte Brennwertermittlung im REKO-System wird untermonatlich das vorläufige Normvolumen aller Messstellen zwingend benötigt.</p> <p>Aus den dargestellten prozessualen, eichrechtlichen und technischen Gründen kann die Ermittlung und Verteilung der Abrechnungsdaten nur durch den verantwortlichen Marktbeteiligten, also Backend erfolgen, und nicht automatisiert durch ein Smart Meter Gateway vor Ort.</p>	

## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.  
Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme ist nicht erforderlich **[Unzutreffendes bitte löschen]**.

Gastransport Nord GmbH (GTG Nord)

Dr. Tim Olbricht

30.05.2017

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
<p>Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:</p> <p><del>1) den Messstellenbetreiber</del> oder 2) den Netzbetreiber</p> <p><b>[Unzutreffendes bitte löschen]</b></p>	<p>In unserer Begründung steht die RLM-Messung als Hauptanwendungsfall der FNB im Fokus.</p> <p><b>(Mess-)technische Umstände:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Die Energiemengenermittlung, die sich durch physikalische Gegebenheiten im Gasbereich deutlich vom Strombereich unterscheidet, wird bei der Wahl des MSB als Verantwortlichem für die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte (MSB-Modell) durch folgende Aspekte komplex: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Als relevante Basisgrößen für eine (Standard-)Messlokation für die Mengenermittlung liegen <b>9 – 10 Zeitreihen vor</b>, die zu plausibilisieren sind und bzgl. derer ggf. eine Ersatzwertbildung erfolgen muss (4 - 5 Volumengrößen, 2 Zustandsgrößen, 3 Gasbeschaffenheitsgrößen).</li> <li>- Anders als in der Einleitung der Festlegungsverfahren der BNetzA zum Zielmodell dargestellt, liegt die Zustandszahl-Ermittlung nicht in der Sphäre des Netzbetreibers. Die Zustandszahl (Z-Zahl) wird im MSB-Modell vom MSB ermittelt, der vom NB die berechnete Kompressibilitätszahl (K-Zahl) benötigt. Der NB ermittelt die K-Zahl auf Basis der Gasbeschaffenheitsgrößen, die wiederum ggf. vom MSB an den NB zu übermitteln wären, sofern der MSB auch die Gasbeschaffenheitsmessanlagen betreibt. Die Ermittlung der K-Zahl kann je nach verwendetem Verfahren (abhängig von dem Messdruck) sehr umfangreich sein. Beim NB-Modell würden K-Zahl- und Z-Zahl in einer Hand liegen und dadurch die Prozesse schlank gehalten werden können.</li> <li>- Z-Zahl und K-Zahl sind auf Ebene Messlokation anzuwenden, weil die einflie-</li> </ul> </li> </ul>	

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>ßenden Parameter auf Ebene der Marktllokation unterschiedlich sind. Dadurch wird der Umfang der auszutauschenden Datenprozesse noch erheblicher. Außerdem widerspricht die Vorgehensweise der Ermittlung auf Marktllokationsebene, wie in der Einleitung der Festlegungsverordnung vorgesehen, dem Eichrecht. § 25 Mess- und Eichverordnung schreibt die verpflichtende Anwendbarkeit des DVGW-Regelwerk (G685) vor.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Der MSB hat nicht alle Informationen für eine bestmögliche Ersatzwertbildung zur Verfügung (z. B. kennt er das Netz nicht in Gänze insbesondere nicht die Ersatzwerte für den Druck und für die Bilanzierung nach G685 Punkt 7). Dadurch ist fraglich ob die Qualität der Ersatzwertbildung nach den geltenden Vorschriften durch den MSB gewährleistet werden kann.</li> <li>• Der MSB benötigt einen geeigneten historischen Datenbestand (Bilanzierung nach G685 Punkt 8), um Plausibilisierung und Ersatzwertbildung durchführen zu können. Die Datenweitergabe erfordert die Einwilligung/Vollmacht des Kunden. Bei jedem MSB-Wechsel müsste entweder der vorherige MSB oder der grundzuständige NB den historischen Datenbestand dem übernehmenden MSB bereitstellen. Beim MSB-Modell entstehen weitere Prozesse zum wiederkehrenden Datenaustausch, die zu regeln und durchzuführen sind. Das NB-Modell hat den Vorteil, dass der Datenbestand nur einmal vorhanden ist und nicht weiter transportiert werden muss.</li> <li>• Der MSB benötigt für eine ordnungsgemäße Plausibilisierung und ggf. Ersatzwertbildung Informationen über Netzmaßnahmen, die originär beim NB vorhanden sind und beim NB-Modell nicht weitergegeben werden müssen. Der NB müsste gegebenenfalls die Informationen über Maßnahmen im Netz aufbereiten, damit sie vom MSB umgesetzt werden können. Dadurch entstehen ein nicht unerheblicher zusätzlicher Aufwand im Gegensatz zum schlanken NB-Modell sowie neue Schnittstellen.</li> </ul> <p><b>Prozessuale Umstände:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Beim MSB-Modell sind neue Schnittstellen, neue Datenformate, neue Prozesse, zusätzliche Datenlieferungen zwischen MSB und NB zu entwickeln und zu implementieren. Dadurch entsteht eine hohe Komplexität beim Prozess der Energiemengenermittlung und Bilanzierung. Die in kursiv dargestellten Schnittstellen/Prozesse sind beim MSB-Modell neu zu entwickeln. <ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Plausibilisierung und Ersatzwertbildung</b> <i>NB muss MSB initial Vergangenheitswerte für Messlokation liefern.</i> <i>NB muss MSB über Netzmaßnahmen informieren. Hierfür sind entsprechende</i></li> </ul> </li> </ul>	

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p><i>Prozesse zu definieren.</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Vorläufige Energiemengenermittlung</b> <i>Bilanzierungsbrennwert ist – zumindest initial- vom NB im Voraus an MSB zu übermitteln.</i> Für den täglichen Prozess liegen dann MSB durch die Messung sämtliche Werte zur vorläufigen Energiemengenermittlung vor.</li> <li>- <b>Endgültige Energiemengenermittlung</b> <i>Abrechnungsbrennwert ist vom NB nachmonatlich an MSB zu übermitteln.</i> Für den Prozess der endgültigen Energieermittlung liegen dann MSB sämtliche Werte vor bzw. er kann sie berechnen.</li> <li>- <b>Datenlieferungen zur Brennwert- bzw. K-Zahl-Ermittlung</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ MSB muss stündlich an NB für Messlokation Komponenten der Gasbeschaffenheit übermitteln, sofern Messlokation mit Gasbeschaffenheitsmessung ausgestattet ist.</li> <li>▪ <i>MSB muss stündlich an NB für Messlokation Volumen im Normzustand übermitteln, sofern der NB ein Gasbeschaffenheitsrekonstruktionssystem betreibt.</i></li> <li>▪ <i>MSB muss nachmonatlich an NB für Messlokation spätestens am 2. WT plausibilisiertes und ersatzwertgebildetes Volumen im Normzustand übermitteln<sup>1</sup>.</i></li> <li>▪ <i>MSB muss nachmonatlich an NB für Messlokation das endgültige K-Zahl-korrigierte Volumen im Normzustand übermitteln.</i></li> </ul> </li> <li>- Datenlieferungen MSB an NB zur Erfüllung GaBi Gas <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <i>Vorläufige Energiemengen</i></li> <li>▪ <i>Endgültige Energiemengen</i></li> </ul> </li> <li>- Informationen zu kommerziellen Daten NB an MSB, für die es bisher keine standardisierten Datenaustauschprozesse gibt <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <i>Zuordnung von Messlokationen zu Marktlokation</i></li> <li>▪ <i>Zusätzliche Information im Falle eines Lieferantenwechsels</i></li> </ul> </li> <li>- Datenlieferungen MSB an TK gemäß Geli Gas (Verlagerung der Schnittstelle von NB an MSB) <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <i>Täglich vorläufige Energiemengen</i></li> <li>▪ <i>Auf Anfrage stündlich vorläufige Energiemengen</i></li> <li>▪ <i>Nachmonatlich endgültige Energiemengen</i></li> </ul> </li> </ul> <p>Im Gegensatz zum MSB-Modell erfordert das NB-Modell lediglich <b>eine</b> Schnittstelle zwi-</p>	

<sup>1</sup> NB benötigt nachmonatlich Volumen im Normzustand unabhängig vom Verfahren der Ermittlung des Abrechnungsbrennwertes.

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>schen NB und MSB, die heute bereits existiert:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- MSB liest aus und übermittelt sämtliche Messwerte an NB.</li> </ul> <p>Durch die hohe Anzahl neu zu schaffender Schnittstellen bzw. geänderter Datenlieferungsprozesse steigen der Aufwand und die Fehleranfälligkeit. Der erhöhte Aufwand wird sich zeitkritisch auf die Prozesse der Bilanzierung und Marktkommunikation auswirken.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Die im Rahmen der Anpassung der GaBi Gas diskutierten neuen Anforderungen der Händler/BKV (Erhöhung der Häufigkeit der Bereitstellung von Informationen an die Netznutzer, einer Verkürzung der Fristen für die Bereitstellung von Informationen und einer Verbesserung der Genauigkeit der übermittelten Informationen) sind mit einer Erhöhung in der Anzahl der zu bedienenden Schnittstellen und der damit verbundenen Fehleranfälligkeit nicht zu realisieren.</li> <li>• Durch die komplexen Schnittstellen zwischen NB und MSB besteht die Gefahr, dass die aktuell geltenden GABiGas- und KoV-Fristen schwer und zukünftige Fristen aufgrund der höheren Anforderungen an die Informationsbereitstellung nicht eingehalten werden können.</li> <li>• Die GaBiGas-Fristen bedingen auch die Fristen der KoV. Diese sind aufeinander abgestimmt, da die Prozesse aufeinander aufbauen. Sie können nicht einseitig vom NB geändert werden. Der MSB ist kein Vertragspartner der KoV, dadurch sind Minderleistungen in der Datenqualität und fristgerechten Datenbereitstellung nicht sanktionierbar.</li> <li>• Durch die neuen untermonatlichen bzw. nachmonatlichen Prozesse entstehen neue Fehlerquellen, die einen erhöhten Clearingbedarf (zum Beispiel aufgrund etwaiger Abweichungen zwischen den Zeitreihen X6G und X7G bzw. wenn in einer dieser Zeitreihen keine Werte vorliegen) nach sich ziehen werden. Bereits heute ist das Clearing jedoch nur eingeschränkt und ab gewissen Grenzwerten möglich, weil man davon ausgegangen ist, dass sich die Allokationsprozesse etabliert haben und ein Clearing somit den Ausnahmefall darstellen soll. Es ist demnach nicht auszuschließen, dass der aufgrund der neuen Prozesse nunmehr entstehende erhöhte Clearingbedarf durch entsprechende Clearingprozesse nicht beglichen werden kann. Die Abweichungen würden dann zu Lasten des Regelenergieumlagekontos laufen.</li> <li>• Beim MSB-Modell ist der NB nicht in der Lage, die Plausibilisierung seiner Kapazitätsüberschreitungsrechnungen durchzuführen oder Fragen der LF zu beantworten, weil der NB im MSB-Modell nur das Ergebnis der Energiemengenermittlung und nicht die eingeflossenen Rohdaten kennt. Zur Plausibilisierung der Rechnungen sind die Rohdaten erforderlich, die der NB beim MSB-Modell vom MSB zur Prüfung und Klärung anfordern muss. Hierdurch entsteht ein zusätzlicher Aufwand (Zeit und Ressourcen) bei NB und</li> </ul>	

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p data-bbox="541 703 592 725">MSB.</p> <p data-bbox="474 763 991 786"><b>Brennwertrekonstruktionssysteme (REKO-Systeme)</b></p> <ul data-bbox="509 792 1350 1529" style="list-style-type: none"> <li data-bbox="509 792 1350 965">• Auch im MSB-Modell bleibt der NB sowohl Hersteller als auch Betreiber des REKO-Systems. Die geeicht betriebenen REKO-Systeme sind aufgrund der schwankenden Gasbeschaffenheiten erforderlich und bei den FNB im Einsatz, um die eichrechtlichen Forderungen und Grenzwerte einzuhalten.. Auf Basis geeichter Messwerte an Ein- und Ausspeisemessstellen (Brennwert und Volumen) werden Tagesbrennwerte für jeden Ausspeisepunkt (NAP/NKP) ermittelt, die zur Abrechnung im geschäftlichen Verkehr (Energimengen) dienen.</li> <li data-bbox="509 972 1350 1088">• Wenn dem NB beim MSB-Modell nicht alle Rohdaten vorliegen, ist die Beurteilung der Datenqualität schwierig. Für den Fall, dass es zu Differenzen in der REKO kommt, erschwert es die Fehlersuche, wenn der REKO-Betreiber nicht die volle Datenhoheit hat. Sollten Korrekturen der Daten des Messstellenbetreibers notwendig sein, verlängert es den ohnehin zeitkritischen Prozess ein weiteres Mal.</li> <li data-bbox="509 1095 1350 1267">• Die aktuellen Zulassungen bzw. Konformitätsbewertungen schreiben vor, dass der REKO-Betreiber untertägig die Messdaten direkt ausliest. Die eichrechtlichen Anforderungen stellen die Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB) sowie die Landeseichdirektionen. Durch die Einschaltung des MSB als Messwertlieferant an den NB ist der geforderte Direktabruf nicht möglich, so dass die eichrechtlichen Anforderungen an das REKO-System nicht erfüllt sind. Die FNB würden die bestehenden Zulassungen der REKO-Systeme unter den Rahmenbedingungen verlieren.</li> <li data-bbox="509 1274 1350 1529">• Demnach müssten zur Beibehaltung der aktuellen Prozesse zur Brennwertermittlung alle REKO-System-Betreiber neue Konformitätsbewertungen ihrer Systeme anstreben. Dieser Aufwand wäre nicht nur monetär sondern auch zeitlich erheblich, da derzeit sämtliche Konformitätsbewertungen ausschließlich durch die PTB durchgeführt werden und ggf. bei dieser zu Engpässen führen könnte. Die Anforderungen an die Konformitätsbewertung seitens der PTB liegen wesentlich höher, als die Anforderungen, die bisher gestellt werden. Im Konformitätsbewertungsverfahren ist der NB Hersteller des REKO-Systems und in der Verantwortung gegenüber den Behörden. Wenn der MSB wesentliche Aufgaben wie direkten Datenabruf und Energiemengenermittlung durchführt, ist die Erteilung einer Konformität für den erforderlichen Betrieb des REKO-Systems fraglich.</li> </ul> <p data-bbox="474 1581 663 1603"><b>Vertragsgestaltung</b></p>	



Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Im MSB-Modell könnte der NB Regelungen, die ihn im Rahmen der Kooperationsvereinbarung verpflichten (bspw. Datenweitergabe, Informationspflichten, Anreizsystem der Netzkontoabrechnung etc.) nicht ohne weiteres an den MSB weitergeben, da dieser nicht Vertragspartner der Kooperationsvereinbarung ist. Eine Weitergabe solcher Regelungen wird nur über den standardisierten Weg und damit unter Mitwirkung der BNetzA möglich.</li> <li>• Das Haftungsrisiko verbleibt auch beim Wechsel der Energiemengenermittlung zum MSB letztlich beim NB. Der derzeit in Konsultation befindliche Messstellenrahmenvertrag enthält zwar eine Haftungsfreistellung zu Gunsten des NB für Schäden, die im Rahmen des Messstellenbetriebs entstehen. Zum einen wäre jedoch klarzustellen, dass die Energiemengenermittlung auch Bestandteil dieser Haftungsfreistellung ist. Zum anderen bleibt der NB für das Vorliegen der Voraussetzungen der Freistellung darlegungs- und beweispflichtig. Dieser Nachweis kann aufgrund der dargelegten komplizierten Prozessgestaltungen jedoch kaum gelingen. Aus diesem Grund sollte die Haftungskette und somit die Verantwortlichkeit der Prozesse beim direkten Vertragspartner des MGV, dem NB enden.</li> <li>• Die Kunden der FNB sind vor allem Industriekunden, die wenn überhaupt den Messstellenbetrieb für die eigene Messstelle übernehmen, nicht jedoch für Dritte. Durch das Zusammenfallen der Position Letztverbraucher und MSB würde dies dazu führen, dass der Letztverbraucher seine eigenen Energiemengen ermittelt und plausibilisiert. Clearingprozesse und Schadensabwicklung wären somit noch schwieriger durchzuführen.</li> </ul> <p><b>Sonstige Umstände:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Es ist offensichtlich, dass das MSB-Modell zu höheren Prozesskosten führen wird, weil <ul style="list-style-type: none"> <li>- neue Prozesse implementiert werden müssen,</li> <li>- das Volumen der Marktkommunikation steigen wird,</li> <li>- eine entsprechende Prozessüberwachung aufgebaut werden muss,</li> <li>- manuelle Clearingprozesse entstehen,</li> <li>- Energieermittlungssysteme beim MSB neu aufgebaut werden müssen,</li> <li>- der Personalbedarf und die</li> <li>- Anforderungen an IT Systeme steigen werden.</li> </ul> </li> <li>• Dem steht jedoch gerade für den in dieser Stellungnahme dargestellten RLM-Bereich kein Nutzen gegenüber. Durch die Verlagerung der Verantwortlichkeit für die Energiemengenermittlung zum MSB wird eine zusätzliche Marktrolle geschaffen, die aber auch zu einem großen Anteil beim NB verbleibt, da dieser vom MsbG als grundzuständiger</li> </ul>	

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>MSB in jedem Fall gesetzt ist. Außerdem ist mit viel komplexeren und aufwändigeren Prozessen zu rechnen, die die Datenqualität keineswegs verbessern, sondern sich auf diese eher negativ auswirken werden.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Der Gesetzgeber hat ausweichlich der Begründung des MsbG zu § 60 erwogen, den MSB anstelle des VNB als Datendrehscheibe vorzusehen. Der FNB-Bereich und damit insbesondere die RLM-Messung steht demnach nicht im Fokus. Außerdem ermächtigt er die BNetzA von den Vorgaben hinsichtlich Plausibilisierung und Ersatzwertbildung im Gasbereich abzuweichen. Hierzu bedarf es auch keiner erheblichen Gründe, sondern allein der Tatsache, dass die Prozesse im Gasbereich komplexer sind und sich nicht den Stromprozessen gleichstellen lassen.</li> </ul>	

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
<p>Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:</p> <p>2) im Backend des verantwortlichen Marktbeteiligten</p> <p>[Unzutreffendes bitte löschen]</p>	<p>In unserer Begründung steht die RLM-Messung als Hauptanwendungsfall der FNB im Fokus. Bei den FNB ist darüber hinaus der Einsatz geeichter REKO-Systeme erforderlich.</p> <p>Aufgrund der <b>hohen Komplexität und der eichrechtlichen Anforderungen</b> (MessEG und MessEV) kann in diesem Bereich die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung abrechnungsrelevanter Messwerte nur Backend erfolgen. Über den gesamten Messdruckbereich ist die automatische Abwicklung der Anforderungen in einem Smart Meter Gateway vor Ort technisch und eichrechtlich nicht möglich.</p> <p>Im RLM-Bereich werden im Messgerät die Stunden- bzw. Leistungswerte mit <b>der geeichten Zeit</b> gebildet. Der separate Zeitstempel im Smart Meter Gateway würde zu einer Diskrepanz zu den geeichten Daten aus den Messgeräten führen.</p> <p>Für die Energiemengenermittlung Gas insbesondere im RLM-Bereich sind komplexe und <b>umfangreiche Prozesse abzubilden, welche nicht in einem Smart Meter Gateway vor Ort automatisierbar sind</b>. Dazu zählen beispielsweise Ersatzwertbildung, Z-Zahl-Ermittlung und K-Zahl-Korrektur. Für diese komplexen Prozessschritte ist eine umfangreiche Datenbasis erforderlich. Da sich diese abrechnungsrelevanten Größen zum Teil gegenseitig beeinflussen, sind aufeinander abgestimmte Abläufe einzuhalten, die unter Umständen auch zusätzliche Bearbeitungsschleifen erforderlich machen.</p> <p>Darüber hinaus basiert die Energiemengenermittlung auf <b>geeichten Abrechnungsbrennwer-</b></p>	

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p><b>ten. Diese können nur vom NB</b> gemäß DVGW-Regelwerk geeicht ermittelt und zugeordnet werden, da nur er über die erforderlichen Netzkenntnisse verfügt. Entweder ordnet er repräsentative Gasbeschaffenheitsmessungen gemäß der regionalen Lage der Messlokation oder die im geeichten REKO-System ermittelten Brennwerte den Messstellen zu. Für die geeichte Brennwertermittlung im REKO-System wird untermonatlich das vorläufige Normvolumen aller Messstellen zwingend benötigt.</p> <p>Aus den dargestellten prozessualen, eichrechtlichen und technischen Gründen kann die Ermittlung und Verteilung der Abrechnungsdaten nur durch den verantwortlichen Marktbeteiligten, also Backend erfolgen, und nicht automatisiert durch ein Smart Meter Gateway vor Ort.</p>	

## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.  
Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme nicht erforderlich.

Gemeindewerke Grefrath GmbH

Hr. Andreas Vogel

30.05.2017

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:  2) den Netzbetreiber	<p>Die grundsätzlichen Abweichungen physikalischer und chemischer Natur zwischen Strom und Gas rechtfertigen eine spartenspezifische Ausprägung einzelner Prozesse, insb. die nun konsultierte Energiemengenermittlung (Erhebung und Verteilung der Messwerte), über das Interimsmodell hinaus dauerhaft im Zielmodell ab 2020. Das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) trägt diesem Umstand bereits Rechnung (§ 60 Abs. 2 MsbG) und hat eine entsprechende Festlegungskompetenz der BNetzA (§ 75 MsbG) bereits angelegt.</p> <p>Basierend auf dem Mess- und Eichgesetz (MessEG) in Zusammenhang mit § 25 der Mess- und Eichverordnung (MessEV) wird die Verbrennungsenthalpie (Thermische Energie) von Gas in den überwiegenden Fällen aus wirtschaftlichen Gründen nicht direkt mit einem geeichten Messgerät gemessen, sondern auf der Basis geeichter Volumenmessgeräte unter Anwendung anerkannter Regeln der Technik (DVGW Arbeitsblatt G 685 mit entsprechenden Beiblättern, Arbeitsblatt G 486 sowie weitere technischer Richtlinien) ermittelt.</p> <p>Hierbei spielt neben den Zustandsgrößen Druck und Temperatur insbesondere die Gasbeschaffenheit eine entscheidende Rolle. Diese ist im Vorfeld des Betrachtungszeitraums nur unzureichend bekannt (Standardanalysen im Zustandsmengenumwerter, Verwendung von vorläufigen Brennwerten für Bilanzierungszwecke, etc.) und führt bei Abweichungen zur nachträglichen Korrektur vermeintlich korrekt gemessener Volumenmesswerte aus dem geeichten Messgerät (k-Zahl Korrektur nach G 486).</p> <p>Die Ermittlung von abrechnungsrelevanten Gasbeschaffenheitskenngrößen, u.a. dem Abrechnungsbrennwert, erfolgt für den jeweiligen Betrachtungszeitraum im Nachhinein durch den Netzbetreiber.</p>	Gemeindewerke Grefrath GmbH

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>Innerhalb vorgegebener Fristen (GeLi Gas, Kooperationsvereinbarung) erfolgt diese Ermittlung im bisher abgestimmten Zusammenspiel zwischen den betroffenen (vorgelagerten) Netzbetreibern. Diese Prozesse sind im Markt etabliert, mittels der durch die BNetzA festgelegten prozessualen Abwicklung innerhalb der Marktkommunikation automatisiert und stellen die korrekte Ermittlung der abrechnungsrelevanten Größen innerhalb der vorgegebenen Fristen sicher.</p> <p>Für Messstellenbetreiber sind diese Einflussfaktoren mangels Kenntnis der Netztopologie sowie der aktuellen Netzfahrweise nicht bestimmbar. Die Etablierung zusätzlicher Prozesse zur Datenübermittlung zwischen Netzbetreiber und Messstellenbetreiber bringt prozessual keinerlei Vorteile, verzögert die Ermittlung der Abrechnungswerte durch zusätzliche Prozessschleifen insbesondere im Fehlerfall deutlich und splittet die Prozessverantwortung im Sinne des Eichrechtes (Haftung für fehlerhafte Messwerte gegenüber Messwertverwendern im Sinne § 33 MessEG) undefiniert auf. Die zu erwartenden Clearingprozesse werden dadurch unnötig weiter verkompliziert.</p> <p>Eine Abkehr von der bisherigen Aufbereitung und Verteilung der Messwerte würde die Prozesskomplexität erhöhen und damit ebenfalls die einhergehende Kostenentwicklung. Denn jeder zusätzliche Prozessschritt benötigt auch einen weiteren Prozess für die Korrekturabstimmung. Diese Abstimmung kann von beiden Beteiligten (MSB und VNB) unabhängig voneinander ausgelöst werden, beeinflusst sich jedoch gegenseitig.</p> <p>Die physikalischen Abhängigkeiten sind definiert: Basierend auf den gemessenen Volumen werden im Anschluss die abrechnungsrelevanten Brennwerte rechnerisch ermittelt. Auf Basis dieser berechneten Brennwerte berechnet sich die jeweilige (entnommene) Energie.</p> <p>Daher unterstützen wir vollständig das Positionspapier und die Synopse zur Ausgestaltung der Messwertaufbereitung und – verteilung in der Sparte Gas des BDEWs vom 3. April 2017.</p>	

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:	Das DVGW Arbeitsblatt G685, als einzige vom Regelermittlungsausschuss anerkannte Regel der Technik zur Ermittlung der Verbrennungsenthalpie (Thermische Energie) von Gasen, definiert im Kapitel 7 umfangreiche Verfahren zur Ersatzwertbildung, welche in Form einer Anwendungsmatrix für abrechnungsrelevante Messgrößen in Form entsprechender Strategien und Anwendungsreihenfolgen definiert sind.	Gemeindewerke Greifath GmbH

<b>Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung</b>	<b>Begründung einfügen</b>	<b>Kürzel einfügen</b>
2) im Backend des verantwortlichen Marktbeteiligten	<p>Hierbei kommen u.a. Methoden zum Einsatz, welche andere, vergleichbare Messstellen bzw. Informationen aus geschlossenen Netzabschnitten verwenden oder die Berücksichtigung von Laufzeiten innerhalb der Netze voraussetzen. Kenntnisse der genauen Netztopologie sowie aktueller Netzschaltzustände sind hierbei Voraussetzung und entsprechend zu berücksichtigen.</p> <p>Auch im Falle der Verwendung historischer Daten für die Ersatzwertbildung liegen diese nur der Marktrolle Netzbetreiber für zurückliegende Zeiträume vollständig vor. Die Komplexität dieser Verfahren, deren Anwendung im Übrigen die Ausbildung und Ernennung von entsprechenden Sachkundigen im Unternehmen zwingend voraussetzen, verhindert eine entsprechende Abbildung im Smart Meter Gateway (SMGW).</p> <p>Aufgrund der oben dargestellten Abhängigkeiten von Volumenmesswerten des geeichten Gaszählers sowie dessen Zusatzeinrichtungen einerseits sowie den Gasbeschaffheitskenngrößen andererseits, kann nur das Backendsystem des verantwortlichen Marktakteurs (sprich: Netzbetreibers) für Plausibilisierung, technische Mengenermittlung sowie Ersatzwertbildung abrechnungsrelevanter Messwerte im geschäftliche und amtlichen Verkehr Anwendung finden.</p>	

## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Wir sind damit einverstanden, dass unsere Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.  
Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme ist nicht erforderlich.

Die Stadtwerke Marburg GmbH (SWMR) schließen sich der gemeinsamen Stellungnahme des BDEW/VKU an, die nachfolgend wiedergegeben wird:

30.05.2017

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:  1) den Messstellenbetreiber	<p>Die SWMR sprechen sich dafür aus, dass die Messwertaufbereitung, insbesondere Plausibilisierung, Ersatzwertbildung und Datenaufbereitung, in der Sparte Gas dem Netzbetreiber, aufgrund der Abhängigkeiten zu den Gasbeschaffungsdaten bzw. deren Einbeziehung in die Messwertaufbereitung, unter Anwendung der Festlegungsbevollmächtigung der Bundesnetzagentur des § 60 Abs. 2 MsbG und § 75 Nr. 4 MsbG, weiterhin zugeordnet bleibt.</p> <p>Die Messwertaufbereitung beim Netzbetreiber ist ein im Energiemarkt etablierter, funktionierender und effizienter Prozess. Dies ist u. a. dadurch bedingt, dass dem Netzbetreiber Brennwert und Zustandszahl ohnehin vorliegen. Eine Verlagerung der Messwertaufbereitung auf den Messstellenbetreiber würde funktionierende Prozesse sowie bestehende Synergien zerschlagen und weitreichende Anpassungen bestehender Prozesse sowie die Einführung zusätzlicher Datenaustauschvorgänge mit prozessualen Abhängigkeiten bedingen, ohne dass für den Markt ein Mehrwert generiert wird, die Prozesskomplexität steigern, dadurch die Fehleranfälligkeit der Geschäftsabläufe erhöhen sowie die ohnehin bereits engen Fristvorgaben für den Datenaustausch und die darauf aufbauenden Bilanzierungs- und Abrechnungsprozesse verschärfen, zu erheblichen zusätzlichen Implementierungs-, Betriebs- und Clearingaufwänden führen, zusätzliche Vertragswerke sowie die Anpassung bestehender vertraglicher Vereinbarungen erfordern (insbes. Haftungsregelungen).</p> <p>Für nähere Erläuterungen zu diesen Aspekten verweisen wir auf das Positionierungspapier des BDEW vom 3. April 2017.</p>	

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
<p>Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:</p> <p>2) im Backend des verantwortlichen Markt-beteiligten</p>	<p>Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor ist unter den gegebenen technischen Rahmenbedingungen im Smart Meter Gateway (SMGw) nicht möglich und muss im Backend des Netzbetreibers erfolgen.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sternförmig aus dem Smart-Meter-Gateway(SMGw) verteilte Messwerte in Betriebs-/Normkubikmetern sind auf der Empfängerseite (beim Berechtigten) erst mittels des für den Betrachtungszeitraum zugehörigen Brennwertes zur Abrechnung und Bilanzierung verwendbar.</li> <li>• Im SMGw können nach der aktuellen Technischen Richtlinie (TR) des BSI keine historischen Werte abgelegt werden. Es gibt keine Zeitscheiben. Auch sind bisher keine gasspezifischen Berechnungsparameter vorgesehen; Brennwert und Zustandszahl können im Gateway nicht abgelegt und für Berechnungen herangezogen werden.</li> <li>• Eine untermonatliche Kommunikation von Lastgängen aus dem Gateway auf Basis von Monatsbilanzierungsbrennwerten wäre nur möglich, wenn es sich um einen RLM-Kunden mit Mengenumwerter handelt und alle SMGw gleichzeitig am Monatsersten um 6.00 Uhr den Bilanzierungsbrennwert eingespielt bekämen, Letzteres ist jedoch nicht in der Technischen Richtlinie des BSI vorgesehen. (Grund: die Kommunikation zwischen Messgerät und SMGW läuft kontinuierlich. Da es keine Zeitscheiben im Gateway gibt, kann der Bilanzierungsbrennwert nicht im Vorfeld eingespielt werden und muss ab der 1. Minute des 1. Tages des Monats korrekt hinterlegt sein.) Eine untermonatliche Kommunikation von Lastgängen auf Basis von Tagesbilanzierungsbrennwerten wäre nur möglich, wenn es sich um einen RLM Kunden mit Mengenumwerter handelt und alle SMGw gleichzeitig täglich um 6.00 Uhr den Bilanzierungsbrennwert eingespielt bekämen, Auch dies ist jedoch in der Technischen Richtlinie des BSI nicht vorgesehen.</li> <li>• Abrechnungslastgänge von RLM-Kunden, untermonatliche Lastgänge von RLM-Kunden ohne Mengenumwerter oder Zählerstände von SLP-Kunden können aus obigen Rahmenbedingungen nicht aus einem Gateway kommuniziert werden. Diese Daten können nur im Backend errechnet werden.</li> <li>• Wie oben dargestellt, würde die Verlagerung der Aufgabe – unabhängig davon ob sie im Backend oder im Gateway erfolgen soll – zusätzliche vertragliche Regelungen und die Anpassung bestehender vertraglicher Vereinbarungen erfordern (z. B. Haftungsregelungen).</li> </ul>	



## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.  
Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme ~~lege ich bei~~ ist nicht erforderlich [Unzutreffendes bitte löschen].

Stadtwerke Tübingen GmbH (swt)

[Unternehmensname und Kürzel]

Markus Köder

[Name des Stellungnehmenden]

[31.05.2017]

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
<p>Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:</p> <p>2) den Netzbetreiber</p>	<p>Die grundsätzlichen Abweichungen physikalischer und chemischer Natur zwischen Strom und Gas rechtfertigen eine spartenspezifische Ausprägung einzelner Prozesse, insb. die nun konsultierte Energiemengenermittlung (Erhebung und Verteilung der Messwerte), über das Interimsmodell hinaus dauerhaft im Zielmodell ab 2020. Das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) trägt diesem Umstand bereits Rechnung (§ 60 Abs. 2 MsbG) und hat eine entsprechende Festlegungskompetenz der BNetzA (§ 75 MsbG) bereits angelegt.</p> <p>Basierend auf dem Mess- und Eichgesetz (MessEG) in Zusammenhang mit § 25 der Mess- und Eichverordnung (MessEV) wird die Verbrennungsenthalpie (Thermische Energie) von Gas in den überwiegenden Fällen aus wirtschaftlichen Gründen nicht direkt mit einem geeichten Messgerät gemessen, sondern auf der Basis geeichter Volumenmessgeräte unter Anwendung anerkannter Regeln der Technik (DVGW Arbeitsblatt G 685 mit entsprechenden Beiblättern, Arbeitsblatt G 486 sowie weitere technischer Richtlinien) ermittelt.</p> <p>Hierbei spielt neben den Zustandsgrößen Druck und Temperatur insbesondere die Gasbeschaffenheit eine entscheidende Rolle. Diese ist im Vorfeld des Betrachtungszeitraums nur unzureichend bekannt (Standardanalysen im Zustandsmengennummerer, Verwendung von vorläufigen Brennwerten für Bilanzierungszwecke, etc.) und führt bei Abweichungen zur nachträglichen Korrektur vermeintlich korrekt gemessener Volumenmesswerte aus dem geeichten Messgerät (k-Zahl Korrektur nach G 486).</p> <p>Die Ermittlung von abrechnungsrelevanten Gasbeschaffenheitskenngößen, u.a. dem Abrechnungsbrennwert, erfolgt für den jeweiligen Betrachtungszeitraum im Nachhinein durch den Netzbetreiber.</p>	<p style="text-align: center;">swt</p>

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>Innerhalb vorgegebener Fristen (GeLi Gas, Kooperationsvereinbarung) erfolgt diese Ermittlung im bisher abgestimmten Zusammenspiel zwischen den betroffenen (vorgelagerten) Netzbetreibern. Diese Prozesse sind im Markt etabliert, mittels der durch die BNetzA festgelegten prozessualen Abwicklung innerhalb der Marktkommunikation automatisiert und stellen die korrekte Ermittlung der abrechnungsrelevanten Größen innerhalb der vorgegebenen Fristen sicher.</p> <p>Für Messstellenbetreiber sind diese Einflussfaktoren mangels Kenntnis der Netztopologie sowie der aktuellen Netzfahrweise nicht bestimmbar. Die Etablierung zusätzlicher Prozesse zur Datenübermittlung zwischen Netzbetreiber und Messstellenbetreiber bringt prozessual keinerlei Vorteile, verzögert die Ermittlung der Abrechnungswerte durch zusätzliche Prozessschleifen insbesondere im Fehlerfall deutlich und splittet die Prozessverantwortung im Sinne des Eichrechtes (Haftung für fehlerhafte Messwerte gegenüber Messwertverwendern im Sinne § 33 MessEG) undefiniert auf. Die zu erwartenden Clearingprozesse werden dadurch unnötig weiter verkompliziert.</p> <p>Eine Abkehr von der bisherigen Aufbereitung und Verteilung der Messwerte würde die Prozesskomplexität erhöhen und damit ebenfalls die einhergehende Kostenentwicklung. Denn jeder zusätzliche Prozessschritt benötigt auch einen weiteren Prozess für die Korrekturabstimmung. Diese Abstimmung kann von beiden Beteiligten (MSB und VNB) unabhängig voneinander ausgelöst werden, beeinflusst sich jedoch gegenseitig.</p> <p>Die physikalischen Abhängigkeiten sind definiert: Basierend auf den gemessenen Volumen werden im Anschluss die abrechnungsrelevanten Brennwerte rechnerisch ermittelt. Auf Basis dieser berechneten Brennwerte berechnet sich die jeweilige (entnommene) Energie.</p> <p>Daher unterstützen wir vollständig das Positionspapier und die Synopse zur Ausgestaltung der Messwertaufbereitung und – verteilung in der Sparte Gas des BDEWs vom 3. April 2017.</p>	

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs-)relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:	Das DVGW Arbeitsblatt G685, als einzige vom Regelermittlungsausschuss anerkannte Regel der Technik zur Ermittlung der Verbrennungsenthalpie (Thermische Energie) von Gasen, definiert im Kapitel 7 umfangreiche Verfahren zur Ersatzwertbildung, welche in Form einer Anwendungsmatrix für abrechnungsrelevante Messgrößen in Form entsprechender Strategien und Anwendungsreihenfolgen definiert sind.	swt

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
2) im Backend des verantwortlichen Marktbeteiligten	<p>Hierbei kommen u.a. Methoden zum Einsatz, welche andere, vergleichbare Messstellen bzw. Informationen aus geschlossenen Netzabschnitten verwenden oder die Berücksichtigung von Laufzeiten innerhalb der Netze voraussetzen. Kenntnisse der genauen Netztopologie sowie aktueller Netzschtzustände sind hierbei Voraussetzung und entsprechend zu berücksichtigen.</p> <p>Auch im Falle der Verwendung historischer Daten für die Ersatzwertbildung liegen diese nur der Marktrolle Netzbetreiber für zurückliegende Zeiträume vollständig vor. Die Komplexität dieser Verfahren, deren Anwendung im Übrigen die Ausbildung und Ernennung von entsprechenden Sachkundigen im Unternehmen zwingend voraussetzen, verhindert eine entsprechende Abbildung im Smart Meter Gateway (SMGW).</p> <p>Aufgrund der oben dargestellten Abhängigkeiten von Volumenmesswerten des geeichten Gaszählers sowie dessen Zusatzeinrichtungen einerseits sowie den Gasbeschaffheitskenngrößen andererseits, kann nur das Backendsystem des verantwortlichen Marktakteurs (sprich: Netzbetreibers) für Plausibilisierung, technische Mengenermittlung sowie Ersatzwertbildung abrechnungsrelevanter Messwerte im geschäftliche und amtlichen Verkehr Anwendung finden.</p>	



## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.  
Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme ist nicht erforderlich.

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.

und

Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU)

29. Mai 2017

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:  2) den Netzbetreiber	<p>Der BDEW und der VKU sprechen sich dafür aus, dass die Messwertaufbereitung, insbesondere Plausibilisierung, Ersatzwertbildung und Datenaufbereitung, in der Sparte Gas dem Netzbetreiber, aufgrund der Abhängigkeiten zu den Gasbeschaffungsdaten bzw. deren Einbeziehung in die Messwertaufbereitung, unter Anwendung der Festlegungsbevollmächtigung der Bundesnetzagentur des § 60 Abs. 2 MsbG und § 75 Nr. 4 MsbG, weiterhin zugeordnet bleibt.</p> <p>Die Messwertaufbereitung beim Netzbetreiber ist ein im Energiemarkt etablierter, funktionierender und effizienter Prozess. Dies ist u. a. dadurch bedingt, dass dem Netzbetreiber Brennwert und Zustandszahl ohnehin vorliegen. Eine Verlagerung der Messwertaufbereitung auf den Messstellenbetreiber würde funktionierende Prozesse sowie bestehende Synergien zerschlagen und</p> <ul style="list-style-type: none"><li>➤ weitreichende Anpassungen bestehender Prozesse sowie die Einführung zusätzlicher Datenaustauschvorgänge mit prozessualen Abhängigkeiten bedingen, ohne dass für den Markt ein Mehrwert generiert wird,</li><li>➤ die Prozesskomplexität steigern, dadurch die Fehleranfälligkeit der Geschäftsabläufe erhöhen sowie die ohnehin bereits engen Fristvorgaben für den Datenaustausch und die darauf</li></ul>	BDEW, VKU

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>aufbauenden Bilanzierungs- und Abrechnungsprozesse verschärfen,</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ zu erheblichen zusätzlichen Implementierungs-, Betriebs- und Clearingaufwänden führen,</li> <li>➤ zusätzliche Vertragswerke sowie die Anpassung bestehender vertraglicher Vereinbarungen erfordern (insbes. Haftungsregelungen).</li> </ul> <p>Für nähere Erläuterungen zu diesen Aspekten verweisen wir auf das Positionierungspapier des BDEW vom 3. April 2017.</p>	

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
<p>Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:</p> <p>2) im Backend des verantwortlichen Marktbeitrags</p>	<p>Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor ist unter den gegebenen technischen Rahmenbedingungen im Smart Meter Gateway (SMGW) nicht möglich und muss im Backend des Netzbetreibers erfolgen.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sternförmig aus dem Smart-Meter-Gateway(SMGW) verteilte Messwerte in Betriebs-/Normkubikmetern sind auf der Empfängerseite (beim Berechtigten) erst mittels des für den Betrachtungszeitraum zugehörigen Brennwertes zur Abrechnung und Bilanzierung verwendbar.</li> <li>• Im SMGW können nach der aktuellen Technischen Richtlinie (TR) des BSI keine historischen Werte abgelegt werden. Es gibt keine Zeitscheiben. Auch sind bisher keine gasspezifischen Berechnungsparameter vorgesehen; Brennwert und Zustandszahl können im Gateway nicht abgelegt und für Berechnungen herangezogen werden.</li> <li>• Eine untermonatliche Kommunikation von Lastgängen aus dem Gateway auf Basis von Monatsbilanzierungsbrennwerten wäre nur möglich, wenn es sich um einen RLM-Kunden mit Mengenumwerter handelt und alle SMGW gleichzeitig am Monatsersten um 6.00 Uhr den Bilanzierungsbrennwert eingespielt bekämen, Letzteres ist jedoch nicht in der Technischen Richtlinie des BSI vorgesehen. (Grund: die Kommunikation zwischen Messgerät und SMGW läuft kontinuierlich. Da es keine Zeitscheiben im Gateway gibt, kann der Bilanzierungsbrennwert nicht im Vorfeld eingespielt werden und muss ab der 1. Minute des 1. Tages des Monats korrekt hinterlegt sein.) Eine untermonatliche Kommu-</li> </ul>	BDEW, VKU

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>nikation von Lastgängen auf Basis von Tagesbilanzierungsbrennwerten wäre nur möglich, wenn es sich um einen RLM Kunden mit Mengenumwerter handelt und alle SMGw gleichzeitig täglich um 6.00 Uhr den Bilanzierungsbrennwert eingespielt bekämen, Auch dies ist jedoch in der Technischen Richtlinie des BSI nicht vorgesehen.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Abrechnungslastgänge von RLM-Kunden, untermonatliche Lastgänge von RLM-Kunden ohne Mengenumwerter oder Zählerstände von SLP-Kunden können aus oben Rahmenbedingungen nicht aus einem Gateway kommuniziert werden. Diese Daten können nur im Backend errechnet werden.</li> <li>• Wie oben dargestellt, würde die Verlagerung der Aufgabe – unabhängig davon ob sie im Backend oder im Gateway erfolgen soll – zusätzliche vertragliche Regelungen und die Anpassung bestehender vertraglicher Vereinbarungen erfordern (z. B. Haftungsregelungen).</li> </ul>	





## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.

Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme ist nicht erforderlich

Stadtwerte Herford GmbH (SWHF)

Michael Rolf

30.05.2017

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:  2) den Netzbetreiber	<p>Die grundsätzlichen Abweichungen physikalischer und chemischer Natur zwischen Strom und Gas rechtfertigen eine spartenspezifische Ausprägung einzelner Prozesse, insb. die nun konsultierte Energiemengenermittlung (Erhebung und Verteilung der Messwerte), über das Interimsmodell hinaus dauerhaft im Zielmodell ab 2020. Das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) trägt diesem Umstand bereits Rechnung (§ 60 Abs. 2 MsbG) und hat eine entsprechende Festlegungskompetenz der BNetzA (§ 75 MsbG) bereits angelegt.</p> <p>Basierend auf dem Mess- und Eichgesetz (MessEG) in Zusammenhang mit § 25 der Mess- und Eichverordnung (MessEV) wird die Verbrennungsenthalpie (Thermische Energie) von Gas in den überwiegenden Fällen aus wirtschaftlichen Gründen nicht direkt mit einem geeichten Messgerät gemessen, sondern auf der Basis geeichter Volumenmessgeräte unter Anwendung anerkannter Regeln der Technik (DVGW Arbeitsblatt G 685 mit entsprechenden Beiblättern, Arbeitsblatt G 486 sowie weitere technischer Richtlinien) ermittelt.</p> <p>Hierbei spielt neben den Zustandsgrößen Druck und Temperatur insbesondere die Gasbeschaffenheit eine entscheidende Rolle. Diese ist im Vorfeld des Betrachtungszeitraums nur unzureichend bekannt (Standardanalysen im Zustandsmengenumwerter, Verwendung von vorläufigen Brennwerten für Bilanzierungszwecke, etc.) und führt bei Abweichungen zur nachträglichen Korrektur vermeintlich korrekt gemessener Volumenmesswerte aus dem geeichten Messgerät (k-Zahl Korrektur nach G 486).</p> <p>Die Ermittlung von abrechnungsrelevanten Gasbeschaffenheitskenngrößen, u.a. dem Abrechnungsbrennwert, erfolgt für den jeweiligen Betrachtungszeitraum im Nachhinein durch den Netzbetreiber. Innerhalb vorgegebener Fristen (GeLi Gas, Kooperationsvereinbarung) erfolgt diese Ermittlung im bisher abgestimmten Zusammenspiel zwischen den betroffenen (vorgelagerten) Netzbetreibern. Diese Prozesse sind im Markt etabliert, mittels der durch die BNetzA festgelegten prozessualen Abwicklung innerhalb</p>	SWHF

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>der Marktkommunikation automatisiert und stellen die korrekte Ermittlung der abrechnungsrelevanten Größen innerhalb der vorgegebenen Fristen sicher.</p> <p>Für Messstellenbetreiber sind diese Einflussfaktoren mangels Kenntnis der Netztopologie sowie der aktuellen Netzfahrweise nicht bestimmbar. Die Etablierung zusätzlicher Prozesse zur Datenübermittlung zwischen Netzbetreiber und Messstellenbetreiber bringt prozessual keinerlei Vorteile, verzögert die Ermittlung der Abrechnungswerte durch zusätzliche Prozessschleifen insbesondere im Fehlerfall deutlich und splittet die Prozessverantwortung im Sinne des Eichrechtes (Haftung für fehlerhafte Messwerte gegenüber Messwertverwendern im Sinne § 33 MessEG) undefiniert auf. Die zu erwartenden Clearingprozesse werden dadurch unnötig weiter verkompliziert.</p> <p>Eine Abkehr von der bisherigen Aufbereitung und Verteilung der Messwerte würde die Prozesskomplexität erhöhen und damit ebenfalls die einhergehende Kostenentwicklung. Denn jeder zusätzliche Prozessschritt benötigt auch einen weiteren Prozess für die Korrekturabstimmung. Diese Abstimmung kann von beiden Beteiligten (MSB und VNB) unabhängig voneinander ausgelöst werden, beeinflusst sich jedoch gegenseitig.</p> <p>Die physikalischen Abhängigkeiten sind definiert: Basierend auf den gemessenen Volumen werden im Anschluss die abrechnungsrelevanten Brennwerte rechnerisch ermittelt. Auf Basis dieser berechneten Brennwerte berechnet sich die jeweilige (entnommene) Energie.</p> <p>Daher unterstützen wir vollständig das Positionspapier und die Synopse zur Ausgestaltung der Messwertaufbereitung und – verteilung in der Sparte Gas des BDEWs vom 3. April 2017.</p>	

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
<p>Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:</p> <p>2) im Backend des verantwortlichen Marktbeteiligten</p>	<p>Das DVGW Arbeitsblatt G685, als einzige vom Regelermittlungsausschuss anerkannte Regel der Technik zur Ermittlung der Verbrennungsenthalpie (Thermische Energie) von Gasen, definiert im Kapitel 7 umfangreiche Verfahren zur Ersatzwertbildung, welche in Form einer Anwendungsmatrix für abrechnungsrelevante Messgrößen in Form entsprechender Strategien und Anwendungsreihenfolgen definiert sind. Hierbei kommen u.a. Methoden zum Einsatz, welche andere, vergleichbare Messstellen bzw. Informationen aus geschlossenen Netzabschnitten verwenden oder die Berücksichtigung von Laufzeiten innerhalb der Netze voraussetzen. Kenntnisse der genauen Netztopologie sowie aktueller Netzschaltzustände sind hierbei Voraussetzung und entsprechend zu berücksichtigen.</p>	SWHF

<b>Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung</b>	<b>Begründung einfügen</b>	<b>Kürzel einfügen</b>
	<p>Auch im Falle der Verwendung historischer Daten für die Ersatzwertbildung liegen diese nur der Marktrolle Netzbetreiber für zurückliegende Zeiträume vollständig vor.</p> <p>Die Komplexität dieser Verfahren, deren Anwendung im Übrigen die Ausbildung und Ernennung von entsprechenden Sachkundigen im Unternehmen zwingend voraussetzen, verhindert eine entsprechende Abbildung im Smart Meter Gateway (SMGW).</p> <p>Aufgrund der oben dargestellten Abhängigkeiten von Volumenmesswerten des geeichten Gaszählers sowie dessen Zusatzeinrichtungen einerseits sowie den Gasbeschaffenheitskenngrößen andererseits, kann nur das Backendsystem des verantwortlichen Marktakteurs (sprich: Netzbetreibers) für Plausibilisierung, technische Mengenermittlung sowie Ersatzwertbildung abrechnungsrelevanter Messwerte im geschäftliche und amtlichen Verkehr Anwendung finden.</p>	

## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.  
Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme ist nicht erforderlich.

Stadwerke Menden GmbH (SW ME)  
Am Papenbusch 8-10  
58708 Menden

30.05.2017

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
<p>Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:</p> <p>2) den Netzbetreiber</p>	<p>Die SW ME sprechen sich dafür aus, dass die Messwertaufbereitung, insbesondere Plausibilisierung, Ersatzwertbildung und Datenaufbereitung, in der Sparte Gas dem Netzbetreiber, aufgrund der Abhängigkeiten zu den Gasbeschaffungsdaten bzw. deren Einbeziehung in die Messwertaufbereitung, unter Anwendung der Festlegungsbevollmächtigung der Bundesnetzagentur des § 60 Abs. 2 MsbG und § 75 Nr. 4 MsbG, weiterhin zugeordnet bleibt.</p> <p>Die Messwertaufbereitung beim Netzbetreiber ist ein im Energiemarkt etablierter, funktionierender und effizienter Prozess. Dies ist u. a. dadurch bedingt, dass dem Netzbetreiber Brennwert und Zustandszahl ohnehin vorliegen. Eine Verlagerung der Messwertaufbereitung auf den Messstellenbetreiber würde funktionierende Prozesse sowie bestehende Synergien zerschlagen und</p> <ul style="list-style-type: none"><li>➤ weitreichende Anpassungen bestehender Prozesse sowie die Einführung zusätzlicher Datenaustauschvorgänge mit prozessualen Abhängigkeiten bedingen, ohne dass für den Markt ein Mehrwert generiert wird,</li><li>➤ die Prozesskomplexität steigern, dadurch die Fehleranfälligkeit der Geschäftsabläufe erhöhen sowie die ohnehin bereits engen Fristvorgaben für den Datenaustausch und die darauf</li></ul>	<p>SW ME</p>

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>aufbauenden Bilanzierungs- und Abrechnungsprozesse verschärfen,</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ zu erheblichen zusätzlichen Implementierungs-, Betriebs- und Clearingaufwänden führen,</li> <li>➤ zusätzliche Vertragswerke sowie die Anpassung bestehender vertraglicher Vereinbarungen erfordern (insbes. Haftungsregelungen).</li> </ul> <p>Für nähere Erläuterungen zu diesen Aspekten verweisen wir auf das Positionierungspapier des BDEW vom 3. April 2017.</p> <p>-----</p> <p>Weitere Argumente:</p> <p>Die grundsätzlichen Abweichungen physikalischer und chemischer Natur zwischen Strom und Gas rechtfertigen eine spartenspezifische Ausprägung einzelner Prozesse, insb. die nun konsultierte Energiemengenermittlung (Erhebung und Verteilung der Messwerte), über das Interimsmodell hinaus dauerhaft im Zielmodell ab 2020. Das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) trägt diesem Umstand bereits Rechnung (§ 60 Abs. 2 MsbG) und hat eine entsprechende Festlegungskompetenz der BNetzA (§ 75 MsbG) bereits angelegt.</p> <p>Basierend auf dem Mess- und Eichgesetz (MessEG) in Zusammenhang mit § 25 der Mess- und Eichverordnung (MessEV) wird die Verbrennungsenthalpie (Thermische Energie) von Gas in den überwiegenden Fällen aus wirtschaftlichen Gründen nicht direkt mit einem geeichten Messgerät gemessen, sondern auf der Basis geeichter Volumenmessgeräte unter Anwendung anerkannten Regeln der Technik (DVGW Arbeitsblatt G 685 mit entsprechenden Beiblättern, Arbeitsblatt G 486 sowie weitere technischer Richtlinien) ermittelt.</p> <p>Hierbei spielt neben den Zustandsgrößen Druck und Temperatur insbesondere die Gasbeschaffenheit eine entscheidende Rolle. Diese ist im Vorfeld des Betrachtungszeitraums nur unzureichend bekannt (Standardanalysen im Zustandsmengenumwerter, Verwendung von vorläufigen Brennwerten für Bilanzierungszwecke, etc.) und führt bei Abweichungen zur nachträglichen Korrektur vermeintlich korrekt gemessener Volumenmesswerte aus dem geeichten Messgerät (k-Zahl Korrektur nach G 486).</p> <p>Die Ermittlung von abrechnungsrelevanten Gasbeschaffenheitskenngrößen, u.a. dem Abrechnungsbrennwert, erfolgt für den jeweiligen Betrachtungszeitraum im Nachhinein durch den Netzbetreiber.</p> <p>Innerhalb vorgegebener Fristen (GeLi Gas, Kooperationsvereinbarung) erfolgt diese Ermittlung im bisher abgestimmten Zusammenspiel zwischen den betroffenen (vorgelagerten) Netzbetrei-</p>	

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>bern. Diese Prozesse sind im Markt etabliert, mittels der durch die BNetzA festgelegten prozessualen Abwicklung innerhalb der Marktkommunikation automatisiert und stellen die korrekte Ermittlung der abrechnungsrelevanten Größen innerhalb der vorgegebenen Fristen sicher. Für Messstellenbetreiber sind diese Einflussfaktoren mangels Kenntnis der Netztopologie sowie der aktuellen Netzfahrweise nicht bestimmbar. Die Etablierung zusätzlicher Prozesse zur Datenübermittlung zwischen Netzbetreiber und Messstellenbetreiber bringt prozessual keinerlei Vorteile, verzögert die Ermittlung der Abrechnungswerte durch zusätzliche Prozessschleifen insbesondere im Fehlerfall deutlich und splittet die Prozessverantwortung im Sinne des Eichrechtes (Haftung für fehlerhafte Messwerte gegenüber Messwertverwendern im Sinne § 33 MessEG) undefiniert auf. Die zu erwartenden Clearingprozesse werden dadurch unnötig weiter verkompliziert.</p> <p>Eine Abkehr von der bisherigen Aufbereitung und Verteilung der Messwerte würde die Prozesskomplexität erhöhen und damit ebenfalls die einhergehende Kostenentwicklung. Denn jeder zusätzliche Prozessschritt benötigt auch einen weiteren Prozess für die Korrekturabstimmung. Diese Abstimmung kann von beiden Beteiligten (MSB und VNB) unabhängig voneinander ausgelöst werden, beeinflusst sich jedoch gegenseitig.</p> <p>Die physikalischen Abhängigkeiten sind definiert: Basierend auf den gemessenen Volumen werden im Anschluss die abrechnungsrelevanten Brennwerte rechnerisch ermittelt. Auf Basis dieser berechneten Brennwerte berechnet sich die jeweilige (entnommene) Energie.</p>	

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
<p>Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:</p> <p>2) im Backend des verantwortlichen Marktbeteiligten</p>	<p>Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor ist unter den gegebenen technischen Rahmenbedingungen im Smart Meter Gateway (SMGW) nicht möglich und muss im Backend des Netzbetreibers erfolgen.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sternförmig aus dem Smart-Meter-Gateway(SMGw) verteilte Messwerte in Betriebs-/Normkubikmetern sind auf der Empfängerseite (beim Berechtigten) erst mittels des für den Betrachtungszeitraum zugehörigen Brennwertes zur Abrechnung und Bilanzierung verwendbar.</li> <li>• Im SMGW können nach der aktuellen Technischen Richtlinie (TR) des BSI keine historischen Werte abgelegt werden. Es gibt keine Zeitscheiben. Auch sind bisher keine gasspezifischen Berechnungsparameter vorgesehen; Brennwert und Zustandszahl können im Gateway nicht abgelegt und für Berechnungen herangezogen werden.</li> <li>• Eine untermonatliche Kommunikation von Lastgängen aus dem Gateway auf Basis von Mo-</li> </ul>	SW ME

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>natsbilanzierungsbrennwerten wäre nur möglich, wenn es sich um einen RLM-Kunden mit Mengenumwerter handelt und alle SMGW gleichzeitig am Monatsersten um 6.00 Uhr den Bilanzierungsbrennwert eingespielt bekämen, Letzteres ist jedoch nicht in der Technischen Richtlinie des BSI vorgesehen. (Grund: die Kommunikation zwischen Messgerät und SMGW läuft kontinuierlich. Da es keine Zeitscheiben im Gateway gibt, kann der Bilanzierungsbrennwert nicht im Vorfeld eingespielt werden und muss ab der 1. Minute des 1. Tages des Monats korrekt hinterlegt sein.) Eine untermonatliche Kommunikation von Lastgängen auf Basis von Tagesbilanzierungsbrennwerten wäre nur möglich, wenn es sich um einen RLM Kunden mit Mengenumwerter handelt und alle SMGW gleichzeitig täglich um 6.00 Uhr den Bilanzierungsbrennwert eingespielt bekämen, Auch dies ist jedoch in der Technischen Richtlinie des BSI nicht vorgesehen.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Abrechnungslastgänge von RLM-Kunden, untermonatliche Lastgänge von RLM-Kunden ohne Mengenumwerter oder Zählerstände von SLP-Kunden können aus oben Rahmenbedingungen nicht aus einem Gateway kommuniziert werden. Diese Daten können nur im Backend errechnet werden.</li> <li>• Wie oben dargestellt, würde die Verlagerung der Aufgabe – unabhängig davon ob sie im Backend oder im Gateway erfolgen soll – zusätzliche vertragliche Regelungen und die Anpassung bestehender vertraglicher Vereinbarungen erfordern (z. B. Haftungsregelungen).</li> </ul> <p>-----</p> <p>Weitere Argumente:</p> <p>Das DVGW Arbeitsblatt G685, als einzige vom Regelermittlungsausschuss anerkannte Regel der Technik zur Ermittlung der Verbrennungsenthalpie (Thermische Energie) von Gasen, definiert im Kapitel 7 umfangreiche Verfahren zur Ersatzwertbildung, welche in Form einer Anwendungsmatrix für abrechnungs-relevante Messgrößen in Form entsprechender Strategien und Anwendungsreihenfolgen definiert sind.</p> <p>Hierbei kommen u.a. Methoden zum Einsatz, welche andere, vergleichbare Messstellen bzw. Informationen aus geschlossenen Netzabschnitten verwenden oder die Berücksichtigung von Laufzeiten innerhalb der Netze voraussetzen. Kenntnisse der genauen Netztopologie sowie aktueller Netzschaltzustände sind hierbei Voraussetzung und entsprechend zu berücksichtigen. Auch im Falle der Verwendung historischer Daten für die Ersatzwertbildung liegen diese nur der Markt-rolle Netzbetreiber für zurückliegende Zeiträume vollständig vor.</p> <p>Die Komplexität dieser Verfahren, deren Anwendung im Übrigen die Ausbildung und Ernennung von entsprechenden Sachkundigen im Unternehmen zwingend voraussetzen, verhindert eine entsprechende Abbildung im Smart Meter Gateway (SMGW).</p>	

<b>Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung</b>	<b>Begründung einfügen</b>	<b>Kürzel einfügen</b>
	Aufgrund der oben dargestellten Abhängigkeiten von Volumenmesswerten des geeichten Gaszählers sowie dessen Zusatzeinrichtungen einerseits sowie den Gasbeschaffenheitskenngrößen andererseits, kann nur das Backendsystem des verantwortlichen Marktakteurs (sprich: Netzbetreibers) für Plausibilisierung, technische Mengenermittlung sowie Ersatzwertbildung abrechnungsrelevanter Messwerte im geschäftliche und amtlichen Verkehr Anwendung finden.	



## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.  
Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme ist nicht erforderlich.

Stadtwerte Stockach GmbH (SWS)

Herr Marco Hohmann

30.05.2017

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:  2) den Netzbetreiber	<p>Wir sprechen uns dafür aus, dass die Messwertaufbereitung, insbesondere Plausibilisierung, Ersatzwertbildung und Datenaufbereitung, in der Sparte Gas dem Netzbetreiber, aufgrund der Abhängigkeiten zu den Gasbeschaffungsdaten bzw. deren Einbeziehung in die Messwertaufbereitung, unter Anwendung der Festlegungsbevollmächtigung der Bundesnetzagentur des § 60 Abs. 2 MsbG und § 75 Nr. 4 MsbG, weiterhin zugeordnet bleibt.</p> <p>Die Messwertaufbereitung beim Netzbetreiber ist ein im Energiemarkt etablierter, funktionierender und effizienter Prozess. Dies ist u. a. dadurch bedingt, dass dem Netzbetreiber Brennwert und Zustandszahl ohnehin vorliegen. Eine Verlagerung der Messwertaufbereitung auf den Messstellenbetreiber würde funktionierende Prozesse sowie bestehende Synergien zerschlagen und</p> <ul style="list-style-type: none"><li>➔ weitreichende Anpassungen bestehender Prozesse sowie die Einführung zusätzlicher Datenaustauschvorgänge mit prozessualen Abhängigkeiten bedingen, ohne dass für den Markt ein Mehrwert generiert wird,</li><li>➔ die Prozesskomplexität steigern, dadurch die Fehleranfälligkeit der Geschäftsabläufe erhöhen sowie die ohnehin bereits engen Fristvorgaben für den Datenaustausch und die darauf aufbauenden Bilanzierungs- und Abrechnungsprozesse verschärfen,</li><li>➔ zu erheblichen zusätzlichen Implementierungs-, Betriebs- und Clearingaufwänden führen,</li><li>➔ zusätzliche Vertragswerke sowie die Anpassung bestehender vertraglicher Vereinbarungen erfordern (insbes. Haftungsregelungen).</li></ul> <p>Für nähere Erläuterungen zu diesen Aspekten verweisen wir auf das Positionierungspapier des BDEW vom 3. April 2017.</p>	SWS

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
<p>Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:</p> <p>2) im Backend des verantwortlichen Markt-beteiligten</p>	<p>Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor ist unter den gegebenen technischen Rahmenbedingungen im Smart Meter Gateway (SMGw) nicht möglich und muss im Backend des Netzbetreibers erfolgen.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sternförmig aus dem Smart-Meter-Gateway(SMGw) verteilte Messwerte in Betriebs-/Normkubikmetern sind auf der Empfängerseite (beim Berechtigten) erst mittels des für den Betrachtungszeitraum zugehörigen Brennwertes zur Abrechnung und Bilanzierung verwendbar.</li> <li>• Im SMGw können nach der aktuellen Technischen Richtlinie (TR) des BSI keine historischen Werte abgelegt werden. Es gibt keine Zeitscheiben. Auch sind bisher keine gasspezifischen Berechnungsparameter vorgesehen; Brennwert und Zustandszahl können im Gateway nicht abgelegt und für Berechnungen herangezogen werden.</li> <li>• Eine untermonatliche Kommunikation von Lastgängen aus dem Gateway auf Basis von Monatsbilanzierungsbrennwerten wäre nur möglich, wenn es sich um einen RLM-Kunden mit Mengenumwerter handelt und alle SMGw gleichzeitig am Monatsersten um 6.00 Uhr den Bilanzierungsbrennwert eingespielt bekämen, Letzteres ist jedoch nicht in der Technischen Richtlinie des BSI vorgesehen. (Grund: die Kommunikation zwischen Messgerät und SMGW läuft kontinuierlich. Da es keine Zeitscheiben im Gateway gibt, kann der Bilanzierungsbrennwert nicht im Vorfeld eingespielt werden und muss ab der 1. Minute des 1. Tages des Monats korrekt hinterlegt sein.) Eine untermonatliche Kommunikation von Lastgängen auf Basis von Tagesbilanzierungsbrennwerten wäre nur möglich, wenn es sich um einen RLM Kunden mit Mengenumwerter handelt und alle SMGw gleichzeitig täglich um 6.00 Uhr den Bilanzierungsbrennwert eingespielt bekämen, Auch dies ist jedoch in der Technischen Richtlinie des BSI nicht vorgesehen.</li> <li>• Abrechnungslastgänge von RLM-Kunden, untermonatliche Lastgänge von RLM-Kunden ohne Mengenumwerter oder Zählerstände von SLP-Kunden können aus oben Rahmenbedingungen nicht aus einem Gateway kommuniziert werden. Diese Daten können nur im Backend errechnet werden.</li> <li>• Wie oben dargestellt, würde die Verlagerung der Aufgabe – unabhängig davon ob sie im Backend oder im Gateway erfolgen soll – zusätzliche vertragliche Regelungen und die Anpassung bestehender vertraglicher Vereinbarungen erfordern (z. B. Haftungsregelungen).</li> </ul>	<p>SWS</p>

## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.  
Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme ist nicht erforderlich

ENRW Energieversorgung Rottweil GmbH & CO. KG (ENRW)

Christof Bilger (Abteilungsleiter Technischer Daten- und Netzservice)

30.05.2017

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
<p>Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:</p> <p>2) den Netzbetreiber</p>	<p>Die grundsätzlichen Abweichungen physikalischer und chemischer Natur zwischen Strom und Gas rechtfertigen eine spartenspezifische Ausprägung einzelner Prozesse, insb. die nun konsultierte Energiemengenenermittlung (Erhebung und Verteilung der Messwerte), über das Interimsmodell hinaus dauerhaft im Zielmodell ab 2020. Das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) trägt diesem Umstand bereits Rechnung (§ 60 Abs. 2 MsbG) und hat eine entsprechende Festlegungskompetenz der BNetzA (§ 75 MsbG) bereits angelegt.</p> <p>Basierend auf dem Mess- und Eichgesetz (MessEG) In Zusammenhang mit § 25 der Mess- und Eichverordnung (MessEV) wird die Verbrennungsenthalpie (Thermische Energie) von Gas in den überwiegenden Fällen aus wirtschaftlichen Gründen nicht direkt mit einem geeichten Messgerät gemessen, sondern auf der Basis geeichter Volumenmessgeräte unter Anwendung anerkannter Regeln der Technik (DVGW Arbeitsblatt G 685 mit entsprechenden Beiblättern, Arbeitsblatt G 486 sowie weitere technischer Richtlinien) ermittelt.</p> <p>Hierbei spielt neben den Zustandsgrößen Druck und Temperatur insbesondere die Gasbeschaffenheit eine entscheidende Rolle. Diese ist im Vorfeld des Betrachtungszeitraums nur unzureichend bekannt (Standardanalysen im Zustandsmengennummer, Verwendung von vorläufigen Brennwerten für Bilanzierungszwecke, etc.) und führt bei Abweichungen zur nachträglichen Korrektur vermeintlich korrekt gemessener Volumenmesswerte aus dem geeichten Messgerät (k-Zahl Korrektur nach G 486).</p> <p>Die Ermittlung von abrechnungsrelevanten Gasbeschaffenheitskenngrößen, u.a. dem Abrechnungsbrennwert, erfolgt für den jeweiligen Betrachtungszeitraum im Nachhinein durch den Netzbetreiber.</p>	<p>ENRW</p>

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>Innerhalb vorgegebener Fristen (GeLi Gas, Kooperationsvereinbarung) erfolgt diese Ermittlung im bisher abgestimmten Zusammenspiel zwischen den betroffenen (vorgelagerten) Netzbetreibern. Diese Prozesse sind im Markt etabliert, mittels der durch die BNetzA festgelegten prozessualen Abwicklung innerhalb der Marktkommunikation automatisiert und stellen die korrekte Ermittlung der abrechnungsrelevanten Größen innerhalb der vorgegebenen Fristen sicher.</p> <p>Für Messstellenbetreiber sind diese Einflussfaktoren mangels Kenntnis der Netztopologie sowie der aktuellen Netzfahrweise nicht bestimmbar. Die Etablierung zusätzlicher Prozesse zur Datenübermittlung zwischen Netzbetreiber und Messstellenbetreiber bringt prozessual keinerlei Vorteile, verzögert die Ermittlung der Abrechnungswerte durch zusätzliche Prozessschleifen insbesondere im Fehlerfall deutlich und splittet die Prozessverantwortung im Sinne des Eichrechtes (Haftung für fehlerhafte Messwerte gegenüber Messwertverwendern im Sinne § 33 MessEG) undefiniert auf. Die zu erwartenden Clearingprozesse werden dadurch unnötig weiter verkompliziert.</p> <p>Eine Abkehr von der bisherigen Aufbereitung und Verteilung der Messwerte würde die Prozesskomplexität erhöhen und damit ebenfalls die einhergehende Kostenentwicklung. Denn jeder zusätzliche Prozessschritt benötigt auch einen weiteren Prozess für die Korrekturabstimmung. Diese Abstimmung kann von beiden Beteiligten (MSB und VNB) unabhängig voneinander ausgelöst werden, beeinflusst sich jedoch gegenseitig.</p> <p>Die physikalischen Abhängigkeiten sind definiert: Basierend auf den gemessenen Volumen werden im Anschluss die abrechnungsrelevanten Brennwerte rechnerisch ermittelt. Auf Basis dieser berechneten Brennwerte berechnet sich die jeweilige (entnommene) Energie.</p> <p>Daher unterstützen wir vollständig das Positionspapier und die Synopse zur Ausgestaltung der Messwert-aufbereitung und – verteilung in der Sparte Gas des BDEWs vom 3. April 2017.</p>	

Verortung von Messwertaufbereitung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:	Das DVGW Arbeitsblatt G685, als einzige vom Regelmittlungsausschuss anerkannte Regel der Technik zur Ermittlung der Verbrennungsenthalpie (Thermische Energie) von Gasen, definiert im Kapitel 7 umfangreiche Verfahren zur Ersatzwertbildung, welche in Form einer Anwendungsmatrix für abrechnungsrelevante Messgrößen in Form entsprechender Strategien und Anwendungsreihenfolgen definiert sind.	ENRW

<b>Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und</b>	<b>Begründung einfügen</b>	<b>Kürzel einfügen</b>
2) Im Backend des verantwortlichen beteiligten	<p>Hierbei kommen u.a. Methoden zum Einsatz, welche andere, vergleichbare Messstellen bzw. Informationen aus geschlossenen Netzabschnitten verwenden oder die Berücksichtigung von Laufzeiten innerhalb der Netze voraussetzen. Kenntnisse der genauen Netztopologie sowie aktueller Netzschtaltzustände sind hierbei Voraussetzung und entsprechend zu berücksichtigen.</p> <p>Auch im Falle der Verwendung historischer Daten für die Ersatzwertbildung liegen diese nur der Marktrolle Netzbetreiber für zurückliegende Zeiträume vollständig vor.</p> <p>Die Komplexität dieser Verfahren, deren Anwendung Im Übrigen die Ausbildung und Ernennung von entsprechenden Sachkundigen im Unternehmen zwingend voraussetzen, verhindert eine entsprechende Abbildung im Smart Meter Gateway (SMGW).</p> <p>Aufgrund der oben dargestellten Abhängigkeiten von Volumenmesswerten des geeichten Gaszählers sowie dessen Zusatzeinrichtungen einerseits sowie den Gasbeschaffenheitskenngrößen andererseits, kann nur das Backendsystem des verantwortlichen Marktakteurs (sprich: Netzbetreibers) für Plausibilisierung, technische Mengenermittlung sowie Ersatzwertbildung abrechnungsrelevanter Messwerte Im geschäftliche und amtlichen Verkehr Anwendung finden.</p>	
<b>Standort Gasmessung nicht beim Smart Meter Gateway (SMGW)</b>	<b>Begründung einfügen</b>	<b>Kürzel einfügen</b>
	<p>Die Gasmessung ist in den allermeisten Fällen nicht in der Nähe des Smart Meter Gateway (SMGW) montiert. Das SMGW ist in der Regel beim Stromzähler Im Treppenhaus und der Gaszähler ist Im Heizungskeller montiert. Um diese beiden Teile der Messeinrichtung zu verbinden, muss dann eine Kommunikationsverbindung zwischen SMGW und Gasmessung hergestellt werden. Dazu müssen entweder Kabelverbindungen In der Kundenanlage erstellt oder eine entsprechende gesicherte Funkstrecke eingerichtet werden. Diese Maßnahmen führen zum einen zu Kosten und zum anderen werden auch Fragen zur Datensicherheit aufgeworfen.</p>	<b>ENRW</b>

Unterschiedliche Messstellenbetreiber (Gateway ist beim gMSB Strom)	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>Das Smart Meter Gateway ist dem grundzuständigen Messstellenbetreiber der Stromversorgung zugeordnet. Da es in vielen Gemeinden und Städten keinen einheitlichen Strom- und Gasnetzbetreiber gibt, sind zwei Netzbetreiber beim selben Kunden zuständig. Aufgrund der unterschiedlichen Ausgestaltungsmöglichkeiten des SMGW Administrators (Inhouse, Kooperation, Fremdvergabe, etc.) durch die jeweiligen Netzbetreiber müssten dann unterschiedliche Systeme Daten unterschiedlicher Sparten miteinander austauschen. Dies führt zu vielen individuellen Schnittstellen und auch Verantwortlichkeiten für die Güte der Daten.</p>	<b>ENRW</b>

## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.  
Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme ist nicht erforderlich.

WSW Netz GmbH (Kürzel: WSW)

Dr. Frank Pieper

30.05.2017

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:  2) den Netzbetreiber	<p>WSW spricht sich dafür aus, dass die Messwertaufbereitung, insbesondere Plausibilisierung, Ersatzwertbildung und Datenaufbereitung, in der Sparte Gas dem Netzbetreiber, aufgrund der Abhängigkeiten zu den Gasbeschaffungsdaten bzw. deren Einbeziehung in die Messwertaufbereitung, unter Anwendung der Festlegungsbevollmächtigung der Bundesnetzagentur des § 60 Abs. 2 MsbG und § 75 Nr. 4 MsbG, weiterhin zugeordnet bleibt.</p> <p>Die Messwertaufbereitung beim Netzbetreiber ist ein im Energiemarkt etablierter, funktionierender und effizienter Prozess. Dies ist u. a. dadurch bedingt, dass dem Netzbetreiber Brennwert und Zustandszahl ohnehin vorliegen. Eine Verlagerung der Messwertaufbereitung auf den Messstellenbetreiber würde funktionierende Prozesse sowie bestehende Synergien zerschlagen und</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• weitreichende Anpassungen bestehender Prozesse sowie die Einführung zusätzlicher Datenaustauschvorgänge mit prozessualen Abhängigkeiten bedingen, ohne dass für den Markt ein Mehrwert generiert wird,</li><li>• die Prozesskomplexität steigern, dadurch die Fehleranfälligkeit der Geschäftsabläufe erhöhen sowie die ohnehin bereits engen Fristvorgaben für den Datenaustausch und die darauf aufbauenden Bilanzierungs- und Abrechnungsprozesse verschärfen,</li><li>• zu erheblichen zusätzlichen Implementierungs-, Betriebs- und Clearingaufwänden führen,</li><li>• zusätzliche Vertragswerke sowie die Anpassung bestehender vertraglicher Vereinbarungen erfordern (insbes. Haftungsregelungen).</li></ul> <p>Für nähere Erläuterungen zu diesen Aspekten verweisen wir auf das Positionierungspapier des BDEW vom 3. April 2017.</p>	WSW

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
<p>Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:</p> <p>2) im Backend des verantwortlichen Markt-beteiligten</p>	<p>Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor ist unter den gegebenen technischen Rahmenbedingungen im Smart Meter Gateway (SMGW) nicht möglich und muss im Backend des Netzbetreibers erfolgen.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sternförmig aus dem Smart-Meter-Gateway(SMGw) verteilte Messwerte in Betriebs/Normkubikmetern sind auf der Empfängerseite (beim Berechtigten) erst mittels des für den Betrachtungszeitraum zugehörigen Brennwertes zur Abrechnung und Bilanzierung verwendbar.</li> <li>• Im SMGW können nach der aktuellen Technischen Richtlinie (TR) des BSI keine historischen Werte abgelegt werden. Es gibt keine Zeitscheiben. Auch sind bisher keine gasspezifischen Berechnungsparameter vorgesehen; Brennwert und Zustandszahl können im Gateway nicht abgelegt und für Berechnungen herangezogen werden.</li> <li>• Eine untermonatliche Kommunikation von Lastgängen aus dem Gateway auf Basis von Monatsbilanzierungsbrennwerten wäre nur möglich, wenn es sich um einen RLM-Kunden mit Mengenumwerter handelt und alle SMGW gleichzeitig am Monatsersten um 6.00 Uhr den Bilanzierungsbrennwert eingespielt bekämen, Letzteres ist jedoch nicht in der Technischen Richtlinie des BSI vorgesehen. (Grund: die Kommunikation zwischen Messgerät und SMGW läuft kontinuierlich. Da es keine Zeitscheiben im Gateway gibt, kann der Bilanzierungsbrennwert nicht im Vorfeld eingespielt werden und muss ab der 1. Minute des 1. Tages des Monats korrekt hinterlegt sein.) Eine untermonatliche Kommunikation von Lastgängen auf Basis von Tagesbilanzierungsbrennwerten wäre nur möglich, wenn es sich um einen RLM Kunden mit Mengenumwerter handelt und alle SMGW gleichzeitig täglich um 6.00 Uhr den Bilanzierungsbrennwert eingespielt bekämen. Auch dies ist jedoch in der Technischen Richtlinie des BSI nicht vorgesehen.</li> <li>• Abrechnungslastgänge von RLM-Kunden, untermonatliche Lastgänge von RLM-Kunden ohne Mengenumwerter oder Zählerstände von SLP-Kunden können aus oben genannten Rahmenbedingungen nicht aus einem Gateway kommuniziert werden. Diese Daten können nur im Backend errechnet werden.</li> <li>• Wie oben dargestellt würde die Verlagerung der Aufgabe – unabhängig davon, ob sie im Backend oder im Gateway erfolgen soll – zusätzliche vertragliche Regelungen und die Anpassung bestehender vertraglicher Vereinbarungen erfordern (z. B. Haftungsregelungen).</li> </ul>	WSW



Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>Die grundsätzlichen Abweichungen physikalischer und chemischer Natur zwischen Strom und Gas rechtfertigen eine spartenspezifische Ausprägung einzelner Prozesse, insb. die nun konsultierte Energiemengenermittlung (Erhebung und Verteilung der Messwerte), über das Interimsmodell hinaus dauerhaft im Zielmodell ab 2020. Das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) trägt diesem Umstand bereits Rechnung (§ 60 Abs. 2 MsbG) und hat eine entsprechende Festlegungskompetenz der BNetzA (§ 75 MsbG) bereits angelegt.</p> <p>Basierend auf dem Mess- und Eichgesetz (MessEG) in Zusammenhang mit § 25 der Mess- und Eichverordnung (MessEV) wird die Verbrennungsenthalpie (Thermische Energie) von Gas in den überwiegenden Fällen aus wirtschaftlichen Gründen nicht direkt mit einem geeichten Messgerät gemessen, sondern auf der Basis geeichter Volumenmessgeräte unter Anwendung der anerkannten Regeln der Technik (DVGW Arbeitsblatt G 685 mit entsprechenden Beiblättern, Arbeitsblatt G 486 sowie weitere technischer Richtlinien) ermittelt.</p> <p>Hierbei spielt neben den Zustandsgrößen Druck und Temperatur insbesondere die Gasbeschaffenheit eine entscheidende Rolle. Diese ist im Vorfeld des Betrachtungszeitraums nur unzureichend bekannt (Standardanalysen im Zustandsmengenumwerter, Verwendung von vorläufigen Brennwerten für Bilanzierungszwecke, etc.) und führt bei Abweichungen zur nachträglichen Korrektur vermeintlich korrekt gemessener Volumenmesswerte aus dem geeichten Messgerät (k-Zahl Korrektur nach G 486).</p> <p>Die Ermittlung von abrechnungsrelevanten Gasbeschaffenheitskenngößen, u.a. dem Abrechnungsbrennwert, erfolgt für den jeweiligen Betrachtungszeitraum im Nachhinein durch den Netzbetreiber.</p> <p>Innerhalb vorgegebener Fristen (GeLi Gas, Kooperationsvereinbarung) erfolgt diese Ermittlung im bisher abgestimmten Zusammenspiel zwischen den betroffenen (vorgelagerten) Netzbetreibern. Diese Prozesse sind im Markt etabliert, mittels der durch die BNetzA festgelegten prozessualen Abwicklung innerhalb der Marktkommunikation automatisiert und stellen die korrekte Ermittlung der abrechnungsrelevanten Größen innerhalb der vorgegebenen Fristen sicher.</p> <p>Für Messstellenbetreiber sind diese Einflussfaktoren mangels Kenntnis der Netztopologie sowie der aktuellen Netzfahrweise nicht bestimmbar. Die Etablierung zusätzlicher Prozesse zur Datenübermittlung zwischen Netzbetreiber und Messstellenbetreiber bringt prozessual keinerlei Vorteile, verzö-</p>	

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>gert die Ermittlung der Abrechnungswerte durch zusätzliche Prozessschleifen insbesondere im Fehlerfall deutlich und splittet die Prozessverantwortung im Sinne des Eichrechtes (Haftung für fehlerhafte Messwerte gegenüber Messwertverwendern im Sinne § 33 MessEG) undefiniert auf. Die zu erwartenden Clearingprozesse werden dadurch unnötig weiter verkompliziert.</p> <p>Eine Abkehr von der bisherigen Aufbereitung und Verteilung der Messwerte würde die Prozesskomplexität erhöhen und damit ebenfalls die einhergehende Kostenentwicklung. Denn jeder zusätzliche Prozessschritt benötigt auch einen weiteren Prozess für die Korrekturabstimmung. Diese Abstimmung kann von beiden Beteiligten (MSB und VNB) unabhängig voneinander ausgelöst werden, beeinflusst sich jedoch gegenseitig.</p> <p>Die physikalischen Abhängigkeiten sind definiert: Basierend auf den gemessenen Volumen werden im Anschluss die abrechnungsrelevanten Brennwerte rechnerisch ermittelt. Auf Basis dieser berechneten Brennwerte berechnet sich die jeweilige (entnommene) Energie.</p> <p>Daher unterstützen wir vollständig das Positionspapier und die Synopse zur Ausgestaltung der Messwertaufbereitung und – verteilung in der Sparte Gas des BDEWs vom 3. April 2017.</p> <p>Das DVGW Arbeitsblatt G685, als einzige vom Regelermittlungsausschuss anerkannte Regel der Technik zur Ermittlung der Verbrennungsenthalpie (Thermische Energie) von Gasen, definiert im Kapitel 7 umfangreiche Verfahren zur Ersatzwertbildung, welche in Form einer Anwendungsmatrix für abrechnungsrelevante Messgrößen in Form entsprechender Strategien und Anwendungsreihenfolgen definiert sind.</p> <p>Hierbei kommen u.a. Methoden zum Einsatz, welche andere, vergleichbare Messstellen bzw. Informationen aus geschlossenen Netzabschnitten verwenden oder die Berücksichtigung von Laufzeiten innerhalb der Netze voraussetzen. Kenntnisse der genauen Netztopologie sowie aktueller Netzschtaltzustände sind hierbei Voraussetzung und entsprechend zu berücksichtigen.</p> <p>Auch im Falle der Verwendung historischer Daten für die Ersatzwertbildung liegen diese nur der Marktrolle Netzbetreiber für zurückliegende Zeiträume vollständig vor. Die Komplexität dieser Verfahren, deren Anwendung im Übrigen die Ausbildung und Ernennung von entsprechenden Sachkundigen im Unternehmen zwingend voraussetzen, verhindert eine entsprechende Abbildung im Smart Meter Gateway (SMGW).</p>	

<b>Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung</b>	<b>Begründung einfügen</b>	<b>Kürzel einfügen</b>
	Aufgrund der oben dargestellten Abhängigkeiten von Volumenmesswerten des geeichten Gaszählers sowie dessen Zusatzeinrichtungen einerseits sowie den Gasbeschaffenheitskenngrößen andererseits, kann nur das Backendsystem des verantwortlichen Marktakteurs (sprich: Netzbetreibers) für Plausibilisierung, technische Mengenermittlung sowie Ersatzwertbildung abrechnungsrelevanter Messwerte im geschäftlichen und amtlichen Verkehr Anwendung finden.	

## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.

Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme ist nicht erforderlich.

Gemeindewerke Hohenwestedt GmbH, Am Gaswerk 8, 24594 Hohenwestedt

Frank Beck

31.05.2017

<p><b>Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:</b></p> <p><b>2) den Netzbetreiber</b></p>	<p>Die grundsätzlichen Abweichungen physikalischer und chemischer Natur zwischen Strom und Gas rechtfertigen eine spartenspezifische Ausprägung einzelner Prozesse, insb. die nun konsultierte Energiemengenermittlung (Erhebung und Verteilung der Messwerte), über das Interimsmodell hinaus dauerhaft im Zielmodell ab 2020. Das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) trägt diesem Umstand bereits Rechnung (§ 60 Abs. 2 MsbG) und hat eine entsprechende Festlegungskompetenz der BNetzA (§ 75 MsbG) bereits angelegt.</p> <p>Basierend auf dem Mess- und Eichgesetz (MessEG) in Zusammenhang mit § 25 der Mess- und Eichverordnung (MessEV) wird die Verbrennungsenthalpie (Thermische Energie) von Gas in den überwiegenden Fällen aus wirtschaftlichen Gründen nicht direkt mit einem geeichten Messgerät gemessen, sondern auf der Basis geeichter Volumenmessgeräte unter Anwendung anerkannter Regeln der Technik (DVGW Arbeitsblatt G 685 mit entsprechenden Beiblättern, Arbeitsblatt G 486 sowie weitere technischer Richtlinien) ermittelt.</p> <p>Hierbei spielt neben den Zustandsgrößen Druck und Temperatur insbesondere die Gasbeschaffenheit eine entscheidende Rolle. Diese ist im Vorfeld des Betrachtungszeitraums nur unzureichend bekannt (Standardanalysen im Zustandsmengennummerer, Verwendung von vorläufigen Brennwerten für Bilanzierungszwecke, etc.) und führt bei Abweichungen zur nachträglichen Korrektur vermeintlich korrekt gemessener Volumenmesswerte aus dem geeichten Messgerät (k-Zahl Korrektur nach G 486).</p> <p>Die Ermittlung von abrechnungsrelevanten Gasbeschaffenheitskenngrößen, u.a. dem Abrechnungsbrennwert, erfolgt für den jeweiligen Betrachtungszeitraum im Nachhinein durch den Netzbetreiber.</p>
---	---

	<p>Innerhalb vorgegebener Fristen (GeLi Gas, Kooperationsvereinbarung) erfolgt diese Ermittlung im bisher abgestimmten Zusammenspiel zwischen den betroffenen (vorgelagerten) Netzbetreibern. Diese Prozesse sind im Markt etabliert, mittels der durch die BNetzA festgelegten prozessualen Abwicklung innerhalb der Marktkommunikation automatisiert und stellen die korrekte Ermittlung der abrechnungsrelevanten Größen innerhalb der vorgegebenen Fristen sicher.</p> <p>Für Messstellenbetreiber sind diese Einflussfaktoren mangels Kenntnis der Netztopologie sowie der aktuellen Netzfahrweise nicht bestimmbar. Die Etablierung zusätzlicher Prozesse zur Datenübermittlung zwischen Netzbetreiber und Messstellenbetreiber bringt prozessual keinerlei Vorteile, verzögert die Ermittlung der Abrechnungswerte durch zusätzliche Prozessschleifen insbesondere im Fehlerfall deutlich und splittet die Prozessverantwortung im Sinne des Eichrechtes (Haftung für fehlerhafte Messwerte gegenüber Messwertverwendern im Sinne § 33 MessEG) undefiniert auf. Die zu erwartenden Clearingprozesse werden dadurch unnötig weiter verkompliziert.</p> <p>Eine Abkehr von der bisherigen Aufbereitung und Verteilung der Messwerte würde die Prozesskomplexität erhöhen und damit ebenfalls die einhergehende Kostenentwicklung. Denn jeder zusätzliche Prozessschritt benötigt auch einen weiteren Prozess für die Korrekturabstimmung. Diese Abstimmung kann von beiden Beteiligten (MSB und VNB) unabhängig voneinander ausgelöst werden, beeinflusst sich jedoch gegenseitig.</p> <p>Die physikalischen Abhängigkeiten sind definiert: Basierend auf den gemessenen Volumen werden im Anschluss die abrechnungsrelevanten Brennwerte rechnerisch ermittelt. Auf Basis dieser berechneten Brennwerte berechnet sich die jeweilige (entnommene) Energie.</p> <p>Daher unterstützen wir vollständig das Positionspapier und die Synopse zur Ausgestaltung der Messwertaufbereitung und – verteilung in der Sparte Gas des BDEWs vom 3. April 2017.</p>
<p><b>Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:</b></p>	<p>Das DVGW Arbeitsblatt G685, als einzige vom Regelermittlungsausschuss anerkannte Regel der Technik zur Ermittlung der Verbrennungsenthalpie (Thermische Energie) von Gasen, definiert im Kapitel 7 umfangreiche Verfahren zur Ersatzwertbildung, welche in Form einer Anwendungsmatrix für abrechnungsrelevante Messgrößen in Form entsprechender Strategien und Anwendungsreihenfolgen definiert sind.</p>

<p><b>2) im Backend des verantwortlichen Markt-beteiligten</b></p>	<p>Hierbei kommen u.a. Methoden zum Einsatz, welche andere, vergleichbare Messstellen bzw. Informationen aus geschlossenen Netzabschnitten verwenden oder die Berücksichtigung von Laufzeiten innerhalb der Netze voraussetzen. Kenntnisse der genauen Netztopologie sowie aktueller Netzschtaltzustände sind hierbei Voraussetzung und entsprechend zu berücksichtigen.</p> <p>Auch im Falle der Verwendung historischer Daten für die Ersatzwertbildung liegen diese nur der Marktrolle Netzbetreiber für zurückliegende Zeiträume vollständig vor. Die Komplexität dieser Verfahren, deren Anwendung im Übrigen die Ausbildung und Ernennung von entsprechenden Sachkundigen im Unternehmen zwingend voraussetzen, verhindert eine entsprechende Abbildung im Smart Meter Gateway (SMGW).</p> <p>Aufgrund der oben dargestellten Abhängigkeiten von Volumenmesswerten des geeichten Gaszählers sowie dessen Zusatzeinrichtungen einerseits sowie den Gasbeschafftheitskenngrößen andererseits, kann nur das Backendsystem des verantwortlichen Marktakteurs (sprich: Netzbetreibers) für Plausibilisierung, technische Mengenermittlung sowie Ersatzwertbildung abrechnungsrelevanter Messwerte im geschäftliche und amtlichen Verkehr Anwendung finden.</p>
--	---

## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.  
Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme ist nicht erforderlich **[Unzutreffendes bitte löschen]**.

[Stadtwerke Ditzingen GmbH & Co. KG, SWD]

[Norman Tietz]

[30.05.2017]

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:  2) den Netzbetreiber  <b>[Unzutreffendes bitte löschen]</b>	Die grundsätzlichen Abweichungen physikalischer und chemischer Natur zwischen Strom und Gas rechtfertigen eine spartenspezifische Ausprägung einzelner Prozesse, insb. die nun konsultierte Energiemengenermittlung (Erhebung und Verteilung der Messwerte), über das Interimsmodell hinaus dauerhaft im Zielmodell ab 2020. Das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) trägt diesem Umstand bereits Rechnung (§ 60 Abs. 2 MsbG) und hat eine entsprechende Festlegungskompetenz der BNetzA (§ 75 MsbG) bereits angelegt. Basierend auf dem Mess- und Eichgesetz (MessEG) in Zusammenhang mit § 25 der Mess- und Eichverordnung (MessEV) wird die Verbrennungsenthalpie (Thermische Energie) von Gas in den überwiegenden Fällen aus wirtschaftlichen Gründen nicht direkt mit einem geeichten Messgerät gemessen, sondern auf der Basis geeichter Volumenmessgeräte unter Anwendung anerkannter Regeln der Technik (DVGW Arbeitsblatt G 685 mit entsprechenden Beiblättern, Arbeitsblatt G 486 sowie weitere technischer Richtlinien) ermittelt. Hierbei spielt neben den Zustandsgrößen Druck und Temperatur insbesondere die Gasbeschaffenheit eine entscheidende Rolle. Diese ist im Vorfeld des Betrachtungszeitraums nur unzureichend bekannt (Standardanalysen im Zustandsmengenumwerter, Verwendung von vorläufigen Brennwerten für Bilanzierungszwecke, etc.) und führt bei Abweichungen zur nachträglichen Korrektur vermeintlich korrekt gemessener Volumenmesswerte aus dem geeichten Messgerät (k-Zahl Korrektur nach G 486). Die Ermittlung von abrechnungsrelevanten Gasbeschaffenheitskenngrößen, u.a. dem Abrechnungsbrennwert, erfolgt für den jeweiligen Betrachtungszeitraum im Nachhinein durch den Netzbetreiber. Innerhalb vorgegebener Fristen (GeLi Gas, Kooperationsvereinbarung) erfolgt diese Ermittlung im bisher abgestimmten Zusammenspiel zwischen den betroffenen (vorgelagerten) Netzbetreibern. Diese Prozesse sind im Markt etabliert, mittels der durch die BNetzA festgelegten prozessualen Abwicklung innerhalb	SWD

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>der Marktkommunikation automatisiert und stellen die korrekte Ermittlung der abrechnungsrelevanten Größen innerhalb der vorgegebenen Fristen sicher.</p> <p>Für Messstellenbetreiber sind diese Einflussfaktoren mangels Kenntnis der Netztopologie sowie der aktuellen Netzfahrweise nicht bestimmbar. Die Etablierung zusätzlicher Prozesse zur Datenübermittlung zwischen Netzbetreiber und Messstellenbetreiber bringt prozessual keinerlei Vorteile, verzögert die Ermittlung der Abrechnungswerte durch zusätzliche Prozessschleifen insbesondere im Fehlerfall deutlich und splittet die Prozessverantwortung im Sinne des Eichrechtes (Haftung für fehlerhafte Messwerte gegenüber Messwertverwendern im Sinne § 33 MessEG) undefiniert auf. Die zu erwartenden Clearingprozesse werden dadurch unnötig weiter verkompliziert.</p> <p>Eine Abkehr von der bisherigen Aufbereitung und Verteilung der Messwerte würde die Prozesskomplexität erhöhen und damit ebenfalls die einhergehende Kostenentwicklung. Denn jeder zusätzliche Prozessschritt benötigt auch einen weiteren Prozess für die Korrekturabstimmung. Diese Abstimmung kann von beiden Beteiligten (MSB und VNB) unabhängig voneinander ausgelöst werden, beeinflusst sich jedoch gegenseitig.</p> <p>Die physikalischen Abhängigkeiten sind definiert: Basierend auf den gemessenen Volumen werden im Anschluss die abrechnungsrelevanten Brennwerte rechnerisch ermittelt. Auf Basis dieser berechneten Brennwerte berechnet sich die jeweilige (entnommene) Energie.</p> <p>Daher unterstützen wir vollständig das Positionspapier und die Synopse zur Ausgestaltung der Messwertaufbereitung und -verteilung in der Sparte Gas des BDEWs vom 3. April 2017.</p>	

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
<p>Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:</p> <p>2) im Backend des verantwortlichen Markt-beteiligten</p> <p><b>[Unzutreffendes bitte löschen]</b></p>	<p>Das DVGW Arbeitsblatt G685, als einzige vom Regelermittlungsausschuss anerkannte Regel der Technik zur Ermittlung der Verbrennungsenthalpie (Thermische Energie) von Gasen, definiert im Kapitel 7 umfangreiche Verfahren zur Ersatzwertbildung, welche in Form einer Anwendungsmatrix für abrechnungsrelevante Messgrößen in Form entsprechender Strategien und Anwendungsreihenfolgen definiert sind. Hierbei kommen u.a. Methoden zum Einsatz, welche andere, vergleichbare Messstellen bzw. Informationen aus geschlossenen Netzabschnitten verwenden oder die Berücksichtigung von Laufzeiten innerhalb der Netze voraussetzen. Kenntnisse der genauen Netztopologie sowie aktueller Netzschaltzustände sind hierbei Voraussetzung und entsprechend zu berücksichtigen.</p> <p>Auch im Falle der Verwendung historischer Daten für die Ersatzwertbildung liegen diese nur der Marktrolle Netzbetreiber für zurückliegende Zeiträume vollständig vor.</p> <p>Die Komplexität dieser Verfahren, deren Anwendung im Übrigen die Ausbildung und Ernennung von entsprechenden Sachkundigen im Unternehmen zwingend voraussetzen, verhindert eine entsprechen-</p>	



<b>Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung</b>	<b>Begründung einfügen</b>	<b>Kürzel einfügen</b>
	de Abbildung im Smart Meter Gateway (SMGW). Aufgrund der oben dargestellten Abhängigkeiten von Volumenmesswerten des geeichten Gaszählers sowie dessen Zusatzeinrichtungen einerseits sowie den Gasbeschaffenheitskenngößen andererseits, kann nur das Backendsystem des verantwortlichen Marktakteurs (sprich: Netzbetreibers) für Plausibilisierung, technische Mengenermittlung sowie Ersatzwertbildung abrechnungsrelevanter Messwerte im geschäftliche und amtlichen Verkehr Anwendung finden.	

## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.  
Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme ist nicht erforderlich.

SWE Netz GmbH (Erfurt)

Herr Tino Hummel

30.05.2017

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:  2) den Netzbetreiber	<p>Die grundsätzlichen Abweichungen physikalischer und chemischer Natur zwischen Strom und Gas rechtfertigen eine spartenspezifische Ausprägung einzelner Prozesse, insb. die nun konsultierte Energiemengenermittlung (Erhebung und Verteilung der Messwerte), über das Interimsmodell hinaus dauerhaft im Zielmodell ab 2020. Das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) trägt diesem Umstand bereits Rechnung (§ 60 Abs. 2 MsbG) und hat eine entsprechende Festlegungskompetenz der BNetzA (§ 75 MsbG) bereits angelegt.</p> <p>Basierend auf dem Mess- und Eichgesetz (MessEG) in Zusammenhang mit § 25 der Mess- und Eichverordnung (MessEV) wird die Verbrennungsenthalpie (Thermische Energie) von Gas in den überwiegenden Fällen aus wirtschaftlichen Gründen nicht direkt mit einem geeichten Messgerät gemessen, sondern auf der Basis geeichter Volumenmessgeräte unter Anwendung anerkannter Regeln der Technik (DVGW Arbeitsblatt G 685 mit entsprechenden Beiblättern, Arbeitsblatt G 486 sowie weitere technischer Richtlinien) ermittelt.</p> <p>Hierbei spielt neben den Zustandsgrößen Druck und Temperatur insbesondere die Gasbeschaffenheit eine entscheidende Rolle. Diese ist im Vorfeld des Betrachtungszeitraums nur unzureichend bekannt (Standardanalysen im Zustandsmengenumwerter, Verwendung von vorläufigen Brennwerten für Bilanzierungszwecke, etc.) und führt bei Abweichungen zur nachträglichen Korrektur vermeintlich korrekt gemessener Volumenmesswerte aus dem geeichten Messgerät (k-Zahl Korrektur nach G 486).</p> <p>Die Ermittlung von abrechnungsrelevanten Gasbeschaffenheitskenngrößen, u.a. dem Abrechnungsbrennwert, erfolgt für den jeweiligen Betrachtungszeitraum im Nachhinein durch den Netzbetreiber.</p>	

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>Innerhalb vorgegebener Fristen (GeLi Gas, Kooperationsvereinbarung) erfolgt diese Ermittlung im bisher abgestimmten Zusammenspiel zwischen den betroffenen (vorgelagerten) Netzbetreibern. Diese Prozesse sind im Markt etabliert, mittels der durch die BNetzA festgelegten prozessualen Abwicklung innerhalb der Marktkommunikation automatisiert und stellen die korrekte Ermittlung der abrechnungsrelevanten Größen innerhalb der vorgegebenen Fristen sicher.</p> <p>Für Messstellenbetreiber sind diese Einflussfaktoren mangels Kenntnis der Netztopologie sowie der aktuellen Netzfahrweise nicht bestimmbar. Die Etablierung zusätzlicher Prozesse zur Datenübermittlung zwischen Netzbetreiber und Messstellenbetreiber bringt prozessual keinerlei Vorteile, verzögert die Ermittlung der Abrechnungswerte durch zusätzliche Prozessschleifen insbesondere im Fehlerfall deutlich und splittet die Prozessverantwortung im Sinne des Eichrechtes (Haftung für fehlerhafte Messwerte gegenüber Messwertverwendern im Sinne § 33 MessEG) undefiniert auf. Die zu erwartenden Clearingprozesse werden dadurch unnötig weiter verkompliziert.</p> <p>Eine Abkehr von der bisherigen Aufbereitung und Verteilung der Messwerte würde die Prozesskomplexität erhöhen und damit ebenfalls die einhergehende Kostenentwicklung. Denn jeder zusätzliche Prozessschritt benötigt auch einen weiteren Prozess für die Korrekturabstimmung. Diese Abstimmung kann von beiden Beteiligten (MSB und VNB) unabhängig voneinander ausgelöst werden, beeinflusst sich jedoch gegenseitig.</p> <p>Die physikalischen Abhängigkeiten sind definiert: Basierend auf den gemessenen Volumen werden im Anschluss die abrechnungsrelevanten Brennwerte rechnerisch ermittelt. Auf Basis dieser berechneten Brennwerte berechnet sich die jeweilige (entnommene) Energie.</p> <p>Daher unterstützen wir vollständig das Positionspapier und die Synopse zur Ausgestaltung der Messwertaufbereitung und -verteilung in der Sparte Gas des BDEWs vom 3. April 2017.</p>	

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:	Das DVGW Arbeitsblatt G685, als einzige vom Regelermittlungsausschuss anerkannte Regel der Technik zur Ermittlung der Verbrennungsenthalpie (Thermische Energie) von Gasen, definiert im Kapitel 7 umfangreiche Verfahren zur Ersatzwertbildung, welche in Form einer Anwendungsmatrix für abrechnungsrelevante Messgrößen in Form entsprechender Strategien und Anwendungsreihenfolgen definiert sind.	

<b>Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung</b>	<b>Begründung einfügen</b>	<b>Kürzel einfügen</b>
2) im Backend des verantwortlichen Marktbeteiligten	<p>Hierbei kommen u.a. Methoden zum Einsatz, welche andere, vergleichbare Messstellen bzw. Informationen aus geschlossenen Netzabschnitten verwenden oder die Berücksichtigung von Laufzeiten innerhalb der Netze voraussetzen. Kenntnisse der genauen Netztopologie sowie aktueller Netzschaltzustände sind hierbei Voraussetzung und entsprechend zu berücksichtigen.</p> <p>Auch im Falle der Verwendung historischer Daten für die Ersatzwertbildung liegen diese nur der Marktrolle Netzbetreiber für zurückliegende Zeiträume vollständig vor. Die Komplexität dieser Verfahren, deren Anwendung im Übrigen die Ausbildung und Ernennung von entsprechenden Sachkundigen im Unternehmen zwingend voraussetzen, verhindert eine entsprechende Abbildung im Smart Meter Gateway (SMGW).</p> <p>Aufgrund der oben dargestellten Abhängigkeiten von Volumenmesswerten des geeichten Gaszählers sowie dessen Zusatzeinrichtungen einerseits sowie den Gasbeschaffenhheitskenngößen andererseits, kann nur das Backendsystem des verantwortlichen Marktakteurs (sprich: Netzbetreibers) für Plausibilisierung, technische Mengenermittlung sowie Ersatzwertbildung abrechnungsrelevanter Messwerte im geschäftliche und amtlichen Verkehr Anwendung finden.</p>	

## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.

[Stadtwerke Schkeuditz GmbH]

[Ingolf Gutsche]

[30.05.2017]

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:  2) den Netzbetreiber  [Unzutreffendes bitte löschen]	Kein Wettbewerbsrechtlicher Konflikt gMSB als Netzbereiber sichert alle Kompetenzen zu Keine Trennung der Marktrolle MsB Gas für fernauslesbare Gaszähler / Zuständigkeit beim MsB Strom für nichtfernauslesbare Gaszähler Netzbetreiber Gas Erfüllung der Anforderungen lt. G 685 Keine Änderungen an der bestehenden Infrastruktur nötig Gesamte Marktkommunikation kann unverändert beibehalten werden	

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:  2) im Backend des verantwortlichen Marktbeteiligten  [Unzutreffendes bitte löschen]	Brennwerte / Z-Zahl etc. liegen bereits alle beim gMSB (Netzbetreiber) z.Z. techn. nicht verfügbare Funktionalitäten der Messwertaufbereitung im Gateway	

## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.  
Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme ist nicht erforderlich.

münsterNETZ GmbH

Andreas Wunderer, Geschäftsführer

31.05.2017

Unternehmen

Name des Stellungnehmenden

Datum

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:  2) den Netzbetreiber	<p>Die grundsätzlichen Abweichungen physikalischer und chemischer Natur zwischen Strom und Gas rechtfertigen eine spartenspezifische Ausprägung einzelner Prozesse, insb. die nun konsultierte Energiemengenermittlung (Erhebung und Verteilung der Messwerte), über das Interimsmodell hinaus dauerhaft im Zielmodell ab 2020. Das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) trägt diesem Umstand bereits Rechnung (§ 60 Abs. 2 MsbG) und hat eine entsprechende Festlegungskompetenz der BNetzA (§ 75 MsbG) bereits angelegt.</p> <p>Basierend auf dem Mess- und Eichgesetz (MessEG) in Zusammenhang mit § 25 der Mess- und Eichverordnung (MessEV) wird die Verbrennungsenthalpie (Thermische Energie) von Gas in den überwiegenden Fällen aus wirtschaftlichen Gründen nicht direkt mit einem geeichten Messgerät gemessen, sondern auf der Basis geeichter Volumenmessgeräte unter Anwendung anerkannter Regeln der Technik (DVGW Arbeitsblatt G 685 mit entsprechenden Beiblättern, Arbeitsblatt G 486 sowie weitere technischer Richtlinien) ermittelt.</p> <p>Hierbei spielt neben den Zustandsgrößen Druck und Temperatur insbesondere die Gasbeschaffenheit eine entscheidende Rolle. Diese ist im Vorfeld des Betrachtungszeitraums nur unzureichend bekannt (Standardanalysen im Zustandsmengenumberter, Verwendung von vorläufigen Brennwerten für Bilanzierungszwecke, etc.) und führt bei Abweichungen zur nachträglichen Korrektur vermeintlich korrekt gemessener Volumenmesswerte aus dem geeichten Messgerät (k-Zahl Korrektur nach G 486).</p>	münsterNETZ

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>Die Ermittlung von abrechnungsrelevanten Gasbeschaffheitskenngrößen, u.a. dem Abrechnungsbrennwert, erfolgt für den jeweiligen Betrachtungszeitraum im Nachhinein durch den Netzbetreiber. Innerhalb vorgegebener Fristen (GeLi Gas, Kooperationsvereinbarung) erfolgt diese Ermittlung im bisher abgestimmten Zusammenspiel zwischen den betroffenen (vorgelagerten) Netzbetreibern. Diese Prozesse sind im Markt etabliert, mittels der durch die BNetzA festgelegten prozessualen Abwicklung innerhalb der Marktkommunikation automatisiert und stellen die korrekte Ermittlung der abrechnungsrelevanten Größen innerhalb der vorgegebenen Fristen sicher.</p> <p>Für Messstellenbetreiber sind diese Einflussfaktoren mangels Kenntnis der Netztopologie sowie der aktuellen Netzfahrweise nicht bestimmbar. Die Etablierung zusätzlicher Prozesse zur Datenübermittlung zwischen Netzbetreiber und Messstellenbetreiber bringt prozessual keinerlei Vorteile, verzögert die Ermittlung der Abrechnungswerte durch zusätzliche Prozessschleifen insbesondere im Fehlerfall deutlich und splittet die Prozessverantwortung im Sinne des Eichrechtes (Haftung für fehlerhafte Messwerte gegenüber Messwertverwendern im Sinne § 33 MessEG) undefiniert auf. Es besteht die Gefahr, dass keine klare Verantwortung mehr im Sinne des Eichrechtes gegeben ist. Die zu erwartenden Clearingprozesse werden dadurch unnötig weiter verkompliziert.</p> <p>Eine Abkehr von der bisherigen Aufbereitung und Verteilung der Messwerte würde die Prozesskomplexität erhöhen und damit ebenfalls die einhergehende Kostenentwicklung. Denn jeder zusätzliche Prozessschritt benötigt auch einen weiteren Prozess für die Korrekturabstimmung. Diese Abstimmung kann von beiden Beteiligten (MSB und VNB) unabhängig voneinander ausgelöst werden, beeinflusst sich jedoch gegenseitig. Ein Mehrwert würde sich durch die Aufteilung der Aufgaben für den Markt nicht ergeben. Im Gegenteil: Für den Kunden entstehen unklare Zuständigkeiten.</p> <p>Die physikalischen Abhängigkeiten sind definiert: Basierend auf den gemessenen Volumen werden im Anschluss die abrechnungsrelevanten Brennwerte rechnerisch ermittelt. Auf Basis dieser berechneten Brennwerte berechnet sich die jeweilige (entnommene) Energie.</p> <p>Daher unterstützen wir vollständig das Positionspapier und die Synopse zur Ausgestaltung der Messwertaufbereitung und –verteilung in der Sparte Gas des BDEWs vom 3. April 2017.</p> <p>Die münsterNETZ GmbH spricht sich daher dafür aus, dass die Messwertaufbereitung, insbesondere Plausibilisierung, Ersatzwertbildung und Datenaufbereitung, in der Sparte Gas den Netzbetreiber weiterhin zugeordnet bleibt.</p>	

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
<p>Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs-)relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:</p> <p>2) im Backend des verantwortlichen Marktbeteiligten, dem Netzbetreiber</p>	<p>Das DVGW Arbeitsblatt G685, als einzige vom Regelermittlungsausschuss anerkannte Regel der Technik zur Ermittlung der Verbrennungsenthalpie (Thermische Energie) von Gasen, definiert im Kapitel 7 umfangreiche Verfahren zur Ersatzwertbildung, welche in Form einer Anwendungsmatrix für abrechnungsrelevante Messgrößen in Form entsprechender Strategien und Anwendungsreihenfolgen definiert sind.</p> <p>Hierbei kommen u.a. Methoden zum Einsatz, welche andere, vergleichbare Messstellen bzw. Informationen aus geschlossenen Netzabschnitten verwenden oder die Berücksichtigung von Laufzeiten innerhalb der Netze voraussetzen. Kenntnisse der genauen Netztopologie sowie aktueller Netzschaltzustände sind hierbei Voraussetzung und entsprechend zu berücksichtigen.</p> <p>Auch im Falle der Verwendung historischer Daten für die Ersatzwertbildung liegen diese nur der Marktrolle Netzbetreiber für zurückliegende Zeiträume vollständig vor. Die Komplexität dieser Verfahren, deren Anwendung im Übrigen die Ausbildung und Ernennung von entsprechenden Sachkundigen im Unternehmen <b>zwingend voraussetzen</b>, verhindert eine entsprechende Abbildung im Smart Meter Gateway (SMGW).</p> <p>Im SMGW können nach der aktuellen Technischen Richtlinie (TR) des BSI keine historischen Werte abgelegt werden. Es gibt keine Zeitscheiben. Auch sind bisher keine gasspezifischen Berechnungsparameter vorgesehen; Brennwert und Zustandszahl können im Gateway nicht abgelegt und für Berechnungen herangezogen werden.</p> <p>Eine untermonatliche Kommunikation von Lastgängen aus dem Gateway auf Basis von Monatsbilanzierungsbrennwerten wäre nur möglich, wenn es sich um einen RLM-Kunden mit Mengenumwerter handelt und alle SMGW gleichzeitig am Monatsersten um 6.00 Uhr den Bilanzierungsbrennwert eingespielt bekämen, Letzteres ist jedoch nicht in der Technischen Richtlinie des BSI vorgesehen. (Grund: die Kommunikation zwischen Messgerät und SMGW läuft kontinuierlich. Da es keine Zeitscheiben im Gateway gibt, kann der Bilanzierungsbrennwert nicht im Vorfeld eingespielt werden und muss ab der 1. Minute des 1. Tages des Monats korrekt hinterlegt sein.) Eine untermonatliche Kommunikation von Lastgängen auf Basis von Tagesbilanzierungsbrennwerten wäre nur möglich, wenn es sich um einen</p>	<p>münsterNETZ</p>



<b>Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung</b>	<b>Begründung einfügen</b>	<b>Kürzel einfügen</b>
	<p>RLM Kunden mit Mengenumwerter handelt und alle SMGw gleichzeitig täglich um 6.00 Uhr den Bilanzierungsbrennwert eingespielt bekämen, Auch dies ist jedoch in der Technischen Richtlinie des BSI nicht vorgesehen.</p> <p>Aufgrund der oben dargestellten Abhängigkeiten von Volumenmesswerten des geeichten Gaszählers sowie dessen Zusatzeinrichtungen einerseits sowie den Gasbeschaffenheitskenngößen andererseits, kann nur das Backendsystem des Netzbetreibers für Plausibilisierung, technische Mengenermittlung sowie Ersatzwertbildung abrechnungsrelevanter Messwerte im geschäftlichen und amtlichen Verkehr Anwendung finden.</p>	

## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Wir sind damit einverstanden, dass unsere Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.  
Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme ist nicht erforderlich.

VCI

Verband der Chemischen Industrie e.V.

31.05.2017

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:  1) den Messstellenbetreiber	Der VCI setzt voraus, dass wettbewerblich ausgewählte MSB - ebenso wie grundzuständige MSB - personenidentisch mit dem Netzbetreiber im Messgebiet sein können. Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollten durch den Messstellenbetreiber erfolgen, um analoge Prozesswege zum Smart-Metering im Strombereich herzustellen und somit ineffiziente Prozess- und Implementierungsdiversifizierung zu vermeiden. In Chemie- und Industrieparks kommen bereits seit vielen Jahren fast ausschließlich fernauslesbare Messeinrichtungen mit sog. registrierender Leistungsmessung (RLM) zum Einsatz. Auf diese Weise werden neben den regulierten Medien Strom und Erdgas über das gleiche Erfassungssystem weitere Medien wie Dampf, Druckluft, Kälte, technische Gase und Wasser in gleicher Qualität erfasst. Alle Daten (Verbrauchsdaten, Lastprofile) werden den Kunden elektronisch zur Verfügung gestellt (Datenreihen, visualisierte Darstellungen). Analoge Prozesswege würden entsprechende parallele Messabwicklungen mehrerer Medien über Smart-Meter-Gateways begünstigen. Letzteres stellt eine industrielle Perspektive zur Nutzung von Smart-Meter-Gateways dar.	VCI

<b>Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung</b>	<b>Begründung einfügen</b>	<b>Kürzel einfügen</b>
<p>Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:</p> <p>2) im Backend des verantwortlichen Marktbeteiligten</p>	<p>Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von abrechnungsrelevanten Daten sollte zunächst im Backend des verantwortlichen Marktbeteiligten erfolgen. Eine Abwicklung im Smart-Meter-Gateway würde - aufgrund der Komplexität der Prozesse – zu unverhältnismäßigem Implementierungsaufwand führen und wäre aus Sicht des VCI fehleranfällig.</p> <p>Für eine sinnvolle und qualitativ hochwertige Ersatzwertbildung sind zur Abbildung der Vielzahl von Möglichkeiten zahlreiche Algorithmen zu verwenden (von linearer Interpolation bis Vergleich mit (geeigneten) Vorperioden bei Batch-Prozessen). Dies wird in einem Universal-Gateway für Strom und Gas kaum sinnvoll umsetzbar sein. Daher sollte die Plausibilisierung und Ersatzwertbildung in einem zentralen Backend-System erfolgen, wo ggf. ergänzende sachdienliche Daten für diese Tätigkeit herangezogen werden können.</p> <p>Der VCI erwartet perspektivisch, im Zuge der technischen Weiterentwicklung, dass die Prozesse zukünftig anderweitig verortet werden können. Dies wird nach unserer Einschätzung möglicherweise nach Start des Zielmodells der Fall sein.</p>	VCI

## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.  
Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme lege ich bei / ist nicht erforderlich [Unzutreffendes bitte löschen].

Stadtwerke Sangerhausen GmbH, SWS

Olaf Wüstemann

[Unternehmensname und Kürzel]

[Name des Stellungnehmenden]

[31.05.2017]

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
<p>Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:</p> <p>2) den Netzbetreiber</p>	<p>Die grundsätzlichen Abweichungen physikalischer und chemischer Natur zwischen Strom und Gas rechtfertigen eine spartenspezifische Ausprägung einzelner Prozesse, insb. die nun konsultierte Energiemengenermittlung (Erhebung und Verteilung der Messwerte), über das Interimsmodell hinaus dauerhaft im Zielmodell ab 2020. Das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) trägt diesem Umstand bereits Rechnung (§ 60 Abs. 2 MsbG) und hat eine entsprechende Festlegungskompetenz der BNetzA (§ 75 MsbG) bereits angelegt.</p> <p>Basierend auf dem Mess- und Eichgesetz (MessEG) in Zusammenhang mit § 25 der Mess- und Eichverordnung (MessEV) wird die Verbrennungsenthalpie (Thermische Energie) von Gas in den überwiegenden Fällen aus wirtschaftlichen Gründen nicht direkt mit einem geeichten Messgerät gemessen, sondern auf der Basis geeichter Volumenmessgeräte unter Anwendung anerkannter Regeln der Technik (DVGW Arbeitsblatt G 685 mit entsprechenden Beiblättern, Arbeitsblatt G 486 sowie weitere technischer Richtlinien) ermittelt.</p> <p>Hierbei spielt neben den Zustandsgrößen Druck und Temperatur insbesondere die Gasbeschaffenheit eine entscheidende Rolle. Diese ist im Vorfeld des Betrachtungszeitraums nur unzureichend bekannt (Standardanalysen im Zustandsmengenumwerter, Verwendung von vorläufigen Brennwerten für Bilanzierungszwecke, etc.) und führt bei Abweichungen zur nachträglichen Korrektur vermeintlich korrekt gemessener Volumenmesswerte aus dem geeichten Messgerät (k-Zahl Korrektur nach G 486).</p> <p>Die Ermittlung von abrechnungsrelevanten Gasbeschaffenheitskenngrößen, u.a. dem Abrechnungsbrennwert, erfolgt für den jeweiligen Betrachtungszeitraum im Nachhinein durch den Netzbetreiber.</p>	<p>SWS</p>

## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.  
Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme ist nicht erforderlich.

N-ERGIE Aktiengesellschaft (N-ERGIE)

Rainer Kleedörfer

31.05.2017

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:  2) den Netzbetreiber	<p>Die grundsätzlichen Abweichungen physikalischer und chemischer Natur zwischen Strom und Gas rechtfertigen eine spartenspezifische Ausprägung einzelner Prozesse, insbesondere die nun konsultierte Energiemengenermittlung (Erhebung und Verteilung der Messwerte), über das Interimsmodell hinaus dauerhaft im Zielmodell ab 2020. Das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) trägt diesem Umstand bereits Rechnung (§ 60 Abs. 2 MsbG) und hat eine entsprechende Festlegungskompetenz der BNetzA (§ 75 MsbG) angelegt.</p> <p>Basierend auf dem Mess- und Eichgesetz (MessEG), in Zusammenhang mit § 25 der Mess- und Eichverordnung (MessEV), wird die Verbrennungsenthalpie (Thermische Energie) von Gas in den überwiegenden Fällen aus wirtschaftlichen Gründen nicht direkt mit einem geeichten Messgerät gemessen sondern auf der Basis geeichter Volumenmessgeräte, unter Anwendung anerkannten Regeln der Technik (DVGW Arbeitsblatt G 685 mit entsprechenden Beiblättern, Arbeitsblatt G 486 sowie weitere technischer Richtlinien), ermittelt.</p> <p>Hierbei spielt neben den Zustandsgrößen Druck und Temperatur insbesondere die Gasbeschaffenheit eine entscheidende Rolle. Diese ist im Vorfeld des Betrachtungszeitraums nur unzureichend bekannt (Standardanalysen im Zustandsmengennummerer, Verwendung von vorläufigen Brennwerten für Bilanzierungszwecke, etc.). Dies führt bei Abweichungen zur nachträglichen Korrektur vermeintlich korrekt gemessener Volumenmesswerte aus dem geeichten Messgerät (k-Zahl Korrektur nach G 486).</p> <p>Die Ermittlung von abrechnungsrelevanten Gasbeschaffenheitskenngößen, u. a. dem Abrechnungsbrennwert, erfolgt für den jeweiligen Betrachtungszeitraum im Nachhinein durch den</p>	N-ERGIE

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>Netzbetreiber. Innerhalb vorgegebener Fristen (GeLi Gas, Kooperationsvereinbarung) erfolgt diese Ermittlung im bisher abgestimmten Zusammenspiel zwischen den betroffenen (vorgelagerten) Netzbetreibern. Diese Prozesse sind im Markt etabliert, mittels der durch die BNetzA festgelegten prozessualen Abwicklung innerhalb der Marktkommunikation automatisiert und stellen die korrekte Ermittlung der abrechnungsrelevanten Größen innerhalb der vorgegebenen Fristen sicher.</p> <p>Für Messstellenbetreiber sind diese Einflussfaktoren mangels Kenntnis der Netztopologie sowie der aktuellen Netzfahrweise nicht bestimmbar. Die Etablierung zusätzlicher Prozesse zur Datenübermittlung zwischen Netzbetreiber und Messstellenbetreiber bringt prozessual keinerlei Vorteile, verzögert die Ermittlung der Abrechnungswerte durch zusätzliche Prozessschleifen insbesondere im Fehlerfall deutlich und splittet die Prozessverantwortung im Sinne des Eichrechtes (Haftung für fehlerhafte Messwerte gegenüber Messwertverwendern im Sinne § 33 MessEG) undefiniert auf. Die zu erwartenden Clearingprozesse werden dadurch unnötig weiter verkompliziert.</p> <p>Eine Abkehr von der bisherigen Aufbereitung und Verteilung der Messwerte würde die Prozesskomplexität erhöhen und damit ebenfalls die einhergehende Kostenentwicklung. Denn jeder zusätzliche Prozessschritt benötigt auch einen weiteren Prozess für die Korrekturabstimmung. Diese Abstimmung kann von beiden Beteiligten (MSB und VNB) unabhängig voneinander ausgelöst werden, beeinflusst sich jedoch gegenseitig.</p> <p>Die physikalischen Abhängigkeiten sind definiert: Basierend auf den gemessenen Volumen werden im Anschluss die abrechnungsrelevanten Brennwerte rechnerisch ermittelt. Auf Basis dieser berechneten Brennwerte berechnet sich die jeweilige (entnommene) Energie.</p> <p>Daher unterstützen wir vollständig das Positionspapier und die Synopse zur Ausgestaltung der Messwertaufbereitung und –verteilung in der Sparte Gas des BDEWs vom 3. April 2017.</p>	
<b>Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung</b>	<b>Begründung einfügen</b>	<b>Kürzel einfügen</b>
<p>Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:</p> <p>2) im Backend des verantwortlichen Markt-beteiligten</p>	<p>Das DVGW Arbeitsblatt G685, als einzige vom Regelermittlungsausschuss anerkannte Regel der Technik zur Ermittlung der Verbrennungsenthalpie (Thermische Energie) von Gasen, definiert im Kapitel 7 umfangreiche Verfahren zur Ersatzwertbildung, welche in Form einer Anwendungsmatrix für abrechnungsrelevante Messgrößen, in Form entsprechender Strategien und Anwendungsreihenfolgen, definiert sind.</p>	<p>N-ERGIE</p>

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>Hierbei kommen u. a. Methoden zum Einsatz, welche andere, vergleichbare Messstellen bzw. Informationen aus geschlossenen Netzabschnitten verwenden oder die Berücksichtigung von Laufzeiten innerhalb der Netze voraussetzen. Kenntnisse der genauen Netztopologie sowie aktueller Netzschtzustände sind hierbei Voraussetzung und entsprechend zu berücksichtigen.</p> <p>Auch im Falle der Verwendung historischer Daten für die Ersatzwertbildung, liegen diese nur der Marktrolle Netzbetreiber für zurückliegende Zeiträume vollständig vor. Die Komplexität dieser Verfahren, deren Anwendung im Übrigen die Ausbildung und Ernennung von entsprechenden Sachkundigen im Unternehmen zwingend voraussetzen, verhindert eine entsprechende Abbildung im Smart Meter Gateway (SMGW).</p> <p>Aufgrund der oben dargestellten Abhängigkeiten von Volumenmesswerten des geeichten Gaszählers sowie dessen Zusatzeinrichtungen einerseits sowie den Gasbeschaffenheitskenngrößen andererseits, kann nur das Backendsystem des verantwortlichen Marktakteurs (sprich: Netzbetreibers) für Plausibilisierung, technische Mengenermittlung sowie Ersatzwertbildung abrechnungsrelevanter Messwerte im geschäftlichen und amtlichen Verkehr Anwendung finden.</p>	

## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Wir sind damit einverstanden, dass unsere Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.  
Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme ist nicht erforderlich.

Thyssengas GmbH

Dr. Frank Heimlich, Dr. Oliver Kasper

31.05.2017

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:  2) den Netzbetreiber	In unserer Begründung steht die RLM-Messung als Hauptanwendungsfall der FNB im Fokus.  <b>(Mess-)technische Umstände:</b> <ul style="list-style-type: none"><li>• Die Energiemengenermittlung, die sich durch physikalische Gegebenheiten im Gasbereich deutlich vom Strombereich unterscheidet, wird bei der Wahl des MSB als Verantwortlichem für die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte (MSB-Modell) durch folgende Aspekte komplex:<ul style="list-style-type: none"><li>- Als relevante Basisgrößen für eine (Standard-)Messlokation für die Mengenermittlung liegen <b>9 – 10 Zeitreihen vor</b>, die zu plausibilisieren sind und bzgl. derer ggf. eine Ersatzwertbildung erfolgen muss (4 - 5 Volumengrößen, 2 Zustandsgrößen, 3 Gasbeschaffenheitsgrößen).</li><li>- Anders als in der Einleitung der Festlegungsverfahren der BNetzA zum Zielmodell dargestellt, liegt die Zustandszahl-Ermittlung nicht in der Sphäre des Netzbetreibers. Die Zustandszahl (Z-Zahl) wird im MSB-Modell vom MSB ermittelt, der vom NB die berechnete Kompressibilitätszahl (K-Zahl) benötigt. Der NB ermittelt die K-Zahl auf Basis der Gasbeschaffenheitsgrößen, die wiederum ggf. vom MSB an den NB zu übermitteln wären, sofern der MSB auch die Gasbeschaffenheitsmessanlagen betreibt. Die Ermittlung der K-Zahl kann je nach verwendetem Verfahren (abhängig von dem Messdruck) sehr umfangreich sein. Beim NB-Modell würden K-Zahl- und Z-Zahl in einer Hand liegen und dadurch die Prozesse schlank gehalten werden können.</li><li>- Z-Zahl und K-Zahl sind auf Ebene Messlokation anzuwenden, weil die einflie-</li></ul></li></ul>	



Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>ßenden Parameter auf Ebene der Marktllokation unterschiedlich sind. Dadurch wird der Umfang der auszutauschenden Datenprozesse noch erheblicher. Außerdem widerspricht die Vorgehensweise der Ermittlung auf Marktllokationsebene, wie in der Einleitung der Festlegungsverfahren vorgesehen, dem Eichrecht. § 25 Mess- und Eichverordnung schreibt die verpflichtende Anwendbarkeit des DVGW-Regelwerks (G685) vor.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Der MSB hat nicht alle Informationen für eine bestmögliche Ersatzwertbildung zur Verfügung (z. B. kennt er das Netz nicht in Gänze insbesondere nicht die Ersatzwerte für den Druck und für die Bilanzierung nach G685 Punkt 7). Dadurch ist fraglich ob die Qualität der Ersatzwertbildung nach den geltenden Vorschriften durch den MSB gewährleistet werden kann.</li> <li>• Der MSB benötigt einen geeigneten historischen Datenbestand (Bilanzierung nach G685 Punkt 8), um Plausibilisierung und Ersatzwertbildung durchführen zu können. Die Datenweitergabe erfordert die Einwilligung/Vollmacht des Kunden. Bei jedem MSB-Wechsel müsste entweder der vorherige MSB oder der grundzuständige NB den historischen Datenbestand dem übernehmenden MSB bereitstellen. Beim MSB-Modell entstehen weitere Prozesse zum wiederkehrenden Datenaustausch, die zu regeln und durchzuführen sind. Das NB-Modell hat den Vorteil, dass der Datenbestand nur einmal vorhanden ist und nicht weiter transportiert werden muss.</li> <li>• Der MSB benötigt für eine ordnungsgemäße Plausibilisierung und ggf. Ersatzwertbildung Informationen über Netzmaßnahmen, die originär beim NB vorhanden sind und beim NB-Modell nicht weitergegeben werden müssen. Der NB müsste gegebenenfalls die Informationen über Maßnahmen im Netz aufbereiten, damit sie vom MSB umgesetzt werden können. Dadurch entstehen ein nicht unerheblicher zusätzlicher Aufwand im Gegensatz zum schlanken NB-Modell sowie neue Schnittstellen.</li> </ul> <p><b>Prozessuale Umstände:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Beim MSB-Modell sind neue Schnittstellen, neue Datenformate, neue Prozesse, zusätzliche Datenlieferungen zwischen MSB und NB zu entwickeln und zu implementieren. Dadurch entsteht eine hohe Komplexität beim Prozess der Energiemengenermittlung und Bilanzierung. Die in kursiv dargestellten Schnittstellen/Prozesse sind beim MSB-Modell neu zu entwickeln. <ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Plausibilisierung und Ersatzwertbildung</b> <i>NB muss MSB initial Vergangenheitswerte für Messlokation liefern.</i> <i>NB muss MSB über Netzmaßnahmen informieren. Hierfür sind entsprechende</i></li> </ul> </li> </ul>	

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p><i>Prozesse zu definieren.</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Vorläufige Energiemengenermittlung</b> <i>Bilanzierungsbrennwert ist – zumindest initial- vom NB im Voraus an MSB zu übermitteln.</i> Für den täglichen Prozess liegen dann MSB durch die Messung sämtliche Werte zur vorläufigen Energiemengenermittlung vor.</li> <li>- <b>Endgültige Energiemengenermittlung</b> <i>Abrechnungsbrennwert ist vom NB nachmonatlich an MSB zu übermitteln.</i> Für den Prozess der endgültigen Energieermittlung liegen dann MSB sämtliche Werte vor bzw. er kann sie berechnen.</li> <li>- <b>Datenlieferungen zur Brennwert- bzw. K-Zahl-Ermittlung</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ MSB muss stündlich an NB für Messlokation Komponenten der Gasbeschaffenheit übermitteln, sofern Messlokation mit Gasbeschaffenheitsmessung ausgestattet ist.</li> <li>▪ <i>MSB muss stündlich an NB für Messlokation Volumen im Normzustand übermitteln, sofern der NB ein Gasbeschaffenheitsrekonstruktionssystem betreibt.</i></li> <li>▪ <i>MSB muss nachmonatlich an NB für Messlokation spätestens am 2. WT plausibilisiertes und ersatzwertgebildetes Volumen im Normzustand übermitteln<sup>1</sup>.</i></li> <li>▪ <i>MSB muss nachmonatlich an NB für Messlokation das endgültige K-Zahl-korrigierte Volumen im Normzustand übermitteln.</i></li> </ul> </li> <li>- Datenlieferungen MSB an NB zur Erfüllung GaBi Gas <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <i>Vorläufige Energiemengen</i></li> <li>▪ <i>Endgültige Energiemengen</i></li> </ul> </li> <li>- Informationen zu kommerziellen Daten NB an MSB, für die es bisher keine standardisierten Datenaustauschprozesse gibt <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <i>Zuordnung von Messlokationen zu Marktlokation</i></li> <li>▪ <i>Zusätzliche Information im Falle eines Lieferantenwechsels</i></li> </ul> </li> <li>- Datenlieferungen MSB an TK gemäß Geli Gas (Verlagerung der Schnittstelle von NB an MSB) <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <i>Täglich vorläufige Energiemengen</i></li> <li>▪ <i>Auf Anfrage stündlich vorläufige Energiemengen</i></li> <li>▪ <i>Nachmonatlich endgültige Energiemengen</i></li> </ul> </li> </ul> <p>Im Gegensatz zum MSB-Modell erfordert das NB-Modell lediglich <b>eine</b> Schnittstelle zwi-</p>	

<sup>1</sup> NB benötigt nachmonatlich Volumen im Normzustand unabhängig vom Verfahren der Ermittlung des Abrechnungsbrennwertes.

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>schen NB und MSB, die heute bereits existiert:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- MSB liest aus und übermittelt sämtliche Messwerte an NB.</li> </ul> <p>Durch die hohe Anzahl neu zu schaffender Schnittstellen bzw. geänderter Datenlieferungsprozesse steigen der Aufwand und die Fehleranfälligkeit. Der erhöhte Aufwand wird sich zeitkritisch auf die Prozesse der Bilanzierung und Marktkommunikation auswirken.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Die im Rahmen der Anpassung der GaBi Gas diskutierten neuen Anforderungen der Händler/BKV (Erhöhung der Häufigkeit der Bereitstellung von Informationen an die Netznutzer, einer Verkürzung der Fristen für die Bereitstellung von Informationen und einer Verbesserung der Genauigkeit der übermittelten Informationen) sind mit einer Erhöhung in der Anzahl der zu bedienenden Schnittstellen und der damit verbundenen Fehleranfälligkeit nicht zu realisieren.</li> <li>• Durch die komplexen Schnittstellen zwischen NB und MSB besteht die Gefahr, dass die aktuell geltenden GABiGas- und KoV-Fristen schwer und zukünftige Fristen aufgrund der höheren Anforderungen an die Informationsbereitstellung nicht eingehalten werden können.</li> <li>• Die GaBiGas-Fristen bedingen auch die Fristen der KoV. Diese sind aufeinander abgestimmt, da die Prozesse aufeinander aufbauen. Sie können nicht einseitig vom NB geändert werden. Der MSB ist kein Vertragspartner der KoV, dadurch sind Minderleistungen in der Datenqualität und fristgerechten Datenbereitstellung nicht sanktionierbar.</li> <li>• Durch die neuen untermonatlichen bzw. nachmonatlichen Prozesse entstehen neue Fehlerquellen, die einen erhöhten Clearingbedarf (zum Beispiel aufgrund etwaiger Abweichungen zwischen den Zeitreihen X6G und X7G bzw. wenn in einer dieser Zeitreihen keine Werte vorliegen) nach sich ziehen werden. Bereits heute ist das Clearing jedoch nur eingeschränkt und ab gewissen Grenzwerten möglich, weil man davon ausgegangen ist, dass sich die Allokationsprozesse etabliert haben und ein Clearing somit den Ausnahmefall darstellen soll. Es ist demnach nicht auszuschließen, dass der aufgrund der neuen Prozesse nunmehr entstehende erhöhte Clearingbedarf durch entsprechende Clearingprozesse nicht beglichen werden kann. Die Abweichungen würden dann zu Lasten des Regelenergieumlagekontos laufen.</li> <li>• Beim MSB-Modell ist der NB nicht in der Lage, die Plausibilisierung seiner Kapazitätsüberschreitungsrechnungen durchzuführen oder Fragen der LF zu beantworten, weil der NB im MSB-Modell nur das Ergebnis der Energiemengenermittlung und nicht die eingeflossenen Rohdaten kennt. Zur Plausibilisierung der Rechnungen sind die Rohdaten erforderlich, die der NB beim MSB-Modell vom MSB zur Prüfung und Klärung anfordern muss. Hierdurch entsteht ein zusätzlicher Aufwand (Zeit und Ressourcen) bei NB und</li> </ul>	

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p data-bbox="541 707 592 730">MSB.</p> <p data-bbox="472 763 991 786"><b>Brennwertrekonstruktionssysteme (REKO-Systeme)</b></p> <ul data-bbox="507 797 1353 1529" style="list-style-type: none"> <li data-bbox="507 797 1353 965">• Auch im MSB-Modell bleibt der NB sowohl Hersteller als auch Betreiber des REKO-Systems. Die geeicht betriebenen REKO-Systeme sind aufgrund der schwankenden Gasbeschaffenheiten erforderlich und bei den FNB im Einsatz, um die eichrechtlichen Forderungen und Grenzwerte einzuhalten. Auf Basis geeichter Messwerte an Ein- und Ausspeisemessstellen (Brennwert und Volumen) werden Tagesbrennwerte für jeden Ausspeisepunkt (NAP/NKP) ermittelt, die zur Abrechnung im geschäftlichen Verkehr (Energimengen) dienen.</li> <li data-bbox="507 972 1353 1088">• Wenn dem NB beim MSB-Modell nicht alle Rohdaten vorliegen, ist die Beurteilung der Datenqualität schwierig. Für den Fall, dass es zu Differenzen in der REKO kommt, erschwert es die Fehlersuche, wenn der REKO-Betreiber nicht die volle Datenhoheit hat. Sollten Korrekturen der Daten des Messstellenbetreibers notwendig sein, verlängert es den ohnehin zeitkritischen Prozess ein weiteres Mal.</li> <li data-bbox="507 1095 1353 1263">• Die aktuellen Zulassungen bzw. Konformitätsbewertungen schreiben vor, dass der REKO-Betreiber untertägig die Messdaten direkt ausliest. Die eichrechtlichen Anforderungen stellen die Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB) sowie die Landeseichdirektionen. Durch die Einschaltung des MSB als Messwertlieferant an den NB ist der geforderte Direktabruf nicht möglich, so dass die eichrechtlichen Anforderungen an das REKO-System nicht erfüllt sind. Die FNB würden die bestehenden Zulassungen der REKO-Systeme unter den Rahmenbedingungen verlieren.</li> <li data-bbox="507 1270 1353 1529">• Demnach müssten zur Beibehaltung der aktuellen Prozesse zur Brennwertermittlung alle REKO-System-Betreiber neue Konformitätsbewertungen ihrer Systeme anstreben. Dieser Aufwand wäre nicht nur monetär sondern auch zeitlich erheblich, da derzeit sämtliche Konformitätsbewertungen ausschließlich durch die PTB durchgeführt werden und ggf. bei dieser zu Engpässen führen könnte. Die Anforderungen an die Konformitätsbewertung seitens der PTB liegen wesentlich höher, als die Anforderungen, die bisher gestellt werden. Im Konformitätsbewertungsverfahren ist der NB Hersteller des REKO-Systems und in der Verantwortung gegenüber den Behörden. Wenn der MSB wesentliche Aufgaben wie direkten Datenabruf und Energiemengenermittlung durchführt, ist die Erteilung einer Konformität für den erforderlichen Betrieb des REKO-Systems fraglich.</li> </ul> <p data-bbox="472 1585 663 1608"><b>Vertragsgestaltung</b></p>	

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Im MSB-Modell könnte der NB Regelungen, die ihn im Rahmen der Kooperationsvereinbarung verpflichten (bspw. Datenweitergabe, Informationspflichten, Anreizsystem der Netzkontoabrechnung etc.) nicht ohne weiteres an den MSB weitergeben, da dieser nicht Vertragspartner der Kooperationsvereinbarung ist. Eine Weitergabe solcher Regelungen wird nur über den standardisierten Weg und damit unter Mitwirkung der BNetzA möglich.</li> <li>• Das Haftungsrisiko verbleibt auch beim Wechsel der Energiemengenermittlung zum MSB letztlich beim NB. Der derzeit in Konsultation befindliche Messstellenrahmenvertrag enthält zwar eine Haftungsfreistellung zu Gunsten des NB für Schäden, die im Rahmen des Messstellenbetriebs entstehen. Zum einen wäre jedoch klarzustellen, dass die Energiemengenermittlung auch Bestandteil dieser Haftungsfreistellung ist. Zum anderen bleibt der NB für das Vorliegen der Voraussetzungen der Freistellung darlegungs- und beweispflichtig. Dieser Nachweis kann aufgrund der dargelegten komplizierten Prozessgestaltungen jedoch kaum gelingen. Aus diesem Grund sollte die Haftungskette und somit die Verantwortlichkeit der Prozesse beim direkten Vertragspartner des MGV, dem NB enden.</li> <li>• Die Kunden der FNB sind vor allem Industriekunden, die -wenn überhaupt- den Messstellenbetrieb für die eigene Messstelle übernehmen, nicht jedoch für Dritte. Durch das Zusammenfallen der Position Letztverbraucher und MSB würde dies dazu führen, dass der Letztverbraucher seine eigenen Energiemengen ermittelt und plausibilisiert. Clearingprozesse und Schadensabwicklung wären somit noch schwieriger durchzuführen.</li> </ul> <p><b>Sonstige Umstände:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Es ist offensichtlich, dass das MSB-Modell zu höheren Prozesskosten führen wird, weil <ul style="list-style-type: none"> <li>- neue Prozesse implementiert werden müssen,</li> <li>- das Volumen der Marktkommunikation steigen wird,</li> <li>- eine entsprechende Prozessüberwachung aufgebaut werden muss,</li> <li>- manuelle Clearingprozesse entstehen,</li> <li>- Energieermittlungssysteme beim MSB neu aufgebaut werden müssen,</li> <li>- der Personalbedarf und die</li> <li>- Anforderungen an IT Systeme steigen werden.</li> </ul> </li> <li>• Dem steht jedoch gerade für den in dieser Stellungnahme dargestellten RLM-Bereich kein Nutzen gegenüber. Durch die Verlagerung der Verantwortlichkeit für die Energiemengenermittlung zum MSB wird eine zusätzliche Marktrolle geschaffen, die aber auch zu einem großen Anteil beim NB verbleibt, da dieser vom MsbG als grundzuständiger</li> </ul>	

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>MSB in jedem Fall gesetzt ist. Außerdem ist mit viel komplexeren und aufwändigeren Prozessen zu rechnen, die die Datenqualität keineswegs verbessern, sondern sich auf diese eher negativ auswirken werden.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Der Gesetzgeber hat ausweichlich der Begründung des MsbG zu § 60 erwogen, den MSB anstelle des VNB als Datendrehscheibe vorzusehen. Der FNB-Bereich und damit insbesondere die RLM-Messung steht demnach nicht im Fokus. Außerdem ermächtigt er die BNetzA von den Vorgaben hinsichtlich Plausibilisierung und Ersatzwertbildung im Gasbereich abzuweichen. Hierzu bedarf es auch keiner erheblichen Gründe, sondern allein der Tatsache, dass die Prozesse im Gasbereich komplexer sind und sich nicht den Stromprozessen gleichstellen lassen.</li> </ul>	

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
<p>Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:</p> <p>2) im Backend des verantwortlichen Markt-beteiligten</p>	<p>In unserer Begründung steht die RLM-Messung als Hauptanwendungsfall der FNB im Fokus. Bei den FNB ist darüber hinaus der Einsatz geeichter REKO-Systeme erforderlich.</p> <p>Aufgrund der <b>hohen Komplexität und der eichrechtlichen Anforderungen</b> (MessEG und MessEV) kann in diesem Bereich die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung abrechnungsrelevanter Messwerte nur Backend erfolgen. Über den gesamten Messdruckbereich ist die automatische Abwicklung der Anforderungen in einem Smart Meter Gateway vor Ort technisch und eichrechtlich nicht möglich.</p> <p>Im RLM-Bereich werden im Messgerät die Stunden- bzw. Leistungswerte mit <b>der geeichten Zeit</b> gebildet. Der separate Zeitstempel im Smart Meter Gateway würde zu einer Diskrepanz zu den geeichten Daten aus den Messgeräten führen.</p> <p>Für die Energiemengenermittlung Gas insbesondere im RLM-Bereich sind komplexe und <b>umfangreiche Prozesse abzubilden, welche nicht in einem Smart Meter Gateway vor Ort automatisierbar sind</b>. Dazu zählen beispielsweise Ersatzwertbildung, Z-Zahl-Ermittlung und K-Zahl-Korrektur. Für diese komplexen Prozessschritte ist eine umfangreiche Datenbasis erforderlich. Da sich diese abrechnungsrelevanten Größen zum Teil gegenseitig beeinflussen, sind aufeinander abgestimmte Abläufe einzuhalten, die unter Umständen auch zusätzliche Bearbeitungsschleifen erforderlich machen.</p> <p>Darüber hinaus basiert die Energiemengenermittlung auf <b>geeichten Abrechnungsbrennwer-</b></p>	

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p><b>ten. Diese können nur vom NB</b> gemäß DVGW-Regelwerk geeicht ermittelt und zugeordnet werden, da nur er über die erforderlichen Netzkenntnisse verfügt. Entweder ordnet er repräsentative Gasbeschaffenheitsmessungen gemäß der regionalen Lage der Messlokation oder die im geeichten REKO-System ermittelten Brennwerte den Messstellen zu. Für die geeichte Brennwertermittlung im REKO-System wird untermonatlich das vorläufige Normvolumen aller Messstellen zwingend benötigt.</p> <p>Aus den dargestellten prozessualen, eichrechtlichen und technischen Gründen kann die Ermittlung und Verteilung der Abrechnungsdaten nur durch den verantwortlichen Marktbeteiligten, also Backend erfolgen, und nicht automatisiert durch ein Smart Meter Gateway vor Ort.</p>	

## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.  
Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme ist nicht erforderlich.

**BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.**

und

**Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU)**

31. Mai 2017

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:  2) den Netzbetreiber	<p>Der BDEW und der VKU sprechen sich dafür aus, dass die Messwertaufbereitung, insbesondere Plausibilisierung, Ersatzwertbildung und Datenaufbereitung, in der Sparte Gas dem Netzbetreiber, aufgrund der Abhängigkeiten zu den Gasbeschaffungsdaten bzw. deren Einbeziehung in die Messwertaufbereitung, unter Anwendung der Festlegungsbevollmächtigung der Bundesnetzagentur des § 60 Abs. 2 MsbG und § 75 Nr. 4 MsbG, weiterhin zugeordnet bleibt.</p> <p>Die Messwertaufbereitung beim Netzbetreiber ist ein im Energiemarkt etablierter, funktionierender und effizienter Prozess. Dies ist u. a. dadurch bedingt, dass dem Netzbetreiber Brennwert und Zustandszahl ohnehin vorliegen. Eine Verlagerung der Messwertaufbereitung auf den Messstellenbetreiber würde funktionierende Prozesse sowie bestehende Synergien zerschlagen und</p> <ul style="list-style-type: none"><li>➤ weitreichende Anpassungen bestehender Prozesse sowie die Einführung zusätzlicher Datenaustauschvorgänge mit prozessualen Abhängigkeiten bedingen, ohne dass für den Markt ein Mehrwert generiert wird,</li><li>➤ die Prozesskomplexität steigern, dadurch die Fehleranfälligkeit der Geschäftsabläufe erhöhen sowie die ohnehin bereits engen Fristvorgaben für den Datenaustausch und die darauf</li></ul>	BDEW, VKU



Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>aufbauenden Bilanzierungs- und Abrechnungsprozesse verschärfen,</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ zu erheblichen zusätzlichen Implementierungs-, Betriebs- und Clearingaufwänden führen,</li> <li>➤ zusätzliche Vertragswerke sowie die Anpassung bestehender vertraglicher Vereinbarungen erfordern (insbes. Haftungsregelungen).</li> </ul> <p>Für nähere Erläuterungen zu diesen Aspekten verweisen wir auf das Positionierungspapier des BDEW vom 3. April 2017.</p>	

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
<p>Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:</p> <p>2) im Backend des verantwortlichen Marktbeteiligten</p>	<p>Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor ist unter den gegebenen technischen Rahmenbedingungen im Smart Meter Gateway (SMGw) nicht möglich und muss im Backend des Netzbetreibers erfolgen.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sternförmig aus dem Smart-Meter-Gateway(SMGw) verteilte Messwerte in Betriebs-/Normkubikmetern sind auf der Empfängerseite (beim Berechtigten) erst mittels des für den Betrachtungszeitraum zugehörigen Brennwertes zur Abrechnung und Bilanzierung verwendbar.</li> <li>• Im SMGw können nach der aktuellen Technischen Richtlinie (TR) des BSI keine historischen Werte abgelegt werden. Es gibt keine Zeitscheiben. Auch sind bisher keine gasspezifischen Berechnungsparameter vorgesehen; Brennwert und Zustandszahl können im Gateway nicht abgelegt und für Berechnungen herangezogen werden.</li> <li>• Eine untermonatliche Kommunikation von Lastgängen aus dem Gateway auf Basis von Monatsbilanzierungsbrennwerten wäre nur möglich, wenn es sich um einen RLM-Kunden mit Mengenumwerter handelt und alle SMGw gleichzeitig am Monatsersten um 6.00 Uhr den Bilanzierungsbrennwert eingespielt bekämen, Letzteres ist jedoch nicht in der Technischen Richtlinie des BSI vorgesehen (Grund: die Kommunikation zwischen Messgerät und SMGW läuft kontinuierlich. Da es keine Zeitscheiben im Gateway gibt, kann der Bilanzierungsbrennwert nicht im Vorfeld eingespielt werden und muss ab der 1. Minute des 1. Tages des Monats korrekt hinterlegt sein). Eine untermonatliche Kommu-</li> </ul>	BDEW, VKU

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>nikation von Lastgängen auf Basis von Tagesbilanzierungsbrennwerten wäre nur möglich, wenn es sich um einen RLM Kunden mit Mengenumwerter handelt und alle SMGw gleichzeitig täglich um 6.00 Uhr den Bilanzierungsbrennwert eingespielt bekämen. Auch dies ist jedoch in der Technischen Richtlinie des BSI nicht vorgesehen.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Abrechnungslastgänge von RLM-Kunden, untermonatliche Lastgänge von RLM-Kunden ohne Mengenumwerter oder Zählerstände von SLP-Kunden können aufgrund der oben genannten Rahmenbedingungen nicht aus einem Gateway kommuniziert werden. Diese Daten können nur im Backend errechnet werden.</li> <li>• Wie oben dargestellt, würde die Verlagerung der Aufgabe – unabhängig davon ob sie im Backend oder im Gateway erfolgen soll – zusätzliche vertragliche Regelungen und die Anpassung bestehender vertraglicher Vereinbarungen erfordern (z. B. Haftungsregelungen).</li> </ul>	

## Positionspapier

# zur Ausgestaltung der Mess- wertaufbereitung und -verteilung in der Sparte Gas

im Zielmodell in Umsetzung des Gesetzes zur  
Digitalisierung der Energiewende

Berlin, 3. April 2017

## Inhalt

1. Einleitung / Hintergrund	2
2. BDEW-Position	2
3. Detailerläuterungen	3
3.1. Rahmenbedingungen gemäß MsbG	3
3.2. Spartenübergreifende Prozesseinheitlichkeit	4
3.3. Zusätzliche Datenaustauschprozesse sowie Anpassung bestehender Prozesse	5
3.4. Verschärfung der engen Fristvorgaben	5
3.5. Steigende Prozesskomplexität, Fehleranfälligkeit und Clearing	6
3.6. Zusätzliche Verträge und Anpassung bestehender vertragliche Vereinbarungen	7

## 1. Einleitung / Hintergrund

Das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende ist am 2. September 2016 in Kraft getreten.

Für die Sparte Gas bieten § 60 Abs. 2 MsbG und § 75 Nr. 4 MsbG die Möglichkeit, die Datenaufbereitung und Ersatzwertbildung über eine Festlegung der Bundesnetzagentur abweichend zu regeln.

Es stellt sich daher die Grundsatzfrage, wer in der Sparte Gas im MsbG-Zielmodell (Zeitraum ab dem Jahr 2020) für die Messwertaufbereitung, insbesondere für die Umrechnung von Kubikmeter in Kilowattstunden (thermische Mengenermittlung), und die Messwertverteilung verantwortlich sein soll. Hierzu bestehen zwei unterschiedliche Ausgestaltungsvarianten: Die Verlagerung der Datenaufbereitung zum Messstellenbetreiber oder die Beibehaltung der heutigen Systematik der Datenaufbereitung durch den Netzbetreiber.

Die Bundesnetzagentur plant hierzu im Mai 2017 eine Grundsatzentscheidung zu treffen, um eine nachfolgende Ausgestaltung der Detailprozesse zu ermöglichen.

## 2. BDEW-Position

Eine Messwertaufbereitung Gas (Definition Messwertaufbereitung Gas: Plausibilisierung, Einbeziehung von Brennwert und Zustandszahl, Ersatzwertbildung, Bildung von Abrechnungsenergiemengen (Datenaufbereitung)) im Smart Meter Gateway ist unter den gegebenen technischen Rahmenbedingungen (max. ein Faktor, keine Zeitscheiben, etc.) faktisch

nicht möglich. Alternativ kann die Datenaufbereitung in den Backend-Systemen des Messstellenbetreibers oder des Netzbetreibers erfolgen.

Der BDEW spricht sich hierzu dafür aus, dass die Messwertaufbereitung, insbesondere Plausibilisierung, Ersatzwertbildung und Datenaufbereitung, in der Sparte Gas dem Netzbetreiber, aufgrund der Abhängigkeiten zu den Gasbeschaffungsdaten bzw. deren Einbeziehung in die Messwertaufbereitung, unter Anwendung der Festlegungsbevollmächtigung der Bundesnetzagentur des § 60 Abs. 2 MsbG und § 75 Nr. 4 MsbG, weiterhin zugeordnet bleibt.

Die Messwertaufbereitung beim Netzbetreiber ist ein im Energiemarkt etablierter, funktionierender und effizienter Prozess. Dies ist u.a. dadurch bedingt, dass dem Netzbetreiber Brennwert und Zustandszahl ohnehin vorliegen. Eine Verlagerung der Messwertaufbereitung auf den Messstellenbetreiber würde funktionierende Prozesse sowie bestehende Synergien zerschlagen und

- weitreichende Anpassungen bestehender Prozesse sowie die Einführung zusätzlicher Datenaustauschvorgänge mit prozessualen Abhängigkeiten bedingen, ohne dass für den Markt ein Mehrwert generiert wird,
- die Prozesskomplexität steigern, dadurch die Fehleranfälligkeit der Geschäftsabläufe erhöhen sowie die ohnehin bereits engen Fristvorgaben für den Datenaustausch und die darauf aufbauenden Bilanzierungs- und Abrechnungsprozesse verschärfen,
- zu erheblichen zusätzlichen Implementierungs-, Betriebs- und Clearingaufwänden führen,
- zusätzliche Vertragswerke sowie die Anpassung bestehender vertraglicher Vereinbarungen erfordern (insbes. Haftungsregelungen).

Im nachfolgenden Abschnitt sind die einzelnen fachlichen Argumente detailliert erläutert.

### **3. Detailerläuterungen**

#### **3.1. Rahmenbedingungen gemäß MsbG**

Die Möglichkeit von dem MsbG-Standard im Gasbereich abzuweichen, ergibt sich aus § 60 Abs. 2 S. 2 MsbG. Danach „kann die Bundesnetzagentur in einer Festlegung nach § 75 bestimmen, dass bis zum 31. Dezember 2019, für den Bereich Gas auch dauerhaft, die Aufbereitung und Übermittlung nach Satz 1 nicht vom Smart-Meter-Gateway, sondern von berechtigten Stellen nach § 49 Absatz 2 vorgenommen werden.“ Darüber hinaus hat der Gesetzgeber im § 75 S.1 Nr. 4 MsbG die BNetzA ermächtigt, Festlegungen zu treffen "zur Plausibilisierung von Messwerten, zur Bildung von Ersatzwerten bei Messfehlern sowie zur sternförmigen Kommunikation im Sinne von § 60 Absatz 2 und diesbezüglichen Übergangsregelungen zur Markteinführung vor und nach dem 31. Dezember 2019 sowie zu Sonderregelungen für den Bereich Gas".

Mit diesen zwei Regelungen hat der Gesetzgeber anerkannt, dass eine abweichende Regelung für den Gasbereich notwendig sein kann. Schon aus dem Wortlaut des Gesetzes ergibt sich, dass diese Möglichkeit nicht lediglich im Ausnahmefall eröffnet sein sollte. Vielmehr können die Ausnahmeregelungen im Gasbereich auch dauerhaft getroffen werden und nicht

wie im Strom bis zum 31. Dezember 2019. Hiermit wollte der Gesetzgeber der BNetzA die Möglichkeit eröffnen, die technischen Besonderheiten des Gasbereichs zu berücksichtigen.

Der Gesetzgeber hat es in der Gesetzgebung genauer zum Ausdruck gebracht. "*Sonderregelungen für den Bereich Gas können erforderlich sein, da sich Plausibilisierung und Ersatzwertbildung hier komplizierter als im Bereich Strom gestalten und gegebenenfalls nur durch das Zusammenwirken von Netz- und Messstellenbetreiber bei der Brennwertermittlung, Gasmengenermittlung, Mengenaufteilung und Ersatzwertbildung möglich sind.*" (BR-Drs 543/15 S. 172-173).

Diese vom Gesetzgeber erkannten technischen Probleme verhindern eine 1:1-Übertragung der Stromregelungen auf den Gasbereich und machen hier eine Sonderregelung im Gasbereich erforderlich.

### **3.2. Grenzen der spartenübergreifenden Prozesseinheitlichkeit**

Die Ausgestaltung von Prozessen sollte aus Sicht des BDEW da spartenübergreifend einheitlich erfolgen, wo dies technisch möglich und wirtschaftlich sinnvoll ist.

Die Prozesse des Datenaustauschs unterscheiden sich allerdings bereits heute in wesentlichen Aspekten, wie den Abläufen zur Ermittlung von Brennwert, Zustandszahl und K-Zahl, der Unterscheidung in Bilanzierungsbrennwert und Abrechnungsbrennwert sowie der zweimaligen untertäglichen Datenübermittlung gemäß GaBi Gas.

Eine Verlagerung der Messwertaufbereitung zum Messstellenbetreiber und eine direkte Messwertverteilung an die Berechtigten im Gas würde zwar zu einem ähnlich gelagerten Prozess zwischen Strom und Gas führen, würde allerdings die Implementierung und kontinuierliche Abwicklung von zusätzlichen Prozessen (siehe Kapitel 3.3) und entsprechenden Folgewirkungen (siehe Kapitel 3.4 - 3.6) bedingen, um dies erst zu ermöglichen. Durch die zusätzlichen Prozesse ist eine Harmonisierung der Prozesse für den Messstellenbetreiber und Netzbetreiber faktisch nicht gegeben. Auch das MsbG differenziert in dieser Hinsicht klar zwischen Strom und Gas und sieht bspw. vor, dass RLM-Messgeräte mit herkömmlicher Technik bis zum 31. Dezember 2024 verbaut und bis zu acht Jahre ab Einbau genutzt werden können. Eine Anbindung ist weiterführend nur an vorhandene Smart Meter Gateways vorgesehen, sofern dies nicht zu Mehrkosten für den Anschlussnutzer führt. Eine Anbindung ist aber oftmals aufgrund der räumlichen Trennung der Strom- und Gaszähler (insbesondere in der Gas RLM-Technik) nicht möglich.

Vor diesen Hintergründen und unter Berücksichtigung der physikalischen und gerätetechnischen Gegebenheiten ist aus Sicht des BDEW eine grundsätzliche Veränderung der Systematik zur Aufbereitung und Verteilung von Daten in der Sparte Gas nicht zielführend und somit eine einheitliche Ausgestaltung der Messwertaufbereitung und -verteilung für die Sparten Strom und Gas nicht sinnvoll.

### **3.3. Zusätzliche Datenaustauschprozesse sowie Anpassung bestehender Prozesse**

Bei Beibehaltung der heutigen Systematik der Messwertaufbereitung beim Netzbetreiber, können die bestehenden Prozesse und Systeme vollständig bzw. mit ggf. geringen Anpassungen fortgeführt werden.

Eine Verlagerung der Messwertaufbereitung zum Messstellenbetreiber hingegen würde eine Vielzahl zusätzlicher Datenaustauschprozesse zwischen Netzbetreiber und Messstellenbetreiber bedingen, um diesen grundsätzlich in die Lage zu versetzen, eine Messwertaufbereitung durchführen zu können. Auch die bisherigen Prozesse zwischen dem Netzbetreiber und Lieferanten wären auf eine Kommunikation zwischen Messstellenbetreiber und Lieferant anzupassen (siehe hierzu Synopse Kapitel 5 Nr. 2).

Mit einer Messwertaufbereitung durch den Messstellenbetreiber entstünden im Vergleich zur heutigen Systematik der Messwertaufbereitung weitere prozessuale Abhängigkeiten und Prozessschleifen zwischen Messstellenbetreiber und Netzbetreiber (siehe hierzu Synopse Kapitel 5 Nr. 4).

Beispiele:

- Im Fall des Einsatzes von Brennwertrekonstruktions- oder Brennwertverfolgungssystemen benötigt der Netzbetreiber vom Messstellenbetreiber Messwerte reko-relevanter Messlokationen in Normkubikmetern für die Brennwertermittlung. Nach der Brennwertermittlung führt der Messstellenbetreiber auf Basis der Brennwerte die Messwertaufbereitung durch und verteilt die ermittelten Daten an den Netzbetreiber und den Lieferanten.
- Ggf. sind mehrere (Daten-)Austauschschritte zur Durchführung von erforderlichen K-Zahl-Korrekturen bei höheren Gasdrücken notwendig.
- Bei SLP-Marktlokationen müssen die relevanten Brennwerte für den spezifischen jeweiligen Abrechnungszeitraum zwischen Messstellenbetreiber, Netzbetreiber und Lieferant angefordert und übermittelt werden.
- Zusätzlich benötigt der Messstellenbetreiber für die Durchführung einer Plausibilisierung und einer Ersatzwertbildung einen geeigneten historischen Datenbestand des Netzbetreibers. Für eine solche Datenweitergabe ist eine Einwilligung/Vollmacht des Kunden erforderlich.

Eine Messwertaufbereitung durch den Messstellenbetreiber würde somit zu erheblichen zusätzlichen Aufwänden zur Implementierung und Umsetzung sowie für den technischen Betrieb und die Abwicklung der erforderlichen Prozesse beim Messstellenbetreiber, Netzbetreiber und Lieferant sowie im Ergebnis auch zu einer Steigerung der Kosten gegenüber dem Kunden führen.

### **3.4. Verschärfung der engen Fristvorgaben**

In der heutigen Systematik der Messwertaufbereitung besteht bereits ein etabliertes und anspruchsvolles Fristenmodell für die untertägliche, die tägliche und die monatliche Datenübermittlung. Dieses Modell berücksichtigt die Wechselwirkungen mit Fristenkettens weitereren Prozesse im Energiemarkt.

Eine Verlagerung zum Messstellenbetreiber würde zu einer deutlichen Verschärfung dieses Fristenmodells führen. Für die täglichen Bilanzierungsprozesse des Netzbetreibers würde es durch die zusätzlich erforderliche Datenübermittlung durch den Messstellenbetreiber, zu zusätzlichen Zeitrestriktionen und in der Konsequenz ggf. auch zu Verlusten in der Datenqualität, bspw. bei der Bildung des analytischen Profils, führen.

Darüber hinaus ist die Ermittlung von Brennwerten – insbesondere bei Nutzung von REKO- und Brennwertverfolgungssystemen – sehr stark mit der präzisen und zügigen Ermittlung der Gasmengen (Normkubikmeter) und Gasdrücke im Gasnetz verknüpft. Jede zusätzliche Schnittstelle würde diesen Prozess behindern und verlängern.

Auch die zeitlichen Anforderungen an die nachmonatlichen Prozessketten zur Ermittlung und Übermittlung von Abrechnungsbrennwerten sowie an die Kommunikation der K-Zahl zur Bestimmung der Z-Zahl und die darauf aufbauende Messwertaufbereitung und -verteilung für die Folgeprozesse durch den Messstellenbetreiber, würden erheblich steigen. Besonders in Netzkaskaden, mit mehreren nachgelagerten Netzbetreibern, wäre es daher fraglich, ob die Zeitkette für die Folgeprozesse eingehalten werden kann (M+10, M+12).

### **3.5. Steigende Prozesskomplexität, Fehleranfälligkeit und Clearing**

Mit einer Verlagerung der Messwertaufbereitung und den dafür erforderlichen zusätzlichen Datenaustauschvorgängen würde sich die Gesamtkomplexität des Prozessregimes deutlich erhöhen. Mit der Aufsplittung der Verantwortlichkeiten von Brennwertermittlung und Messwertaufbereitung zwischen Messstellenbetreiber und Netzbetreiber, den zusätzlich erforderlichen Datenaustauschprozessen und Prozessschritten sowie den zusätzlichen Prozessketten und Prozessabhängigkeiten, würde die Fehleranfälligkeit erhöht und damit einhergehend eine höhere Häufigkeit an Clearingprozessen und Korrekturen, insbesondere in den Folgeprozessen der Bilanzierung und Abrechnung, nach sich ziehen.

Die entstehenden Clearingprozesse würden zudem aufwendiger, um die Fehlerquelle und den Verantwortlichen zu identifizieren, da dies, unter Hinzunahme des Messstellenbetreibers, zwischen drei beteiligten Rollen erfolgen muss.

Im Vergleich zur heutigen Systematik der Messwertaufbereitung entstünden hierdurch ebenfalls zusätzlich erhebliche Aufwände.

Beispiele:

- Nachträgliche Clearingprozesse aufgrund von Ersatzwertbildung mit möglichen starken monetären Auswirkungen im bestehenden Bilanzierungsregime, wenn der Tag bereits abgeschlossen ist.
- Clearingprozesse im Rahmen der Netznutzungsabrechnung, wenn es zu Abweichungen zwischen der Netznutzungsabrechnung und der vom Messstellenbetreiber an den Lieferanten gemeldeten Energiemenge kommt.



### **3.6. Zusätzliche Verträge und Anpassung bestehender vertraglicher Vereinbarungen**

Im Falle einer Verlagerung der Messwertaufbereitung zum Messstellenbetreiber würde der Abschluss und die Verwaltung eines zusätzlichen Messrahmenvertrags zwischen Messstellenbetreiber und Netzbetreiber für die Regelung der Datenströme, der Verantwortlichkeiten und der Haftung, insbesondere in Bezug auf die Bilanzierungsprozesse, erforderlich. Dieser Rahmenvertrag müsste von jedem Messstellenbetreiber abgeschlossen werden, der vom grundzuständigen Messstellenbetreiber abweicht.

Darüber wären weiterführende Anpassungen an der Kooperationsvereinbarung erforderlich u. a. in Bezug auf die Transparenzliste-Kriterien für die Datenqualität und auf das Anreizsystem bei der Netzkontoabrechnung, da der Einfluss massiv von Datenqualität und -quantität abhängt, sowie zum Umgang mit Sonderfällen wie Flüssiggas, Wasserstoff, Speichern oder auch der Zählerstands schätzung für Marktraumumstellungen.

Grundsätzlich entstünde Anpassungsbedarf an den eichrechtlichen und technischen Regelwerken und assoziiertem Eichrecht (MessEG, DVGW G 685, etc.).

Zur Beibehaltung der aktuellen Prozesse zur Brennwertermittlung mittels REKO- und Brennwertverfolgungssystemen müssten alle System-Betreiber neue Konformitätsbewertungen ihrer Systeme über die Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB) anstreben. Dieser Aufwand ist zeitlich und monetär erheblich (volkswirtschaftlich unwirtschaftlich).

#### **Ansprechpartner:**

Micha Elies

Telefon: +49 30 300199-1362

micha.elies@bdew.de

## Diskussionspapier

# Synopse zur Ausgestaltung der Messwertaufbereitung und -verteilung in der Sparte Gas

im Zielmodell in Umsetzung des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

Berlin, 3. April 2017

## **Inhalt**

1. Einleitung / Hintergrund	2
2. Allgemeine Rahmenbedingungen	3
3. Technische und gesetzlich-regulatorische Rahmenbedingungen	3
4. Beschreibung der Ausprägungsvarianten	4
4.1. Variante A: Messwertaufbereitung durch den NB	4
4.2. Variante B: Messwertaufbereitung Gas durch den MSB	6
5. Gegenüberstellung der Varianten	8
Abkürzungsverzeichnis	10

## **1. Einleitung / Hintergrund**

Das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende ist am 2. September 2016 in Kraft getreten.

Für die Sparte Gas bieten § 60 Abs. 2 MsbG und § 75 Nr. 4 MsbG die Möglichkeit die Datenaufbereitung und Ersatzwertbildung über eine Festlegung der Bundesnetzagentur abweichend zu regeln.

Es stellt sich daher die Grundsatzfrage, wer in der Sparte Gas im MsbG-Zielmodell (Zeitraum ab dem Jahr 2020) für die Messwertaufbereitung, insbesondere für die Umrechnung von Kubikmetern in Kilowattstunden (Thermische Mengenermittlung), und die Messwertverteilung verantwortlich sein soll. Hierzu bestehen zwei unterschiedliche Ausgestaltungsvarianten: Die Verlagerung der Datenaufbereitung zum Messstellenbetreiber (MSB) oder die Beibehaltung der heutigen Systematik der Datenaufbereitung durch den Netzbetreiber (NB).

Die Bundesnetzagentur plant hierzu im Mai 2017 eine Grundsatzentscheidung zu treffen, um eine nachfolgende Ausgestaltung der Detailprozesse zu ermöglichen.

Der Entscheidung soll ein Konsultationsverfahren vorausgehen. Die Bundesnetzagentur hat den BDEW gebeten, hierzu eine entsprechende Grundlage bereitzustellen.

Hierzu werden nachfolgend die allgemeinen, technischen und gesetzlich-regulatorischen Rahmenbedingungen zur Messwertaufbereitung und -verteilung für die Sparte Gas dargestellt, die Ausgestaltungsvarianten beschrieben und diese abschließend vergleichend gegenübergestellt.

## 2. Allgemeine Rahmenbedingungen

- Definition Messwertaufbereitung Gas: Plausibilisierung, Einbeziehung von Brennwert und Zustandszahl, Ersatzwertbildung, Bildung von Abrechnungsenergiemengen (Datenaufbereitung)
- Die Ermittlung und Bereitstellung von Gasbeschaffenhheitsdaten ist weiterhin Aufgabe des NB.
- Die Datenaustauschprozesse der GaBi Gas bleiben unverändert bestehen. Dazu gehören u. a.:
  - die Bereitstellung von monatlichen Gasbeschaffenhheitsdaten von den vorgelagerten NB an die nachgelagerten NB und an den Transportkunden auf Anfrage;
  - die Allokation von RLM-Ausspeisepunkten und der dazugehörige untertägige Austausch der Summenzeitreihen (bewertet mit dem Bilanzierungsbrennwert).
  - Die stündliche Energiedatenübermittlung NB an TK auf Anfrage (bewertet mit dem Bilanzierungsbrennwert)
  - Zu beachten ist der aktuell sich in Arbeit befindliche Bericht zum Status der Informationsbereitstellung, der ggf. zu mehr Daten bei RLM-Kunden in der Zukunft führen könnte.
- Es wird der aktuell geltende Ordnungsrahmen (z. B. Mess- und Eichgesetz, Mess- und Eichordnung, Technische Regeln, DVGW-Regelwerk) zugrunde gelegt.
- Netzkopplungspunkte werden nachfolgend nicht betrachtet, da diese nicht im Fokus des Messstellenbetriebsgesetzes stehen.

## 3. Technische und gesetzlich-regulatorische Rahmenbedingungen

- Das MsbG definiert als Messwerte Energiemengen. Die für die Sparte Gas gültigen Regeln definieren auch das Volumen im Betriebszustand ( $V_b$ ), das Volumen im Normzustand ( $V_n$ ), den Druck und die Temperatur als Messwerte, sofern diese mit einem geeichten Messgerät oder Messsystem ermittelt wurden. Eine Kommunikation von anderen Messwerten als die Energiemengen an Lieferanten und andere ist im MsbG nicht vorgesehen.
- Für die Berechnung der Energiemengen ist neben den Messwerten der Brennwert erforderlich. Der Brennwert ändert sich im zeitlichen Verlauf. Für RLM-Messlokationen werden untermonatlich der Bilanzierungsbrennwert (historische Werte) und nachmonatlich der Abrechnungsbrennwert verwendet. Bei SLP-Messlokationen wird der Brennwert abhängig von dem betrachteten Zeitraum mengengewogen über den jeweiligen Abrechnungszeitraum (max. ein Jahr) ermittelt. Zudem kann es zu Brennwertschwankungen deutlich über 4% innerhalb der Abrechnungsperiode kommen, welche mit der Einbindung regenerativer Gase wie Biogas und Wasserstoff zudem größer werden.

- Sternförmig aus dem Smart-Meter-Gateway(SMGw) verteilte Messwerte in Betriebs-/Normkubikmetern sind auf der Empfängerseite (beim Berechtigten) erst mittels des für den Betrachtungszeitraum zugehörigen Brennwertes zur Abrechnung und Bilanzierung verwendbar.
- Im Gateway können nach der aktuellen Technischen Richtlinie (TR) des BSI keine historischen Werte abgelegt werden. Es gibt keine Zeitscheiben. Auch sind bisher keine gas-spezifischen Berechnungsparameter vorgesehen. Für die Sparte Strom besteht die Möglichkeit den Wandlerfaktor als statische Information zu parametrieren. Überträgt man diese Systematik auf die Sparte Gas, kann maximal ein Multiplikator im SMGW abgelegt werden. D.h. es können nicht gleichzeitig Brennwert und Zustandszahl abgelegt sein.
- Eine untermonatliche Kommunikation von Lastgängen aus dem Gateway auf Basis von Monatsbilanzierungsbrennwerten wäre nur möglich, wenn es sich um einen RLM-Kunden mit Mengenumwerter handelt und alle SMGW gleichzeitig am Monatsersten um 6.00 Uhr den Bilanzierungsbrennwert eingespielt bekämen. (Grund: die Kommunikation zwischen Messgerät und SMGW läuft kontinuierlich. Da es keine Zeitscheiben im Gateway gibt, kann der Bilanzierungsbrennwert nicht im Vorfeld eingespielt werden und muss ab der 1. Minute des 1. Tages des Monats korrekt hinterlegt sein.) Eine untermonatliche Kommunikation von Lastgängen auf Basis von Tagesbilanzierungsbrennwerten wäre nur möglich, wenn es sich um einen RLM Kunden mit Mengenumwerter handelt und alle SMGW gleichzeitig täglich um 6.00 Uhr den Bilanzierungsbrennwert eingespielt bekämen.
- Abrechnungslastgänge von RLM-Kunden, untermonatliche Lastgänge von RLM-Kunden ohne Mengenumwerter oder Zählerstände von SLP-Kunden können aus einem Gateway nicht kommuniziert werden. Diese Daten können nur im Backend errechnet werden.
- Eine Kommunikation von Messwerten in Kubikmetern an Lieferanten und andere Berechtigte ist im MsbG nicht vorgesehen. Normkubikmeter oder Betriebskubikmeter sind keine Messwerte im Sinne des Gesetzes, da es sich hierbei nicht um Energiemengen gemäß Gesetzesdefinition handelt.
- Bis 31.12.2024 dürfen RLM-Messgeräte mit herkömmlicher Technik verbaut und bis zu acht Jahre ab Einbau genutzt werden. Zudem ist nur eine Anbindung an vorhandene SMGW gefordert und sofern dies zu keinen Mehrkosten für den Anschlussnutzer führt. Eine Anbindung ist aber oftmals aufgrund der räumlichen Trennung der Strom- und Gaszähler (insbesondere in der Gas RLM-Technik) nicht möglich. D.h. es werden zukünftig weiterhin RLM Kunden ohne Gateway Anbindung vorhanden sein.

## **4. Beschreibung der Ausprägungsvarianten**

### **4.1. Variante A: Messwertaufbereitung durch den NB**

Nachfolgend wird die Variante A mit einer Ermittlung der Abrechnungs- und Bilanzierungsmengen durch den NB beschrieben. Dieses Szenario entspricht der Umsetzung der Logik

des MsbG unter Berücksichtigung der heutigen Prozesse zur Messwertaufbereitung und -verteilung.

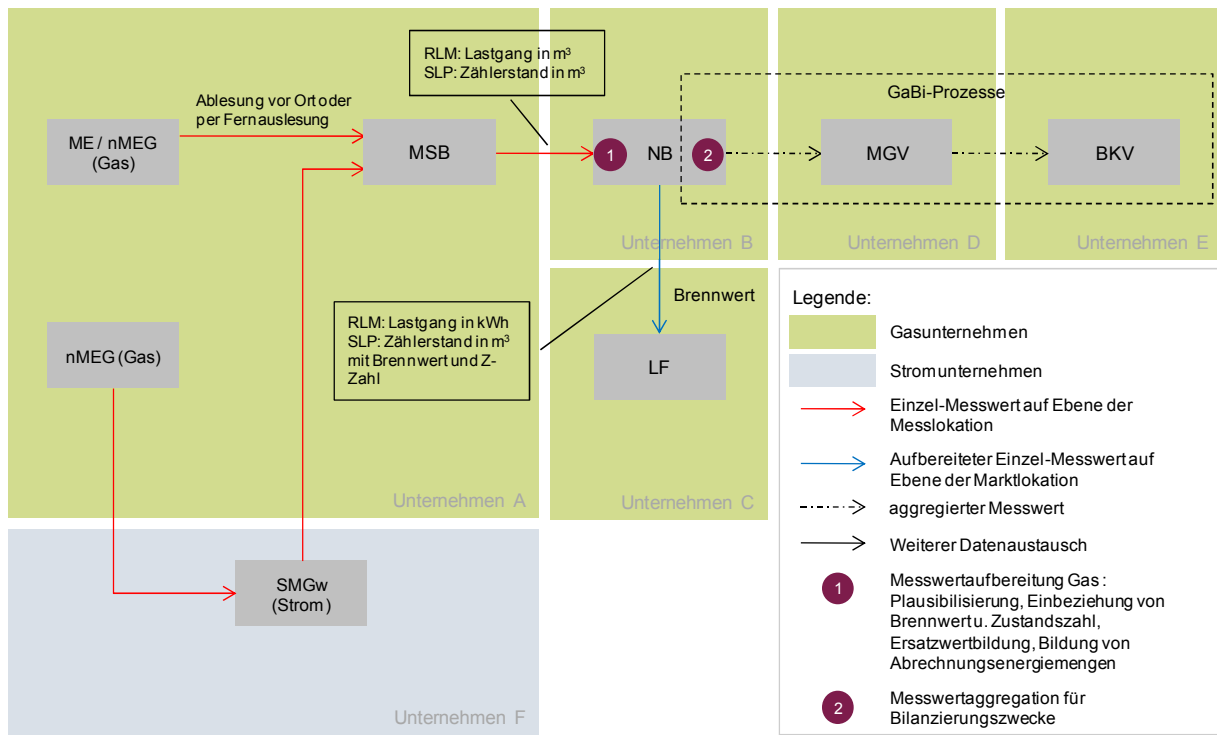


Abbildung 1 - Szenario A: Messwertaufbereitung durch den NB

Der MSB führt die Messung durch und erhält die Messwerte in Normkubikmeter oder Betriebskubikmeter aus der Messeinrichtung per Ablese vor Ort, per Fernauslesung oder im Falle einer an ein SMGW angebotenen nMEG aus dem SMGW.

Der MSB übermittelt die Messwerte/Zählerstände der Messlokationen (z. B. Betriebsvolumen, Normvolumen, Gasdruck, Gastemperatur, Gasbeschaffungsdaten etc.) an den NB.

Der NB ermittelt die Abrechnungs- und Bilanzierungsmengen (Messwertaufbereitung inkl. Ersatzwertbildung und Aggregation aller Messlokationen je Marktlokation) und übermittelt dem LF die aufbereiteten Daten der Marktlokationen. Dies bedeutet im Fall von RLM die Umrechnung der Lastgänge in kWh und bei SLP die Übermittlung der Zählerstände in Kubikmeter mit dem für den Betrachtungszeitraum zugehörigen Brennwert und der Zustandszahl.

Benötigt der LF für abweichende Zeiträume bei SLP-Marktlokationen Brennwerte, können diese beim NB angefordert werden.

Darüber hinaus führt der NB die Datenaggregationen für Bilanzierungszwecke durch und übermittelt die aggregierten Daten für die Folgeprozesse gemäß GaBi Gas an den MGW.

Die Fehlerklärung erfolgt mit dem NB.

Sofern der MSB weitergehende Dienste an weitere Dritte anbieten möchte, benötigt er Brennwerte und ggf. Zustandsdaten vom NB.

#### 4.2. Variante B: Messwertaufbereitung Gas durch den MSB

Nachfolgend wird die Variante B mit einer Ermittlung der Abrechnungs- und Bilanzierungsmengen durch den MSB beschrieben.

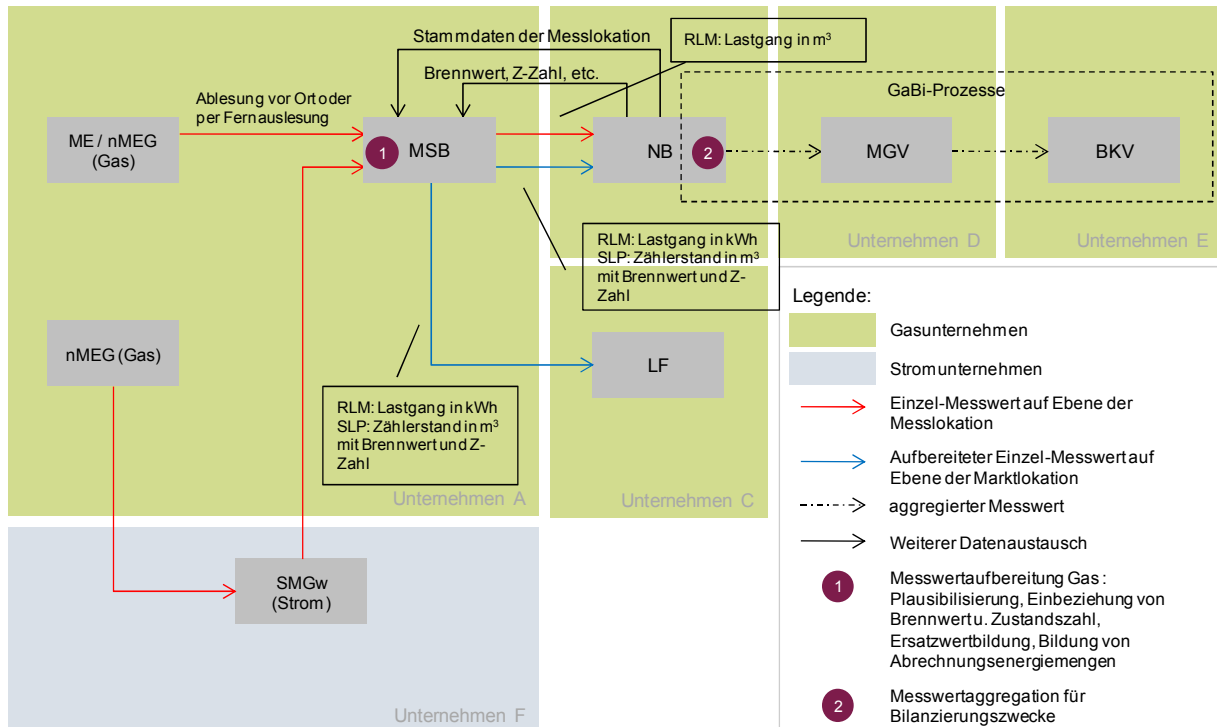


Abbildung 2 - Szenario B: Messwertaufbereitung durch den MSB

Der NB übermittelt dem MSB die notwendigen Grundinformationen der Messlokation (Brennwertbezirk, Zustandszahl, etc.)

Der Bilanzierungsbrennwert wird vom NB, abhängig vom Verfahren der Brennwertermittlung des NB, monatlich bzw. täglich im Voraus ermittelt und an den MSB für die relevanten Brennwertbezirke bzw., wenn erhoben, spezifisch für die Marktlokation übermittelt.

Der MSB führt die Messung durch und erhält die Messwerte in Normkubikmeter oder Betriebskubikmeter aus der Messeinrichtung per Ablesung vor Ort, per Fernauslesung oder im Falle einer an ein SMGW angebotenen nMEG aus dem SMGW.

Der MSB übermittelt an den NB untertäglich auf Basis von Bilanzierungsbrennwerten die Daten je Marktlokation für die ersten 6 bzw. 9 Stunden des Tages.

Der Abrechnungsbrennwert wird nachmonatlich für den Vormonat vom NB an den MSB übermittelt. Der NB übermittelt dem MSB die Abrechnungsbrennwerte der Brennwertbezirke. Im Falle des Einsatzes von Brennwertrekonstruktionssystemen für die Brennwertermittlung, übermittelt der MSB für die ihm zugeordneten reko-relevanten Messlokationen, am Folgetag der Messung, das gemäß DVGW G 685 von Sachkundigen plausibilisierte und ggf. ersatzwertgebildete Volumen im Normzustand an den NB. Zusätzlich übermittelt der MSB spätestens am 2. WT des Folgemonats die plausibilisierten und ersatzwertgebildeten Normvolumen.

Der NB ermittelt auf Basis aller Eingangsdaten mit dem Brennwertrekonstruktionssystem für jeden Ausspeisepunkt geeichte Tagesbrennwerte und übermittelt diese an den MSB.

Der MSB führt die tägliche und monatliche Messwertaufbereitung inkl. Ersatzwertbildung und die Aggregation von Messlokation auf Marktlokation durch und übermittelt sowohl dem NB als auch dem LF die aufbereiteten Daten der Marktlokationen.

Der MSB prüft für jede Messlokation, ob der Ordnungsrahmen eine messtechnische Berücksichtigung der Kompressibilität und ggf. ein Korrekturverfahren erfordert. Ist für die Mengenermittlung ein Korrekturverfahren erforderlich, führt der MSB ggf. notwendige K-Zahl-Korrekturen nach DVGW Arbeitsblatt G486 durch und versendet die Werte erneut an die Berechtigten.

Variante 1: Der NB versendet Zustandsdaten Brennwert, Dichte, CO<sub>2</sub>-Anteil, Druck und Temperatur (und wenn vorhanden Methan, Ethan, etc.) an den MSB. Der errechnet daraus die neue K-Zahl und das Volumen im Normzustand.

Variante 2: Der NB berechnet aus den Zustandsdaten Brennwert, Dichte und CO<sub>2</sub>-Anteil sowie Gasdruck und Gastemperatur (und wenn vorhanden Methan, Ethan, etc.) die neue K-Zahl und versendet diese an den MSB, der daraus das Volumen im Normzustand berechnet.

In Abhängigkeit von Druck und Gasqualität ist für die K-Zahl-Berechnung das AGA8-Verfahren mit Berücksichtigung der Vollanalyse des Gases anzuwenden.

Bei SLP-Marktlokationen erfolgt die Übermittlung der Zählerstände in Kubikmeter mit dem für den Betrachtungszeitraum zugehörigen aktuellen Brennwert und der Zustandszahl. Benötigt der LF für abweichende Zeiträume bei SLP-Marktlokationen Brennwerte, werden diese vom LF beim MSB angefordert und dieser fordert diese wiederum beim NB an. Anschließend ermittelt der MSB dann die kWh und übermittelt diese an den LF.

Der NB führt die Datenaggregationen für Bilanzierungszwecke auf Basis der erhaltenen Messwerte durch und übermittelt die aggregierten Daten für die Folgeprozesse gemäß GaBi Gas an den MGV.

Fehlerklärungen erfolgen vom LF und NB mit dem MSB.



## 5. Gegenüberstellung der Varianten

Nachfolgend werden die beiden Ausgestaltungsvarianten der Messwertaufbereitung in der Sparte Gas vergleichend gegenübergestellt.

	<b>Variante A: Messwertaufbereitung durch den NB</b>	<b>Variante B: Messwertaufbereitung Gas durch den MSB</b>
1.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nutzung der Ausnahmemöglichkeit des MsbG</li> <li>• Kein diesbezüglicher Anpassungsbedarf an der Kooperationsvereinbarung (KoV)</li> <li>• Kein diesbezüglicher Anpassungsbedarf an den technischen Regelwerken</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Keine Ausnahme-Festlegung des MsbG erforderlich</li> <li>• Messrahmenvertrag zwischen MSB und NB erforderlich, für die Festlegung der Verantwortlichkeiten und der Datenströme zwischen MSB und NB. Dieser Rahmenvertrag muss von jedem MSB abgeschlossen werden, der vom grundzuständigen MSB abweicht.</li> <li>• Anpassung an der KoV u. a. in Bezug auf die Transparenzliste-Kriterien für die Datenqualität und auf das Anreizsystem bei der Netzkontoabrechnung erforderlich, da der Einfluss von Datenqualität und -quantität sowie der Datenzuständigkeit abhängt.</li> <li>• Weitere Detailfragen in der KoV zu klären, bspw. zum Umgang mit Sonderfällen wie Flüssiggas, Wasserstoff, Speichern oder auch der Zählerstandschätzung für Marktraumumstellungen.</li> <li>• Grundsätzliche Anpassungen an Gesetzen und eichrechtlichen/technischen Regelwerken (MessEG, DVGW G 685, etc.) erforderlich.</li> </ul>
2.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Beibehaltung bestehender Abläufe</li> <li>• Systeme und Prozesse für Abrechnung und Bilanzierung sind beim NB etabliert.</li> </ul>	<p>Zwischen dem NB und MSB sind folgende Datenaustauschprozesse zu implementieren:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Übermittlung von Brennwertbezirk, Bilanzierungsbrennwert, Abrechnungsbrennwert, Zustandszahl, Gasdruck, Gastemperatur, Kompressibilitätszahl, etc.</li> <li>• Übermittlung von Daten auf Ebene der Marktlokation in kWh für die energiewirtschaftlichen Folgeprozesse</li> <li>• Anforderung und Bereitstellung von Brennwerten für abweichende Abrechnungszeiträume bei SLP-Marktloka-</li> </ul>

		<p>tionen</p> <p>Zwischen MSB und LF sind folgende Anpassungen erforderlich:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Übermittlung Daten der Marktllokation in kWh erfolgt zukünftig vom MSB an den LF</li> <li>• Anforderung und Bereitstellung von Daten für abweichende Abrechnungszeiträume bei SLP-Marktllokationen erfolgt zukünftig vom MSB an den LF</li> </ul> <p>Allgemein:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Der MSB benötigt eine entsprechende Datengrundlage vom NB (Vergangenheitswerte) um Ersatzwerte bilden zu können. Eine Einwilligung/Vollmacht des Kunden ist erforderlich.</li> <li>• G685 Sachkundenachweis für die Ersatzwertbildung ist beim MSB aufzubauen.</li> <li>• Veränderung der bestehenden Clearingprozesse</li> </ul>
<p>3.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Weitere prozessuale Unterschiede zwischen Strom und Gas</li> <li>• Verantwortung und Haftung für Brennermittlung eindeutig</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Weniger prozessuale Unterschiede bei der Datenübermittlung zwischen Strom und Gas (folgende Unterschiede bleiben weiterhin bestehen: Vorgänge im Umfeld der Brennermittlung-/Zustandszahl-/K-Zahl-Ermittlung, Unterscheidung in Bilanzierungsbrennwert und Abrechnungsbrennwert, 2*untertägliche Messwertübermittlung im Rahmen von GaBi Gas, Datenformat)</li> </ul>
<p>4.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Beibehaltung bestehender Abläufe</li> <li>• Qualität der Daten und Einhaltung der Fristen sind in der heutigen Form gewährleistet</li> </ul>	<p>Entstehung Prozessschleifen und Prozessabhängigkeiten. Beispiele:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Im Falle des Einsatzes von REKO- oder Brennerverfolgungssystemen für die Brennermittlung benötigt der NB vom MSB Volumen im Normzustand für bestimmte RLM-Messlokationen. Anschließend übermittelt der NB die Brennerwerte an den MSB. Der MSB führt auf dieser Basis die Messwertaufbereitung durch und verteilt die ermittelten Daten der Marktllokation an den NB und den LF.</li> <li>• Im Falle erforderlicher K-Zahl-Korrekturen in höheren Gasdrücken sind für die Messwertaufbereitung beim MSB ggf. angepasste Z-Zahlen als zu-</li> </ul>

		<p>sätzlicher Prozessschritte zu übermitteln.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Bei SLP-Marktlifikationen müssen die relevanten Brennwerte für den spezifischen jeweiligen Abrechnungszeitraum zwischen Messstellenbetreiber und Netzbetreiber angefordert und übermittelt werden. Beispielsweise ist es im Falle asynchroner Abrechnungszeiträume des Lieferanten erforderlich, dass der Lieferant die Messwerte beim Messstellenbetreiber anfordert. Der Messstellenbetreiber ordert daraufhin die Gasbeschaffungen beim Netzbetreiber. Der Netzbetreiber liefert die erforderlichen Daten und der Messstellenbetreiber übermittelt die aufbereiteten Daten an den Lieferanten. Im Vergleich zum heutigen Verfahren entstehen zwei zusätzliche Prozessschritte.</li> </ul>
5.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Enges, etabliertes Prozess- und Fristenmodell für untertägliche, tägliche und monatliche Datenübermittlungen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Höhere Prozesskomplexität</li> <li>• Höhere Anforderungen an das bereits enge Fristenraster für die täglichen und monatlichen Brennwertermittlungs- und Datenübermittlungsprozesse sowie die Aggregationsaufgaben für Bilanzierungszwecke</li> </ul>

## Abkürzungsverzeichnis

BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
ME	Messeinrichtung, die nicht an ein SMGW anbindbar ist
LF	Lieferant
MGV	Marktgebietsverantwortlicher
MSB	Messstellenbetreiber
NB	Netzbetreiber
nMEG	Neue Messeinrichtung Gas; entweder mit oder ohne Anbindung an ein SMGW
SMGW	Smart-Meter-Gateway

## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.  
Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme ist nicht erforderlich.

**BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.**

und

**Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU)**

31. Mai 2017

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:  2) den Netzbetreiber	<p>Der BDEW und der VKU sprechen sich dafür aus, dass die Messwertaufbereitung, insbesondere Plausibilisierung, Ersatzwertbildung und Datenaufbereitung, in der Sparte Gas dem Netzbetreiber, aufgrund der Abhängigkeiten zu den Gasbeschaffungsdaten bzw. deren Einbeziehung in die Messwertaufbereitung, unter Anwendung der Festlegungsbevollmächtigung der Bundesnetzagentur des § 60 Abs. 2 MsbG und § 75 Nr. 4 MsbG, weiterhin zugeordnet bleibt.</p> <p>Die Messwertaufbereitung beim Netzbetreiber ist ein im Energiemarkt etablierter, funktionierender und effizienter Prozess. Dies ist u. a. dadurch bedingt, dass dem Netzbetreiber Brennwert und Zustandszahl ohnehin vorliegen. Eine Verlagerung der Messwertaufbereitung auf den Messstellenbetreiber würde funktionierende Prozesse sowie bestehende Synergien zerschlagen und</p> <ul style="list-style-type: none"><li>➤ weitreichende Anpassungen bestehender Prozesse sowie die Einführung zusätzlicher Datenaustauschvorgänge mit prozessualen Abhängigkeiten bedingen, ohne dass für den Markt ein Mehrwert generiert wird,</li><li>➤ die Prozesskomplexität steigern, dadurch die Fehleranfälligkeit der Geschäftsabläufe erhöhen sowie die ohnehin bereits engen Fristvorgaben für den Datenaustausch und die darauf</li></ul>	BDEW, VKU

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>aufbauenden Bilanzierungs- und Abrechnungsprozesse verschärfen,</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ zu erheblichen zusätzlichen Implementierungs-, Betriebs- und Clearingaufwänden führen,</li> <li>➤ zusätzliche Vertragswerke sowie die Anpassung bestehender vertraglicher Vereinbarungen erfordern (insbes. Haftungsregelungen).</li> </ul> <p>Für nähere Erläuterungen zu diesen Aspekten verweisen wir auf das Positionierungspapier des BDEW vom 3. April 2017.</p>	

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
<p>Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:</p> <p>2) im Backend des verantwortlichen Marktbeteiligten</p>	<p>Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor ist unter den gegebenen technischen Rahmenbedingungen im Smart Meter Gateway (SMGw) nicht möglich und muss im Backend des Netzbetreibers erfolgen.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sternförmig aus dem Smart-Meter-Gateway(SMGw) verteilte Messwerte in Betriebs-/Normkubikmetern sind auf der Empfängerseite (beim Berechtigten) erst mittels des für den Betrachtungszeitraum zugehörigen Brennwertes zur Abrechnung und Bilanzierung verwendbar.</li> <li>• Im SMGw können nach der aktuellen Technischen Richtlinie (TR) des BSI keine historischen Werte abgelegt werden. Es gibt keine Zeitscheiben. Auch sind bisher keine gasspezifischen Berechnungsparameter vorgesehen; Brennwert und Zustandszahl können im Gateway nicht abgelegt und für Berechnungen herangezogen werden.</li> <li>• Eine untermonatliche Kommunikation von Lastgängen aus dem Gateway auf Basis von Monatsbilanzierungsbrennwerten wäre nur möglich, wenn es sich um einen RLM-Kunden mit Mengenumwerter handelt und alle SMGw gleichzeitig am Monatsersten um 6.00 Uhr den Bilanzierungsbrennwert eingespielt bekämen, Letzteres ist jedoch nicht in der Technischen Richtlinie des BSI vorgesehen (Grund: die Kommunikation zwischen Messgerät und SMGW läuft kontinuierlich. Da es keine Zeitscheiben im Gateway gibt, kann der Bilanzierungsbrennwert nicht im Vorfeld eingespielt werden und muss ab der 1. Minute des 1. Tages des Monats korrekt hinterlegt sein). Eine untermonatliche Kommu-</li> </ul>	BDEW, VKU

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>nikation von Lastgängen auf Basis von Tagesbilanzierungsbrennwerten wäre nur möglich, wenn es sich um einen RLM Kunden mit Mengenumwerter handelt und alle SMGw gleichzeitig täglich um 6.00 Uhr den Bilanzierungsbrennwert eingespielt bekämen. Auch dies ist jedoch in der Technischen Richtlinie des BSI nicht vorgesehen.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Abrechnungslastgänge von RLM-Kunden, untermonatliche Lastgänge von RLM-Kunden ohne Mengenumwerter oder Zählerstände von SLP-Kunden können aufgrund der oben genannten Rahmenbedingungen nicht aus einem Gateway kommuniziert werden. Diese Daten können nur im Backend errechnet werden.</li> <li>• Wie oben dargestellt, würde die Verlagerung der Aufgabe – unabhängig davon ob sie im Backend oder im Gateway erfolgen soll – zusätzliche vertragliche Regelungen und die Anpassung bestehender vertraglicher Vereinbarungen erfordern (z. B. Haftungsregelungen).</li> </ul>	

## Formblatt für Stellungnahmen

in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 6 und 7 zur Umsetzung der Zielstellungen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

(Az: BK7-17-050)

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.  
Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme ist nicht erforderlich **[Unzutreffendes bitte löschen]**.

[Gasunie Deutschland Transport Services GmbH (GUD)]

[Ingrid Peters]

[31.05.2017]

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
<p>Die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte sollte erfolgen durch:</p> <p>2) den Netzbetreiber</p> <p><b>[Unzutreffendes bitte löschen]</b></p>	<p>In unserer Begründung steht die RLM-Messung als Hauptanwendungsfall der FNB im Fokus.</p> <p><b>(Mess-)technische Umstände:</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>Die Energiemengenermittlung, die sich durch physikalische Gegebenheiten im Gasbereich deutlich vom Strombereich unterscheidet, wird bei der Wahl des MSB als Verantwortlichem für die Erhebung und Verteilung abrechnungsrelevanter Messwerte (MSB-Modell) durch folgende Aspekte komplex:<ul style="list-style-type: none"><li>Als relevante Basisgrößen für eine (Standard-)Messlokation für die Mengenermittlung liegen <b>9 – 10 Zeitreihen vor</b>, die zu plausibilisieren sind und bzgl. derer ggf. eine Ersatzwertbildung erfolgen muss (4 - 5 Volumengrößen, 2 Zustandsgrößen, 3 Gasbeschaffenheitsgrößen).</li><li>Anders als in der Einleitung der Festlegungsverfahren der BNetzA zum Zielmodell dargestellt, liegt die Zustandszahl-Ermittlung nicht in der Sphäre des Netzbetreibers. Die Zustandszahl (Z-Zahl) wird im MSB-Modell vom MSB ermittelt, der vom NB die berechnete Kompressibilitätszahl (K-Zahl) benötigt. Der NB ermittelt die K-Zahl auf Basis der Gasbeschaffenheitsgrößen, die wiederum ggf. vom MSB an den NB zu übermitteln wären, sofern der MSB auch die Gasbeschaffenheitsmessanlagen betreibt. Die Ermittlung der K-Zahl kann je nach verwendetem Verfahren (abhängig von dem Messdruck) sehr umfangreich sein. Beim NB-Modell würden K-Zahl- und Z-Zahl in einer Hand liegen und dadurch die Prozesse schlank gehalten werden können.</li><li>Z-Zahl und K-Zahl sind auf Ebene Messlokation anzuwenden, weil die einflie-</li></ul></li></ul>	

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>ßenden Parameter auf Ebene der Marktllokation unterschiedlich sind. Dadurch wird der Umfang der auszutauschenden Datenprozesse noch erheblicher. Außerdem widerspricht die Vorgehensweise der Ermittlung auf Marktllokationsebene, wie in der Einleitung der Festlegungsverordnung vorgesehen, dem Eichrecht. § 25 Mess- und Eichverordnung schreibt die verpflichtende Anwendbarkeit des DVGW-Regelwerk (G685) vor.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Der MSB hat nicht alle Informationen für eine bestmögliche Ersatzwertbildung zur Verfügung (z. B. kennt er das Netz nicht in Gänze insbesondere nicht die Ersatzwerte für den Druck und für die Bilanzierung nach G685 Punkt 7). Dadurch ist fraglich ob die Qualität der Ersatzwertbildung nach den geltenden Vorschriften durch den MSB gewährleistet werden kann.</li> <li>• Der MSB benötigt einen geeigneten historischen Datenbestand (Bilanzierung nach G685 Punkt 8), um Plausibilisierung und Ersatzwertbildung durchführen zu können. Die Datenweitergabe erfordert die Einwilligung/Vollmacht des Kunden. Bei jedem MSB-Wechsel müsste entweder der vorherige MSB oder der grundzuständige NB den historischen Datenbestand dem übernehmenden MSB bereitstellen. Beim MSB-Modell entstehen weitere Prozesse zum wiederkehrenden Datenaustausch, die zu regeln und durchzuführen sind. Das NB-Modell hat den Vorteil, dass der Datenbestand nur einmal vorhanden ist und nicht weiter transportiert werden muss.</li> <li>• Der MSB benötigt für eine ordnungsgemäße Plausibilisierung und ggf. Ersatzwertbildung Informationen über Netzmaßnahmen, die originär beim NB vorhanden sind und beim NB-Modell nicht weitergegeben werden müssen. Der NB müsste gegebenenfalls die Informationen über Maßnahmen im Netz aufbereiten, damit sie vom MSB umgesetzt werden können. Dadurch entstehen ein nicht unerheblicher zusätzlicher Aufwand im Gegensatz zum schlanken NB-Modell sowie neue Schnittstellen.</li> </ul> <p><b>Prozessuale Umstände:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Beim MSB-Modell sind neue Schnittstellen, neue Datenformate, neue Prozesse, zusätzliche Datenlieferungen zwischen MSB und NB zu entwickeln und zu implementieren. Dadurch entsteht eine hohe Komplexität beim Prozess der Energiemengenermittlung und Bilanzierung. Die in kursiv dargestellten Schnittstellen/Prozesse sind beim MSB-Modell neu zu entwickeln. <ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Plausibilisierung und Ersatzwertbildung</b> <i>NB muss MSB initial Vergangenheitswerte für Messlokation liefern.</i> <i>NB muss MSB über Netzmaßnahmen informieren. Hierfür sind entsprechende</i></li> </ul> </li> </ul>	



Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p><i>Prozesse zu definieren.</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Vorläufige Energiemengenermittlung</b> <i>Bilanzierungsbrennwert ist – zumindest initial- vom NB im Voraus an MSB zu übermitteln.</i> Für den täglichen Prozess liegen dann MSB durch die Messung sämtliche Werte zur vorläufigen Energiemengenermittlung vor.</li> <li>- <b>Endgültige Energiemengenermittlung</b> <i>Abrechnungsbrennwert ist vom NB nachmonatlich an MSB zu übermitteln.</i> Für den Prozess der endgültigen Energieermittlung liegen dann MSB sämtliche Werte vor bzw. er kann sie berechnen.</li> <li>- <b>Datenlieferungen zur Brennwert- bzw. K-Zahl-Ermittlung</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ MSB muss stündlich an NB für Messlokation Komponenten der Gasbeschaffenheit übermitteln, sofern Messlokation mit Gasbeschaffenheitsmessung ausgestattet ist.</li> <li>▪ <i>MSB muss stündlich an NB für Messlokation Volumen im Normzustand übermitteln, sofern der NB ein Gasbeschaffenheitsrekonstruktionssystem betreibt.</i></li> <li>▪ <i>MSB muss nachmonatlich an NB für Messlokation spätestens am 2. WT plausibilisiertes und ersatzwertgebildetes Volumen im Normzustand übermitteln<sup>1</sup>.</i></li> <li>▪ <i>MSB muss nachmonatlich an NB für Messlokation das endgültige K-Zahl-korrigierte Volumen im Normzustand übermitteln.</i></li> </ul> </li> <li>- Datenlieferungen MSB an NB zur Erfüllung GaBi Gas <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <i>Vorläufige Energiemengen</i></li> <li>▪ <i>Endgültige Energiemengen</i></li> </ul> </li> <li>- Informationen zu kommerziellen Daten NB an MSB, für die es bisher keine standardisierten Datenaustauschprozesse gibt <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <i>Zuordnung von Messlokationen zu Marktlokation</i></li> <li>▪ <i>Zusätzliche Information im Falle eines Lieferantenwechsels</i></li> </ul> </li> <li>- Datenlieferungen MSB an TK gemäß Geli Gas (Verlagerung der Schnittstelle von NB an MSB) <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <i>Täglich vorläufige Energiemengen</i></li> <li>▪ <i>Auf Anfrage stündlich vorläufige Energiemengen</i></li> <li>▪ <i>Nachmonatlich endgültige Energiemengen</i></li> </ul> </li> </ul> <p>Im Gegensatz zum MSB-Modell erfordert das NB-Modell lediglich <b>eine</b> Schnittstelle zwi-</p>	

<sup>1</sup> NB benötigt nachmonatlich Volumen im Normzustand unabhängig vom Verfahren der Ermittlung des Abrechnungsbrennwertes.

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>schen NB und MSB, die heute bereits existiert:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- MSB liest aus und übermittelt sämtliche Messwerte an NB.</li> </ul> <p>Durch die hohe Anzahl neu zu schaffender Schnittstellen bzw. geänderter Datenlieferungsprozesse steigen der Aufwand und die Fehleranfälligkeit. Der erhöhte Aufwand wird sich zeitkritisch auf die Prozesse der Bilanzierung und Marktkommunikation auswirken.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Die im Rahmen der Anpassung der GaBi Gas diskutierten neuen Anforderungen der Händler/BKV (Erhöhung der Häufigkeit der Bereitstellung von Informationen an die Netznutzer, einer Verkürzung der Fristen für die Bereitstellung von Informationen und einer Verbesserung der Genauigkeit der übermittelten Informationen) sind mit einer Erhöhung in der Anzahl der zu bedienenden Schnittstellen und der damit verbundenen Fehleranfälligkeit nicht zu realisieren.</li> <li>• Durch die komplexen Schnittstellen zwischen NB und MSB besteht die Gefahr, dass die aktuell geltenden GABiGas- und KoV-Fristen schwer und zukünftige Fristen aufgrund der höheren Anforderungen an die Informationsbereitstellung nicht eingehalten werden können.</li> <li>• Die GaBiGas-Fristen bedingen auch die Fristen der KoV. Diese sind aufeinander abgestimmt, da die Prozesse aufeinander aufbauen. Sie können nicht einseitig vom NB geändert werden. Der MSB ist kein Vertragspartner der KoV, dadurch sind Minderleistungen in der Datenqualität und fristgerechten Datenbereitstellung nicht sanktionierbar.</li> <li>• Durch die neuen untermonatlichen bzw. nachmonatlichen Prozesse entstehen neue Fehlerquellen, die einen erhöhten Clearingbedarf (zum Beispiel aufgrund etwaiger Abweichungen zwischen den Zeitreihen X6G und X7G bzw. wenn in einer dieser Zeitreihen keine Werte vorliegen) nach sich ziehen werden. Bereits heute ist das Clearing jedoch nur eingeschränkt und ab gewissen Grenzwerten möglich, weil man davon ausgegangen ist, dass sich die Allokationsprozesse etabliert haben und ein Clearing somit den Ausnahmefall darstellen soll. Es ist demnach nicht auszuschließen, dass der aufgrund der neuen Prozesse nunmehr entstehende erhöhte Clearingbedarf durch entsprechende Clearingprozesse nicht beglichen werden kann. Die Abweichungen würden dann zu Lasten des Regelenergieumlagekontos laufen.</li> <li>• Beim MSB-Modell ist der NB nicht in der Lage, die Plausibilisierung seiner Kapazitätsüberschreitungsrechnungen durchzuführen oder Fragen der LF zu beantworten, weil der NB im MSB-Modell nur das Ergebnis der Energiemengenermittlung und nicht die eingeflossenen Rohdaten kennt. Zur Plausibilisierung der Rechnungen sind die Rohdaten erforderlich, die der NB beim MSB-Modell vom MSB zur Prüfung und Klärung anfordern muss. Hierdurch entsteht ein zusätzlicher Aufwand (Zeit und Ressourcen) bei NB und</li> </ul>	

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p data-bbox="541 710 592 730">MSB.</p> <p data-bbox="472 763 991 788"><b>Brennwertrekonstruktionssysteme (REKO-Systeme)</b></p> <ul data-bbox="509 795 1353 1529" style="list-style-type: none"> <li data-bbox="509 795 1353 965">• Auch im MSB-Modell bleibt der NB sowohl Hersteller als auch Betreiber des REKO-Systems. Die geeicht betriebenen REKO-Systeme sind aufgrund der schwankenden Gasbeschaffenheiten erforderlich und bei den FNB im Einsatz, um die eichrechtlichen Forderungen und Grenzwerte einzuhalten.. Auf Basis geeichter Messwerte an Ein- und Ausspeisemessstellen (Brennwert und Volumen) werden Tagesbrennwerte für jeden Ausspeisepunkt (NAP/NKP) ermittelt, die zur Abrechnung im geschäftlichen Verkehr (Energimengen) dienen.</li> <li data-bbox="509 972 1353 1088">• Wenn dem NB beim MSB-Modell nicht alle Rohdaten vorliegen, ist die Beurteilung der Datenqualität schwierig. Für den Fall, dass es zu Differenzen in der REKO kommt, erschwert es die Fehlersuche, wenn der REKO-Betreiber nicht die volle Datenhoheit hat. Sollten Korrekturen der Daten des Messstellenbetreibers notwendig sein, verlängert es den ohnehin zeitkritischen Prozess ein weiteres Mal.</li> <li data-bbox="509 1095 1353 1265">• Die aktuellen Zulassungen bzw. Konformitätsbewertungen schreiben vor, dass der REKO-Betreiber untertägig die Messdaten direkt ausliest. Die eichrechtlichen Anforderungen stellen die Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB) sowie die Landeseichdirektionen. Durch die Einschaltung des MSB als Messwertlieferant an den NB ist der geforderte Direktabruf nicht möglich, so dass die eichrechtlichen Anforderungen an das REKO-System nicht erfüllt sind. Die FNB würden die bestehenden Zulassungen der REKO-Systeme unter den Rahmenbedingungen verlieren.</li> <li data-bbox="509 1272 1353 1529">• Demnach müssten zur Beibehaltung der aktuellen Prozesse zur Brennwertermittlung alle REKO-System-Betreiber neue Konformitätsbewertungen ihrer Systeme anstreben. Dieser Aufwand wäre nicht nur monetär sondern auch zeitlich erheblich, da derzeit sämtliche Konformitätsbewertungen ausschließlich durch die PTB durchgeführt werden und ggf. bei dieser zu Engpässen führen könnte. Die Anforderungen an die Konformitätsbewertung seitens der PTB liegen wesentlich höher, als die Anforderungen, die bisher gestellt werden. Im Konformitätsbewertungsverfahren ist der NB Hersteller des REKO-Systems und in der Verantwortung gegenüber den Behörden. Wenn der MSB wesentliche Aufgaben wie direkten Datenabruf und Energiemengenermittlung durchführt, ist die Erteilung einer Konformität für den erforderlichen Betrieb des REKO-Systems fraglich.</li> </ul> <p data-bbox="472 1585 663 1610"><b>Vertragsgestaltung</b></p>	

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Im MSB-Modell könnte der NB Regelungen, die ihn im Rahmen der Kooperationsvereinbarung verpflichten (bspw. Datenweitergabe, Informationspflichten, Anreizsystem der Netzkontoabrechnung etc.) nicht ohne weiteres an den MSB weitergeben, da dieser nicht Vertragspartner der Kooperationsvereinbarung ist. Eine Weitergabe solcher Regelungen wird nur über den standardisierten Weg und damit unter Mitwirkung der BNetzA möglich.</li> <li>• Das Haftungsrisiko verbleibt auch beim Wechsel der Energiemengenermittlung zum MSB letztlich beim NB. Der derzeit in Konsultation befindliche Messstellenrahmenvertrag enthält zwar eine Haftungsfreistellung zu Gunsten des NB für Schäden, die im Rahmen des Messstellenbetriebs entstehen. Zum einen wäre jedoch klarzustellen, dass die Energiemengenermittlung auch Bestandteil dieser Haftungsfreistellung ist. Zum anderen bleibt der NB für das Vorliegen der Voraussetzungen der Freistellung darlegungs- und beweispflichtig. Dieser Nachweis kann aufgrund der dargelegten komplizierten Prozessgestaltungen jedoch kaum gelingen. Aus diesem Grund sollte die Haftungskette und somit die Verantwortlichkeit der Prozesse beim direkten Vertragspartner des MGV, dem NB enden.</li> <li>• Die Kunden der FNB sind vor allem Industriekunden, die wenn überhaupt den Messstellenbetrieb für die eigene Messstelle übernehmen, nicht jedoch für Dritte. Durch das Zusammenfallen der Position Letztverbraucher und MSB würde dies dazu führen, dass der Letztverbraucher seine eigenen Energiemengen ermittelt und plausibilisiert. Clearingprozesse und Schadensabwicklung wären somit noch schwieriger durchzuführen.</li> </ul> <p><b>Sonstige Umstände:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Es ist offensichtlich, dass das MSB-Modell zu höheren Prozesskosten führen wird, weil <ul style="list-style-type: none"> <li>- neue Prozesse implementiert werden müssen,</li> <li>- das Volumen der Marktkommunikation steigen wird,</li> <li>- eine entsprechende Prozessüberwachung aufgebaut werden muss,</li> <li>- manuelle Clearingprozesse entstehen,</li> <li>- Energieermittlungssysteme beim MSB neu aufgebaut werden müssen,</li> <li>- der Personalbedarf und die</li> <li>- Anforderungen an IT Systeme steigen werden.</li> </ul> </li> <li>• Dem steht jedoch gerade für den in dieser Stellungnahme dargestellten RLM-Bereich kein Nutzen gegenüber. Durch die Verlagerung der Verantwortlichkeit für die Energiemengenermittlung zum MSB wird eine zusätzliche Marktrolle geschaffen, die aber auch zu einem großen Anteil beim NB verbleibt, da dieser vom MsbG als grundzuständiger</li> </ul>	

Auswahl der verantwortlichen Marktrolle	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p>MSB in jedem Fall gesetzt ist. Außerdem ist mit viel komplexeren und aufwändigeren Prozessen zu rechnen, die die Datenqualität keineswegs verbessern, sondern sich auf diese eher negativ auswirken werden.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Der Gesetzgeber hat ausweichlich der Begründung des MsbG zu § 60 erwogen, den MSB anstelle des VNB als Datendrehscheibe vorzusehen. Der FNB-Bereich und damit insbesondere die RLM-Messung steht demnach nicht im Fokus. Außerdem ermächtigt er die BNetzA von den Vorgaben hinsichtlich Plausibilisierung und Ersatzwertbildung im Gasbereich abzuweichen. Hierzu bedarf es auch keiner erheblichen Gründe, sondern allein der Tatsache, dass die Prozesse im Gasbereich komplexer sind und sich nicht den Stromprozessen gleichstellen lassen.</li> </ul>	

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
<p>Die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung von (abrechnungs)-relevanten Messwerten im Gassektor soll erfolgen:</p> <p>2) im Backend des verantwortlichen Marktbeteiligten</p> <p>[Unzutreffendes bitte löschen]</p>	<p>In unserer Begründung steht die RLM-Messung als Hauptanwendungsfall der FNB im Fokus. Bei den FNB ist darüber hinaus der Einsatz geeichter REKO-Systeme erforderlich.</p> <p>Aufgrund der <b>hohen Komplexität und der eichrechtlichen Anforderungen</b> (MessEG und MessEV) kann in diesem Bereich die Erzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung abrechnungsrelevanter Messwerte nur Backend erfolgen. Über den gesamten Messdruckbereich ist die automatische Abwicklung der Anforderungen in einem Smart Meter Gateway vor Ort technisch und eichrechtlich nicht möglich.</p> <p>Im RLM-Bereich werden im Messgerät die Stunden- bzw. Leistungswerte mit <b>der geeichten Zeit</b> gebildet. Der separate Zeitstempel im Smart Meter Gateway würde zu einer Diskrepanz zu den geeichten Daten aus den Messgeräten führen.</p> <p>Für die Energiemengenermittlung Gas insbesondere im RLM-Bereich sind komplexe und <b>umfangreiche Prozesse abzubilden, welche nicht in einem Smart Meter Gateway vor Ort automatisierbar sind</b>. Dazu zählen beispielsweise Ersatzwertbildung, Z-Zahl-Ermittlung und K-Zahl-Korrektur. Für diese komplexen Prozessschritte ist eine umfangreiche Datenbasis erforderlich. Da sich diese abrechnungsrelevanten Größen zum Teil gegenseitig beeinflussen, sind aufeinander abgestimmte Abläufe einzuhalten, die unter Umständen auch zusätzliche Bearbeitungsschleifen erforderlich machen.</p> <p>Darüber hinaus basiert die Energiemengenermittlung auf <b>geeichten Abrechnungsbrennwer-</b></p>	

Verortung von Messwerterzeugung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	Begründung einfügen	Kürzel einfügen
	<p><b>ten. Diese können nur vom NB</b> gemäß DVGW-Regelwerk geeicht ermittelt und zugeordnet werden, da nur er über die erforderlichen Netzkenntnisse verfügt. Entweder ordnet er repräsentative Gasbeschaffenheitsmessungen gemäß der regionalen Lage der Messlokation oder die im geeichten REKO-System ermittelten Brennwerte den Messstellen zu. Für die geeichte Brennwertermittlung im REKO-System wird untermonatlich das vorläufige Normvolumen aller Messstellen zwingend benötigt.</p> <p>Aus den dargestellten prozessualen, eichrechtlichen und technischen Gründen kann die Ermittlung und Verteilung der Abrechnungsdaten nur durch den verantwortlichen Marktbeteiligten, also Backend erfolgen, und nicht automatisiert durch ein Smart Meter Gateway vor Ort.</p>	