

## STELLUNGNAHME

zu der Kosten-Nutzen-Analyse zur Informationsbereitstellung nach  
Tenor 9 lit. C) der Festlegung in Sachen Bilanzierung Gas  
(Umsetzung des Netzkodexes Gasbilanzierung, „GaBi Gas 2.0“)

Konsultationsteilnehmer	EFET Deutschland – Verband Deutscher Energiehändler e.V.
Adresse	Schiffbauerdamm 40 10117 Berlin
Ansprechpartner für eventuelle Rückfragen (inklusive Kontaktdaten)	030 – 2655 7824 de@efet.org
Marktrolle (zutreffendes bitte ankreuzen)	<input type="checkbox"/> Bilanzkreisverantwortlicher <input type="checkbox"/> Transportkunde <input type="checkbox"/> Netzbetreiber <input checked="" type="checkbox"/> Verband <input type="checkbox"/> Regulierungsbehörde <input type="checkbox"/> Sonstige

## 1. Hintergrund und Zielsetzung des Berichtes

Als rechtliche Basis für den Bericht verweisen Sie auf die GaBi Gas 2.0 (Nr. 9c) und auf Art. 38 NC BAL. In beiden Dokumenten wird eine Bewertung der Kosten und des Nutzens einer 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 gefordert. Beide Texte sind jedoch nicht auf den RLM-Bereich eingeschränkt. Gerade im NC BAL steht der Artikel 38 innerhalb des Kapitels VIII „Bereitstellung von Informationen“, in dem zwischen der Informationsbereitstellung für untertäglich, täglich und nicht täglich gemessene Ein- und Ausspeisungen unterschieden wird. Zwar gibt es lt. GaBi Gas eine Verpflichtung für die VNB zur Evaluierung der SLP-Prognosegüte, die Häufigkeit und Fristenverkürzung wird hierbei jedoch nicht betrachtet.

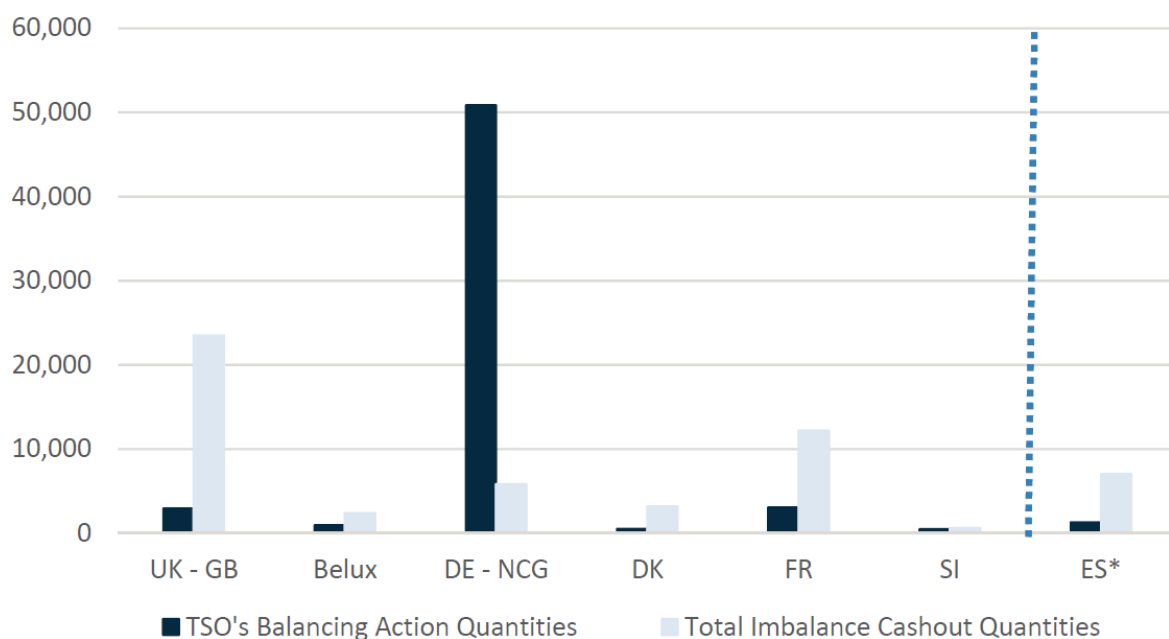


Abbildung 1: Total TSO's balancing actions and Network Users' Imbalances GWJ15/17 (ACER 2017)

Dies ist unverständlich, da lt. ACER Implementation-Report zum NC BAL (ACER 2017) Deutschland das einzige untersuchte Land ist, das so einen hohen Bedarf und Anteil an Regelenergie aufweist (vgl. Abb. 1). Dies ist jedoch nicht verwunderlich, da außer Deutschland nur noch Portugal ein System ohne untertägige Prognoseanpassung für den SLP-Bereich besitzt. Allerdings hat dort der SLP-Bereich einen Anteil von weniger als 10% am gesamten Bedarf (vgl. 9.2.1.3 ACER 2017). Auch im Winterrückblick für 2017/18 der FNB wird darauf verwiesen, dass der Regelenergiebedarf im Winter 2017/18 überwiegend durch das Bilanzierungssystem und das Konvertierungssystem entstanden sind (vgl. Seite 20 des Rückblicks). NCG wird in seinem Report zum Win17/18 noch deutlicher und spricht davon, dass 45% der Regelenergie durch den SLP-Bereich verursacht wurde (Schiefstände Netzknoten), 30% vom Konvertierungssystem und nur 25% vom RLM-Bereich (vgl. Seite 3 des Reports). Daher sollte nach unserer Ansicht auch eine Änderung im SLP-Bereich evaluiert werden.

Uns ist dabei bewusst, dass in der Vergangenheit die Regeln für SLP von der BNetzA absichtlich so gesetzt wurden, um Wettbewerb zu ermöglichen. Gerade als Händlerverband stehen wir für wettbewerbliche und liquide Märkte. Da jedoch auch in anderen europäischen Ländern Wettbewerb auf dem Endkundenmarkt vorhanden ist, stellt sich die Frage ob ein Within-Day-Markt in Deutschland der fast ausschließlich vom MGV dominiert wird (vgl. Abb. 2), gerechtfertigt ist. In den Niederlanden gibt es dagegen einen sehr ausgeprägten starken Within-Day-Markt, auf dem der TSO nur selten in Erscheinung treten muss.

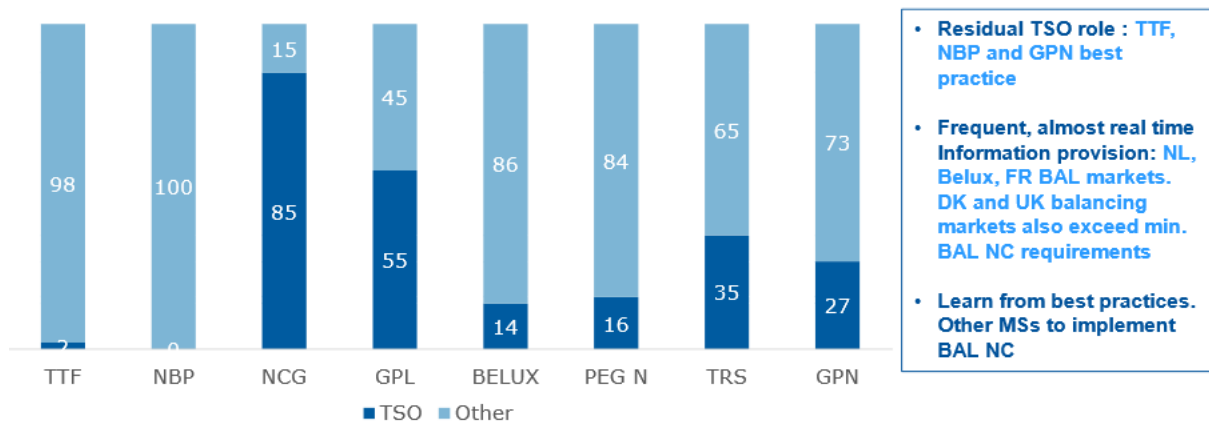


Abbildung 2: Anteil TSO am gesamten Within-Day-Markt GWJ15/16 (Quelle: MMR 2016 von ACER)

Aus unserer Sicht sollte daher über eine Weiterentwicklung nachgedacht werden, die sowohl Wettbewerb auf dem Endkundenmarkt als auch einen liquiden Within-Day Großhandelsmarkt erlaubt. Ohne Bewertung oder Priorisierung und auch ohne Anspruch auf Vollständigkeit ein paar Impulse für den SLP-Bereich, die untersucht werden sollten:

- Absenkung der Grenze zwischen SLP/RLM und/oder Einführung eines Wahlrechts für Lieferanten, ob Abnahmestellen mit bereits eingebautem Smart Meter als SLP oder RLM bilanziert werden.
- Möglichkeit, dass Lieferanten/BKV Abnahmestellen in Eigenverantwortung prognostizieren dürfen (vgl. Regeln in Österreich)
- Übergang zum Standardmodell des NC BAL mit zwei untertägigen Aktualisierungen der SLP-Prognose durch die Netzbetreiber. Eine Anpassung würde hier vermutlich schon einen deutlichen Mehrwert bringen.

Alle diese Möglichkeiten hätten in der vorliegenden Kosten-Nutzen-Analyse untersucht werden können. Es ist daher schade, dass dies nicht aufgegriffen wurde.

### 1.3 Status Quo bei der Datenbereitstellung

Erachten Sie den Status Quo bei der untertägigen RLM-Datenbereitstellung als ausreichend?

*(zutreffendes bitte ankreuzen)*

- Ja  
 Nein

Haben Sie Anmerkungen zum Status Quo bei der untertägigen RLM-Datenbereitstellung?

Im Zuge der Digitalisierung erhalten im Laufe der nächsten Jahre alle Stromverbräuche über 6.000 kWh ein intelligentes Messsystem und Verbräuche über 10.000 kWh werden dann lastganggemessen bilanziert. Es ist fraglich, warum dies lt. Digitalisierungsgesetz im Strombereich verpflichtend ist, für Gas jedoch nur eine Verpflichtung zur Kommunikation mit dem Smart-Meter-Gateway enthalten ist. Andere Länder zeigen im Gasbereich, dass mehr möglich ist:

- Niederlande: Informationen, inkl. individueller Bilanzkreisstatus und Systemstatus, werden alle 5 Minuten aktualisiert. Die übermittelten Informationen sind verbindlich und können nicht mehr nachträglich geändert werden. Der Bilanzkreisverantwortliche kann sich daher auf die Daten verlassen und entsprechend einem kontinuierlichen Ausgleichsprozess nachgehen.
- Belgien: ähnlich dem Modell in den Niederlanden
- Österreich: stündliche Updates für Systemstatus, individueller Bilanzkreisstatus und für RLM-Kundenverbräuche größer 10 MWh/h (ab 01.10.2018, derzeit 300 MWh/h)
- Italien: neue stündliche Informationsbereitstellung seit 01.10.2016
- Spanien: Real-time Informationen zum Systemstatus und zum individuellen Status
- UK: Prevailing View mit aktuellen Werte sowie einer Vorausschau für Systemstatus, Nachfrage, Supply, Netzpuffer, Speicherlevel). Werte werden alle 2 Minuten aktualisiert.
- Frankreich: Update der Daten alle 5 Minuten

Der Vergleich mit Strom, aber auch mit anderen Ländern zeigt, dass wir im Gas hinterherhinken. Nach unserer Ansicht müssten mindestens stündliche RLM-Messwerte bereitgestellt werden. Dies müsste nach unserer Ansicht auch schon deswegen erfolgen, weil nach Artikel 26 Abs. 2b) eine „untertägige Verpflichtung [...]“

nur dann angewendet [wird], wenn den Netznutzern angemessene Informationen zur Verfügung gestellt werden“. Zweimal tägliche Infos mit nicht ausreichender Qualität sehen wir jedoch nicht als ausreichend an, um die Kosten des deutschen WDO-Systems zu vermeiden. Auch das MsbG unterstützt die Bereitstellung von stündlichen Messwerten: „Der Messstellenbetreiber ist verpflichtet, die [...] erhobenen Daten aufzubereiten und im erforderlichen Umfang an die nach § 49 berechtigten Stellen [u.a. BKV/Lieferant] zu den Zeitpunkten zu übermitteln, die diese zur Erfüllung ihrer Aufgaben aus § 50 [u.a. Ausgleich der Bilanzkreise] [...] vorgeben“. Zur Erfüllung der Aufgaben des BKV gehört eben auch die stündliche Ausgeglichenheit des Bilanzkreises, solange es ein WDO-System gibt.

## 2. Kosten-Nutzen-Analyse

Zunächst erscheint es uns verwunderlich, warum nur 2 Szenarien betrachtet wurden und nicht ein Lösungsraum aufgezeigt wurde, wodurch man den Verlauf von Kosten und Nutzen entnehmen kann. Außerdem enthalten die beiden Szenarien nur geringe Verbesserungen für die drei Dimensionen Qualität, Häufigkeit und Zeitverzug. Wir hätten uns mindestens das Szenario stündliche Bereitstellung mit wenigen Minuten Zeitverzug von Informationen von fast 100% Qualität gewünscht. Abb. 2 zeigt diesen maximal möglichen Lösungsraum (äußerstes Dreieck) und die betrachteten zwei Szenarien im Vergleich zum Status Quo (rot). Hieraus wird deutlich, dass gerade bei der Häufigkeit nur ein sehr kleiner Schritt betrachtet wird.

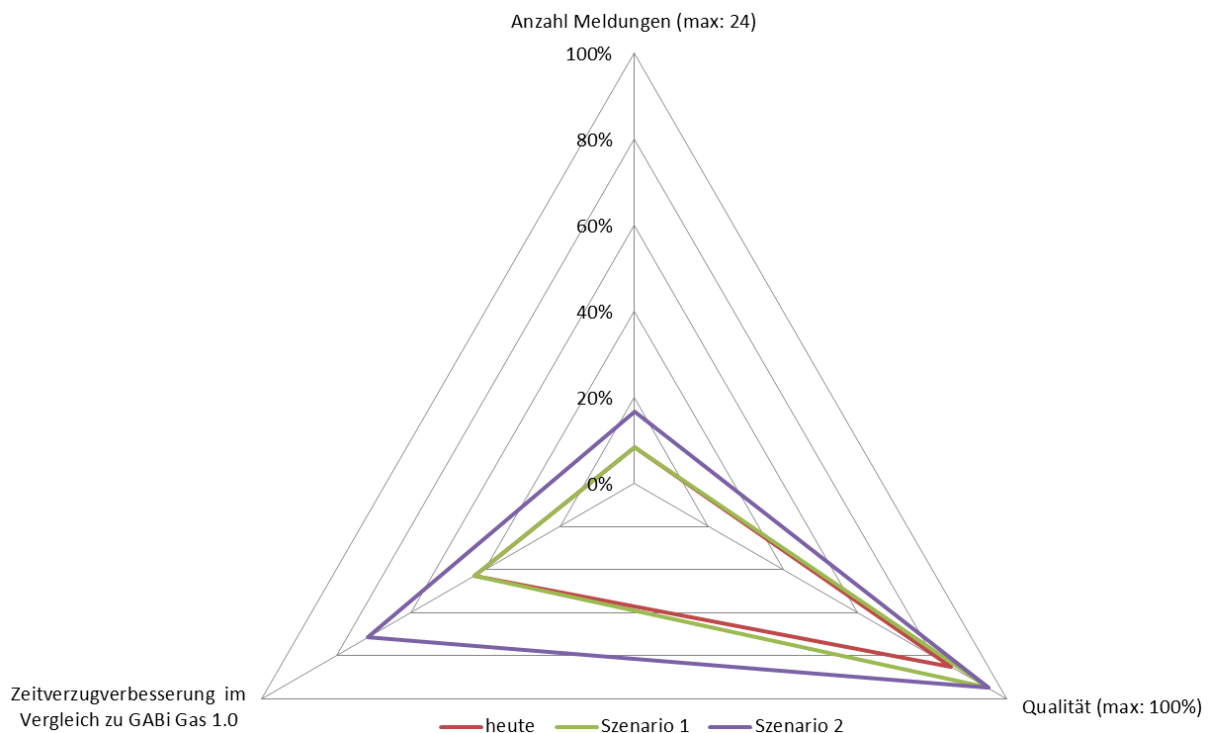


Abbildung 3: möglicher Lösungsraum

### 2.2 Szenario 1 – Qualitätsverbesserung

Die betrachtete Qualitätsverbesserung ist nach unserer Ansicht nicht ausreichend. Eine 5%ige Abweichung von den endgültigen Allokationsdaten bedeutet immer noch ein großes Unsicherheitsrisiko für den BKV. Eine Nutzung der Daten zur untertägigen Gegensteuerung, die sich im Nachgang als Fehler herausstellt, kann dem BKV an Tagen mit hohem Preisspread zwischen positiven und negativen Ausgleichsenergiepreisen teuer zu stehen kommen. Wir fordern daher entweder eine Erhöhung des Qualitätslevels auf 98% oder aber, dass nachträgliche Anpassungen der untertägig bereitgestellten Werte analog der Brennwertkorrekturmengen zum VHP-Index abgerechnet werden und nicht zu den Ausgleichsenergiepreisen. Nur dadurch besteht für den BKV eine Sicherheit, dass ein Gegensteuern auf Basis der bereitgestellten Daten zu keinem finanziellen Schaden führt. Dadurch wäre der

Anreiz gesetzt, dass BKV die Daten dann auch tatsächlich nutzen und nicht wie heute überwiegend verwerfen.

Bezüglich des definierten Qualitätskriteriums unter 2.2 wird in der Kosten-Nutzen-Analyse nicht drauf eingegangen, was passiert, wenn ein Netzbetreiber dieses nicht einhält. Soll er dann auf einer schwarzen Liste des MGV veröffentlicht werden oder wird es tatsächlich finanzielle Folgen für ihn haben? Nach unserer Einschätzung würde ein Bonus-/Malussystem Sinn ergeben, bei dem der Netzbetreiber mit annähernd 100% Qualität finanziell besser gestellt wird, als ein Netzbetreiber mit z.B. 97% Qualität und dieser wiederum besser als ein Netzbetreiber mit nur 95% Qualität. Das Bonus-/Malussystem könnte kostenneutral ausgestaltet sein, so dass die Netzbetreiber mit einer schlechteren Qualität als der Median, an die Netzbetreiber besser als der Median über den MGV zahlen müssen. Ein Qualitätskriterium sollte dabei nicht nach einem Schwarz-Weiß-Denken in gute Qualität und schlechte Qualität unterscheiden, sondern immer mit Abstufungen versehen sein.

### **2.2.1 Kosten/Nutzen für VNB**

*Haben Sie Anmerkungen zu den spezifischen Initialkosten pro RLM-Zählpunkt?*

*Haben Sie Anmerkungen zu den jährlichen laufenden Kosten pro RLM-Zählpunkt?*

Zunächst scheinen die durch die VNB in der Arbeitsgruppe ermittelten Kosten von 16 Mio. initial plus 19,5 Mio. jährlich nicht mit den Vorabkostenabfrage zusammen zu passen. So wurden in der Vorab-Kostenabfrage pro Marktgebiet die 20 VNB mit der schlechtesten Datenqualität abgefragt. Dies ergab Kosten zwischen 0-18 T€ initial und 2-10 T€ pro Jahr. Bei ca. 800 VNB ergeben sich somit Kosten von 0 bis 14,4 Mio. initial. und 1,6 bis 8,0 Mio. jährlich. Und dabei wurden, wie gesagt, die Netzbetreiber mit der schlechtesten Qualität abgefragt. Bei Netzbetreibern, die heute schon eine Qualitätsabweichung von unter 5% einhalten, fallen somit keine Kosten an. Gemäß Abbildung 4 bis 6 scheint das von Ihnen definierte Qualitätskriterium an vielen Tagen von vielen Netzbetreibern eingehalten zu werden.

Wir kritisieren auch, dass keine Aufschlüsselung der Kosten stattfindet, sondern diese nur nach initialen und jährlichen Kosten unterschieden werden. Es sollte jedoch aufgezeigt werden, aus welchem Bereich der Informationsbereitstellung die Kosten resultieren (Zählertechnik, Zählerauslesung/Kommunikationsübertragung, Ersatzwertbildung, Aggregation/EDM-System, etc.). Nur dann ist eine Bewertung der Kosten möglich. Insbesondere sollten keine Kosten für Sachverhalte enthalten sein, die schon in der Vergangenheit umgesetzt werden hätten müssen (z.B. die Befähigung zur stündlichen Messwertbereitstellung nach GeLi) und auch keine, die in der Zukunft aufgrund von anderen Umständen resultieren. So berichtete energate am 8. Dezember 2017 dass viele Gasversorger die All-IP-Umstellung der Telekom verschlafen haben. Laut dem Artikel erfolgt die Datenübertragung bei 20% der RLM über analoge Modems (PSTN), die ab 2019 nicht mehr verwendet werden können. Weitere 30% kommunizieren über Funkmodems (GSM/CSD), wo ebenfalls nicht klar ist, ob die Auslesung über den CSD-Dienst noch möglich sein wird. Wir befürchten, dass die Kosten von den VNB möglichst hoch angesetzt wurden, um solche Sachverhalte abzudecken und nicht der Realität entsprechen.

Zuletzt erscheint der 10% Aufschlag für „strukturell nicht abgebildete VNB“ lt. Kapitel 1.5 für die Kostenseite fragwürdig. Denn auch für die Nutzenseite hätten man mit einer gleichartigen Begründung einen 10%-Aufschlag rechtfertigen können.

Insgesamt erscheinen die Kosten daher unplausibel und sollten mit entstandenen Kosten bzw. erhobenen Messentgelten in anderen Ländern verglichen werden.

Haben Sie Anmerkungen dazu, dass sich für Verteilnetzbetreiber kein Nutzen ergibt?

### **2.2.2 Kosten/Nutzen für FNB**

Haben Sie Anmerkungen zu den ermittelten initialen Aufwänden?

Haben Sie Anmerkungen zu den ermittelten laufenden jährlichen Aufwänden?

Haben Sie Anmerkungen dazu, dass sich für Fernleitungsnetzbetreiber kein Nutzen ergibt?

### **2.2.3 Kosten/Nutzen für MGV**

Haben Sie Anmerkungen zu den Kosten oder dem Nutzen bei den Marktgebietsverantwortlichen?

### **2.2.4 Kosten/Nutzen für BKV**

Haben Sie Anmerkungen zur Herleitung des Nutzens für die Bilanzkreisverantwortlichen?

Im Gegensatz zu den Kosten der Netzbetreiber, die wohl qualitativ abgeleitet wurden, haben die BKV ihren Nutzen mittels einer Modellberechnung hergeleitet. Dabei wurden jedoch, wie bei jedem Modell Annahmen zur Simplifizierung der Realität getroffen. So hängen nicht alle Bilanzkreise in einem Rechnungsbilanzkreis und daher ist die Ausgleichsenergiemenge über alle Bilanzkreise eben höher als die Regelenergiemenge. Der Nutzen der BKV müsste somit um einen signifikanten Faktor höher sein. Dieser Faktor müsste eigentlich durch Sie (MGV) ermittelbar sein. Warum wurde dieser jedoch nicht angesetzt? Auch hätte die Modellrechnung mit der Kosten-Nutzen-Analyse veröffentlicht werden können, um für alle Marktteilnehmer eine Nachvollziehbarkeit der Berechnung zu gewährleisten.

Haben Sie Anmerkungen zu dem ermittelten Nutzen?

Haben Sie Anmerkungen dazu, dass für Bilanzkreisverantwortliche keine Kosten anfallen?



## 2.3 Szenario 2 – Erhöhung der Häufigkeit und Verkürzung des Zeitverzugs unter Beibehaltung der Qualitätsverbesserung

Der Bericht sollte sprachlich angepasst werden, so dass nicht Äpfel mit Birnen verglichen werden. Während auf der Kostenseite in Kapitel 2.3 und in der Zusammenfassung die Kosten insgesamt angegeben werden, wird auf der Nutzenseite nur der zusätzliche Nutzen, der über Szenario 1 hinausgeht angegeben.

### 2.3.1 Kosten/Nutzen für VNB

Haben Sie Anmerkungen zu den spezifischen Initialkosten pro RLM-Zählpunkt?

Haben Sie Anmerkungen zu den jährlich laufenden Kosten pro RLM-Zählpunkt?

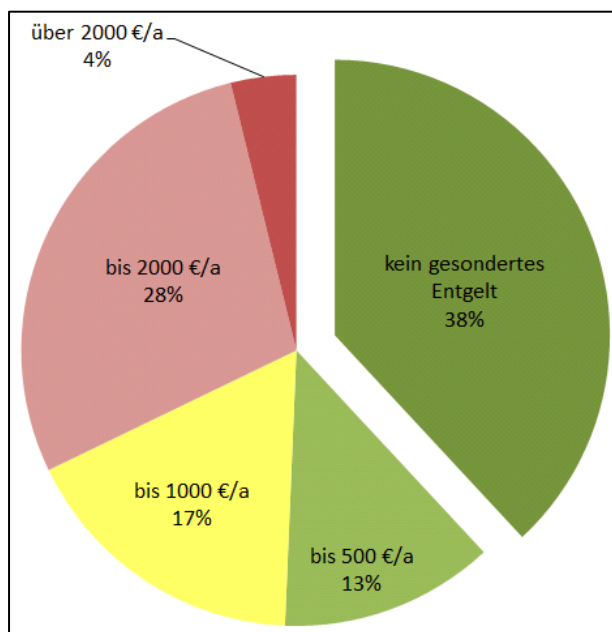


Abbildung 4: Anteil VNBs mit Aufpreis für stündliche Messwertbereitstellung (Quelle: ene't DB für 2017)

Bereits heute ist die Bereitstellung von stündlichen Messwerten lt. GeLi auf Anforderung des Lieferanten möglich, jedoch mit teilweise prohibitiv hohen Kosten. So verlangte 2017 der Spitzenreiter pro RLM-Zählpunkt 5.500 € pro Jahr mehr als für die 2x tägliche Auslesung, während 38% kein gesondertes Entgelt auf Ihren Preisblättern ausweisen (vgl. Abb. 4). Im Median fallen 475 € pro Jahr und Zählpunkt für die stündliche Messwertbereitstellung an. Bei 55.000 RLM-Zählpunkten würden somit 26,1 Mio. € anfallen. Auch diese Kosten erscheinen uns zu hoch und sollten mit den Messentgelten anderer Länder mit stündlicher Informationsbereitstellung

verglichen werden. Auf jeden Fall liegen die so ermittelten Kosten deutlich unter denen in der Analyse für das 2. Szenario angegebenen 79,2 Mio. € für das erste Jahr. Ob die Mehrkosten rein auf die Aggregation der Messwerte zu Allokationsdaten und die dadurch notwendige Ersatzwertbildung zurückzuführen sind, wird aus der Kosten-Nutzen-Analyse nicht ersichtlich.

Wie oben bereits erwähnt fehlt uns hierzu die Aufschlüsselung der Kosten. Hier wird der Bericht den Anforderungen von GaBi Gas und seiner eigenen Zielsetzung unter 1.1 nicht gerecht: „Diese Kosten-Nutzen-Analyse (KNA) hat eine Aufschlüsselung der Kosten [...] zu enthalten.“ Eine Aufschlüsselung nur nach initial und jährlich sowie der verschiedenen Marktrollen ist nicht ausreichend, um die Kosten nachzuvollziehen und die Analyse hinreichend beurteilen zu können.

Zuletzt erscheint auch im 2. Szenario der 10% Aufschlag für „strukturell nicht abgebildete VNB“ fragwürdig und sollte entfernt werden.

Insgesamt sind die Kosten daher nicht nachvollziehbar und erscheinen uns unplausibel.

Haben Sie Anmerkungen dazu, dass sich für Verteilnetzbetreiber kein Nutzen ergibt?

### **2.3.2 Kosten/Nutzen für FNB**

Haben Sie Anmerkungen zu den bezifferten initialen Aufwänden für Fernleitungsnetzbetreiber?

Haben Sie Anmerkungen zu den jährlichen Folgekosten für Fernleitungsnetzbetreiber?

Haben Sie Anmerkungen dazu, dass sich für Fernleitungsnetzbetreiber kein Nutzen ergibt?

### **2.3.3 Kosten/Nutzen für MGV**

Haben Sie Anmerkungen zu den Kosten oder dem Nutzen bei den Marktgebietsverantwortlichen?

### **2.3.4 Kosten/Nutzen für BKV**

Haben Sie Anmerkungen zur Herleitung des Nutzens für Bilanzkreisverantwortliche?

Bei Betrachtung der Modellrechnung wird schnell ersichtlich, dass das zugrundeliegende Modell für das Aufzeigen des Nutzens einer Qualitätsverbesserung entwickelt wurde. Eine Herleitung des Nutzens für die beiden anderen Dimensionen Häufigkeit und Zeitverzug ist damit überhaupt nicht möglich. Dies wird alleine dadurch schon sichtbar, dass das Modell auf einer zeitlichen Granularität von Gastagen arbeitet. Dies ist zwar ausreichend, um Nutzen in Form von eingesparten Ausgleichsenergiekosten am Ende des Gastages aufzuzeigen, jedoch nicht von Nutzen, der sich innerhalb des Gastages zeigt. Der Nutzen von einer größeren Häufigkeit und einer schnelleren Informationsbereitstellung zeigt sich jedoch insbesondere innerhalb des Gastages. Dadurch können:

- Flexibilitätskostenbeiträge eingespart werden,
- für mehr Stunden des Gastages liegen Within-Day-Informationen vor, um damit diese Stunden auszugleichen und daraus Erkenntnisse für den restlichen Tag zu ziehen,
- die Aktivitäten am Within-Day-Markt verteilen sich über den Tag und ballen sich nicht in einem kurzen Zeitfenster,
- dem BKV liegen rechtzeitig über mehrere Stunden Informationen vor, um diese noch bis zum Ende von Nominierungsvorlaufzeiten bei Flexibilitätsquellen (z.B. Speicher oder flexible Bezugsverträge) nutzen zu können,
- der MGV sieht schneller ein Gegensteuern der BKV (vgl. auch Erfahrungen im niederländischen System).

All diese Aspekte werden bei der Herleitung des Nutzens nicht berücksichtigt. Wir widersprechen daher ausdrücklich dem Bericht, dass der Nutzen „primär in der

Vermeidung von Ausgleichsenergie“ liegt (vgl. 2.3.4). Zusätzlich sind auch eine höhere Liquidität des Within-Day-Marktes und ein größeres Gewicht des Kostenverursachungsprinzips nutzenstiftende Elemente. Insgesamt bezweifeln wir daher, dass der Nutzen durch eine reine Modellrechnung auf Gastagesbasis ermittelt werden kann und sehen ihn daher auch nicht als adäquat an.

Haben Sie Anmerkungen dazu, dass für Bilanzkreisverantwortliche keine Kosten anfallen?

Da die BKV aufgrund der Verpflichtung zur Ausgeglichenheit der Bilanzkreise und der zweimal untertägigen Datenbereitstellung schon heute ein System und einen Prozess zur Nutzung dieser vorhalten müssen, sollten keine nennenswerten weiteren Kosten für ein mehr an Daten anfallen. Bei BKV die einen solchen Prozess noch nicht vorsehen, dürfen die dadurch entstehenden Kosten jedoch genauso wenig hier berücksichtigt werden, wie die Kosten bei Netzbetreibern, die ebenfalls bestimmte bereits verpflichtende Prozesse nicht adäquat erfüllen.

### **Sonstiges**

Haben Sie Anmerkungen dazu, dass die Kosten aus Sicht der Verteilnetzbetreiber/ Fernleitungsnetzbetreiber über die Netzentgelte zu decken sind?

Grundsätzlich ist dies zwar richtig, jedoch nur, wenn diese Kosten nicht bereits durch früher gezahlte Messentgelte und Verpflichtungen abgedeckt waren und die zukünftigen Messentgelte nicht ausreichend wären. Dem Netzbetreiber sollten keine zusätzlichen Gewinne außerhalb der bestehenden Erlösbergrenze bzw. Anreizregulierung entstehen.

Haben Sie sonstige Anmerkungen?

Abschließend würden wir es sehr begrüßen, wenn die Kosten-Nutzen Analyse auf ein Szenario mit stündlicher Informationsbereitstellung erweitert wird, die Kosten der Netzbetreiber detailliert und nachvollziehbar aufgeschlüsselt werden und der Nutzen der BKV, der nicht durch eine Modellrechnung abgeleitet werden kann, zumindest qualitativ ergründet wird.