

B E T

E n e r g i e . W e i t e r d e n k e n

BET-Newsletter: Aktuelle Informationen aus der Energiewirtschaft

Sehr geehrte Frau Dr. Lehmann,

wir haben für Sie folgende Themen übersichtlich und mit unserer Erfahrung und unserem Wissen kommentiert zusammengestellt:

- Reform der ARegV verzögert sich weiter
- Die Notwendigkeit von Langfristplanungen im Zuge der Energiewende
- Zum Jahresende: Letzte Handgriffe am Jahresabschluss des Fotojahres
- Die einheitliche deutsch-österreichische Gebotszone (Strompreiszone) vor dem Hintergrund der neuen europäischen CACM-Guideline
- Bundesförderung bringt Aufwind für Breitbandausbau
- Endgültige Version des KWKG 2016
- Verbesserung der Bilanzierungsqualität Strom und Gas
- Unterstützung bei der Auswahl der richtigen SigLinDe-Profile
- Aktuelle BET-Workshops und Seminare

Rufen Sie uns an! Wir stehen Ihnen für Ihre Fragen und Anregungen jederzeit gerne zur Verfügung.

Eine Info in eigener Sache: Sie sind mit eine/r der Ersten, die/der unser neues Logo und den neuen Slogan zu Gesicht bekommt. Wir hoffen, Ihnen gefällt unser neues, modernes Aussehen! Nicht geändert hat sich die Qualität unserer Arbeit: Sie können sich auch im kommenden neuen Jahr auf unseren Infodienst und unsere Beratungsleistung verlassen.

Zum Jahresende wünschen wir Ihnen ein frohes und friedliches Weihnachtsfest und einen guten Rutsch ins Neue Jahr!



i. V. Micha Ries

Teamleiter Regulierung, Netzentgelte, Netzzugang

Telefon: +49 241 47062-446

Mobil: +49 173 539 29 52

E-Mail: micha.ries@bet-aachen.de

BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH

Alfonsstraße 44

52070 Aachen

Telefon: +49 241 47062-0

Telefax: +49 241 47062-600

Reform der ARegV verzögert sich weiter

Vor nahezu einem Jahr hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) am 21.01.2015 den **Bericht zur Evaluierung der Anreizregulierung** (ARegV) veröffentlicht und damit eine Reihe von Veränderungsmöglichkeiten aufgezeigt. Die Verordnung, die in der Zeit weit vor dem ambitionierten Vorhaben der Energiewende geschrieben wurde, sollte verbessert und an die aktuellen Bedingungen der Netzwirtschaft angepasst werden.

Danach hat das Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) auf Basis des Evaluierungsberichtes am 16.03.2015 ein **Eckpunktepapier für die Novellierung der ARegV** veröffentlicht. Gemäß des ursprünglichen 10-Punkte-Programms des BMWi aus dem Juni diesen Jahres sollte die Anreizregulierungsverordnung auf dieser Basis vom Bundeskabinett beschlossen werden und im Herbst 2015 Inkrafttreten. Leider gibt es seitdem keine offiziellen Verlautbarungen mehr, so dass der Umsetzungsprozess ins Stocken geraten ist.

Zum Jahresende hin fragt sich die Netzwirtschaft, wie der **Stand der Dinge in Berlin** ist und mit welchen Verbesserungen oder gar nachteiligen Neuerungen zu rechnen ist. Die Branche rechnet schlimmstenfalls mit dem Scheitern der dringend erwarteten und viel diskutierten Reform. Selbst der Vizepräsident der BNetzA wurde kürzlich mit der Befürchtung zitiert, dass nichts mehr passieren würde.

Aber wie kann es sein, dass die vielen, teils sehr guten Reformvorschläge aller Akteure kein Gehör finden und umgesetzt werden? Einer der „**Big Points**“ ist ohne Zweifel der Zeitverzug bei der Refinanzierung von Investitionen. Um dem dringend gebotenen Netzausbau Rechnung zu tragen, müssen neue Instrumente her, welche das System des Erweiterungsfaktors ablösen. Dem auch von BET favorisierten Modell der **Investitionskostendifferenz** IKD, welches zudem von den Ländern gefordert wird, erteilte die BNetzA eine Absage. Aus der Palette der Vorschläge allein zum Thema Investitionen könnte das sogenannte „**Schäfer-Modell**“ aus Hessen in leicht modifizierter Form ein Kompromiss werden. Dieser könnte die Investitionsbedingungen verbessern und den Erweiterungsfaktor ablösen, der auch in Zukunft mit der Gießkanne Investitionen fördert oder, je nach dem, auch verhindert. Eine starke Veränderung der Versorgungsaufgabe und hoher Ersatzinvestitionsbedarf erfordern aber ein alternatives System. Eine Anpassung der EOG nur über Faktoren ist überholt und kann ein dynamisches System nicht sachgerecht abbilden.

Auch in der Frage der **Absenkung der Schwellenwerte** für das vereinfachte Verfahren herrscht nach wie vor große Skepsis. Sollte es nach dem Willen der BNetzA gehen, so würden sich viele kleine bzw. mittlere Netzbetreiber künftig neben wahrscheinlichen Erlöseinbußen auch einer spürbaren Erhöhung des Regulierungsaufwands gegenüber sehen. Wie würde die Regulierungsbehörde dem anstehenden Mehraufwand begegnen, wenn künftige Verfahren (Kostenprüfung, Regulierungskonto) sich nicht noch länger hinziehen sollen, als es insbesondere in den letzten Jahren der Fall war?

Skepsis besteht aber auch bei den größeren Werken, die sich ohnehin im vollständigen Verfahren befinden und deren Effizienz nicht nur von einer veränderten Berechnungsmethode, sondern auch durch einen erweiterten Datenpool mit anderen Strukturen abzusinken droht.

Selbst wenn es doch noch einen Durchbruch gäbe und die verschiedenen Seiten sich durch einen Kompromiss versöhnlich zu stimmen versuchen ist unklar, in welchem Zeitrahmen die Umsetzung erfolgen kann. Die ebenfalls dringend notwendige **Veränderung des Marktdesigns** mit den Themen EEG, KWK-G, Kapazitätsmärkte und nicht zuletzt die Frage nach einer neuen Netzentgeltsystematik, welche die Netzdienlichkeit der Akteure endlich angemessen berücksichtigt, stehen ebenfalls auf der Liste der anstehenden Reformen. Gerade letzteres ist für alle Netzbetreiber von wichtiger Bedeutung. Das neu zu entwickelnde Netzentgeltsystem muss als Bestandteil eines effizienten Gesamtmarktdesigns einen attraktiven Marktplatz für Energie gestalten können.

Ein weiterer Trend wird – neben der Digitalisierung – aber auch die **zunehmende Flexibilität und dezentrale Produktion** sein. Die Weiterentwicklung des Marktdesigns wurde von BET schon Anfang 2013 thematisiert und gefordert. Im Dialog mit den Branchenvertretern und den Verbänden wie auch mit den Regulierungsbehörden steht BET der Energiewirtschaft mit Ideen und Vorschlägen zur Umsetzung regelmäßig zur Verfügung.

Ihre Ansprechpartner: [Micha Ries](#), Tel.: 0241 470 62-446, [Dr. Lukas Schuchardt](#), Tel.: 0241 470 62-404

Die Notwendigkeit von Langfristplanungen im Zuge der Energiewende

Die Veränderungen im Energiemarkt in allen Wertschöpfungsstufen führen in zunehmendem Ausmaß zu Auswirkungen in der betriebswirtschaftlichen Performance der Unternehmen. Die Cashflows aus dem operativen Kerngeschäft der Energieversorger kennzeichnen eine höhere Volatilität als in der Vergangenheit. Während die alte Energiewelt von relativ, stabilen Cashflows und Ausschüttungen gekennzeichnet war, tragen veränderte Marktbedingungen und ein neues Energiesystem zu einem volatileren Verlauf der Jahresüberschüsse bei.



Aus diesen Gründen sind die etablierten Energieversorgungsunternehmen gefordert, ihr **Geschäftsmodell** zu hinterfragen und ggf. neu auszurichten. Die Situation am Erzeugungsmarkt mit derzeit niedrigen Großhandelspreisen hat unmittelbare und z. T. nachhaltige Auswirkungen auf den künftigen Kraftwerkspark. Die strategischen Ziele der Unternehmen kommen beispielsweise einer weiteren Dezentralisierung der Energieerzeugung nach. Die Umschichtung des Erzeugungsportfolios auf erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) kennzeichnen das Investitionsprogramm während für bestehende Assets und

Beteiligungen teilweise Desinvestitionen geprüft werden müssen. Darüber hinaus sind neben der Modernisierung der Netzinfrastruktur auch reguläre Ersatzinvestitionen zu tätigen. Im Ergebnis binden die notwendigen Investitionsprogramme der Energieversorgungsunternehmen langfristig Kapital.

Für die betriebswirtschaftliche Steuerung sind hierzu oftmals **Planungsrechnungen** erforderlich, die hinsichtlich Struktur, Aufbau und Planungshorizont über die bisher häufig mit den Gesellschaftern abzustimmenden Mittelfristplanungen hinausgeht. Die Unternehmensrechnung muss die Einflussfaktoren auf das Geschäft umfassend abbilden und die Auswirkungen strategischer Optionen über entsprechende Szenarien darstellen können.

Ein kurz- bzw. mittelfristiger Planungshorizont wie er von vielen Unternehmen derzeit verfolgt wird, kann dies oftmals nur unzureichend abbilden. Da die Investitionen in einem volatilen Marktumfeld finanziert werden müssen, ist nicht die Investition isoliert sondern vielmehr in ihrer Gesamtwirkung über die Mittelfristplanung des Unternehmens hinaus abzubilden. Die technisch-wirtschaftliche Nutzungsdauer bspw. von Onshore-Windenergieanlagen oder KWK-Anlagen beträgt mindestens 20 Jahre. Über diesen Zeitraum müssen die Anlagen nicht nur den Kapitaldienst sondern auch zur Ausschüttungsfähigkeit des Unternehmers beitragen. **Integrierte Planungsrechnungen**, d.h. aus einer langfristigen Bilanz-, GuV- und Cashflowrechnung, ermöglichen es, die langfristigen strategischen Ziele und die damit verbundene Investitionstätigkeit in der Planungsrechnung des Unternehmens adäquat zu erfassen.

Eine Langfristplanungsrechnung hilft in dem Zuge, wesentliche Fragen zu beantworten:

- Welchen Einfluss haben die Veränderungen des Energiemarktes auf die langfristige Entwicklung der Finanz- und Ertragslage?
- Welche Ergebnissituation und damit Ausschüttungen sind nachhaltig möglich?
- Wie verändern sich die Kapitalstruktur und der Verschuldungsgrad langfristig?
- Welcher operative Cashinflow kann aus dem Kerngeschäft zur Finanzierung des Investitionsprogramms beitragen?
- Wie schlägt sich die langfristige Entwicklung der Stromgroßhandelspreise in der Planung nieder?
- Welche Ergebnisbeiträge sind langfristig vor dem Hintergrund Anreizregulierung aus dem Strom- und Gasnetzgeschäft zu erwarten?
- Welche organisatorischen Anpassungen sind ggf. langfristig notwendig?

BET empfiehlt für eine erfolgreiche Umsetzung **drei** relevante **Arbeitsschritte**: Ausgangspunkt ist die Spiegelung der langfristigen strategischen Ausrichtung des Unternehmens mit dem **Markt- und Wettbewerbsumfeldes**. Sofern nicht bereits im Rahmen der Festlegung der Unternehmensstrategie Treiber und Trends identifiziert und dokumentiert worden sind, werden diese zur Ableitung der Prämissen festgelegt. Als zweiten Schritt folgt die **Status quo Analyse** sowie die Analyse der aktuellen **Mittelfristplanung** des Unternehmens. Dabei setzt die Langfristplanungsrechnung auf der bestehenden Mittelfristplanung auf. Schließlich werden **Szenarien** erarbeitet, die Treiber und Trends sinnvoll für die einzelnen Geschäftsfelder erfassen, um die Unsicherheit über die langfristige Ergebnisentwicklung zu berücksichtigen. BET greift hier auf das Expertenwissen entlang der gesamten energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette zurück, um konsistente Szenarien zu erarbeiten.

Für die Ableitung der langfristigen Ergebniserwartung der einzelnen Geschäftsfelder empfiehlt BET einen iterativen Prozess mit den jeweiligen Geschäftsfeldverantwortlichen. Aus der Zusammenführung der Ergebnisentwicklung der Geschäftsfelder, entsteht das langfristige Bild der Unternehmensentwicklung. Ob das Investitionsprogramm wirkt oder eine frühzeitige Anpassung der strategischen Positionierung erforderlich ist, zeigt sich im **Monitoring der langfristigen Ergebnisentwicklung**.



Ihre Ansprechpartner: [Dr. Sebastian Rothe](#), Tel.: 0241 470 62-462, [Ralph Kremp](#), Tel.: 0241 470 62-417

Zum Jahresende: Letzte Handgriffe am Jahresabschluss des Fotojahres

Nach der Vorstellung der Anreizregulierungsverordnung sollen sogenannte Fotojahre die typische, regelmäßige Kostenstruktur eines Netzbetreibers abbilden. Ein solches Jahr geht für die Betreiber eines Gasnetzes nun bald zu Ende. Wir denken es ist Zeit, noch einmal die vorläufigen Quartalsabschlüsse zu prüfen und insbesondere die Bilanzkonten in den Focus zu rücken.

Mit der Erstellung der Jahresabschlüsse geht es für die Netzbetreiber darum, die Grundlage für einen **optimal aufgestellten Kostenantrag** zu schaffen, die bereits **entwickelten Strategien** vollständig umzusetzen und möglicherweise noch **letzte Optimierungsmaßnahmen** auf den Weg zu bringen. So lassen sich in den im Netzbetrieb stets hohen Bilanzsummen regelmäßig an unterschiedlichen Stellen kleinere Verbesserungen erzielen, die in Summe eine deutliche wirtschaftliche Auswirkung nach sich ziehen können.

BET hat auch in 2015 im Zuge vieler Seminare und Workshops bereits Antworten auf die zentralen Fragen gegeben:

- Wie kann ich aktiv die Höhe der Verzinsung meines kalkulatorischen Eigenkapitals z. B. durch bilanzielle Maßnahmen verbessern?
- Welche Kostenpositionen drohen mir wegzubrechen, welche kann ich halten und umsetzen?
- Gelten meine ursprünglichen Kostenschlüssel noch und wie haben sich die Relationen seit der letzten Kostenprüfung verändert?
- Wie wirken sich die möglichen Veränderungen im Ordnungsrahmen auf meine Kosten aus – und wann...?

Damit Sie als Netzbetreiber nicht vor der Situation stehen, zu Beginn der 3. Regulierungsperiode unfreiwillig am Absenkungspfad der 2. Regulierungsperiode anzuknüpfen, unterstützen wir Sie auch weiterhin gerne beratend bei der Optimierung, z. B. mit Diskussionen auf Basis unserer Erfahrung und praxiserprobten Werkzeugen. Auf Wunsch kann Ihr Unbundling-Jahresabschluss von BET **analog zur Perspektive der Regulierungsbehörde** geprüft und so bereits im Vorfeld des Kostenantrags mögliches Optimierungspotenzial aufgezeigt werden.

Ihre Ansprechpartner: [Micha Ries](#), Tel.: 0241 470 62-446, [Carsten Sommer](#), Tel.: 0241 470 62-464

Die einheitliche deutsch-österreichische Gebotszone (Strompreiszone) vor dem Hintergrund der neuen

europäischen CACM-Guideline

Am 14. August 2015 trat die Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die **Kapazitätsvergabe** und das **Engpassmanagement** (auch CACM-Guideline genannt) in Kraft. Sie ist verbindlich und gilt unmittelbar in allen EU-Mitgliedstaaten, das heißt sie stellt unmittelbar anzuwendendes Recht dar. Die Verordnung (EU) 2015/1222 regelt als Netzkodex „Kapazitätsallokation und Engpassmanagement“ unter anderem den Zuschnitt des europäischen Strommarkts. Dazu gehören sowohl die Überprüfung und Festlegung der Kapazitätsberechnungsregionen als auch die der Gebotszongrenzen. Derzeit wird der europäische Marktzuschnitt nach den Vorgaben dieser Verordnung evaluiert. Dazu haben alle in der ENTSO-E organisierten Übertragungsnetzbetreiber einen gemeinsamen Vorschlag erarbeitet, welcher am 13. November 2015 veröffentlicht und zur Konsultation gestellt wurde. Dieser Vorschlag sieht eine Auftrennung der einheitlichen deutsch-österreichischen Gebotszone (Strompreiszone) vor und ordnet die entsprechende Netzengpassbewirtschaftung der Kapazitätsberechnungsregion (CCR) Zentraleuropa (CEE) zu. Der Vorschlag der ÜNB steht unter dem Vorbehalt der Genehmigung aller betroffenen europäischen Regulierungsbehörden.

Am 23. September hat ACER, die europäische Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden, eine rechtsunverbindliche Stellungnahme (“Meinung“) veröffentlicht, in der ACER die Auftrennung der einheitlichen deutsch-österreichischen Gebotszone empfiehlt. Auslösendes Moment war eine Beschwerde der polnischen Regulierungsbehörde URE bei ACER, in der die hohen Stromexporte von Deutschland nach Österreich dafür verantwortlich gemacht wurden, die Netzsicherheit in Polen (und Tschechien) durch entsprechende Ringflüsse zu gefährden, da das deutsche Übertragungsnetz derzeit nicht ausreichend ausgebaut sei. ACER hat die betroffenen Regulierungsbehörden und Übertragungsnetzbetreiber dazu aufgefordert, sich zur Einführung eines Engpassmanagements zu verpflichten und innerhalb von vier Monaten einen Implementierungszeitplan zu erarbeiten. Gegen diese Stellungnahme von ACER hat die österreichische Regulierungsbehörde E-Control am 20. November 2015 eine Beschwerde beim Beschwerdeausschuss von ACER und am 23. November 2015 eine entsprechende Klage beim Gericht der Europäischen Union (EuG) als Gericht erster Instanz eingereicht.

Als Ausfluss dieser energiewirtschaftsrechtlichen und energiepolitischen Diskussion sind für Deutschland und Österreich verschiedene **zukünftige Gebotszonenkonstellationen** beim Strommarktzuschnitt in Europa denkbar:

Variante 0: Weiterhin einheitliche Gebotszone: {DE-AT}

Variante 1: Aufspaltung in zwei Gebotszonen: {DE} + {AT}

Variante 2: Aufspaltung in zwei Gebotszonen: {DE_Nord} + {DE_Süd-AT}

Variante 3: Aufspaltung in drei Gebotszonen: {DE_Nord} + {DE_Süd} + {AT}

BET schlägt vor diesem Hintergrund vor, die energiewirtschaftlichen Konsequenzen der verschiedenen möglichen Entwicklungen zu untersuchen und die Auswirkungen auf die Strompreisentwicklung in den drei einzelnen Teilregionen {DE_Nord}, {DE_Süd} und {AT} sowie den Einfluss auf die jeweiligen Stromimporte und Stromexporte zu analysieren, zu vergleichen und zu bewerten.

Ihr Ansprechpartner: [Dr. Jürgen Wilms](#), Tel.: 0241 740 62 – 483

Bundesförderung bringt Aufwind für Breitbandausbau

Mit der voranschreitenden Digitalisierung in Versorgungsnetzen stellt sich für die Netzbetreiber die Frage der Positionierung zum Thema Breitbandausbau. Bisher haben viele Netzbetreiber die Strategie verfolgt, immer dann Leerrohre oder Breitbandkabel mit zu verlegen, wenn ohnehin eine Neuverlegung von Stromkabeln vorgesehen

war. Der Aufbau eines eigenen Geschäftsfelds „Breitband“ wurde aus unterschiedlichen Gründen abgelehnt – u.a. deshalb, weil private Investoren keinen Zugriff auf öffentliche Fördertöpfe hatten.

Neue Perspektiven bietet das im Oktober beschlossene **Bundesförderprogramm für den Breitbandausbau**, das sicherstellen soll, dass bis 2018 alle Bundesbürger einen Zugang zum Breitbandnetz haben. Das Stellen des Förderantrags ist zwar im ersten Schritt Aufgabe der Kommune. Diese kann die Finanzmittel aber an private Investoren – und damit auch an die Betreiber der lokalen Versorgungsnetze – weiterreichen. Dazu muss sie, analog zu einer Konzessionsvergabe, ein diskriminierungsfreies Verfahren nach transparenten Kriterien durchführen. Der Fördersatz beläuft sich in der Regel auf 50% der zuwendungsfähigen Ausgaben. Kombiniert mit anderen (EU- oder Landes-) Förderprogrammen können auf kommunaler Seite bis zu 90% der Ausgaben übernommen werden.

Der beim Breitbandausbau bestehende **Vorteil** von lokalen Stromnetzbetreibern gegenüber Telekommunikationsunternehmen liegt in den **erzielbaren Synergien**. Die lokalen Netzbetreiber kennen Ihr Netzgebiet nicht nur besonders gut, sie können die Kosten der Mitverlegung unter bestimmten Voraussetzungen auch im Rahmen der Anreizregulierung berücksichtigen oder zumindest vorfinanzieren lassen (siehe Leitfaden „Mitverlegung von Glasfaserkabeln oder Leerrohren für den Telekommunikationsbreitbandbetrieb“ der Bundesnetzagentur, 2012).

Gleichzeitig wird in den nächsten Monaten das neue **Gesetz zur Erleichterung des Ausbaus digitaler Hochgeschwindigkeitsnetze** in Kraft treten. Der aktuelle Entwurf sieht vor, dass Inhaber von passiver Infrastruktur (Leerrohre oder Telekommunikationskabel) zukünftig von der Bundesnetzagentur verpflichtet werden können, Ihre Infrastruktur anderen Telekommunikationsnetzbetreibern gegen ein Mitnutzungsentgelt zur Verfügung zu stellen (§ 77n TKG-Entwurf). Verfügt der Infrastrukturihaber also über keine eigene Ausbaustrategie, besteht die Gefahr, dass andere Telekommunikationsnetzbetreiber die Infrastruktur verwenden und damit dem Inhaber auch für die Zukunft die Option nehmen, die eigene Infrastruktur zu nutzen.

Vor dem Hintergrund der aktuellen Entwicklungen sollte jeder Netzbetreiber seine **Breitbandstrategie kritisch überprüfen**. Die neuen Rahmenbedingungen ermöglichen es Netzbetreibern, ihre Strategie zum Thema Netzdigitalisierung mit den Belangen der Kommune optimal zu synchronisieren, direkt von der Förderung des Bundes zu profitieren und als starker Partner der Kommune den Breitbandausbau aktiv voranzutreiben.

Neugierig? Dann Fragen Sie uns. Gern unterstützt BET Sie bei der (Weiter-)Entwicklung Ihrer Breitbandstrategie sowie im Rahmen des Vergabeverfahrens der Bundesfördermittel.

Ihr Ansprechpartner: [Tim Ronkartz](#), Tel.: 0241 470 62-463

Endgültige Version des KWK-G 2016 bringt mehr Planungssicherheit sowie Verbesserungen für Kleinanlagen und Contracting-Modelle

Nachdem im Nachgang der ersten Lesung im Bundestag am 6.11.2015 teils deutliche Kritik auch aus den Reihen der Regierungsfractionen und der Verbände laut wurde, ist am 1. Dezember 2015 das KWK-G 2016 im Bundestag nun endgültig beschlossen worden.

Neben der Festlegung auf jetzt **feste Ausbauziele** (110 TWh in 2020, 120 TWh in 2025) und einer **Verschiebung der Frist bis zur Dauerinbetriebnahme** auf 2022, wurden **einige Verbesserungen** für kleine KWK-Anlagen und Kontraktoren sowie Industrie-KWK vorgenommen, die vormals nicht enthalten waren. Zum einen wurde die **Förderdauer angehoben** für KWK-Anlagen bis 50 kW von 45.000 auf 60.000 Vollbenutzungsstunden. Zum anderen soll nun eigenverbraucher Strom ohne Beschränkung der Leistung unter bestimmten Umständen eine verminderte Vergütung erhalten. Von letztgenannter Regelung profitieren Anlagen, deren KWK-Strom an Letztverbraucher in einer Kundenanlage oder in einem geschlossenen Verteilernetz geliefert wird, soweit für diesen KWK-Strom die volle EEG-Umlage entrichtet wird. Dies sind insbesondere EEG-

Umlagen-pflichtige Eigenerzeugungsanlagen im Wohnungsbau oder in der Industrie. Die Verschiebung der Frist bis zur Dauerinbetriebnahme um zwei Jahre dürfte darüber hinaus den Zeitplan für zahlreiche Modernisierungs- und Neubauprojekte entspannen.

Ihre Ansprechpartner: [Oliver Donner](#), Tel.: 0241 470 62-451, [Armin Michels](#), Tel.: 0241 470 62-416

Verbesserung der Bilanzierungsqualität Strom und Gas

Rege Teilnahme am »MaBiS-Benchmark 3.0«

In der vergangenen Woche wurde der Unternehmensvergleich »MaBiS-Benchmark 3.0« mit Schwerpunkten zur Bilanzierungsqualität und zur Bewirtschaftung der Differenzzeitreihe (DBA) erfolgreich beendet. Nach vier Jahren Strombilanzierung nach den MaBiS-Vorschriften, der erhöhten Aufmerksamkeit der Bilanzkreiskoordinatoren auf Schiefstände in Differenzbilanzkreisen und vor dem Hintergrund der verschärften Weißbuch-Anforderungen (Gebot der Bilanzkreistreue), war das Interesse an einem erneuten Vergleich groß. Die teilnehmenden Verteilnetze, überwiegend aus NRW, entsprechen einem durchaus repräsentativen Querschnitt der synthetisch bilanzierenden Stromnetzbetreiber.

Möchten auch Sie die **eigene Bilanzierungsqualität im Branchendurchschnitt** einordnen und Ihre DBA-Bewirtschaftung optimieren? Dann bieten wir Ihnen die Möglichkeit der nachträglichen Teilnahme an. **Sprechen Sie uns an!**

Ihre Ansprechpartner: [Simon Kutzner](#), Tel.: 0241 47062-405, [Ulrich Rosen](#), Tel.: 0241 47062-414

Unterstützung bei der Auswahl der richtigen SigLinDe-Profile

Die Allokationsgüte für Standardlastprofilkunden eines Ausspeisenetzbetreibers (ANB) kann von vielen Faktoren abhängen. Wenig beeinflussbar war bislang die Allokationsgüte in den Wintermonaten (branchenweit Unterallokation) und in den Sommermonaten (branchenweit Überallokation) aufgrund der überwiegend angewendeten Sigmoidfunktion nach TUM. Mit den neu entwickelten SigLinDe-Profilen in verschiedenen Ausprägungen, d.h. eine Kombination der herkömmlichen Sigmoidfunktion mit einer Geraden, können Netzbetreiber nun in den ‚Maßnahmen-Köcher‘ greifen und ihre **Allokationsgüte** besonders vor dem Hintergrund der ‚Täglichen Netzkontoabrechnung Gas‘ **verbessern**.

Kennen Sie die Auswirkungen der ‚Täglichen Netzkontoabrechnung Gas‘ für Ihr Gasnetz, deren Rahmenbedingungen seit Mitte September 2015 im Prinzip feststehen und welche ab 1.10.2016 greifen? Sind diese neuen Profile für eine Verbesserung der eigenen Allokationsgüte in ihrem Netz geeignet? Wie ist die heutige Allokationsgüte im Vergleich mit anderen ANB einzuschätzen? Wie viele Überschreitungstage und -mengen werden mit der heutigen bzw. mit der optimierten Allokationsgüte erzeugt?

Gern unterstützen wir Sie bei der **Analyse des Verbesserungspotenzials** beim Einsatz von ‚SigLinDe‘ und der Auswahl der für Ihr Netz optimalen Profile.

Sprechen Sie uns an!

Ihre Ansprechpartner: [Simon Kutzner](#), Tel.: 0241 47062-405, [Ulrich Rosen](#), Tel.: 0241 47062-414

Aktuelle BET-Workshops und Seminare

Workshop zur Digitalisierung der Energiewende

Mit der Veröffentlichung des Referentenentwurfs für das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) können die zukünftigen Anforderungen an den Netzbetreiber als grundzuständigen Messstellenbetreiber besser eingeschätzt werden. Dies betrifft nicht nur die Umsetzung der Vorgaben für den **roll-out von intelligenten Messsystemen** in zeitlicher, technischer, organisatorischer und regulatorischer Sicht, sondern auch die vorhergehende **Strategieentscheidung** für/gegen die Übernahme des Messstellenbetriebs für moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme. Beide Aspekte werden im Jahr 2016 eine **wichtige Rolle** spielen und bedürfen daher einer frühzeitigen Vorbereitung.

Die inhaltlichen Schwerpunkte des Workshops liegen daher einerseits auf der Strategiefindung und andererseits auf den konkreten Vorbereitungsschritten zur Übernahme des „digitalen“ **Messstellenbetriebs**. Die Agenda orientiert sich an den folgenden Aspekten:

- Gesetzliche Rahmenbedingungen und konkrete Anforderungen
- Chancen und Risiken von neuen Geschäftsmodellen und zukünftigen Entwicklungen (dynamische Netzentgelte, Kapazitätsprodukte etc.)
- Entscheidungskriterien zur Übernahme des „digitalen“ Messstellenbetriebs
- Individualisierung der Anforderungen bezogen auf das eigene Unternehmen (roll-out-Konzept, Mitarbeiterqualifikation, Informations-/Kommunikationstechnik etc.)
- Eigenleistungstiefe und operative Schnittstellen zum Dienstleister (full-service-Lösung, ASP-Lösung, Kooperations-Lösung)
- Bewertung von (Dis-)Synergien für das spartenübergreifende Mess-/Zählerwesen, die Zählerfernauslesung und die Abrechnung
- Rahmenbedingungen für die Erstellung eines individuellen Businessplans
- Bewertung und Entscheidungsvorbereitung

Der Workshop bietet die Möglichkeit, sich frühzeitig mit den zukünftigen Anforderungen zu befassen, Chancen und Risiken zu bewerten und strategische Weichenstellungen vorzubereiten.

Individuelle Workshoptermine sind ab Februar 2016 möglich und können auch gerne mit benachbarten Netzbetreibern gemeinsam durchgeführt werden. **Sprechen Sie uns an!**

Ihre Ansprechpartner: [Ulrich Rosen](#), Tel.: 0241 470 62-414, [Dr. Lukas Schuchardt](#), Tel.: 0241 470 62-404

Weitere Informationen, z.B. Hinweise auf Fachartikel zu diversen aktuellen Themen finden Sie [auf unserer Website](#).

Wenn Sie künftig keinen Newsletter mehr von uns erhalten wollen, antworten Sie einfach auf diese E-Mail mit dem Hinweis "löschen". Alternativ können Sie uns telefonisch unter +49 241 47062-422 oder auf dem Postweg erreichen. Für Ihre Fragen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Verantwortlicher Herausgeber:

BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH •

Geschäftsführer: Dr. -Ing. Wolfgang Zander und Dr. -Ing. Michael Ritzau • Alfonsstraße 44 • 52070 Aachen •

Telefon +49 241 47062-0 • Telefax +49 241 47062-600 • www.bet-aachen.de • info@bet-aachen.de •

USt-ID-Nr. DE161524830 • Reg.-Ger. Aachen • HRB 5731 •

Redaktion: Simone Lehmann • Telefon +49 241 47062-422 • simone.lehmann@bet-aachen.de •