

Smart Balancing – Kann Transparenz Kosten reduzieren und neue Geschäftsmodelle ermöglichen?

Felix Röben (1,2), Hans Schäfers (1), Anna Meißner (2), Jerom de Haan (3)
(1) CC4E, HAW Hamburg, Alexanderstr. 1, 20099 Hamburg; (2) Fraunhofer ISIT,
Steindamm 94, 20099 Hamburg; (3) TenneT TSO GmbH, Bernecker Str. 70, 95448
Bayreuth
(1) 040 428 75 5841
(1) felix.roeben@haw-hamburg.de
(1) www.cc4e.de

Einleitung

Norddeutsche EnergieWende 4.0 (NEW 4.0) denkt groß. Das Projekt will mit seinen Use Cases viele Herausforderungen der Energiewende vordenken. Die insgesamt sechs Use Cases sollen zeigen, dass ein effizienter und sicherer Netzbetrieb bei hohen Anteilen erneuerbarer Energie möglich ist. Gelingt dies, zeigt NEW 4.0, dass ein zentraler Beitrag zum Bewältigen der Energiewende erbracht werden kann.

Wie funktioniert das? Die Use Cases demonstrieren eine verbesserte Erbringung von Systemdienstleistungen durch erneuerbare Energien-Anlagen und flexible Lasten und können so konventionelle Kraftwerke auf Dauer obsolet machen. In diesem Tagungsbeitrag schauen wir auf den Use Case „Smart Balancing“.

Smart Balancing steht für mitregelnde Bilanzkreisverantwortliche (BKV), die durch systemdienliche Fahrplanabweichungen die Aktivierung von Regelenergie durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) reduzieren. Dieser Ansatz wird z.B. in den Niederlanden bereits seit 2001 erfolgreich angewandt und die Aktivierung von Regelenergie durch den ÜNB dadurch reduziert (Beune and Nobel, 2001).

Smart Balancing: Die Hintergründe

Ausgangspunkt sind die Bilanzkreise und ihre Manager. Das gesamte Bundesgebiet wurde in der Energiewirtschaft in Bilanzkreise zusammengefasst. Sie sind ein Hilfsmittel, mit denen an den Strombörsen festgestellt wird, wieviel Strom in Deutschland benötigt wird und wieviel Strom verfügbar ist. Bilanzkreise sind demnach nichts anderes als virtuelle Konten von Energiemengen, durch die sich der Strompreis definiert und Fahrpläne der benötigten und der verfügbaren Energie erstellt werden.

Die BKV übermitteln ihren Fahrplan, der erfasst, wieviel Strom ein Kreis in Zukunft benötigt oder liefert. Die Stromlieferanten garantieren, dass die verkaufte Energiemenge eingespeist wird. Stromverbraucher müssen die eingekauften Mengen verbrauchen. Die BKV sind dafür verantwortlich, jede Viertelstunde eine ausgeglichene Bilanz zwischen den gehandelten (SOLL = Fahrplan) und den tatsächlichen (IST = Messungen) Energieflüssen zu erreichen.

Dafür müssen sie die Fahrplanabweichungen möglichst gering halten. Grund dafür ist die Annahme, dass eine möglichst geringe Abweichung in allen Bilanzkreisen auch automatisch den Einsatz der Ausgleichsenergie minimiert. Heutzutage dürfen die BKV ihre Flexibilitäten am Markt für Regelenergie anbieten oder bis 15 Minuten vor Echtzeit am Intra-day Markt handeln. Vom Fahrplan darf nicht abgewichen werden.

Smart Balancing – heute noch keine Option?

Werden gehandelte Energiemengen nicht geliefert oder verbraucht, müssen diese Unterschiede vom jeweiligen Netzbetreiber durch Ausgleichsenergie ausgeglichen werden. Der Netzbetreiber ermittelt dafür das Ungleichgewicht der Regelzone, also die Summe aller Fahrplanabweichungen. Dieses Regelzonenungleichgewicht wird ausgeregelt. Der Netzbetreiber legt die Kosten für in Anspruch genommene Ausgleichsenergie auf die BKV um. Hier, versteckt in der Berechnung der Umlage, begründet sich ein Paradoxon: Es gibt in Deutschland einen finanziellen Anreiz, den Ausgleichsenergiepreis, gegen geltendes Recht, die Pflicht zur Fahrplantreue, zu verstoßen.

Ein praktisches Beispiel wird in Abbildung 1 veranschaulicht: In einem Bilanzkreis fällt ein Kraftwerk aus. Das entstandene Ungleichgewicht im Stromnetz ist heute nur dem Netzbetreiber bekannt. Andere BKV haben wie üblich ihre Fahrplanabweichung ausgeglichen und dadurch ggf. zum Ungleichgewicht beigetragen, denn sie wissen ja nichts von dem Vorfall im Netz. Die Kosten für die Aktivierung der Regelenergie, incl. jener welche zum Ausgleich des Kraftwerks nötig ist, werden auf diejenigen BKV umgelegt, die zum Ungleichgewicht beigetragen haben. Die BKV, die von Ihrem Fahrplan systemdienlich abgewichen sind, erhalten dagegen eine Vergütung.

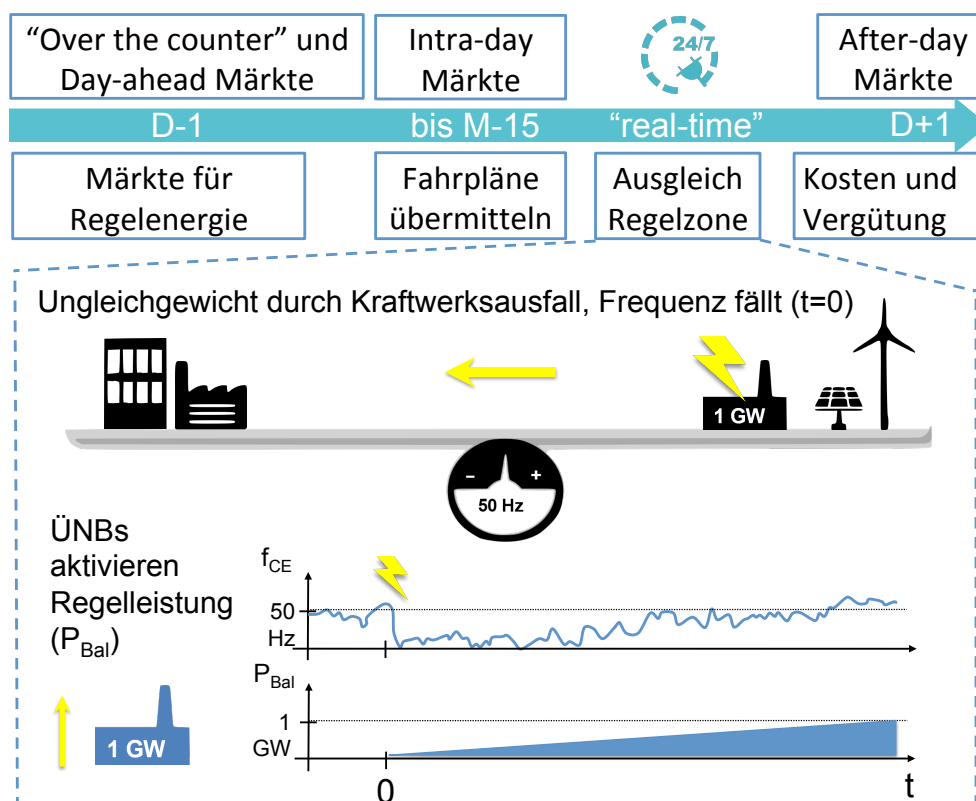


Abbildung 1: Strommärkte und Regelenergie, fiktiver Kraftwerksausfall

Ob ein BKV zum Problem oder zur Lösung beigetragen und dabei Geld verloren oder erwirtschaftet hat, wird erst im Nachgang bekannt gegeben. Echtzeit-Informationen über das Ungleichgewicht liegen nicht vor.

Dabei könnte die Erzeugung oder der Verbrauch von Energie oft auch kurzfristig angepasst werden. Smart Balancing wäre von manchen BKV schon heute technisch

umsetzbar. Im Kontext der Energiewende und zunehmender digitaler Steuerungsmöglichkeiten von Verbrauchern und Erzeugern steigt das Potential stetig weiter. Allerdings ist dies im aktuellen deutschen Rechtsrahmen, trotz des existierenden finanziellen Anreizes, nicht vorgesehen.

Das Paradoxon lösen

Heute gibt es für die BKV in Deutschland keine offizielle Möglichkeit die momentane Abweichung ihres Bilanzkreises mit der Abweichung der zuständigen Regelzone vom Gesamtfahrplan (Last und Erzeugung) zu vergleichen.

Noch einmal das Paradoxon: Zum einen sind BKV mit systemdienlicher Fahrplanabweichung angehalten, diese physikalisch auszugleichen und vergrößern damit noch das Ungleichgewicht. Zweitens, finanziell belohnt wird eine systemdienliche Fahrplanabweichung schon heute, aber laut geltendem Recht ist diese zu vermeiden.

Durch die Aufhebung der Fahrplantreue und gleichzeitiger Einführung von Transparenz über das Ungleichgewicht der Regelzone könnte Smart Balancing realisiert werden. BKV können dadurch systemdienliche Fahrplanabweichungen stehen lassen oder herbeiführen, um die Regelzonenabweichung zu verkleinern und den Einsatz von Regelenergie zu vermeiden, wie in Abbildung 2 dargestellt.

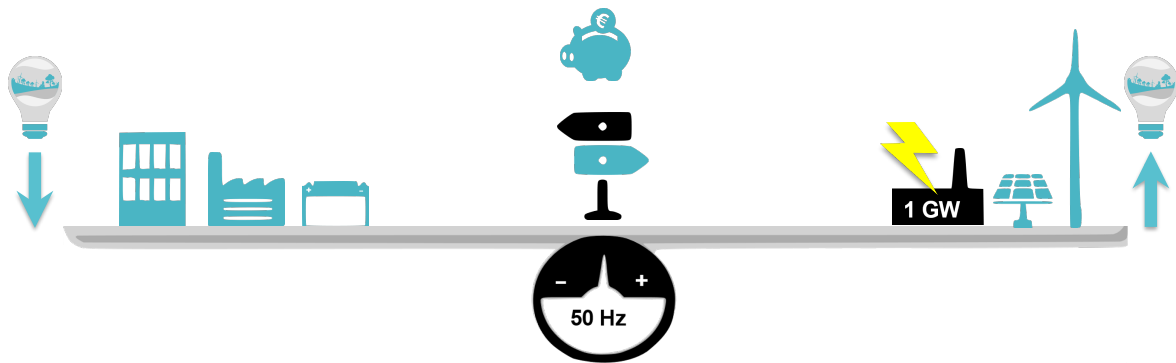


Abbildung 2: Smart Balancing, fiktiver Kraftwerksausfall und Echtzeit-Preissignal

Transparente Balancing Markets – ein erprobter Lösungsansatz

In den Niederlanden und in Belgien ist dies bereits gängige Praxis. Dort werden den BKV Echtzeitinformation (Regelzonenabweichung und Ausgleichsenergiepreis) vom Netzbetreiber zur Verfügung gestellt (siehe Anhang).

Die Definition für Smart Balancing liest sich wie folgt: Smart Balancing steht für mitregelnde Bilanzkreisverantwortliche, die mit systemdienlichen Fahrplanabweichungen die Aktivierung von Regelenergie durch die Übertragungsnetzbetreibers reduzieren.

Die BKV werden in Echtzeit über die Gesamtabweichung der Regelzone informiert. Zudem wird die Information zu den dadurch entstandenen Kosten für Ausgleichsenergie mitgeliefert. Die Bilanzkreisverantwortlichen können dann Ihre aktuelle Abweichung mit der Regelzonenabweichung vergleichen. Bei gegenläufiger Abweichung (Einspeisung vs. Entnahme von Strom), gleichen sie Ihre Bilanzabweichungen nicht aus, da diese das System zu dem Zeitpunkt stützt.

Zum Ausgleich kann eigene Flexibilität oder auch kurzfristig auf dem Markt gekaufte Flexibilität verwendet werden. Diese Transparenz führt zur Stabilisierung der gesamten Regelzone und spart Kosten ein. Die BKV sparen sich demnach die Anpassung von

gegenläufiger Abweichung, die im aktuellen deutschen Modell noch doppelt Kosten verursachen.

Mit Smart Balancing wurde also ein Instrument geschaffen, mit dem BKV ihre Flexibilität systemdienlich einsetzen können. Neben der Ersparnis durch weniger Regelenergie stellt ein Echtzeitpreissignal auch einen Business Case für Batteriespeicher, Sektorenkopplung und Demand Site Integration (DSI) dar.

Was wir von den Niederländern lernen können – oder bereits gelernt haben?

Mit diesem Hintergrundwissen legen Datenanalysen der Regelenergieeinsätze in Deutschland die Vermutung nahe, dass Regelenergieanbieter eine sogenannte „Anker-Strategie“ auf den Regelenergiemärkten (für Sekundärregelleistung und Minutenreserven) anwenden. Beim Abruf der Regelenergie werden Echtzeit-(Preis)Informationen gewonnen und daher zum Smart Balancing genutzt. Die Fahrplantreue wird vernachlässigt, weil finanzielle Anreize locken. Diese Informationen sind aber unvollständig und nicht immer kohärent mit dem Ungleichgewicht, weswegen eine systemdienliche Fahrplanabweichung nicht zwangsweise gegeben ist (Röben and de Haan, 2019)

Untersuchungsrahmen und Ziele

Das Team rund um den Use Case Smart Balancing arbeitet daran, dass das System der Bilanzkreise in Deutschland transparenter wird. Das Verhalten der BKV in Deutschland soll mit und ohne Transparenz untersucht werden, um Erkenntnisse zu volkswirtschaftlich vorteilhaften Marktregeln zu generieren. Die Ergebnisse sollten sowohl in der europäischen Regulatorik, bei der andauernden Vereinheitlichung der europäischen Märkte, als auch im deutschen Recht berücksichtigt werden (Röben, 2018).

Im Rahmen des Projektes NEW 4.0 wird nicht nur die Eignung von Smart Balancing für das deutsche Energiesystem untersucht, es werden darüber hinaus auch die technischen und rechtlichen Schritte erarbeitet, welche es für die Einführung bräuchte. Dabei stehen folgende Fragen im Mittelpunkt:

Wie müssen Regelenergiemärkte und Mechanismen des Ausgleichs von Regelzonen (in Deutschland und Europa) ausgestaltet werden, um

- die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.
- die Integration von hohen Anteilen volatiler erneuerbarer Energieträger zu ermöglichen.
- die volkswirtschaftlichen Kosten so weit wie möglich zu reduzieren.
- Flexibilität einen „Wert“ (Echtzeit-Preis) zu geben.
- ein Geschäftsmodell für Sektorenkopplung, Batteriespeicher und DSI zu bieten.

Ziel der Arbeiten im Use Case Smart Balancing ist es, einen Beitrag zur Diskussion über Transparenzmaßnahmen in einem integrierten europäischen Regelmarkt zu leisten. Auf den ersten Blick wirkt Transparenz als Designvariable wie eine vielversprechende Herangehensweise. Eine nähere Bewertung über die Gesamteignung für eine effizientere Bereitstellung von Regelkapazitäten durch Smart Balancing erfordert jedoch Methoden der interdisziplinären Forschung, welche die Bereiche Gesetzgebung, Wirtschaft und Technik miteinander verbindet.

Der aktuelle Konsolidierungsprozess ist offen für Beiträge aller betroffenen ÜNB sowie der nationalen Regierungsbehörden. Aus diesem Grund ist eine Vielzahl von Interessengruppen beteiligt. Zusätzliche Erkenntnisse aus dem akademischen Bereich können helfen, unterschiedliche Designoptionen zu bewerten und gegebenenfalls zu priorisieren.

Für die Deutsche Situation gibt es zwei Fragen von besonderem Interesse:

- 1) Welche weiteren Regelmarktvariablen interagieren mit Transparenz und/oder Smart Balancing?
- 2) Welche potentiellen Nachteile/Probleme könnten auftreten wenn Smart Balancing in den deutschen Regelzonen eingeführt werden würde?

Dieser Tagungsbeitrag widmet sich der Fragestellung 1 und zeigt einen Vergleich der Energiemärkte in den Niederlanden und Deutschland. Darüber hinaus wird der Kontext zur „Guideline for Electricity Balancing“ (EBGL) und zur angestrebten Harmonisierung in Europa dargestellt (EU Commission, 2017).

Ziel der Untersuchung ist es, eine Übersicht von Marktparametern zu erhalten, um mögliche Zusammenhänge erkennen zu können. Der Fokus liegt dabei auf mitregelnden Marktteilnehmern bzw. Smart Balancing. Im englischen Sprachgebrauch wird dieses Marktverhalten als „passive balancing“ bezeichnet.

Herangehensweise

Um die aufgezeigten Fragestellungen beantworten zu können werden drei Ansätze verfolgt. In einem ersten Schritt wurden Literatur und historische Datensätze analysiert und ausgewertet. Dies ermöglicht die Abbildung des Status quo und das Verständnis der damit einhergehenden Gegebenheiten und Problemstellungen. In dieser Arbeit wird insbesondere auf den Vergleich von Markt-Design-Parametern in Deutschland und den Niederlanden eingegangen. Die daraus gewonnenen Erkenntnisse dienen als Diskussionsgrundlage für Experteninterviews, welche helfen die Möglichkeiten und Motivation potentieller Smart Balancing Teilnehmer einzuschätzen. Schließlich werden alle Informationen in einem Simulationsmodell zusammenfließen, mit dessen Hilfe verschiedene Szenarien simuliert und ausgewertet werden. So können verschiedene Marktansätze und das Mitregelverhalten der BKV gezielt untersucht werden.

Vergleich Regelmechanismen anhand der 24 Markt-Design Parameter

In diesem Abschnitt wird ein Vergleich der niederländischen mit den deutschen Regelmechanismen in Bezug auf die EBGL mithilfe von 24 Markt-Design Parametern vorgestellt. Der Ansatz basiert auf einem existierenden Design-Rahmen (van der Veen and Hakvoort, 2016). Dazu werden eine Reihe von Regelungsvorschriften und Dokumente der EBGL und die aktuellen nationalen Vorschriften verwendet. In Deutschland ist die Bundesnetzagentur die zuständige Instanz, ihr Entscheidungsgremium 6 (Beschlusskammer 6 (BK6)) befasst sich mit der Regulierung von Stromnetzen einschließlich der Regelmechanismen.

Neben der Betrachtung von gesetzlichen Vorschriften ist es wichtig, sie mit den internationalen Vereinbarungen der Übertragungsnetzbetreiber in Kontext zu setzen. Die Netzbetreiber agieren als gewinnorientierte Unternehmen mit der besonderen Verantwortung für die Sicherung der Stromversorgung.

Der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber für Elektrizität (ENTSO-E) repräsentiert die Selbstregulierung der Netzbetreiber, ein technische Betriebshandbuch wird in Europa einheitlich angewendet. Das Handbuch beschreibt den technischen Rahmen des vernetzten europäischen Stromnetzes, beabsichtigte aber nicht, gemeinsame Märkte einzuführen. Um die Regelmechanismen und -märkte in der EU zu vereinheitlichen, leitet die Kommission einen Konsultationsprozess ein. Es soll über einen gemeinsamen Regelmarkt sowie Anliegen der Netzbetreiber entschieden werden. Als Ziel soll ein neues Handbuch entstehen, welches die technischen Details und Vorschriften für den gemeinsamen Regelmarkt abdecken soll. Tabelle 1 zeigt 24 Designparameter, welche in vier Kategorien einzusortieren sind:

1. Generelle Parameter (3 Parameter)

Als generelle Parameter sind hier die Planzeiten, die Veröffentlichung der nationalen Daten sowie die Zeit der vollen Aktivierung zusammen gefasst. Diese definieren den Rahmen in welchem Regelleistung erbracht wird.

2. Regelplan Parameter (6 Parameter)

Als Regelplanparameter werden sechs Parameter zusammengefasst, anhand derer der Aufbau und die Erstellung eines Regelplans und die damit einhergehende Verantwortung beschrieben wird.

3. Regelungsservice Vorkehrungen (9 Parameter)

Unter dieser Kategorie werden neun Parameter zusammengefasst, welche beschreiben wie Regelservices definiert, vorgehalten, aktiviert und vermarktet werden.

4. Saldenabrechnungsvariablen (6 Parameter)

Die Abrechnung der Regeldienstleistung wird über die folgenden sechs Parameter definiert. Sie beschreiben die Preisfindung und die Abwicklung der entstehenden Kosten.

Tabelle 1: Die 24 Design Parameter für Regelleistung

Generell	Planung	Service	Abrechnung
Abrechnungsperiode	Zonen vs. Knoten	Klassifizierung von Reserven	Verrechnung der Kosten f. Vorhaltung
Veröffentlichung von Daten	Vermarktung erneuerbare Energie	Ausschreibevolumen der Klassen	Verrechnung der Kosten f. Einsatz
Zeit der vollen Aktivierung (FAT)	Einzelpositionen (Erzeugung, Last)	Regelung Reserveeinsätze	Berechnung Ausgleichsenergiepreis
	Handelsschluss (Intraday GCT)	Ausschreibung von Reserven	Strafe für Nichtlieferung der Reserven
	Initiale Fahrplananmeldung	Timing der Märkte für Reserven	Umgang mit Restbeträgen
	Anforderungen an BKV	Vergütung der Reserven (pay-as-bid vs. -as-cleared)	Zeitpunkt der Abrechnung
		Aktivierungsstrategie von Reserven	
		Format der Gebote	
		Präqualifizierung von Reserven	

Weiterhin gilt es herauszufinden, welche Einflüsse und Auswirkungen Smart Balancing in der deutschen Regelzone haben könnte. Eine umfangreiche Analyse der Markt-Design Parameter ergab, dass die folgenden sechs Parameter möglicherweise Einfluss auf die Effizienz von Smart Balancing haben könnten (Röben and Schäfers, 2018):

1. Die Abrechnungsperiode (1.1),
2. die Veröffentlichung von Daten (1.2),
3. die Zeit der vollen Aktivität von Primär- und Sekundärreserven (1.3),
4. der Preismechanismus von Regeldienstleitungen (3.6),
5. die Aktivierungsstrategie (3.7) und
6. der Preismechanismus von Ungleichgewichten (4.3).

Die Ergebnisse des Vergleichs der relevanten Parameter werden im Folgenden Abschnitt dargestellt.

1.1. *Abrechnungsperiode*

Die Abrechnungsperiode für Energiemengen beträgt laut dem „Continental Europe Operational Handbook“ in Deutschland und den Niederlanden 15 Minuten (ENTSO-E, 2009). Auch entsprechen beide Länder bereits der EBGL, welche besagt, dass alle ÜNB in ihren Regelzonen eine Abrechnungsperiode von 15 Minuten einführen müssen. Dies solle bis spätestens drei Jahre nach Inkrafttreten der EBGL geschehen sein (Artikel 53.1).

1.2. *Veröffentlichung der nationalen Daten*

Der wichtigste Punkt in Bezug auf Transparenz ist das veröffentlichen von Daten der Regelmärkte. In den Niederlanden werden die angebotenen Regelleistungen (Preis und Energiemenge) in Minutenauflösung online zur Verfügung gestellt (TenneT Holding B.V., 2019). In Deutschland hingegen werden Daten, über aktivierte Reserven erst 15 Minuten nach Abschluss des Fahrplans unter www.regelleistung.net veröffentlicht (Bundesnetzagentur, 2012). Dazugehörige Kosten werden erst im Folgemonat veröffentlicht.

1.3. *Zeit der vollen Aktivierung (full activation time (FAT))*

Dieser Parameter ist nicht im Design-Rahmen von van der Veen nicht vorgesehen, spielt aber mit großer Wahrscheinlichkeit eine wichtige Rolle in Bezug auf Smart Balancing. Die Zeit der vollen Aktivierung der Reserven im Zusammenhang mit Smart Balancing könnte entscheidend sein für eine gut funktionierende Sekundärleistungsregelung (aFRR). Dabei wenden die Niederlande 15 Minuten und Deutschland 5 Minuten für die Sekundärreserven-Regelung an (ENTSO-E, 2016). Das ist daher relevant, weil die kurzen Aktivierungszeiten in Deutschland dazu geführt haben, dass oft positive sowie negative Reserven gleichzeitig aktiviert wurden (Nulldurchgang, siehe (Nobel, 2016), S. 90). Aus diesem Grund ist, in solch einem System, das veröffentlichte Ungleichgewicht ein schlechter Indikator für die Anwendbarkeit von Smart Balancing. Außerdem könnte zusätzliches netzdienstliches Mitregeln störend (transient) auf den aFRR-Controller wirken und Schwingungen verursachen.

Es gibt keine Festlegung der FAT in der EBGL (Artikel 25.4) und daher wird dieser Parameter diskutiert, es könnte somit auf einen Kompromiss zwischen dem deutschen und dem niederländischen Ansatz hinauslaufen. Ein solcher Kompromiss könnte jedoch schädlich sein für einen bzw. beide nationalen aFRR-Regelungen und hätte damit auch negativen Einfluss auf die Effizienz der verknüpften Regelmärkte. Um dieser Gefahr zu entgehen sollte vor dem vereinheitlichen der SLR-Parameter die Auswirkungen des möglichen Kompromisses bewertet werden. Als Konsequenz müssen die bestehenden SLR-Regelungen (einer oder beide) in Zukunft angepasst werden.

3. Regulationsservice Vorkehrungen

In diesem Absatz werden Parameter aufgeführt, welche beschreiben wie Regelservices definiert, vorgehalten, aktiviert und vermarktet werden.

3.6. Die Bepreisung der Regeldienstleistungen

Dieser Parameter ist ein weiterer interessanter Faktor in Sachen Transparenz von Regelprozessen. Als Beispiel führt das niederländische Preissignal auch Informationen über den Preismechanismus mit sich. Dies ist auch ohne weiteres möglich, da der Preis einem einfachen „pay-as-cleared“-Schema folgt, wobei die zuletzt abgerufene Reserve den Preis für die gesamte aktivierte Reservekapazität festlegt.

In Deutschland kann der Preis von Ungleichgewichten nicht so einfach in Echtzeit veröffentlicht werden, da hier ein „pay-as-bid“-Schema angewandt wird. Abbildung 3 visualisiert die unterschiedlichen Preismechanismen der beiden Länder, bzw. die Beschaffungs- und Abrechnungsstrategie der Reserveklassen. An Regelmärkten ist es nur präqualifizierten BKV erlaubt ihre Reserven anzubieten. Dabei werden die Reserven als Produkte mit unterschiedlichen Antwortzeiten und Leistungsgradienten (ramp up/down time bzw. FAT) an drei verschiedenen Regelmärkten angeboten.

Die FCR-Angebote bestehen lediglich aus einem Preis in € pro Leistungsreserve in MW. Die aFRR- und mFRR-Angebote bestehen zusätzlich noch aus dem Preis für die aktivierte Reserveenergie in € pro MWh. Da die aFRR und mFRR nicht symmetrisch sind, werden die Negativ- und Positivreserven bei unterschiedlichen Auktionen angeboten.

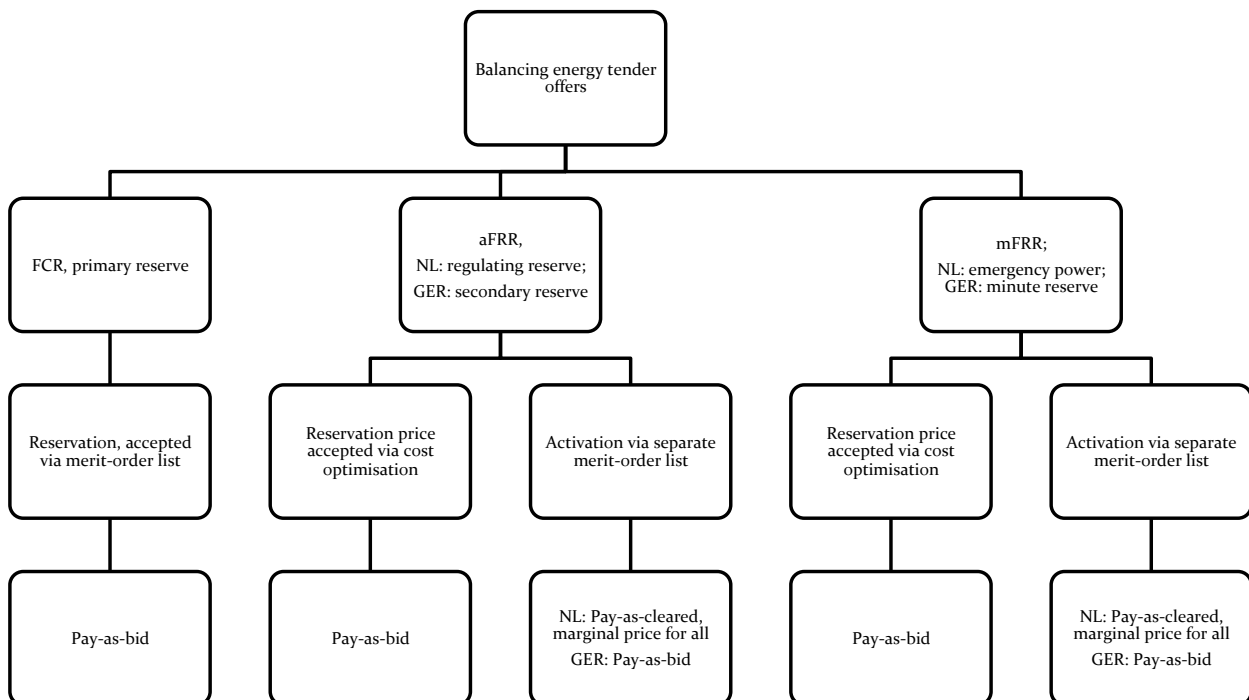


Abbildung 3: Beschaffung und Abrechnung von Reserven in den Niederlanden und Deutschland

Beide Länder wenden das „Gebotspreisverfahren“ für Leistungsreserven jeglicher Reserveklassen an (van der Veen and Hakvoort, 2016), S. 191; BK6-10-097 (5), BK-15-158 (9), BK6-15-159 (19)). Während Deutschland für die aktivierten Reserven ein Gebotspreisverfahren („pay-as-bid“) anwendet, wird in den Niederlanden ein Grenzmindestpreis („pay-as-cleared“) verwendet.

Die EBGL fordert eine einheitliche Merit-Order-Liste für die Beschaffung von Reserven und Grenzmindestpreis, also den Niederländischen Ansatz (Artikel 0.11 und 29).

3.7. Aktivierungsstrategie

Primärreserven beider Länder reagieren auf die Netzfrequenz gemäß den ENTSO-E Anforderungen (lt. (ENTSO-E, 2009) Richtlinie 1 Load-Frequency Control A-S2.3 und B-S2.1). Außerdem werden in beiden Ländern die aFRR und mFRR Angebote anhand einer Merit-Order, mit der freigegebenen Energie als Funktion der Fahrplanabweichungen und damit des realen Ungleichgewichts der Kontrollregion freigegeben. Dabei ist es möglich, dass mehrere Angebote parallel freigegeben werden (lt. (van der Veen and Hakvoort, 2016) S. 191; BK6-15-158 (9), BK6-15-159 (10)).

Die EBGL fordert eine einheitliche Aktivierungsoptimierungsfunktion, über welche im Moment noch verhandelt wird. In dieser Funktion sollen alle Regelleistungsklassen, alle Energieangebote und Vorhaltungskosten der ÜNB berücksichtigt werden.

In Deutschland, bestehend aus vier Regelzonen, wird seit 2010 eine solche Optimierung angewandt. Diese besteht aus vier Modulen: (1) Vermeidung von Aktivierung gegenläufiger Regelleistung in miteinander verbundenen Regelzonen, (2) einheitliche Dimensionierung von Regelleistung, (3) einheitliche Beschaffung von frequenzstabilisierenden Reserven (Primär- und Sekundärreserven), (4) kostenoptimierte Aktivierung ebensolcher. Das erste Modul wird seit 2011 aktiv zwischen Dänemark und Deutschland genutzt. 2012 traten die Schweiz, Belgien, die Tschechische Republik und die Niederlande der Gruppe bei, gefolgt von Österreich 2015 und Frankreich in 2016.

4. Saldenabrechnungsvariablen

Die Abrechnung der Regeldienstleistung wird über die folgenden sechs Parameter definiert. Sie beschreiben die Preisfindung und die Abwicklung der entstehenden Kosten.

4.3. Preismechanismus für Ungleichgewichte

Der Preismechanismus für Ungleichgewichte ist ein wichtiger Parameter welcher mit Smart Balancing zusammenhängt. Es geht darum, wie mit Fahrplanabweichungen umgegangen wird und wie der Ausgleichsenergiepreis (AEP) gebildet wird. Der AEP bestimmt die möglichen Einnahmen bzw. Kosten für die BKV. Er ist daher ein wichtiger Aspekt für die Anreizwirkung.

Beide Länder summieren die Kosten für Regelleistung über den Abrechnungszeitraum von 15 Minuten, die Details der Kosten unterscheiden sich allerdings aufgrund der unterschiedlichen Ansätze bei der Abrechnung von Regelleistung (siehe 3.6). In beiden Fällen wird die Richtung des Ungleichgewichts der Regelzone und die aktivierten Reserven für die Kostenberechnung berücksichtigt. Abbildung 4 zeigt den Preismechanismus der Niederlande, Abbildung 8 den Deutschen. Die EBGL stellt keine Anforderungen diesbezüglich und lässt so Handlungsspielraum für unterschiedliche nationale Herangehensweisen (Artikel 55.1).

In den Niederlanden gelten je nach aktivierten Reserven symmetrische oder unsymmetrische Preise (lt. (van der Veen and Hakvoort, 2016), S.191).

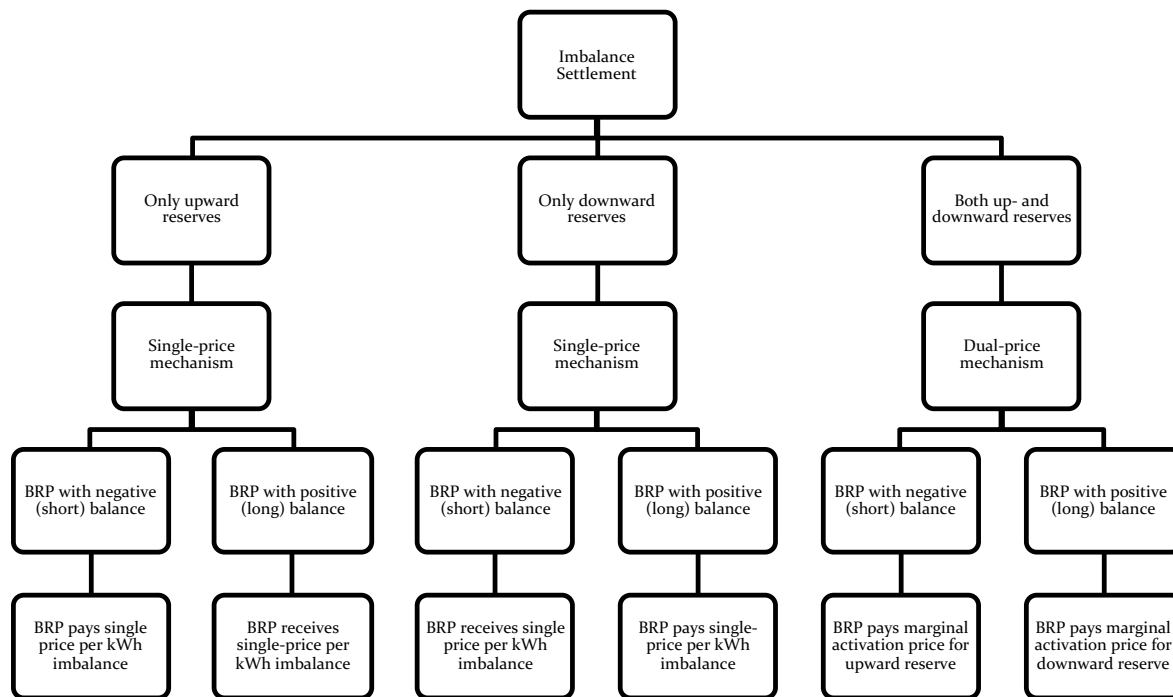


Abbildung 4: Ausgleichsenergiepreis in den Niederlanden, Kombination aus symmetrischem und unsymmetrischem Preis

Symmetrische Preise werden in Abrechnungsperioden angewandt, in welchen Lastreduktion bzw. eine Steigerung der Erzeugung stattgefunden hat. In solchen Fällen zahlen Bilanzkreisverantwortliche, wenn sie mit dem Ungleichgewicht geregelt haben und es somit verstärkt wurde. Sie erhalten jedoch eine Vergütung, wenn dagegen geregelt, also dem Ungleichgewicht entgegengewirkt wurde.

Ein unsymmetrischer Preis wird in Perioden angewandt, in welchen sowohl positive als auch negative Reserven aktiviert wurden. BKV müssen also nur dann für beide Arten von Ungleichgewicht bezahlen, da nicht bestimmt werden kann, ob sich netzdienlich verhalten wurde oder nicht. Das bedeutet BKV können nur in Zeiträumen mit symmetrischem Preis Vergütungen erhalten.

Die Niederländische Ungleichgewichtsabrechnung zusammengefasst:

- Vergleich des Fahrplans mit den gemessenen Daten. Die gesamten Kosten für Regelleistung werden für jede Abrechnungsperiode (15 Minuten) zusammengetragen.
- Ein unsymmetrischer Preis wird angewandt, wenn Auf- und Abwärtsreserven aktiviert wurden.
- Wenn keine Reserven aktiviert wurden, werden keine Kosten oder Vergütungen verrechnet.
- Der Leistungsaustausch von jedem BKV wird zusammengefasst und mit dem Fahrplan verglichen. Das Ungleichgewicht des BKV wird mit dem Netto-Ungleichgewicht des gesamten Systems verglichen.
- Abrechnung: BKV müssen entweder zahlen, wenn sie das Ungleichgewicht vergrößert haben, oder erhalten eine Vergütung, wenn sie sich netzdienlich verhalten haben.

Deutschland verwendet nur den symmetrischen AEP. Wie Abbildung 8 visualisiert, wird der AEP im Falle von negativem Saldo erhöht bzw. bei positivem Saldo gesenkt.

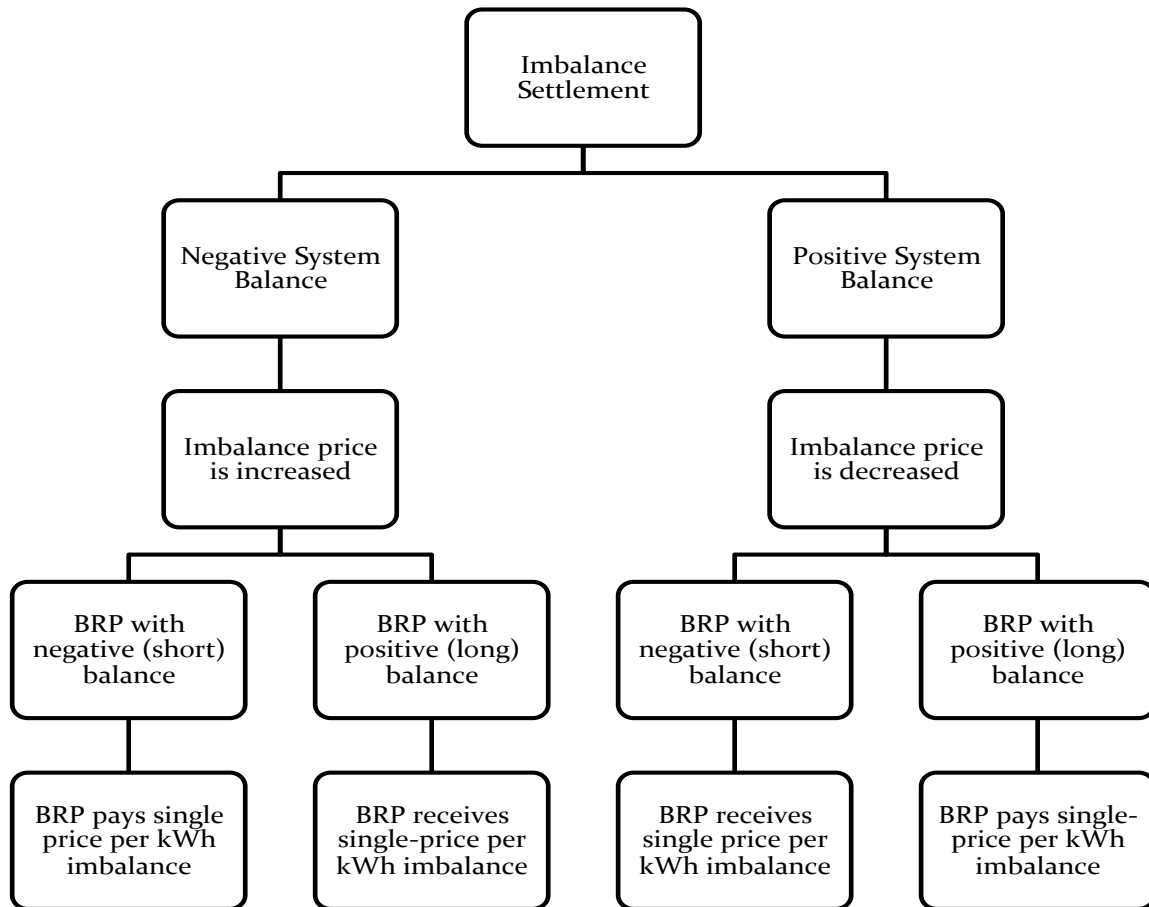


Abbildung 5: Ausgleichsenergiepreis in Deutschland, symmetrischer Preis

Die Deutsche Ungleichgewichtsabrechnung zusammengefasst:

- Vergleich des Fahrplans mit den gemessenen Daten. Die gesamten Kosten für Regelleistung werden für jede Abrechnungsperiode (15 Minuten) zusammengetragen.

Negative (short) Systembilanz hervorgerufen durch weniger Produktion und/oder höherer Verbrauch als geplant. Positive (long) Systembilanz durch zu höhere Produktion oder niedrigerer Verbrauch als angenommen.

- Eine zusätzliche Komponente des symmetrischen AEP, also ein Anreiz für positive (long) Systembilanz.
- Der Leistungsaustausch von jedem BKV wird zusammengefasst und mit dem Fahrplan verglichen. Das Ungleichgewicht des BKV wird mit dem Netto-Ungleichgewicht des gesamten Systems verglichen.
- Abrechnung: BKV müssen entweder zahlen, wenn sie das Ungleichgewicht vergrößert haben, oder erhalten eine Vergütung, wenn sie sich netzdienlich verhalten haben.

Experteninterviews

Im Anschluss an die Analyse wurden Gespräche über mögliche Smart Balancing-Ansätze mit BKV in Deutschland geführt. Teilnehmer waren dabei Repräsentanten von verschiedenen Industriesektoren. Die BKV-Regelansätze in einem transparenteren Deutschen Regelmarkt werden analysiert. Das Ziel ist es, abzuschätzen wie verschieden BKV in Deutschland, auf ein abweichendes Preissignal innerhalb einer Ausgleichsperiode für Ungleichgewichte, reagieren würden. Simulationsläufe sollen geeignete sekundäre Reserve-Steuerungseinrichtungen für Smart Balancing sowie mögliche Reduzierungen bei der Aktivierung von Regelreserven für Deutschland untersuchen.

Simulation

Um den Einfluss und die Zusammenhänge der Parameter im deutschen Regelmarkt besser untersuchen zu können, wird ein Simulations-Modell entwickelt. Mit Hilfe des Modells soll das Potential für Smart Balancing anhand historischer Daten aufgezeigt und mögliche Auswirkungen der Bekanntgabe eines Preissignals abgebildet und analysiert werden. Dies dient dazu, ein Markt-Design zu entwickeln, welches gewährleistet, dass die Netzstabilität auch mit Smart Balancing nicht gefährdet wird. Außerdem kann dargestellt werden, für welche BKV Smart Balancing finanziell attraktiv wäre und welche Verhaltensweisen besonders rentabel sind.

Zusammenfassung und Diskussion

Ziel der Arbeiten zum Smart Balancing ist es, die Auswirkungen die dessen Einführung in den deutschen Strommarkt hat wissenschaftlich zu untersuchen. Mögliche Vorteile und Risiken sollen erkannt, beleuchtet und gegeneinander abgewogen werden. Darüber hinaus soll ein Vorschlag für ein optimiertes Markt-Design erarbeitet werden.

Die dazu eingesetzten Methoden sind ein analytischer Vergleich des deutschen mit dem niederländischen Markt-Design, die Befragung möglicher Akteure sowie die Simulation des deutschen Markts unter den erforschten Bedingungen.

Der Vergleich der Markt-Design-Parameter ergab, dass die Effizienz von Smart Balancing maßgeblich auf sechs Parametern basiert. Wichtig sind neben ein paar generellen Parametern vor allem die Vorkehrungen zum Regelservice sowie der Preismechanismus für Ungleichgewichte. Bei den relevanten Parametern unterscheiden sich Deutschland und die Niederlande momentan wie folgt:

Die Veröffentlichung der Regelenergieeinsätze erfolgt in Deutschland in einer Auflösung und mit einer Verzögerung von 15 min. Für die Einführung des Smart Balancing wäre eine Veröffentlichung in nahezu Echtzeit und in höherer Auflösung nötig. Auflösung und Verzögerung der Veröffentlichung sind Parameter, die es durch Einsatz der Simulation zu optimieren gilt.

Die Full-Activation-Time der Regelenergie ist in den Niederlanden mit 15 min vergleichsweise hoch zu Deutschland mit 5 min. Zur erfolgreichen Einführung des Smart Balancing wird ein angleichen dieser Werte gefordert. Zu untersuchen ist, inwiefern sich eine Reduzierung auf das Verhalten des deutschen Sekundärreglers auswirkt und mit welcher Full-Activation-Time dieser bestmöglich interagiert.

Die Bepreisung von Regeldienstleistungen unterscheidet sich zum einen zwischen dem „pay-as-cleared“-Verfahren in den Niederlanden und dem „pay-as-bid“-Verfahren in

Deutschland. Das „pay-as-cleared“-Verfahren bietet den Vorteil, dass der Preis für Regelenergie mit dem Clearing bekannt ist und somit in Echtzeit veröffentlicht werden kann. Mit dem „pas-as-bid“-Verfahren geht ein langwieriger Berechnungsprozess zur Ermittlung der Regelenergiekosten einher, den es zur Realisierung des Smart Balancing zu vermeiden oder zumindest zu vereinfachen gilt, um annähernd echtzeitfähig zu werden.

Auch der im Fall einer Fahrplanabweichung angewandte Mechanismus zur Bestimmung der anzulegenden Ausgleichszahlungen unterscheidet sich. In Deutschland wird ein von der Menge benötigter Regelenergie abhängiger symmetrischer Preis angesetzt. Das bedeutet, je höher der Regelenergiebedarf, also je instabiler das Netz, desto rentabler eine systemdienliche Abweichung. In den Niederlanden sind die Ausgleichszahlungen von der Art der aktivierten Regelenergie abhängig. Werden nur Regelenergiereserven des gleichen Vorzeichens benötigt, wird ein symmetrischer Preis angesetzt, welcher BKVs belohnt, die systemdienlich standen und jene bestraft, die das System belasteten. Ändert sich jedoch innerhalb eines Abrechnungszeitraum das Vorzeichen der benötigten Reserven, so wird angenommen, dass dem System durch überzogenen Einsatz von Smart Balancing geschadet wurde. In diesem Fall wird ein unsymmetrischer Preis angesetzt, d.h. jede Fahrplanabweichung, auch eine netzdienliche, muss vom BKV bezahlt werden. Dies wird als Anreiz zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität bewertet, da nur bei stabilem Netz Gewinne durch Smart Balancing erwirtschaftet werden können. Im Zusammenspiel aus Experteninterviews und Simulation soll untersucht werden, wie verschiedene Preismechanismen sich auf die Netzstabilität auswirken und wie die richtigen Anreize zu systemstabilisierendem Verhalten gesetzt werden können.

Außerdem soll eine einheitliche Aktivierungsoptimierungsfunktion zur Freigabe von aFRR und mFRR eingeführt werden. Diese könnte sich sowohl auf den aFRR Regler als auch auf die Preisfindung auswirken und sollte in der Auslegung des Markt-Designs Berücksichtigung finden. Da in und um Deutschland bereits eine Optimierung stattfindet, kann zunächst allerdings davon ausgegangen werden, dass sich hieraus keine Änderungen für den deutschen Markt ergeben. In Zukunft kann dies allerdings an Relevanz gewinnen und eine neue Definition von Netzdienlichkeit erfordern.

Die Befragung potentieller Akteure ergab, dass Interesse am Smart Balancing besteht und der Bestand durchaus über Anlagen verfügt, die sowohl hinsichtlich der Anlagen- als auch der Prozesssteuerung in der Lage wären, hinreichend flexibel zu agieren. Bei entsprechender finanzieller Motivation darf die potentielle Beteiligung am Smart Balancing also nicht unterschätzt werden. Die gesammelten Daten, Fakten und Motive fließen in die Simulation ein und dienen dazu, Möglichkeiten und Verhaltensweisen der unterschiedlichen BKVs abzubilden und auf verschiedene Rahmenbedingungen anzuwenden.

Ausblick

Über die Frage der grundsätzlichen Eignung von Smart Balancing für die deutschen Regelzonen hinaus, gibt es weitere spannende Fragen. Mit Hinblick auf die Bestrebungen in Europa einheitliche Märkte zu etablieren, sind für die Netzbetreiber der ENTSO-E folgende Fragen von großer Bedeutung:

- Wie funktioniert Smart Balancing mit PICASSO?
- Funktioniert Smart Balancing mit 4s BEPP vs. 1min BEPP (im Vergleich zu 15 min BEPP in NL)?
- Können (unter welchen Umständen) systemkritische Situationen hervorgerufen werden, insbesondere bei Nulldurchgängen gegen Ende der ISP?
- Können „schnelle kriminelle“ BKV zuerst den AEP in die Höhe treiben, um danach gegenzusteuern und davon zu profitieren?
- Wie kann das Signal „ausfallsicher“ veröffentlicht werden?

Für den Markt (BKV und kleine Erzeuger und Verbraucher ohne eigenen Bilanzkreisvertrag) hat das Thema dank möglicher finanzieller Gewinne Relevanz als Geschäftsmodell. Insbesondere könnten auch kleinere Anlagen (Sektorkopplung, Speicher, DSI), welche sonst nur mittels Pooling von Anlagen eine für die Regelenergiemärkte relevante Größe erreichen können, von Smart Balancing als Geschäftsmodell profitieren. Aus dieser Sicht, stellen sich folgende Fragen:

- Ist ein solches Geschäftsmodell im Vergleich zu FCR, aFRR, mFRR attraktiv?
- Gibt es Einsparungen durch weniger AEP Strafzahlungen, weil bei hohem AEP Gegenmaßnahmen ergriffen werden können?
- Lässt sich die Smart Balancing Strategie mit Machine Learning verbessern?

Aus Sicht der Politik gilt es adäquate Regeln zu formulieren. Dabei muss nationales und europäisches Recht und die Interessen der beiden Seiten (ÜNB vs. Markt) bestmöglich berücksichtigt werden. In Deutschland ist die Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur für die Regeln verantwortlich, richtet sich aber nach den Vorgaben des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Demzufolge obliegt es dem BMWi die Argumente für und gegen Smart Balancing zu evaluieren.

Ein erster akademischer Beitrag mit auf Datenanalysen (Einführung Smart Balancing in Belgien August 2019, under-cover Smart Balancing in Deutschland, Juni-Events in Deutschland, Smart Balancing indicator) basierenden und konkreten Handlungsempfehlungen beinhaltet folgende Aspekte (Röben, 2019):

- ⇒ Definition physikalische Systemanforderungen vs. existierende Märkte
- ⇒ Performanz-Indikator für nationale Märkte -> Best practice in den Niederlanden
- ⇒ Hinweise, dass under-cover Smart Balancing in Deutschland bereits praktiziert wird
- ⇒ Vorschlag für Marktdesign um Juni-Events in Zukunft zu verhindern
- ⇒ Vorschlag für Marktdesign um Smart Balancing zu ermöglichen

Referenzen

- Beune, R.J.L., Nobel, F., 2001. System Balancing In The Netherlands. Methods Secure Peak Load Capacity Deregulated Electr. Mark. Mark. Des. Saltsjöbaden 47–58.
- Bundesnetzagentur, B. 6, 2012. BK6-12-024 Beschluss wegen der Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreis-Abrechnungssystems.
- ENTSO-E, 2016. “Study assessment of aFRR products” Balancing Stakeholders Group workshop.
- ENTSO-E, 2009. Continental Europe Operational Handbook, “P1 – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance [C]” & “A1 – Appendix 1: Load-Frequency Control and Performance [E].”
- EU Commission, 2017. COMMISSION REGULATION (EU) 2017/ 2195 - of 23 November 2017 - establishing a guideline on electricity balancing.
- Nobel, F.A., 2016. On balancing market design. Tech. Univ. Eindh.
- Röben, F., 2019. Smart Balancing - Matching market rules with system requirements for cost-efficient power balancing. Preprint.
- Röben, F., 2018. Comparison of European Power Balancing Markets - Barriers to Integration. IEEE, pp. 1–6. <https://doi.org/10.1109/EEM.2018.8469897>
- Röben, F., de Haan, J.E.S., 2019. Market Response for Real-Time Energy Balancing – Evidence From Three Countries, in: 2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM). Presented at the 2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM), IEEE, Ljubljana, Slovenia, pp. 1–5. <https://doi.org/10.1109/EEM.2019.8916553>
- Röben, F., Schäfers, H., 2018. Integration of power balancing markets in Europe – Transparency as a design variable. p. 13.
- TenneT Holding B.V., 2019. Balance delta IGCC.
- van der Veen, R.A.C., Hakvoort, R.A., 2016. The electricity balancing market: Exploring the design challenge. Util. Policy 43, 186–194. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2016.10.008>

Anhang

Echtzeitsignal am 29.10.2019 in Belgien unter:

<https://www.elia.be/en/grid-data/balancing/imbalance-prices-1-min>

Situation at 29/10/2019 from 19:21 to 20:19

Quarter	Minute	Quality status	NRV (MW)	SI (MW)	α (€/MWh)	MIP (€/MWh)	MDP (€/MWh)	SR (€/MWh)	SI < -1 C (MW)	POS (€/MWh)	NEG (€/MWh)
20:15 > 20:30	20:19	Non-validated	-200,470	190,271	1,16	63,75	15,20			14,04	15,20
20:15 > 20:30	20:18	Non-validated	-217,439	193,069	1,17	63,75	15,20			14,03	15,20
20:15 > 20:30	20:17	Non-validated	-225,686	213,208	1,24	63,75	15,20			13,96	15,20
20:15 > 20:30	20:16	Non-validated	-203,442	209,458	1,23	0,00	15,20			13,97	15,20
20:15 > 20:30	20:15	Non-validated	-152,041	131,571	0,00	0,00	15,20			15,20	15,20
20:00 > 20:15	20:14	Non-validated	52,816	-54,776	0,00	63,75	15,20			63,75	63,75
20:00 > 20:15	20:13	Non-validated	65,669	-70,542	0,00	63,75	15,20			63,75	63,75
20:00 > 20:15	20:12	Non-validated	76,021	-82,793	0,00	63,75	15,20			63,75	63,75
20:00 > 20:15	20:11	Non-validated	84,836	-93,936	0,00	63,75	15,20			63,75	63,75
20:00 > 20:15	20:10	Non-validated	88,030	-102,935	0,00	63,75	15,20			63,75	63,75
20:00 > 20:15	20:09	Non-validated	82,831	-107,089	0,00	63,75	15,20			63,75	63,75
20:00 > 20:15	20:08	Non-validated	76,585	-110,643	0,00	63,75	15,20			63,75	63,75
20:00 > 20:15	20:07	Non-validated	66,006	-118,399	0,00	63,75	15,20			63,75	63,75
20:00 > 20:15	20:06	Non-validated	41,931	-117,313	0,00	63,75	15,20			63,75	63,75
20:00 > 20:15	20:05	Non-validated	11,882	-106,844	0,00	63,75	15,20			63,75	63,75
20:00 > 20:15	20:04	Non-validated	-2,006	-95,941	0,00	63,75	15,20			15,20	15,20
20:00 > 20:15	20:03	Non-validated	-18,161	-71,608	0,00	63,75	15,20			15,20	15,20
20:00 > 20:15	20:02	Non-validated	-42,936	-11,973	0,00	63,75	15,20			15,20	15,20
20:00 > 20:15	20:01	Non-validated	-70,672	53,190	0,00	63,75	15,20			15,20	15,20
20:00 > 20:15	20:00	Non-validated	-91,715	68,719	0,00	63,75	15,20			15,20	15,20
19:45 > 20:00	19:59	Non-validated	-108,452	95,043	0,00	63,75	15,20			15,20	15,20

Echtzeitpreissignal am 29.10.2019 in den Niederlanden unter:

https://www.tennet.org/english/operational_management/System_data_relatig_implementation/system_balance_information/balancedeltaGCC.aspx

Time indication		IGCC contribution		Activated power					Price development		
				Regulating		Reserve		Emerg. (0/1)	Highest	Mid	Lowest
Seq. nr.	Time	Up	Down	Up	Down	Up	Down		Up		Down
1216	20:15	133	0	4	0	0	0	0		19,02	
1215	20:14	101	0	16	0	0	0	0	27,83	19,02	
1214	20:13	125	0	35	0	0	0	0	29,30	19,02	
1213	20:12	174	0	56	0	0	0	0	30,90	19,02	
1212	20:11	257	0	77	0	0	0	0	33,30	19,02	
1211	20:10	317	0	97	0	0	0	0	61,43	19,02	
1210	20:09	317	0	116	0	0	0	0	61,43	19,02	
1209	20:08	361	0	147	0	0	0	0	245,26	19,02	
1208	20:07	361	0	158	0	0	0	0	245,26	19,02	
1207	20:06	221	0	131	0	0	0	0	111,43	19,02	
1206	20:05	0	0	104	0	0	0	0	61,43	19,02	
1205	20:04	0	0	70	0	0	0	0	46,43	19,02	
1204	20:03	56	0	44	0	0	0	0	30,90	19,02	
1203	20:02	60	0	23	0	0	0	0	27,83	19,02	
1202	20:01	228	0	8	0	0	0	0	26,33	19,02	
1201	20:00	148	0	0	0	0	0	0		19,02	
1200	19:59	249	0	0	0	0	0	0		19,02	
1199	19:58	53	0	0	4	0	0	0		19,02	26,43
1198	19:57	74	0	0	8	0	0	0		19,02	26,43
1197	19:56	33	0	0	12	0	0	0		19,02	26,43
1196	19:55	0	0	0	10	0	0	0		19,02	26,43
1195	19:54	0	0	0	7	0	0	0		19,02	26,43
1194	19:53	0	0	0	7	0	0	0		19,02	26,43
1193	19:52	0	0	0	6	0	0	0		19,02	26,43
1192	19:51	0	0	0	6	0	0	0		19,02	26,43
1191	19:50	24	0	0	3	0	0	0		19,02	26,43
1190	19:49	0	0	0	1	0	0	0		19,02	28,03
1189	19:48	29	0	0	0	0	0	0		19,02	
1188	19:47	21	0	0	0	0	0	0		19,02	
1187	19:46	3	0	0	0	0	0	0		19,02	