

EMPFEHLUNGEN  
FÜR EINE  
INNOVATIONSFREUNDLICHE  
REGULIERUNG  
DER STROMVERTEILERNETZE

## Impressum:

Dieses Empfehlungsdokument wurde erstellt vom Energieinstitut der Wirtschaft, im Auftrag und unter Mitwirkung der folgenden Institutionen. Die genannten Zielsetzungen und Maßnahme müssen jedoch nicht in jedem Fall die Positionen der eingebundenen Auftraggeber der Studie widerspiegeln.



Fachverband der Elektro- und  
Elektronikindustrie  
Mariahilfer Straße 37-39  
A-1060 Wien  
feei.at



Vereinigung der  
Österreichischen Industrie  
Schwarzenbergplatz 4  
A-1031 Wien  
iv-net.at



Fachverband Metalltechnische  
Industrie  
Wiedner Hauptstraße 63  
A-1045 Wien  
metalltechnischeindustrie.at

## Stand : Jänner 2018



Energieinstitut der Wirtschaft GmbH  
Kontakt: Mag. Sonja Starnberger, MSc.  
Webgasse 29/3, A-1060 Wien  
s.starnberger@energieinstitut.net  
www.energieinstitut.net

Bei den in diesem Dokument verwendeten personenbezogenen Bezeichnungen gilt die gewählte Form für beide Geschlechter.

## Inhalt

<i>Zusammenfassung</i>	3
<i>Warum braucht Österreich mehr Smart Grids Umsetzungen?</i>	4
<i>Warum muss die Verteilnetzregulierung innovationsfreundlicher werden?</i>	5
<i>Empfehlungen</i>	5
<i>Die Empfehlungen im Detail</i>	6
1. <i>Bereich Benchmarking</i>	6
1.1. <i>Benchmarking-Kostenbasis um definierte Smart Grids             relevante Kosten bereinigen</i>	6
1.2. <i>Alternativen/Ergänzungen zum Outputparameter „Höchstlast“</i>	9
2. <i>Sonderregelungen</i>	6
2.1. <i>„Pass through“ für evaluierte Forschungs- und Entwicklungsprojekte             mit Relevanz für Smart Grids</i>	10
2.2. <i>„Pass through“ für weitere Smart Grids Kosten in begrenztem Ausmaß</i>	11
2.3. <i>Bonus für den Aufbau von Netzmonitoring</i>	14
<i>Abkürzungen</i>	16

## Zusammenfassung

Das bestehende Regulierungsregime muss verbessert werden, um die mit der Erreichung der Klimaziele einher gehende verstärkte Elektrifizierung des Energiesystems und das Entwicklungspotential ganzer Wirtschaftszweige optimal zu unterstützen.

Hohe Versorgungssicherheit und -qualität sowie Kosteneffizienz beim gegenwärtigen und zukünftigen Betrieb der Stromnetze liegen im Interesse aller österreichischen Energiekunden. Smart Grids Lösungen können dazu beitragen, den aufgrund der steigenden Anforderungen zukünftig zu erwartenden Anstieg der Netzkosten zu dämpfen. Zusätzlich sind die Offenheit der Netzbetreiber für Innovationen und deren Bereitschaft, Zukunftslösungen mit zu entwickeln und Forschungsergebnisse in die Praxis umzusetzen, ein wichtiger Standortfaktor für österreichische Technologieanbieter. Vor diesem Hintergrund wurden Empfehlungen für die Regulierungssystematik der kommenden Periode erarbeitet.

Den Empfehlungen liegen drei **Prämissen** zugrunde:

1. Generell sollen systemimmanente Nachteile für Smart Grids Technologien im Vergleich zu „klassischen“ Netzinvestitionen beseitigt werden.
2. Punktuell und befristet sollen Zusatzanreize für Smart Grids Umsetzungsaktivitäten gewährt werden.
3. Flankierend sollen konkrete einschlägige Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten positiv berücksichtigt werden.

Folgende **konkrete Maßnahmen** werden empfohlen:

- Bereinigung der Benchmarking-Kostenbasis um Smart Grids Aktivitäten (Kosten von Forschungs- und Entwicklungs- (F&E) Projekten, bestimmte weitere Smart Grids (SG) Umsetzungskosten)
- Alternativen zum kontraproduktiven Benchmarkingparameter Netzhöchstlast entwickeln
- „Pass through“ für Kosten extern evaluierter F&E Projekte mit Relevanz für Smart Grids
- „Pass through“ für bestimmte weitere SG Umsetzungsaktivitäten (mehrere Varianten)
- Bonus für den Ausbau von Netzmonitoring in prioritären Gebieten

Punktuell soll also mittels einer Auswahl dieser Maßnahmen der finanzielle Spielraum erweitert werden, um einen Impuls für eine frühzeitige Anwendung heute noch eher gering verbreiteter Lösungen zu geben, die zukünftig zu einer Dämpfung des Anstiegs der Netzkosten beitragen können. Gleichzeitig ist in der Regulierung insgesamt weiterhin auf Kosteneffizienz hinzuwirken, um die Belastung der Energiekunden mit Netzkosten auf ein tragbares Maß zu beschränken.

## Warum braucht Österreich mehr Smart Grids Umsetzungen?

- Die Energiewende findet im Wesentlichen in den Verteilnetzen statt, hier ist ein großer Teil der Erneuerbaren Energien Anlagen angeschlossen, ebenso eine zunehmende Zahl steuerbarer Verbraucher wie Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Speicher. Durch den höheren Anteil der Stromerzeugung aus Wind und Sonne ändern sich die Energieflüsse im Stromverteilernetz nicht nur abhängig von der Lastsituation, sondern auch von der Wetterlage. Es ist erforderlich, die klassischen Strom-„Einbahnstraßen“ bedarfsgerecht mit IT-Intelligenz auszustatten und zu aktivieren, „gegenverkehrstauglichen“ **Smart Grids (SG)** umzubauen. Sie werden benötigt, um auch **bei hochvolatiler Einspeisung einen sicheren und stabilen Netzbetrieb, mehr Flexibilität und neue Geschäftsmodelle zu ermöglichen und gleichzeitig die Netzausbaukosten zu begrenzen.**
- Forschungsprogramme der öffentlichen Hand haben in Österreich **sehr gute Grundlagen** gelegt, es gibt erste praktische Erkenntnisse aus den Modellregionen. Heimische Technologieanbieter, Forschungsinstitute und innovative Energieversorger sind beim Thema Smart Grids im weltweiten Vergleich vorne mit dabei.
- Um diesen noch vorhandenen Startvorteil nicht zu verspielen und darauf weiter aufbauen zu können, müssen nun rasch Anwendungen in größerem Maßstab erfolgen und die Weichen für eine zunehmende Marktdurchdringung gestellt werden.
  - Dies liegt im Hinblick auf das zukünftige Kostendämpfungspotential im Interesse der **Netzbetreiber und Energiekunden**. Beispielsweise könnte laut Studienergebnissen der zusätzlich notwendige Netzausbau um 30 bis 50 Prozent reduziert werden, wenn man genau wüsste, wie viel Strom zum jeweiligen Zeitpunkt wo gebraucht wird.<sup>1</sup>
  - Der Einsatz der Produkte „vor der Haustür“ ist für **in Österreich ansässige Technologie-, und Dienstleistungsanbieter** wesentlich, denn so wird Expertise aufgebaut, können in enger Abstimmung mit den Kunden Anpassungen und Weiterentwicklungen vorgenommen werden. So entstehen Referenzprojekte, die international Beachtung finden und die Exportchancen erhöhen. So werden Arbeitsplätze auf hohem Qualifikationsniveau in Österreich geschaffen und gesichert.
  - Davon profitieren auch die heimischen **Forschungs- und Ausbildungsinstitute**, die Fachleute für diese in Zukunft hochrelevanten Gebiete praxisnah ausbilden können.

**Für die Verbreitung von SG Technologien spielen viele Faktoren eine Rolle.** Neben der erwähnten Forschungsförderung etwa auch die Gestaltung der Rahmenbedingungen für die Netztarife – ob diese flexible Lösungen wie Lastmanagement eher unterstützen oder behindern – ob Vorgaben zur Anschlussbeurteilung und Netzplanung eher auf eine „Worst Case Planung“ oder wahrscheinlichkeitsbezogene Ansätze abstellen, und welche Vorgaben es für Verteilnetzbetreiber (VNB) hinsichtlich eines etwaigen Abregelns z. B. von Ladestationen im Zusammenhang mit koordiniertem Laden gibt.

Die VNB sind als regionale Monopolisten nicht auf dem freien Markt, sondern in einem regulierten Umfeld tätig. Deshalb ist ein weiteres maßgebliches **Kriterium für ihre Investitions- und Planungsentscheidungen, wie sich eine bestimmte Vorgehensweise auf die Höhe der ihnen zugestandenen Erlöse auswirkt.** Die Regulierungssystematik legt deren Berechnung<sup>2</sup> im Detail fest und ist der Fokus dieses Empfehlungsdokuments.

---

<sup>1</sup> Vgl. Becker, Daniela „Die Verteilnetze der Zukunft“, in BDEW, Zweitausend50, 1/2017, S. 53

<sup>2</sup> D.h. die Berechnung der den VNB zugestandenen Erlöse, die dann über die Netzentgelte von den Verbrauchern eingehoben werden.

## Warum muss die Verteilnetzregulierung innovationsfreundlicher werden?

- Der Regulierungsrahmen muss gesellschaftlich und volkswirtschaftlich erwünschte Entwicklungen abbilden, damit sie auch ins betriebswirtschaftliche Optimierungskalkül der regulierten Unternehmen integriert werden. Die Kostenbelastung für Netzinvestitionen und -betrieb muss dabei fair zwischen derzeitigen und zukünftigen Netznutzern aufgeteilt werden<sup>3</sup>.
- Neben den wesentlichen Zielen einer zuverlässigen, hochqualitativen und kosteneffizienten Stromversorgung sollte auch die Ermöglichung von Innovationen und deren Weiterentwicklung ein eigenes volkswirtschaftliches Ziel sein. Die höheren Kosten und Risiken innovativer Lösungen im Vergleich zum „Altbekanntem“ sollten in gewissem Ausmaß in Kauf genommen und durch die Allgemeinheit mit getragen werden, um eine Entwicklungsdynamik in Gang zu bringen.
- Das bestehende Regulierungssystem strebt Technologieneutralität an und es wird davon ausgegangen, dass Netzbetreiber bereits einen Anreiz haben, kostenoptimale Entscheidungen zu treffen. Allerdings weisen „smarte“ Technologien häufig einen höheren Anteil laufender Kosten (Personal, Wartung IT-Systeme, Lizenzen) an den Gesamtkosten auf, und sind so in einem System, in dem Kapitalkosten an manchen Stellen gegenüber laufenden Kosten bevorzugt sind, strukturell benachteiligt. So wird etwa eine fixe Verzinsung auf das Kapital gewährt, und es werden die Kosten neuer Investitionen bereits in der laufenden Periode mittels des Investitionsfaktors berücksichtigt, während zusätzliche Betriebskosten nicht adäquat berücksichtigt werden, da sich der Betriebskostenfaktor nur dann erhöht, wenn die Anzahl der Zählpunkte oder die Leitungslänge steigt. Technologieneutralität ist damit nicht mehr gegeben. Unter anderem deshalb besteht der Bedarf, hier unterstützende Regelungen vorzusehen.

## Empfehlungen:

1. **Generell: Systemimmanente Nachteile für Smart Grids Technologien im Vergleich zu „klassischen Netzinvestitionen“ sollen beseitigt werden**, beispielsweise indem die Ungleichbehandlung von Investitions- und Betriebskosten bereinigt wird und nicht mehr zeitgemäße Benchmarkingparameter weiterentwickelt werden.
2. **Punktuell & befristet:** Es sollen **Zusatzanreize für Smart Grids Umsetzungsaktivitäten gewährt werden** um Impulse für die Systemänderung in Richtung Smart Grids zu setzen, indem u.a. eine Signalwirkung innerhalb der VNB erzielt, und das höhere Risiko des Innovativen im Vergleich zum Altbekanntem zum Teil kompensiert wird.
3. **Flankierend: Konkrete einschlägige Forschungstätigkeiten sollen positiv berücksichtigt werden**, um den Verteilnetzbetreibern Anreize zur Mitwirkung zu geben und Monitoring und Evaluierungen von Lösungen durch öffentlich zugängliche Forschungsergebnisse zu ermöglichen, und damit rasche Weiterentwicklungen und gemeinsames Lernen.

Im Gegenzug für diese erweiterten finanziellen Möglichkeiten ist daher in der Regulierung insgesamt weiterhin auf Kosteneffizienz hinzuwirken, um die Belastung der Energiekunden mit Netzkosten auf ein tragbares Maß zu beschränken.

---

<sup>3</sup> Vgl. Arthur D. Little (2017) „Output-based regulation – Fields of innovation for energy-grid operators?“, S. 7

## Die Empfehlungen im Detail

In der Folge wird eine Palette möglicher Maßnahmen zur Diskussion gestellt, die die oben genannten Bereiche adressieren und in zwei Gruppen unterteilt werden können, wie die Tabelle illustriert:

- Maßnahmen, die dazu dienen, Nachteile im Benchmarkingergebnis, die Verteilnetzbetreibern durch eine Vorreiterrolle bei der Anwendung von Smart Grids Lösungen entstehen können, auszugleichen sowie
- Punktuelle und zeitlich begrenzte Sonderregelungen für bestimmte Kostenpositionen mit Relevanz für Smart Grids, um finanziellen Spielraum für notwendige Umstellungen und Anreize für Innovationsaktivitäten zu ermöglichen.

	Ansatzpunkt Benchmarking	Ansatzpunkt Sonderregelungen
Systemische Nachteile abbauen	1.2 Alternativen/Ergänzungen zum Output-Parameter „Netzhöchstlast“	
Punktuelle Zusatzanreize setzen	1.1b) Bereinigung Benchmarking-Kostenbasis um weitere definierte SG-Kosten	2.2 „Pass through“ für weitere Smart Grids Kosten via a) SG Innovationsstrategie oder b) SG OPEX Faktor (Kostenprüfung offen oder anhand Liste) 2.3 OPEX-Bonus für Aufbau Netzmonitoring
Flankierend Forschung fördern	1.1a) Bereinigung Benchmarking-Kostenbasis um einschlägige F&E Kosten	2.1 „Pass through“ für Kosten von SG F&E-Projekten

## **1. BEREICH BENCHMARKING**

### **1.1 Benchmarking-Kostenbasis um definierte Smart Grids relevante Kosten bereinigen**

#### **Argumentation:**

Da zum aktuellen Zeitpunkt nur wenige Netzbetreiber schon in größerem Ausmaß konkrete Smart Grids Aktivitäten setzen, kann die momentane Ausgestaltung des Benchmarksystems dazu führen, dass die Aktivitäten der Vorreiter deren Benchmarkwert verschlechtern. Der Aufwand, etwa für den Aufbau einer Monitoringinfrastruktur, bringt nämlich nicht unmittelbar den Effizienzgewinn, sondern dieser wird erst durch die auf Basis von Daten gesetzten Maßnahmen erreicht. Manche der Technologien bringen ihren Mehrwert auch erst mit zunehmender Komplexität des Netzbetriebs voll zur Geltung, könnten aber z. B. sinnvoller Weise bei ohnehin anstehenden Arbeiten bereits mit eingeplant und -gebaut werden.

### **Ansatz für die Ausgestaltung:**

So lange Smart Grids Aktivitäten in größerem Ausmaß noch nicht „business as usual“ sind und das Benchmarksystem so gestaltet ist, dass einschlägiger Aufwand den Effizienzwert verschlechtert, sollten konkret der einschlägigen Forschung und Entwicklung (F&E) sowie der Umstellung auf Smart Grids zuordenbare Aufwände (CAPEX und OPEX) aus der dem Benchmarking zugrunde gelegten Kostenbasis herausgerechnet werden.

In zukünftigen Regulierungsperioden, wenn ein relevanter Anteil der VNB auch vermehrt SG Lösungen einsetzt, kann diese „Sonderbehandlung“ wieder beendet werden.

**Variante:** Sofern ein komplettes Herausrechnen nicht umsetzbar ist, könnte zumindest eine Verteilung des Aufwandes im Fotojahr auf einen längeren Zeitraum ermöglicht werden, auch wenn dieser Aufwand einmalig anfällt (IT-Systemumstellungen, Aufwand für Aufbau von Datenbanken, Schulungen,...). Damit würde in die dem Benchmarking zugrundeliegende Kostenbasis nur ein Teil des Aufwands eingehen, was die Tatsache berücksichtigt, dass es sich – zwar nicht buchhalterisch, aber inhaltlich – um längerfristige Investitionen in zukünftige Kostenreduktionspotentiale handelt.

**Kriterien für die Abgrenzung der „Smart Grids relevanten Kosten“** sind noch zu definieren. Eine taxative Aufzählung aller relevanten Tatbestände wird, auch aufgrund der Entwicklungsdynamik, nicht umsetzbar sein, wohingegen eine sehr allgemeine Definition Gefahr läuft, zu großen Interpretationsspielraum zu bieten. Ein gangbarer Weg wäre, zumindest einige häufige einschlägige Kostenpositionen, die leicht abgrenzbar sind, explizit zu nennen, beispielsweise aus Bereichen wie den unten angeführten. Die Liste sollte regelmäßig (z. B. jährlich) überarbeitet werden. Auch wenn damit nicht alle Aktivitäten und Positionen, die im Zusammenhang mit Smart Grids stehen, abgedeckt sind, könnte der Nachteil im Benchmarking damit etwas reduziert werden.

- a) Jedenfalls abgezogen werden sollten die **Ausgaben für Smart Grids-relevante Forschungs- und Entwicklungsprojekte**, die bereits erfolgreich einen unabhängigen Evaluierungsprozess durchlaufen haben<sup>4</sup>, in Höhe der im Rahmen geförderter Projekte anerkannten Kosten. Falls ein Projekt zum Zeitpunkt der Vornahme des Benchmarking noch nicht abgeschlossen ist: in Höhe der für diesen Zeitraum laut Projektbudget vorgesehenen Kosten.
- b) Weitere Kostenpositionen mit Smart Grids Relevanz, z. B.:
  - Investitionen in **Sensorik / IT-Infrastruktur zur Datenerfassung** und die laufenden Kosten für **Datenanalyse und -auswertung** im Bereich des **Verteilnetzmonitorings** sollten das Benchmarkergebnis nicht negativ beeinflussen, weil dadurch der Grundstein für bedarfsgerechtere Investitionsentscheidungen sowie zeit- und problemgerechtes Reagieren gelegt wird. Zu dieser Position zählen etwa Sensoren, die die Auslastung der Netzinfrastruktur bis hin zu den Kundenanschlusspunkten erfassen, primärtechnische Komponenten – wie beispielsweise Leitungsschutzschalter – mit integrierter Messelektronik, oder die systemtechnische Einbindung von bereits vorhandenen Erdschluss- und Kurzschlussmeldern. Um die Ausnutzung der vorhandenen Netzinfrastruktur zu erhöhen, können Sensornetzwerke um intelligente Steuer- und Regelkomponenten zusammen mit entsprechenden Aktoren ergänzt werden. Dazu zählen zum Beispiel Spannungsregler zusammen mit regelbaren Ortsnetztrafos oder

---

<sup>4</sup> Siehe Erläuterungen zum Pass through für F&E Kosten im Abschnitt 2.1

Regler, die mehrere zeitgleiche Ladevorgänge von Elektroautos so koordinieren, dass die vorhandene Netzinfrastruktur nicht überlastet wird. Unter diesem Punkt sollten auch Lösungen zum unterstützenden bzw. automatischen Netzwiederaufbau nach Störfällen und Maßnahmen zur Erhöhung der Sicherheit gegen Cyberattacken (z. B. Einsatz von gehärteten Hardware- und Softwarekomponenten<sup>5</sup>) Berücksichtigung finden.

- Ausgaben für **Schulungen zu Themen mit Smart-Grids** Relevanz für einen eingeschränkten Personenkreis

## 1.2 Alternativen/Ergänzungen zum Outputparameter „Höchstlast“

### Argumentation:

Die „Höchstlast“ als einer der Outputparameter für die Effizienzanalyse ist kritisch zu sehen, da sinnvolle Maßnahmen, welche einer besseren Ausnutzung der Netzinfrastruktur dienen (z. B. andere Planungskriterien, die bei gleichem Netz mehr Anschluss von dezentralen Erneuerbaren Energieanlagen erlauben, stärkere Verbreitung lastabhängiger/flexibler Netztarife, etc.) und damit auch die Höchstlast senken, den Benchmarkwert eines Netzbetreibers verschlechtern.

Um solch kontraproduktive Anreize hintanzuhalten, soll die Verwendung des Parameters „Höchstlast“ im Benchmarksystem überdacht werden und es sollen **stattdessen oder ergänzend** Parameter eingeführt werden, mittels derer eine effiziente Ausnutzung der Infrastruktur besser abgebildet werden kann.

Wenn nicht nur der individuell vorgeschriebene Kostensenkungspfad von den Benchmarkingergebnissen abhängt, sondern zukünftig vielleicht auch noch der WACC effizienzabhängig abgestuft würde, ist es umso wichtiger, dass das Benchmarksystem nicht bestimmte Lösungen systematisch benachteiligt.

Ein grundsätzliches Überdenken des Effizienzbegriffs für Netzbetreiber wird zukünftig notwendig werden.

### Ansatz für die Ausgestaltung bzw. weitere Analysen:

In Forschung, Literatur und bei Stakeholdern werden unterschiedlichste Optionen für Kennzahlen zur Charakterisierung und Bewertung von Verteilernetzen diskutiert<sup>6</sup>. Eine möglichst kleine Anzahl von Parametern, zu finden, die in Kombination sowohl die Versorgungsaufgabe der VNB adäquat abbildet, auf leicht zu erhebenden bzw. bereits vorliegenden Daten beruht und von deren Verwendung keine verzerrenden Anreize ausgehen, stellt eine große, bislang noch nicht gänzlich gelöste, Herausforderung dar.

Bei den Vorarbeiten zur Definition des aktuell gültigen Regulierungssystems wurden unter anderem bereits die Anzahl der Zählpunkte, die Anzahl der Smart Meter, sowie Anzahl / Einspeiseleistung / Einspeisemengen von dezentralen Erzeugungsanlagen in Summe sowie für PV und Wind einzeln als mögliche Parameter für die Berechnungen analysiert. Damals zeigte sich, dass für diese Faktoren noch kein statistisch signifikanter Zusammenhang mit den Kosten der VNB hergeleitet werden konnte.

---

<sup>5</sup> Bei dezentraler Automatisierung müssen strengere Cybersecurity-Vorgaben erfüllt werden, da diese nicht in einem Umspannwerk eingeschlossen ist. Dabei entstehen kontinuierliche Security-Wartungskosten.

<sup>6</sup> Vgl. z. B. ERGEG (2010) „Position Paper on Smart Grids, An ERGEG Conclusions Paper“ Ref: E10-EQS-38-05, S. 27/28j

Da sich in den Jahren seither die Anzahl solcher Anlagen deutlich erhöht hat, **sollten diese Berechnungen auf Basis der aktuellen Daten wiederholt werden, um potenziell signifikante Erklärungsvariablen zu erkennen.**<sup>7</sup> Auch größere steuerbare Lasten wie Wärmepumpen, Speicher oder E-Fahrzeug-Ladestellen könnten zukünftig in solche Analysen mit einbezogen werden, ebenso wie der Anteil der Netzgebiete, die eine hohe Dichte von volatilen Einspeisern oder Lasten (Sammelbegriff „dezentrale Energieressourcen“ – DER) haben, Kennzahlen für die „hosting capacity“, also die Aufnahmefähigkeit des Netzes für DER, oder Faktoren, die die maximale Belastung des Netzes in ein Verhältnis zur transportierten Energiemenge setzen oder auf eine Reduzierung der Differenz von Höchstlast und Mittelwert abstellen.

Je detaillierter die Datengrundlage in Zukunft ist, desto passgenauer kann das Benchmarking werden. Das ist einer der Gründe, die für einen Ausbau von Netzmonitoring sprechen.

Um auf die abnehmende Eignung der Höchstlast als Erklärungsvariable einzugehen, könnte es möglicherweise ein kurzfristig sinnvoller Schritt sein, innerhalb des Benchmarksystems die Höchstlast mit einer geringeren Gewichtung im Vergleich zu den Modellnetzlängen zu versehen. Möglichkeit und Auswirkungen einer solchen Umstellung sollten geprüft werden.

## **2. BEREICH SONDERREGELUNGEN**

### **2.1 „Pass through“ für evaluierte Forschungs- und Entwicklungsprojekte mit Relevanz für Smart Grids**

#### **Argumentation:**

Eine Mitwirkung an Smart Grids relevanten F&E-Projekten erhöht kurzfristig die Betriebskosten (OPEX), ohne jedoch eine Veränderung bei den Erweiterungsfaktoren auszulösen. Sie schmälert somit den Gewinn, was ein mögliches Argument gegen eine Teilnahme sein könnte. Die Mitwirkung von Verteilnetzbetreibern (VNB) an solchen Projekten ist jedoch wichtig: erstens um sicherzustellen, dass den Forschungsinstitutionen und Technologieanbietern die direkte Interaktion mit den Praktikern auf VNB-Seite ermöglicht wird und somit die Forschungsaktivitäten möglichst praxisrelevant ablaufen, und zweitens um den Mitarbeitern der VNB die Weiterentwicklung ihres Wissens zu ermöglichen.

---

<sup>7</sup> Beispielsweise stellt die E-Control auf S. 61 der jetzigen Regulierungssystematik dar, dass die Parameter Zählpunkte 6-7 und Höchstlast 6-7 in einem ähnlichen Kostenzusammenhang stehen, weshalb die Parameter nicht ergänzend verwendet werden sollten. Die Prüfung der Auswirkungen einer alternativen Verwendung der Anzahl der Zählpunkte anstelle der Netzhöchstlast anhand der aktuellen Daten wäre hier z.B. wünschenswert.

## **Ansatz zur Ausgestaltung:**

### **Klar definierte, vorab geprüfte und genehmigte Ausgabenpositionen unterliegen nicht der Effizienzrestriktion (= „pass through“<sup>8</sup>)**

Bei Forschungsprojekten, die als Ergebnis eines einschlägigen Ausschreibungsverfahrens eine Förderung erhalten (z. B. Smart Grids relevante Calls in Horizon 2020, FFG-Programmen, KLIEN-Ausschreibungen etc.) ist durch die Evaluierung der Förderanträge schon eine Qualitätskontrolle gegeben. Die Kontrolle der Ergebnisse und der Abrechnungen erfolgt ebenfalls durch die Förderstellen, sodass kein nennenswerter zusätzlicher Verwaltungsaufwand zu erwarten ist. Der nicht aus diesen Programmen geförderte Anteil der Projektkosten sollte ein erlaubter Erlösbestandteil sein, der nicht den Effizienzrestriktionen unterworfen ist. Eine Liste der relevanten Forschungsprogrammlinien kann ohne großen Aufwand erstellt und bei Bedarf aktualisiert werden, etwa indem ein Vorschlag dafür durch die Technologieplattform Smart Grids erarbeitet und dieser durch die E-control gemeinsam mit AK und WKÖ, den Legalparteien im Kostenprüfungsverfahren, freigegeben wird.

#### **Exkurs Norwegisches System zur F&E-Förderung**

Netzbetreiber können F&E-Kosten in Höhe von maximal 0,3 % des regulatorischen Anlagenvermögens (RAB) als durchlaufende Kosten, d.h. dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten, in ihrer Erlösobergrenze anerkannt bekommen. Die F&E-Ausgaben müssen von einer anerkannten Institution, z. B. dem Norwegian Research Council, genehmigt worden sein. 2013 gab es z. B. 18 Anträge, von denen 16 anerkannt wurden. Die gesamten genehmigten Pass through Kosten betragen 10 Mio. €, was 0,1 % des RAB entspricht.<sup>9</sup>

Um zu vermeiden, dass es zu einer „Doppelanerkennung“ im Rahmen der Ausgangskostenbasis und über die Pass through Regelung kommt, können die entsprechenden Werte aus den Gesamtkosten des Kostenprüfungsjahrs herausgerechnet und stattdessen jährlich die tatsächlichen Werte anerkannt werden.

Eine Begrenzung der aufgrund dieser Maßnahme zusätzlich insgesamt anzuerkennenden Kosten ergibt sich automatisch dadurch, dass nur bestimmte Förderprogramme in Frage kommen, deren Mittel nicht unerschöpflich sind. Ein expliziter Maximalwert könnte ebenfalls festgesetzt werden.

## **2.2. „Pass through“ für weitere Smart Grids Kosten in begrenztem Ausmaß**

### **Argumentation**

Die Umstellung hin zu innovativen Lösungen für den Verteilnetzbetrieb bedingt viele unternehmensinterne Planungsleistungen, Erweiterungen/Zusatzschulungen von Personalkapazitäten (z. B. geänderte Anforderungsprofile, wie etwa Datenanalyse, Datenbankaufbau...) und Prozessanpassungen. Diese erhöhen kurzfristig die OPEX, ohne

<sup>8</sup> Diese Variante ist angelehnt an das in Norwegen praktizierte Modell zur Förderung einschlägiger Forschungsaktivitäten.

<sup>9</sup> Vgl. E-Bridge: Internationale Regulierungssysteme - Vergleich von Regulierungsansätzen und -erfahrungen. Im Auftrag der Bundesnetzagentur, 2014, S. 58

jedoch eine Veränderung bei den Faktoren, die für die Höhe der Kostenanerkennung im jetzigen System relevant sind, auszulösen. Somit werden **in der jeweils laufenden Periode** keine zusätzlichen Kosten dafür anerkannt. Durch den Effizienzdruck auf die OPEX werden diese Innovationsprozesse, die jedoch eine wesentliche Voraussetzung für die langfristige Dämpfung der Netzkosten sind, erschwert.

Um diesen Effekt zu verringern, ohne aber einen Freibrief für die Anerkennung jeglicher Kosten zu gewähren, ist es wünschenswert, die Ausgaben für wohldefinierte, für Smart Grids relevante, Aktivitäten aus der Effizienzrestriktion auszuklammern.

Eine prinzipielle Diskussion und ein „außer Streit Stellen“ bestimmter Tätigkeiten vorab würde außerdem einen Schritt dahin setzen, Befürchtungen hinsichtlich einer Nicht-Anerkennung der Kosten zu entkräften, die manchmal als Argument gegen solche Aktivitäten ins Treffen geführt und anscheinend zum Teil auch intern so kommuniziert werden.

Zwei mögliche Ansätze für die Ausgestaltung einer derartigen Sonderregelung für SG Kosten werden in den folgenden Abschnitten illustriert.

### **2.2.a Individuelle SG Innovationsstrategie wird vorab genehmigt**

Ein möglicher Lösungsansatz ist ähnlich dem der „Network Innovation Allowance“ im Vereinigten Königreich.

#### **Exkurs UK Network Innovation Allowance (NIA):**

Diese beträgt 0,5 % bis 1 % der erlaubten Erlöse, die für zwei Bereiche verwendet werden dürfen: “To fund smaller technical, commercial, or operational projects directly related to the licensee’s network that have the potential to deliver financial benefits to the licensee and its customers; and/or To fund the preparation of submissions to the Network Innovation Competition (NIC).<sup>10</sup>” Die aus diesem Titel (und auch aus anderen Schienen, wie der NIC) unterstützten Projekte werden sehr transparent auf dem „[Smarter Networks Portal](#)“ nach Netzbetreiber, Technologie etc. aufgelistet, die jeweiligen Projektregistrierungsdokumente und der letzte Fortschrittsbericht dazu sind abrufbar. Weitere Details finden sich im [NIA Governance Document](#).

Interessierte Verteilnetzbetreiber können dem Regulator ihre Smart Grids **Innovationsstrategie** für die jeweilige Regulierungsperiode übermitteln. Auf Basis dieser Innovationsstrategien kann die Regulierungsbehörde (mit Unterstützung eines Fachgremiums zur Bewertung der Qualität der SG Innovationsstrategien) den einzelnen Netzbetreibern einen Kostenblock für die OPEX dieser Aktivitäten innerhalb der Regulierungsperiode zugestehen, der nicht der Effizienzrestriktion unterliegt. Die maximal mögliche Höhe dieser Position kann insgesamt gedeckelt werden, z. B. mit einem bestimmten Prozentsatz der geprüften Kosten der vorigen Regulierungsperiode<sup>11</sup>, und dann

<sup>10</sup> Vgl. <https://www.ofgem.gov.uk/network-regulation-riio-model/network-innovation/electricity-network-innovation-allowance>

<sup>11</sup> Der Bezug zu einer bereits feststehenden Summe wurde bewusst gewählt, um keinen Zusatzanreiz zur Erhöhung der Kosten der jeweils aktuellen Periode zu liefern.

je nach Inhalten und Ambition der jeweiligen Smart Grids Innovationsstrategien den einzelnen Antragstellern zugeteilt werden.

Nach Ablauf der Hälfte der Regulierungsperiode ist ein Fortschrittsbericht und nach Ende der Periode ein Abschlussbericht einzureichen, der die plangemäße Verwendung dieser Mittel dokumentiert. Kann diese nicht nachgewiesen werden, wird eine Aufrollung durchgeführt, bei der diese Kostenpositionen wie alle anderen OPEX behandelt werden.

### 2.2.b Temporärer Smart Grids OPEX-Faktor

Ein temporäres Kosten-Plus-Regime für Smart Grids, wie es dies in Österreich bereits für Smart Meter gibt, würde ebenfalls den nötigen „Spielraum“ für Smart Grids OPEX ermöglichen. Die E-control argumentierte zwar bisher damit, dass der Smart Meter (SM) Rollout gesetzlich vorgeschrieben und daher mit marktgetriebenen Entwicklungen nicht vergleichbar ist, bei näherer Betrachtung kann man aber doch feststellen, dass viele der Argumente für den Smart Meter OPEX-Faktor auch auf Smart Grids Aktivitäten zutreffen (siehe Tabelle).

Argumente der E-Control für Sonderbehandlung der Smart Meter-Ausgaben <sup>12</sup> (auch im Vergleich zu SG-Ausgaben) in der Regulierungssystematik 2014-2018	Analogien und Unterschiede zur Situation bei Smart Grids
Smart Meter sind ein Sonderfall, da per Verordnung vorgegebener Implementierungszeitraum.	SG sind war nicht explizit vorgeschrieben, doch notwendig zur kosteneffizienten Erreichung anderer politisch vorgegebener Ziele, wie z. B: Steigerung Anteil Erneuerbarer Energien und E-Mobilität,...
Ermittlung eines SM-Zusatzparameters für den BK-Faktor war 2011 aufgrund noch geringer Kosten-Erfahrungswerte nicht möglich.	Trifft auch auf die aktuelle Datenlage bei SG zu
Unterschiedliche Ausrollungsstrategien (IKT zuerst, SM zuerst, parallel, Auslagerung Dienstleister) - Vergleichbarkeit schwierig	Trifft auch bei SG zu
Smart Meter lassen sich klar von Ferrariszähler abgrenzen	„Smart Grids“ sind nicht so einfach an einer einzelnen konkreten Technologie festzumachen. Eine Festlegung gewisser Kostenpositionen, für die das Kosten-Plus-Regime zur Anwendung kommt, wäre aber möglich.
Entwicklung zu Smart Grids wird im Unterschied zur Smart Meter Einführung als evolutionäre Weiterentwicklung betrachtet. E-Control sieht aktuelles Regulierungsmodell als technologieneutral. Regulierung hat inhärenten Anreiz, die kostengünstigste Technologie zu wählen. Jeder Netzbetreiber soll die Betriebsmittel und Technologien wählen, die er für sinnvoll hält.	Das aktuelle Regulierungsmodell ist zwar in der Tat technologieneutral konzipiert, aufgrund der inhärenten Unterschiede (Smart Grids sind OPEX-intensiver als „klassische“ Netzausbauten) wirkt sich das System aber zuungunsten von smarten Lösungen aus. Diese unbeabsichtigte Benachteiligung sollte jedenfalls beseitigt werden. Im Hinblick auf das Interesse Österreichs als Hightech-Standort wäre sogar eine temporäre Besserstellung zu argumentieren.

<sup>12</sup> Vgl. Regulierungssystematik S. 102 ff

Im Gegensatz zur unter 2.2a beschriebenen SG Innovationsstrategie, mittels derer bereits ex ante (zu Beginn der Regulierungsperiode) ein Kostenblock für Smart Grids-bezogene innovative Aktivitäten definiert wird, wird hier für eine beschränkte Dauer ein „Kosten-Plus“-Regime gefahren. Dieses basiert (im Unterschied zu Pauschalen für bestimmte Aktivitäten, die einen Teil der OPEX abdecken) auf einer laufenden Prüfung der bereits verausgabten Kostenpositionen.

Um diese Prüfungen zu vereinfachen und bereits vorab höhere Sicherheit zu gewährleisten, könnte die in Abschnitt 1.1 erwähnte Liste vorab als Smart Grids relevant definierter Kostenpositionen (der die OPEX betreffende Teil davon) als Grundlage herangezogen werden. Dabei könnte für einige der Positionen eine Einschränkung auf als prioritär erachtete Netzabschnitte definiert werden, z. B. anhand einer hohen Dichte bzw. hohen Zuwachsrate von DER. Auch bei dieser Variante sollte der zusätzlich aus diesem Titel anzuerkennende Kostenblock in Summe gedeckelt werden, um unberechenbare Kostensprünge zu vermeiden.

Wenn es daraufhin in der folgenden Regulierungsperiode bereits Erfahrungswerte hinsichtlich der Kostenpositionen gibt, könnte statt des Smart Grids Faktors ein SG relevantes Element im Betriebskostenfaktor eingeführt werden. Damit könnten die aufwändigeren laufenden Prüfungen wieder vermieden werden.

## 2.3 Bonus für den Aufbau von Netzmonitoring

### Argumentation:

Die steigende Anzahl neuer Technologien, die mit einer hohen Dynamik an die Netze gebracht werden, machen ein Netzmonitoring notwendig, um zu erkennen, wo die Infrastruktur wie intensiv genutzt wird, und aus diesen Mustern abzuleiten, wo welche Maßnahmen (Laststeuerung, Spannungsregelung, Netzausbau,...) sinnvoll und notwendig sind. Die zusätzliche Information hilft bei der Priorisierung und dabei, unnötig teure Investitionen zu vermeiden. Derzeit liegen auf der Verteilnetzebene diesbezügliche Informationen noch in sehr geringem Umfang vor. Hier sollte der Weg „vom Blindflug zum Sichtflug“ unterstützt werden.

Sollte eine allgemeinere Sonderregelung für SG-Kosten, wie etwa in Abschnitt 2.2 illustriert, zur Anwendung kommen, ist davon auszugehen, dass Maßnahmen für den Aufbau von Netzmonitoring dort bereits enthalten sind. Für den Fall, dass es eine derartige Regelung nicht gibt, ist der in Abschnitt 2.3 beschriebene Bonus gedacht.

### Ansatz für die Ausgestaltung:

Die Grundlage für den Bonus soll technologieneutral sein, möglich wäre etwa (angelehnt an das System in Italien, aber für den Bereich Mittelspannung und Niederspannung) eine **Pauschale „pro Netzbereich, für den der VNB zeitnahe<sup>13</sup> Zustandsinformationen hat“**.<sup>14</sup>

Im Sinne einer Testphase und zur Kostendämpfung sollte zunächst eine **Begrenzung** der Gültigkeit dieses Bonus **auf besonders relevante Gebiete** vorgenommen werden. Diese

---

<sup>13</sup> Die sinnvollen Intervalle hängen vom konkreten Anwendungsfall ab, tendenziell werden sie eher im Bereich weniger Minuten liegen.

<sup>14</sup> Diese Komponente entspricht war nicht ganz dem Ansatz der bisherigen Erweiterungsfaktoren (Steigen mit exogen bedingtem Wachstum der Versorgungsleistung), weist aber aufgrund des pauschalierten Ansatzes gewisse Ähnlichkeiten auf.

sollten vor allem das Niederspannungsnetz betreffen, weil Kundenanlagen in höheren Spannungsebenen bereits heute messtechnisch in der Regel gut erfasst werden<sup>15</sup>. Ergänzt man diese Daten aus der Mittelspannung um Messdaten aus der Niederspannung, kann das gesamte Verteilernetz hinsichtlich Auslastung der Assets abgebildet und modelliert werden. Im ersten Schritt sollten relevante Gebiete wie folgt charakterisiert werden:

- Gebiete mit einer hohen Dichte von DER (d.h. dezentrale Erzeugungsanlagen sowie auch Technologien wie Ladestationen, Batteriespeicher, Wärmepumpen, etc.)
- Gebiete mit hohen Zuwachsraten von DER

#### **Exkurs: Italienische Förderung für Netzmonitoring<sup>16</sup>**

In Italien erhalten die VNB seit Beginn der laufenden Regulierungsperiode (2016 – 2019) einen Anreiz dafür, innovative Funktionalitäten dort einzusetzen, wo sie am meisten gebraucht werden (Gebiete mit hohem RES-Anteil, Abschnitte wo in mehr als 1 % der Zeit Reverse Power Flow auftritt) und wo der VNB ohne den Anreiz kein Interesse hätte, sie einzusetzen. Nur für diese Netzbereiche können die als Pauschalen ausgestalteten Boni beantragt werden, die für zwei Arten von Funktionalitäten gewährt werden:

**Beobachtbarkeit des MS-Systems** (Stromflüsse und Zustand der Netzkomponenten): Bonus proportional zu Nennleistung der dezentralen RES-Anlagen

**Möglichkeit zur Spannungsregelung im MS-Netz:** Bonus je MVA Nennleistung der Trafos, bei denen die Funktionalität implementiert ist.

**Als Bewertungskriterium hinsichtlich Relevanz des Gebiets** könnte man einen Schwellenwert auf Basis des Verhältnisses von neu hinzukommender Leistung (Spitzenleistung Einspeisung oder Last – hier kann/könnte ein Gleichzeitigkeitsfaktor nahe 1 auftreten) zu ursprünglicher Bemessungsleistung (Standard-Lastprofil und Gleichzeitigkeitsfaktoren) pro Ortsnetzstation zu definieren.

Um die eingangs erwähnte Ausbauplanung effizient zu gestalten, ist es auch ein wesentliches Ziel des Monitoring, Trends und deren Abhängigkeit von äußeren Einflüssen zu erkennen. Dies ist insofern wichtig, als es für die Fülle an neuen Technologien und die Dynamik, mit der diese an die Netze gebracht werden, keine langjährigen Erfahrungswerte hinsichtlich Nutzerverhalten, Gleichzeitigkeitsfaktoren und Überlagerung der jeweils resultierenden physikalischen Effekte in den Netzen gibt. Nimmt man als Beispiel die Elektromobilität, dann ist auch klar ersichtlich, dass Parameter wie Nutzungsdauer von Ladestationen, Leistungsbedarf und Gleichzeitigkeitsfaktoren zumindest in der Einführungsphase keine statischen Größen sein werden. Damit wird klar, dass das Netzmonitoring kontinuierlich erfolgen und das sich ändernde Nutzerverhalten abbilden muss.

Als Datenquellen für ein solches Netzmonitoring wären im ersten Schritt eine Spannungsmessung auf der Niederspannungssammelschiene in den Ortsnetzstationen und eine Strommessung pro Niederspannungs-Abgang sinnvoll. Diese können in besonders kritischen Gebieten durch Strom-/Spannungsmessungen durch einzelne verteilte Sensoren

<sup>15</sup> Das heißt aber nicht, dass Netzmonitoring basierend auf Echtzeitdaten im MS-Netz schon flächendeckend angewendet würde. Nur wenige VNB arbeiten bereits mit solchen Daten.

<sup>16</sup> Vgl CEER [Consultation Paper, Incentives Schemes for Regulating DSOs Including for Innovation](#) (2017), S. 35

ergänzt werden. Die Verschneidung von solchen Daten mit denen von intelligenten Zählern, Assetdaten, demographischen Daten, Markttrends und ähnlichem können hier hinreichend genaue Prognosen hinsichtlich zukünftiger Netzbelastung und den notwendigen Ausbaumaßnahmen liefern und unterstützen damit einen effizienten Netzausbau.

Die Faktoren könnten etwa so gewählt werden, dass ca. 10 % bis 20 % der Netze für den Bonus in Frage kommen.

Der hier vorgeschlagene Bonus ist so konzipiert, dass die Höhe dieser zusätzlichen Mittel nicht von der Anwendung einer bestimmten Technologie abhängig ist und auch nicht davon, ob eine eher CAPEX- oder eher OPEX-intensive Lösung gewählt wird.

Diese Vorgehensweise ist aus unserer Sicht manch anderen Incentives für die Ausweitung von Aktivitäten, wie beispielsweise einem Mark-up für Neuinvestitionen, den es in der vorigen Regulierungsperiode bereits gegeben hat, vorzuziehen. Ein solcher Mark-up kommt nämlich nur dann zum Tragen, wenn ein Zuwachs an CAPEX erfolgt, und würde somit die bestehende Verzerrung zugunsten CAPEX-lastiger Lösungen weiter verschärfen, anstelle sie zu verringern.

Maßnahmen, die generell die bestehende Ungleichbehandlung von CAPEX und OPEX reduzieren - neben den in den vorangegangenen Abschnitten bereits erwähnten Punkten etwa ein den Kapitalkosten angemessener, aber nicht unverhältnismäßig hoher, WACC und eine Kompensation für die zeitliche Differenz bei der Refundierung (Reduktion des Sockeleffekts) - können auch einen Beitrag dazu leisten, dass die jeweils geeignetsten Lösungen, unabhängig von ihrer Kostenstruktur, zur Anwendung kommen.

### **Schlussbemerkung**

Abschließend soll erwähnt werden, dass es sich bei diesen Empfehlungen um Modifikationen und Anpassungen innerhalb des Rahmens der bestehenden Anreizregulierung handelt.

**Mögliche Optionen für die Zukunft** sind auch darüber hinaus gehende Entwicklungen, etwa hin zu gänzlich anderen Regulierungssystematiken, oder zur Übernahme einzelner Elemente daraus.

Unter anderem deshalb, weil für viele moderne Anwendungen und Produktionsprozesse die Spannungsqualität eine zunehmend wichtige Rolle spielt, könnten beispielsweise Regulierungsansätze, die auch die „Power Quality“ oder andere zu definierende Qualitätsfaktoren als erlösrelevanten Faktor beinhalten, in Erwägung gezogen werden. Verschiedenste Outputindikatoren bzw. Performance-Kennzahlen dazu sind in der Literatur bereits vorgeschlagen<sup>17</sup> und werden in Österreich zum Teil bereits für Monitoring-/Berichtszwecke genutzt. Sie beeinflussen aber noch nicht die Erlöse der Netzbetreiber.

---

<sup>17</sup> Z.B. in ERGEG (2010) oder darauf aufbauend CEER (2014) [CEER Status Review on European Regulatory Approaches Enabling Smart Grids Solutions \(„Smart Regulation“\)](#), S. 26 und S. 50f

## **Abkürzungsverzeichnis**

AK	Arbeiterkammer
CAPEX	Capital expenditure, Investitionskosten
DER	Dezentrale Energieressourcen
FFG	Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft
F&E	Forschung und Entwicklung
IT	Informationstechnologie
KLIEN	Klima- und Energiefonds
OPEX	Operating expenditure, Betriebskosten
RAB	Regulatory Asset Base, regulatorisches Anlagevermögen
RES	Renewable Energy Sources, Erneuerbare Energiequellen
SG	Smart Grids
SM	Smart Meter
UK	United Kingdom, Vereinigtes Königreich
VNB	Verteilnetzbetreiber
WACC	Weighted average cost of capital, gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten
WKÖ	Wirtschaftskammer Österreich