



**Bericht** vom 26.10.2016

---

# „Smart Grids in der Cost+ Regulierung“

---





**Datum:** 26.10.2016

**Ort:** Bern

**Auftraggeberin:**

Bundesamt für Energie BFE  
CH-3003 Bern  
[www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

**Auftragnehmer/in:**

E-Bridge Consulting GmbH  
Baumschulallee 15, D-53115 Bonn  
[www.e-bridge.de](http://www.e-bridge.de)

**Autor/in:**

Dr. Jens Büchner, E-Bridge Consulting GmbH, [jbuechner@e-bridge.com](mailto:jbuechner@e-bridge.com)  
Dr. Vigen Nikogosian, E-Bridge Consulting GmbH, [vnikogosian@e-bridge.com](mailto:vnikogosian@e-bridge.com)  
Dr. Martin Bandulet, E-Bridge Consulting GmbH, [beratung@bandulet.ch](mailto:beratung@bandulet.ch)  
Philipp Hörnig, E-Bridge Consulting GmbH, [phoernig@e-bridge.com](mailto:phoernig@e-bridge.com)

**BFE-Bereichsleitung:** Dr. Wolfgang Elsenbast, Dr. Matthias Galus

**BFE-Programmleitung:** Dr. Matthias Gysler

**BFE-Vertragsnummer:** SI/200248-41

**Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.**

**Bundesamt für Energie BFE**

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen; Postadresse: CH-3003 Bern  
Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · [contact@bfe.admin.ch](mailto:contact@bfe.admin.ch) · [www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)



## Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis .....	3
Abkürzungsverzeichnis .....	4
Management Summary .....	5
Résumé 8	
1 Einleitung .....	11
2 Anreizsituation und Defizite unter dem aktuellen Regulierungsregime .....	11
2.1 Zielsetzung und Vorgehensweise .....	11
2.2 Darstellung der stilisierten Fallbeispiele und der Lösungsfelder .....	13
2.2.1 Beschreibung der Fallbeispiele .....	13
2.2.2 Konventionelle Massnahme zur Lösung der (zusätzlichen) Transportaufgabe .....	14
2.2.3 Smarte Massnahmen zur Lösung der (zusätzlichen) Transportaufgabe .....	14
2.3 Kosten- und Erlösfolgen für die beteiligten Interessensgruppen im heutigen System .....	18
2.3.1 Vorgehen .....	18
2.3.2 Grundlegende Ergebnisse der qualitativen Analyse .....	18
2.3.3 Beurteilung der Anreizwirkung des heutigen Regulierungssystems .....	20
2.4 Handlungsbedarf zur Berücksichtigung von smarten Massnahmen .....	25
2.4.1 Sowieso-Massnahmen .....	25
3 Optionen zur Beanreizung von Investitionen in smarte beziehungsweise effiziente Investitionen .....	30
3.1 Mögliche Optionen .....	30
3.2 Ausgestaltungskonzept für den FMV .....	35
4 Kritische Würdigung der Sunshine Regulierung und weiterer Massnahmen vor dem Hintergrund von smart Investments .....	39
4.1 Generelles Konzept und Anreizwirkung aus Transparenz und Sunshine Regulierung .....	39
4.1.1 Generelles Transparenzinstrument .....	40
4.1.2 Generelles Konzept der Sunshine Regulierung und Ausgestaltungsformen .....	41
4.1.3 Internationale Erfahrungen .....	42
4.2 Investitionsanreize in smarte Technologien aus der Sunshine Regulierung .....	44
4.2.1 Visualisierung der Anstrengung der Netzbetreiber und Status quo .....	45
4.2.2 Weitere Indikatoren für die Sunshine Regulierung .....	46



## Abkürzungsverzeichnis

Art.	Artikel
Capex	Kapitalkosten
CHF	Schweizer Franken
DEA	Dezentrale Erzeugungsanlage
EBIT	Gewinn vor Zinsen und Steuern
EnG	Energiegesetz
FMV	Freiwilliger Massnahmenvergleich
Kap.	Kapitel
km	Kilometer
ONS	Ortsnetzstation
OPEX	Betriebskosten
PV	Photovoltaik
ROCE	Rendite des eingesetzten Kapitals
rONT	regelbarer Ortsnetztransformator
SCADA	Supervisorey Control and Data Acquisition
SDL-Mechanismus	Systemdienstleistungsmechanismus
SGI	Smart Grid Indikator
StromVG	Stromversorgungsgesetz
StromVV	Stromversorgungsverordnung
TAB	Technische Anschlussbedingungen
VNB	Verteilnetzbetreiber
WACC	Feste Kapitalverzinsung (weighted average cost of capital)



## Management Summary

Durch den Ausbau der dezentralen Erzeugung werden die Verteilnetze vor neue Herausforderungen gestellt. Der zu erwartende Ausbau der Verteilnetze erhöht die Netzkosten. Um eine effiziente Integration der dezentralen Erzeugung zu ermöglichen, sind neben einem konventionellen Netzausbau auch alternative, sogenannte smarte Massnahmen zu berücksichtigen. Dazu zählen neben neuartigen Netztechnologien wie regelbaren Ortsnetztransformatoren (rONT) auch Steuerungen von Verbrauch (Lastmanagement) und Produktion (Einspeisemanagement). Letztere werden allgemein gefasst als Nutzung von Flexibilität für Netze bezeichnet. Investitionen in smarte Massnahmen entwickeln das Netz zu einem „Smart Grid“. Die vorliegende Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BfE) untersucht die Anreizwirkung für Investitionen in smarte Massnahmen in der heutigen Regulierungspraxis vor dem Hintergrund der übergreifenden Effizienzforderung sowie mögliche Verbesserungsansätze für diese Praxis.

Die bisherige Regulierungspraxis in der Schweiz – eine Cost+ Regulierung – soll um eine Sunshine Regulierung erweitert werden. Arbeiten zur Einführung der Sunshine-Regulierung sind bereits im Gange. Die reine Cost+ Regulierung weist in ihrer derzeitigen Ausgestaltung in der Schweiz Hemmnisse bezüglich eines kosteneffizienten Investitionsverhaltens und insbesondere hinsichtlich der Investitionen in smarte Massnahmen auf. Dazu zählen die folgenden wesentlichen Hemmnisse:

- Eine mangelnde oder unklare Kostenanerkennung für smarte Massnahmen
- Höhere Betriebsergebnisse beim konventionellen Netzausbau gegenüber smarten Massnahmen
- Möglicher Fehlanreiz und Gefahr der Missdeutung durch den im Rahmen der angestrebten Einführung der Sunshine-Regulierung gegenwärtig vorgesehenen Kostenindikator. Dieser ist als Verhältnis zwischen Gesamtkosten und gesamter Leitungslänge in CHF/km definiert und steigt bei Investitionen in smarte Massnahmen, da sich bei Investitionen in smarte Massnahmen die Leitungslänge nicht ändert.

Um die identifizierten Defizite im erweiterten Schweizer Regulierungsregime zu beseitigen und den Weg zu Smart Grids zu ermöglichen, wurden folgende Lösungsansätze und Verbesserungsvorschläge erarbeitet und empfohlen.

- Vollständige und eindeutige Anerkennung effizienter Netzkosten

Die Untersuchung der Kostenanerkennungspraxis zeigt, dass eine **vollständige Anerkennung effizienter Netzkosten** für smarte Massnahmen notwendig ist. Zielsetzung einer überarbeiteten Regulierung sollte es daher sein, Kompensationszahlungen für das Einspeisemanagement und Lastmanagement als Netzkosten anzuerkennen. Nicht zuletzt sind einheitliche Regelungen zur Kostentragung von dezentralen Anlagen für installierte Regel- und Kommunikationseinheiten zu schaffen. Beim Lastmanagement werden die Regel- und Kommunikationseinheiten heute als Netzkosten anerkannt. Das Einspeisemanagement enthält bislang keine Regelungen. Diese sind einzuführen, wobei möglichst homogene Regelungen für Last- und Einspeisemanagement geschaffen werden sollten.

- Einführung eines freiwilligen Massnahmenvergleichs

Grundsätzlich müssen Verteilnetzbetreiber effiziente Investitionen tätigen. Um die betriebswirtschaftliche Attraktivität und gegebenenfalls divergierende Risikoprofile der smarten und effizienten Massnahmen jedoch explizit zu adressieren, werden in diesem Bericht unterschiedliche Instrumente skizziert. Empfohlen wird die Einführung des „**freiwilligen Massnahmenvergleichs**“ (**FMV**). Die Idee des FMV beruht auf dem Gedanken, dass Verteilnetzbetreiber, die nachweislich Effizienzsteigerungen beim Netzausbau gegenüber dem konventionellen Netzausbau erzielen, am



Effizienzgewinn zum Teil partizipieren. Analog zum Systemdienstleistungsmechanismus (SDL-Mechanismus) wird es den Verteilnetzbetreibern freigestellt, dieses Instrument durch Vorlage des Kostenvergleichs für unterschiedliche Varianten zu nutzen. Eine volkswirtschaftlich optimale Aufteilung des Effizienzgewinns zwischen Verbraucher und Netzbetreiber kann methodisch nicht sinnvoll determiniert werden. Empfohlen wird z.B. 20 % bis 30 % des Effizienzgewinns als „Effizienzbonus“ anzuerkennen. Es wird darüber hinaus empfohlen, den „Effizienzbonus“ für 4-5 Jahre zu gewähren.

Um die – beispielsweise im Rahmen des FMV – vorgelegten Effizienzgewinne beurteilen zu können, ist es notwendig, belastbare Referenzkosten zu definieren und heranzuziehen. Dies gilt nicht nur für die Evaluierung im Rahmen des FMV, sondern gleichermassen für den bereits implementierten SDL-Mechanismus. Erfahrungen im SDL-Mechanismus können hierbei genutzt werden. Zur Bestimmung und Anwendung von Referenzkosten ist eine adäquate Datenbasis zu schaffen. Der Verwaltungsaufwand für dieses Instrument kann durch die Höhe des Schwellenwertes für die Einreichung des FMV, die bindende Vorgabe von Referenzkosten und die Standardisierung von Prozessen gesteuert werden.

In Zukunft ist die Einführung einer Anreizregulierung geplant. Im Rahmen einer Anreizregulierung wird üblicherweise das Instrument des Gesamteffizienzbenchmarks angewendet. Dieses kann bei einer entsprechenden Ausgestaltung ebenfalls eine Anreizwirkung für Investitionen in smarte und effiziente Massnahmen erzielen und den FMV dadurch ersetzen. Ohne FMV oder Anreizregulierung verbleibt es im Wesentlichen im Ermessen des Netzbetreibers, die smarten Massnahmen anzuwenden, und dabei etwaige Einbussen im Betriebsergebnis in Kauf zu nehmen. Eine gewisse Steigerung der Eigenmotivation kann über die Weiterentwicklung der Sunshine-Regulierung aufgrund eines zusätzlichen Indikators im Gesamtkontext aller weiteren Indikatoren erreicht werden.

- Konzepte zur Anpassung und Weiterentwicklung der Indikatoren in der Sunshine Regulierung

Im Rahmen der Sunshine Regulierung führt der gegenwärtige Kostenindikator gegebenenfalls zu Fehlanreizen. Um diese zu reduzieren und die Anstrengungen der Verteilnetzbetreiber bei Investitionen in effiziente smarte Massnahmen für den spezifischen Netzerweiterungsfall besser zu berücksichtigen, wird grundsätzlich die Umsetzung eines der nachfolgend beschriebenen Konzepte für Indikatoren empfohlen. Die genaue Ausgestaltung wäre im Falle einer konkreten Implementierungsabsicht eines der Konzepte zu erarbeiten.

**Ein Smart Grid Indikator (SGI)** sollte implementiert werden, wenn der FMV als ein zusätzliches Instrument das heutige Regulierungsregime ergänzt. Dies ist darin begründet, dass es sich beim SGI um die im Rahmen des FMV ermittelten Effizienzgewinne aus dem vermiedenen Netzausbau handelt. Diese werden durch den SGI veröffentlicht. Mit der Veröffentlichung des erzielten Effizienzgewinns wird der Anreiz zum effizienten Netzausbau weiter gestärkt. Wenn kein FMV eingeführt wird, ist die Implementierung des SGI als zusätzlicher Indikator obsolet.

**Ein weiterer möglicher Indikator sind die spezifischen Erweiterungskosten.** Der Indikator zeigt, zu welchen Investitionskosten die zusätzlich realisierte Netzkapazität vom Netzbetreiber bereitgestellt wurde. Hierdurch wird eine implizite Anreizwirkung für effiziente Investitionen erzielt. Effizientere Erweiterungsmassnahmen weisen ceteris paribus einen kleineren Indikator aus. Dieser Indikator kann auch ohne den FMV eingeführt werden.

Neben dem Risiko eines Fehlanreizes erlauben die gegenwärtig diskutierten Indikatoren der Sunshine Regulierung keine Aussagen zur Gesamteffizienz der Verteilnetzbetreiber per se. Vor dem Hintergrund einer künftigen Einführung einer Anreizregulierung, aber auch im Rahmen der Sunshine Regulierung, wird eine **frühzeitige Auseinandersetzung mit Methoden zum Benchmark der Gesamteffizienz** empfohlen. Dies ermöglicht eine optimale Abstimmung der Methoden bis zur



Einführung der Anreizregulierung. Durch frühzeitige Testläufe liessen sich hohe Lerneffekte in der praktischen Umsetzung erzielen.



## Résumé

En raison de l'extension de la production décentralisée, les réseaux de distribution font face à de nouveaux défis. L'extension prévue des réseaux de distribution accroît les coûts d'exploitation de réseau. Afin de permettre une intégration efficace de la production décentralisée, il convient de tenir compte, outre d'une extension conventionnelle du réseau, de solutions alternatives, les soi-disant mesures intelligentes. Il s'agit entre autres, en plus des technologies de réseau innovantes comme les transformateurs de réseau local (rONT), aussi de commandes de consommation (gestion des charges) et de la production (gestion de l'alimentation). Cette dernière est communément appelée exploitation de la flexibilité pour les réseaux. Les investissements dans les mesures intelligentes font du réseau un soi-disant « smart grid ». La présente étude réalisée pour le compte de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) analyse l'effet incitatif des investissements dans les mesures intelligentes dans la pratique réglementaire de nos jours au vu de l'exigence d'efficacité globale ainsi que des éventuelles approches pour l'amélioration de cette pratique.

La pratique réglementaire jusqu'à présent valable en Suisse, une réglementation Cost+, se doit d'être complétée par une réglementation Sunshine. Des travaux de mise en place de la réglementation Sunshine sont déjà en cours d'exécution. La réglementation Cost+ pure présente, dans sa forme actuelle en Suisse, des obstacles en ce qui concerne un comportement efficace en matière d'investissements et notamment pour ce qui est des investissements dans les mesures intelligentes. Il s'agit essentiellement des obstacles suivants :

- une reconnaissance inexistante ou floue des coûts liés aux mesures intelligentes
- des résultats d'exploitation plus élevés pour l'extension de réseau conventionnelle par rapport aux mesures intelligentes
- possibilité d'incitation inappropriée et risque d'interprétation erronée par l'indicateur de coût actuellement prévu dans le cadre de l'instauration visée de la réglementation Sunshine. Ce dernier se définit comme rapport des coûts globaux et de la longueur totale de câble en CHF/km et s'accroît en cas d'investissements dans les mesures intelligentes, car la longueur de câble ne varie pas pour les investissements dans les mesures intelligentes.

Afin d'éliminer les déficits identifiés dans le régime réglementaire suisse élargi et d'ouvrir la voie aux smart grids, les solutions et suggestions d'amélioration suivantes ont été conçues et préconisées.

- Reconnaissance complète et sans ambiguïté des coûts de réseau efficaces

L'analyse de la pratique de reconnaissance des coûts montre qu'une **reconnaissance totale des coûts de réseau efficaces** est indispensable pour les mesures intelligentes. L'objectif d'une réglementation révisée devrait donc être de reconnaître comme coûts de réseau les paiements en compensation pour la gestion de l'alimentation et la gestion des charges. Last but not least, il faut créer des réglementations uniformes pour la prise en charge des coûts des installations décentralisées pour les unités de régulation et de communication installées. Pour la gestion des charges, les unités de régulation et de communication sont reconnues de nos jours comme coûts de réseau. La gestion de l'alimentation ne comporte jusqu'à présent pas de réglementations. Celles-ci doivent être instaurées, tout en veillant à créer des réglementations aussi homogènes que possibles pour la gestion des charges et la gestion de l'alimentation.

- Mise en place d'un système de comparaison volontaire des mesures

Par principe, les opérateurs de réseaux de distribution doivent faire des investissements efficaces. Néanmoins, pour prendre en considération explicitement l'attrait économique et les profils de risque éventuellement divergents des mesures intelligentes et efficaces, divers instruments sont brièvement présentés dans le présent rapport. Nous recommandons l'instauration de la « **comparaison**





**volontaire des mesures » (FMV).** L'idée de la FMV repose sur l'hypothèse que les opérateurs des réseaux de distribution qui améliorent incontestablement l'efficacité lors de l'extension du réseau par rapport aux méthodes d'extension de réseau conventionnelles participent en partie dans le gain d'efficacité. Par analogie au mécanisme de prestations de service système (mécanisme SDL), il est laissé à la discrétion des opérateurs de réseaux de distribution d'utiliser cet instrument par présentation de la comparaison des coûts pour différentes variantes. Une répartition optimale du point de vue économique du gain d'efficacité entre le consommateur et l'opérateur de réseau ne peut être déterminée judicieusement de façon méthodique. Nous recommandons par exemple de reconnaître 20 % à 30 % du gain d'efficacité comme « bonus d'efficacité ». Il est en outre recommandé d'accorder le « bonus d'efficacité » pour une période de 4 à 5 ans.

Pour pouvoir, par exemple dans le cadre de la FMV, évaluer les gains d'efficacité présentés, il est nécessaire de définir et d'utiliser des coûts de référence fiables. Ceci s'applique non seulement à l'évaluation dans le cadre de la FMV, mais également pour le mécanisme SDL déjà mis en œuvre. Les expériences tirées du mécanisme SDL peuvent être mises à profit ici. La détermination et l'utilisation de coûts de référence impliquent la création d'une base de données adéquate. Les charges administratives pour cet instrument peuvent être contrôlées par le montant de la valeur de seuil pour la présentation de la FMV, la définition ferme de coûts de référence et la standardisation de processus.

L'instauration d'une réglementation incitative est prévue à l'avenir. Dans le cadre d'une réglementation incitative, on utilise habituellement l'instrument du benchmarking de l'efficacité globale. Ce dernier pourrait, avec une configuration appropriée, également voir un effet incitatif pour les investissements dans les mesures intelligentes et efficaces et, ainsi, remplacer la FMV. Sans FMV ou réglementation incitative, il reste essentiellement à la discrétion de l'opérateur de réseau d'appliquer les mesures intelligentes et, ce faisant, d'accepter toute éventuelle perte dans le résultat d'exploitation. On peut d'une certaine manière renforcer l'auto-motivation en perfectionnant la réglementation Sunshine grâce à un indicateur supplémentaire dans le contexte global de tous les autres indicateurs.

- Concepts d'adaptation et le perfectionnement des indicateurs dans la réglementation Sunshine

Dans le cadre de la réglementation Sunshine, l'indicateur de coût actuel conduit éventuellement à des incitations inappropriées. Afin de réduire ces dernières et de mieux tenir compte des efforts des opérateurs de réseaux de distribution dans le cadre des investissements dans les mesures intelligentes efficaces pour le cas spécifique de l'extension du réseau, nous recommandons par principe la mise en œuvre d'un des concepts décrits ci-après pour les indicateurs. La conception exacte devrait, en cas d'intention concrète de mise en œuvre d'un des concepts, alors être élaborée.

Un Indicateur de Smart Grid (ISG) devrait être appliqué dès lors que la FMV complète le régime réglementaire actuel comme instrument supplémentaire. Cela s'explique par le fait que l'ISG représente les gains d'efficacité déterminés dans le cadre de la FMV pour l'extension de réseau évitée. Ces derniers sont publiés via l'ISG. La publication du gain d'efficacité réalisé contribue à renforcer l'incitation à l'extension efficace du réseau. Si aucune FMV n'est instaurée, la mise en œuvre de l'ISG comme un indicateur supplémentaire est obsolète.

**Les coûts d'extension spécifiques sont un autre indicateur possible.** L'indicateur montre les coûts d'investissement à concurrence desquels la capacité de réseau supplémentaire réalisée a été fournie par l'opérateur de réseau. Cela permet de réaliser un effet incitatif implicite pour des investissements efficaces. Des mesures d'extension plus efficaces ont ceteris paribus un plus petit indicateur. Cet indicateur peut être instauré même sans la FMV.

Outre le risque d'incitation inappropriée, les indicateurs de la réglementation Sunshine faisant actuellement l'objet de discussions ne permettent aucune déclaration per se sur l'efficacité globale des



opérateurs de réseau de distribution. En raison de l'instauration future d'une réglementation incitative, mais également dans le cadre de la réglementation Sunshine, nous recommandons une **étude précoce des méthodes de benchmarking de l'efficacité globale**. Ceci permet de synchroniser les méthodes de manière optimale jusqu'à l'instauration de la réglementation incitative. Des cycles d'essais précoces pourraient permettre de beaucoup apprendre dans la mise en œuvre pratique.



# 1 Einleitung

Der Zwiespalt zwischen dem zunehmenden Ausbau der dezentralen Erzeugung aus erneuerbaren Energien und damit einhergehender erforderlicher Netzerweiterungsmassnahmen nimmt zu. Auch in der Schweiz werden die Verteilnetzbetreiber (VNB) durch die dezentrale Erzeugung vor die Herausforderung notwendiger Erweiterungsmassnahmen gestellt.

Im Zuge von Revisionsarbeiten zum Schweizer Stromversorgungsgesetz wurden Untersuchungen zu Flexibilitäten unternommen. Dabei hat sich unter anderem herausgestellt, dass die gegenwärtig implementierte Cost+ Regulierung keine hinreichend grossen Anreize für den Einsatz und die Nutzung von Flexibilitäten als innovative Alternativen im Rahmen von Erneuerungs- und Erweiterungsmassnahmen setzt bzw. weitere Anstrengungen zum Abbau der Hemmnisse zur vermehrten Investition in smarte Massnahmen unternommen werden müssen (vgl. Bundesamt für Energie, 2015; Bundesrat, 2013).

Zur Erhöhung der Gesamteffizienz der VNB und zur stärkeren Berücksichtigung smarter Massnahmen im Zuge des Netzausbaus besteht das Bestreben, das gegenwärtige Cost+ Regulierungssystem zu erweitern. In diesem Zusammenhang ist nach Ablauf einer finalen Testphase geplant, die sogenannte „Sunshine Regulierung“ komplementär einzuführen, die ihre Steuerungswirkung hauptsächlich durch die anwachsende Transparenz und Vergleichbarkeit unter den VNB entwickeln soll. Die daraus resultierende Identifikation der ineffizienten Netzbetreiber soll diese zu grösseren Effizienzanstrengungen beanreizen.

In der hier vorliegenden Studie wird die Sunshine Regulierung hinsichtlich möglicher Verbesserungen und notwendiger Anpassungen in der Ausgestaltung der zugrunde liegenden Indikatoren untersucht. Zur besseren Beurteilung dieses Regulierungsansatzes hinsichtlich der Anreize, eine kosteneffiziente beziehungsweise innovative Netzerweiterung zu forcieren, werden zunächst identifizierte Probleme in der Anreizstruktur des heutigen Cost+ Regulierungssystems analysiert (Kapitel 2) und anschliessend werden weitere Instrumente zur Beanreizung diskutiert (Kapitel 3). Dazu zählen beispielsweise „Adder“ und OPEX-Marge.

Zuletzt wird, basierend auf den erzielten Erkenntnissen, die Anreizwirkung im Rahmen der Sunshine Regulierung (Kapitel 4) untersucht. Dabei werden andere Sektoren und internationale Erfahrungen mit der Sunshine Regulierung herangezogen. Ausserdem werden neue zusätzliche Indikatoren innerhalb der Sunshine Regulierung vorgeschlagen – mit dem Ziel, Anstrengungen der VNB bei Investitionen in smarte Massnahmen für den Netzerweiterungsfall besser zu visualisieren.

Abschliessend wird eine mögliche Einführung eines Kostenbenchmarks zur Visualisierung der Gesamteffizienz von VNB erörtert. Dies geschieht zum einen vor dem Hintergrund der Kompatibilität mit einer gegebenenfalls später einzuführenden Anreizregulierung und zum anderen vor dem Hintergrund bestehender Vor- und Nachteile, beispielsweise gegenüber einem Kostenvergleich.

## 2 Anreizsituation und Defizite unter dem aktuellen Regulierungsregime

### 2.1 Zielsetzung und Vorgehensweise

Die verzerrende Anreizwirkung der Cost+ Regulierung ist eine in der Regulierungstheorie anerkannte und vielseitig diskutierte Problematik. Der fehlende Wettbewerb im monopolistischen Engpassbereich – selbst ursächlich für die Einführung einer sektorspezifischen Regulierung – ermöglicht es dem Monopolisten, auch im regulierten Umfeld opportunistisch zu handeln.



Dies bedeutet jedoch nicht zwangsläufig, dass die vom Netzbetreiber gewählte Lösung deutlich vom gesamtwirtschaftlichen Optimum, also einer effizienten Lösung, abweicht. Massgeblich hierfür sind insbesondere zwei weitere Aspekte: zum einen die bestehende Informationsasymmetrie zwischen Netzbetreiber und der ihn kontrollierenden Regulierungsbehörde, also beispielsweise der FS ECom, zum anderen aber auch die Interessendivergenz zwischen Kontrollorgan und reguliertem Unternehmen, die sich letztlich aus dem Zusatznutzen ableiten lässt, den das Unternehmen durch Abweichung vom gesamtwirtschaftlich optimalen Verhalten erzielen kann.

Gerade mit Blick auf den derzeitigen Umbau des Schweizer Energiesystems gewinnen die letztgenannten Aspekte an Brisanz: Vor dem Hintergrund steigender dezentraler Stromeinspeisungen – insbesondere aus erneuerbaren Energieträgern – stehen die Schweizer Verteilnetze vor der Bewältigung zusätzlicher Transportaufgaben, die konventionell (d. h. durch Ausbau der Leitungs- und Umspannkapazitäten) oder aber auch durch sogenannte intelligente Lösungen („Smart Grids“) bewältigt werden können. Sowohl der Bedarf als auch die verschiedenen Lösungsansätze und die damit verbundenen Kosten waren bereits Gegenstand mehrerer durch das BfE in Auftrag gegebener Studien (BET, 2014; Consentec, 2012 und Consentec 2015).

Smart-Grid-Technologien, von denen hier im Weiteren neben neuartigen Netztechnologien, wie regelbaren Ortsnetztransformatoren (rONT) oder einem Scada System, auch die flexiblen Steuerungen von Verbrauch (Lastmanagement) und Produktion (Einspeisemanagement<sup>1</sup>) analysiert werden, sind typischerweise weniger kapitalintensiv als ein konventioneller Ausbau der Netze, weisen andererseits aber höhere Betriebskosten auf. Im Rahmen der Schweizer Ausprägung der Cost+ Regulierung haben Netzbetreiber einen Anreiz für kapitalintensive Investitionen (dies wird nachfolgend genauer ausgeführt), und so steigt die Interessensdivergenz zwischen Regulator und reguliertem Unternehmen. Gleichzeitig steigen aufgrund technologischer Neuerungen aber auch die Kontroll- und Informationskosten für den Regulierer, sodass prinzipiell von höheren Informationsasymmetrien auszugehen ist.

Diese Schiefelage wurde bereits durch die Smart Grid Roadmap Schweiz (vgl. Bundesamt für Energie, 2015) identifiziert und forderte hierzu vertiefte Abklärungen. Um im Weiteren konkret die Anreizsituation und bestehende Defizite unter dem aktuellen Regulierungsregime herauszuarbeiten, werden in diesem Kapitel anhand typischer Ausbausituationen, wie sie sich in Netzen aufgrund zusätzlicher dezentraler Einspeisung ergeben können, zunächst die verschiedenen konventionellen wie smarten Ausbaumassnahmen gegenübergestellt (siehe Abschnitt 2.2) und diese hinsichtlich ihrer Kosten- und Erlöswirkung im Rahmen der heutigen Kostenanerkennungspraxis für den Verteilnetzbetreiber miteinander verglichen sowie qualitativ und quantitativ bewertet (siehe Abschnitt 2.3). Die betrachtete Ausbausituation stützt sich dabei auf die von BET (2014) erstellte Studie und einem darin beschriebenen Use Case.

Für die Analyse werden jeweils die einschlägigen Gesetzes- und Verordnungstexte sowie Branchendokumente herangezogen. Besonderes Augenmerk wird zudem auf die Bewilligung von Kosten für Netzverstärkungen gemäss § 7, 7a und 7b des EnG i. V. m. Art. 22 Abs. 3 ff. StromVV gelegt. Dies hat zwei Gründe: Zum einen handelt es sich hierbei um Netzerweiterungsmassnahmen, die durch dezentrale Erzeugung hervorgerufen werden, zum anderen bedürfen die Vergütungen dieser Netzverstärkungen einer Bewilligung durch die FS ECom, wodurch diese auch im aktuellen Regulierungsregime einen wirksamen Hebel zur Kostenprüfung hat.

Im Abschnitt 2.4 werden schliesslich für den bestehenden Regulierungsrahmen geeignete Handlungsempfehlungen herausgearbeitet, die den Einsatz effizienter smarter Massnahmen beanreizen sollen.

---

<sup>1</sup> Einspeisemanagement wird an anderer Stelle teilweise auch als „peak shaving“ oder „Spitzenkappung“ bezeichnet.



## 2.2 Darstellung der stilisierten Fallbeispiele und der Lösungsfelder

In der Studie soll anhand der betrachteten Beispiele analysiert werden, ob und in welchem Ausmass im derzeitigen System ineffiziente Massnahmen gegenüber effizienten Massnahmen begünstigt und wie bestehende regulatorische Fehlanreize abgebaut werden können.

Sowohl die nachfolgend betrachteten stilisierten Fallbeispiele als auch die beschriebenen Massnahmen zur Lösung der (zusätzlichen) Transportaufgabe (Lösungsfelder) orientieren sich an der eingangs erwähnten BET-Studie. Die mit den einzelnen Massnahmen verbundenen Kosten wurden insbesondere der Consentec-Studie von 2015 entnommen und mit den Zahlen des Fachsekretariats der FS ECom verglichen. Teilweise divergieren die Kostenansätze voneinander. Im Rahmen der Projektarbeit wurde entschieden, in diesen Fällen alternative Berechnungen vorzunehmen. Somit lassen sich die vereinfachten quantitativen Ergebnisse der betrachteten Massnahmen einerseits in den Kontext vorangegangener Studien einordnen, andererseits ist so auch ein Vergleich mit realen Fällen der FS ECom möglich.

### 2.2.1 Beschreibung der Fallbeispiele

#### 2.2.1.1 Fallbeispiel „Stadt“

Das Fallbeispiel „Stadt“ orientiert sich am Use Case 5 der BET-Studie (siehe BET 2014, S. 38): Die zu lösende Transportaufgabe dieses Use Cases besteht darin, im Bereich einer Ortsnetzstation (ONS) insgesamt 200 kWp Photovoltaik(PV)-Leistung ins Niederspannungsnetz zu integrieren. Die Einspeiselaast ist dabei auf zwei Leitungsstränge mit durchschnittlich 500m Leitungslänge verteilt. Für das Fallbeispiel „Stadt“ wurde der Use Case 5 auf zehn ONS skaliert.<sup>2</sup> Pro ONS wird dabei von einer Integrationsleistung von insgesamt 20 dezentralen Anlagen (DEA) mit jeweils 10 kWp, verteilt auf zwei Abgänge, ausgegangen (PV-Dachanlagen auf Einfamilienhäusern haben im Regelfall eine etwas geringere Einspeiseleistung von circa 5 bis 7 kWp). Die Aufnahmefähigkeit eines Netzes hängt – neben anderen Faktoren – stark von den Standorten der jeweiligen DEA ab. Sie wird durch die thermische Belastung der Leitungen oder den durch den Stromfluss hervorgerufenen Spannungsabfall begrenzt. Ausgehend von den durch BET durchgeführten Berechnungen wird im Fallbeispiel „Stadt“ von einer Einspeisekapazität des Netzes von 70 Prozent der installierten DEA-Leistung ausgegangen, also 70kW pro Abgang.

#### 2.2.1.2 Fallbeispiel „Land“

Das Fallbeispiel „Land“ orientiert sich ebenfalls am Use Case 5. Im Vergleich zum Fallbeispiel „Stadt“ wurde jedoch zur Berücksichtigung ländlicher Strukturen pro Abgang eine doppelte Leitungslänge (also im Durchschnitt 1 km anstatt 500m) angenommen. Anzahl und Spitzenlast der angeschlossenen DEA sowie Kapazität des Netzes entsprechen hingegen dem Fallbeispiel „Stadt“.

---

<sup>2</sup> Die Skalierung erfolgte in erster Linie aus praktischen Erwägungen: Bei insgesamt 120 ONS im Referenznetz wären die Auswirkungen auf Unternehmenskennzahlen wie der EBIT-Marge kaum messbar, wenn nur eine ONS (bzw. deren Abgänge) von den betrachteten Massnahmen betroffen wäre. Überdies ist es realistischer anzunehmen, dass der Ausbau dezentraler Einspeisungen mehrere ONS eines typischen Stadtwerks betrifft. Für das Fallbeispiel Land wurde ein analoges Vorgehen gewählt.



	<b>Stadt</b>	<b>Land</b>
Zusätzliche Transportaufgabe im NS-Netz	200 kWp je ONS	200 kWp je ONS
Betroffene Leitungslänge in km	<b>1 je ONS</b>	<b>2 je ONS</b>
Anzahl ONS	10	10
Angeschlossene DEA pro ONS	20	20

**Tabelle 1: Vergleich Fallbeispiele „Stadt“ und „Land“**

### 2.2.2 Konventionelle Massnahme zur Lösung der (zusätzlichen) Transportaufgabe

Die herkömmliche Massnahme zur Erhöhung der Kapazität eines Netzes ist der konventionelle Netzausbau durch Austausch beziehungsweise die zusätzliche Verlegung von Leitungen (vgl. BET 2014, S. 24 f.).<sup>3</sup> Zur Lösung der oben definierten Transportaufgabe ist entsprechend der Berechnungen von BET eine Kapazitätserweiterung des städtischen Netzes je ONS in der Niederspannung um 400m x 150mm<sup>2</sup> Al sowie 600m x 50mm<sup>2</sup> Cu, insgesamt also 10 km Kabel, erforderlich. Für das Fallbeispiel „Land“ wird – entsprechend der höheren Netzlänge – bei zehn betroffenen ONS von einer Netzerweiterung von 20km NS-Kabel ausgegangen.

Gemäss Untersuchungen des Fachsekretariats der FS EICom belaufen sich die Investitionskosten für Kabel in der Niederspannung auf durchschnittlich 184'000 CHF/km, inklusive Kabelrohrblock und/oder Kabelschacht. Consentec (2015, S. 22 ff.) veranschlagt – basierend auf eigenen Abschätzungen – hingegen deutlich höhere Referenzkosten von 300'000 CHF/km. Zudem fallen jährliche Betriebskosten in Höhe von circa 0,4 Prozent des Investitionsvolumens an.

### 2.2.3 Smarte Massnahmen zur Lösung der (zusätzlichen) Transportaufgabe

Als Alternative zum konventionellen Netzausbau wurden verschiedene smarte Lösungsfelder identifiziert, die ebenfalls die definierte Transportaufgabe erfüllen. Diese werden zunächst in übersichtlichen Tabellen zusammengefasst und anschliessend noch vertiefend erläutert. In der nachfolgenden Übersicht sind die bei den verschiedenen Massnahmen anfallenden Kosten für die Fälle „Stadt“ und „Land“ nach Kategorie aufgeteilt zusammenfassend dargestellt.

Anzumerken ist vorab, dass in den Tabellen die verschiedenen Kostenpositionen unabhängig davon aufgeführt werden, wer die Kosten tatsächlich zu tragen hat. Zudem enthält die Tabelle bewusst die Investitions- und nicht die Kapitalkosten. Investitionskosten entsprechen hierbei den einmaligen Ausgaben zu Beginn einer Massnahme. Um auf Basis der Investitionskosten nun die Kapitalkosten zu ermitteln – und damit auch die Kosten der verschiedenen Lösungen miteinander vergleichen zu können – sind neben dem WACC noch die jeweiligen Abschreibungsdauern zu berücksichtigen, die sich je nach Massnahme voneinander unterscheiden können.

---

<sup>3</sup> Durch Reduktion der Impedanz (also des komplexen Widerstands) wird in einem betrachteten Netzabschnitt ceteris paribus die thermische Belastbarkeit erhöht und der Spannungsabfall reduziert.



Auch ohne exakten Kostenvergleich stechen Last- und Einspeisemanagement als die bei Weitem günstigsten Massnahmen hervor. Allerdings gilt dies nur für die betrachteten Fallbeispiele und die definierte Transportaufgabe – verallgemeinern lassen sich die Ergebnisse sicherlich nicht. Last- und Einspeisemanagement sind in der Regel nur für vergleichsweise geringe dezentrale Einspeisemengen wirksam und der Einbau von rONT ist bei thermischer Überlastung der Leitung (typischerweise hohe Einspeiselasten auf kurzen Distanzen) deutlich weniger wirksam als eine konventionelle Netzerweiterung. Welche der Massnahmen effizienter ist, lässt sich nur auf Basis konkreter erwarteter Transportaufgabe bestimmen. Eine wichtige Komponente zur Ermittlung der erwarteten Transportaufgabe ist der Planungshorizont.

	Beschreibung	Investitionskosten	Operative Kosten	Kompensationszahlungen	Quellen
Städtisches Netz	1 km Stromkreislänge NS / ONS 630 kVA/ONS				«Use Case 5» (siehe BET 2014, S. 38)
Konventionelle Massnahme	Netzerweiterung 10 km NS-Leitung	Kabel: 10 x 1 km x 300'000 CHF /km = 3 Mio. CHF [mit 184'000 CHF / km = 1.84 Mio. CHF]	12'000 CHF p. a. / [7'360 CHF p. a.]		Kostenansätze gem. Consentec 2015, S. 22ff. [bzw. FS EICom]
Einspeisemanagement	Abregelung von 10 x 20 DEA mit jeweils 10kWp bei 70 % (< 5 % Energieverlust)	Regel- und Kommunikationseinheiten: 200 x 1'000 CHF = 0.2 Mio. CHF	Betrieb R & K: 200 x 10 CHF p.a. = 2'000 CHF p. a.	Netto-Kompensation der abgeregelten Energie: <10'000 CHF p. a.	Kostenansätze R & K siehe BET 2014, S. 23ff; Kompensation: eigene Abschätzung
Einbau rONT	Einbau 10 rONT	Einbau rONT: 10 x 40'000 CHF = 0.4 Mio. CHF	Wartung rONT: 10 x 500 CHF p. a. = 5'000 CHF p. a.	-	Kostenansätze gem. Consentec 2015, S. 22ff.
Lastmanagement	Ansteuerung von 300 x 4kW verschiebbaren Lasten (z. B. EWH)	Regeleinheit: 300 x 500 CHF = 150'000 CHF	Betrieb Regler: 300 x 7 CHF p. a. = 2'100 CHF p. a.	a) 0 b) < 1'000 CHF p. a.	Kosten R & K gem. BfE Excel-Datei «Use-Case-Technologies»; Kompensation: eigene Berechnung
Intelligente Netzkompontenten	Aufbau eines SCADA-Servers und der zugehörigen Software	678'000 EUR x 1.1 = 750'000 CHF	27'000 EUR x 1.1 = 30'000 CHF	-	Kosten gem. BfE Excel-Datei «Use-Case-Technologies»

Tabelle 2: Übersicht über Kosten der verschiedenen Massnahmen – Fallbeispiele „Stadt“

	Beschreibung	Investitionskosten	Operative Kosten	Kompensationszahlungen	Quellen
Ländliches Netz	4 km Stromkreislänge NS/ONS 630 kVA/ONS				Annahme: 2 Abgänge à 1000 m betroffen
Konventionelle Massnahme	Netzerweiterung 20 km NS-Leitung	Kabel: 20 x 1 km x 300'000 CHF/km = 6 Mio. CHF [3.68 Mio. CHF]	24'000 CHF p. a. [14'720 CHF]	-	Kostenansätze gem. Consentec 2015, S. 22 ff. [FS EICom]
Einspeisemanagement	Abregelung von 10 x 20 DEA mit jeweils 10kWp bei	Regel- und Kommunikationseinheiten: 200 x 1'000 CHF	Betrieb R & K: 200 x 10 CHF p. a. = 2'000 CHF p. a.	Netto-Kompensation der abgeregelten Energie:	Kostenansätze R & K siehe BET 2014, S. 23 ff.; Kompensation:





	70 % (< 5 % Energieverlust)	= 0.2 Mio. CHF		< 10'000 CHF p. a.	eigene Abschätzung
Einbau rONT	Einbau 10 rONT	Einbau rONT: 10 x 40'000 CHF = 0.4 Mio. CHF	Wartung rONT: 10 x 500 CHF p.a. = 5'000 CHF p. a.	-	Kostenansätze gem. Consentec 2015, S. 22 ff.
Lastmanagement*	Ansteuerung von 300 x 4 kW verschiebbaren Lasten (z. B. EWH)	Regeleinheit: 300 x 500 CHF = 150'000 CHF	Betrieb Regler: 300 x 7 CHF p. a. = 2'100 CHF p. a.	a) 0 b) < 1'000 CHF p. a.	Kosten R & K gem. BfE Excel-Datei «Use-Case- Technologies»; Kompensation: eigene Berechnung
Intelligente Netzkomponenten	Aufbau eines SCADA-Servers und der zug. Software	469'000 EUR x 1.1 = 520'000 CHF	61'250 EUR x 1.1 = 70'000 CHF	-	Kosten gem. DNV GL (2015)

**Tabelle 3: Übersicht über Kosten der verschiedenen Massnahmen – Fallbeispiele „Land“**

Weiterführende Erläuterungen zu den alternativen smarten Transportmassnahmen werden im Folgenden dargestellt:

- Einbau eines regelbaren Ortsnetztransformators (rONT), wodurch Ober- und Unterspannung voneinander entkoppelt werden. Der Einbau eines rONT erleichtert somit die Spannungshaltung, hat aber – anders als die konventionelle Massnahme – kaum Auswirkungen auf die thermischen Belastungsgrenzen. In den betrachteten Fallbeispielen „Stadt“ und „Land“ ist jeweils der Ersatz von 10 Ortsnetztrafos erforderlich. Die Investitionskosten je rONT liegen bei etwa 40'000 CHF, weiterhin fallen zusätzliche Wartungskosten in Höhe von jährlich 500 CHF an (siehe Consentec, 2015, S. 22 ff.).
- Einspeisemanagement durch die Abregelung der Stromeinspeisungen aus DEA. Durch die Abregelung werden die thermische Belastung und damit einhergehend auch der Spannungsabfall des aufnehmenden Leitungsabschnittes reduziert. In den betrachteten Fallbeispielen wird die Stromeinspeisung an den betroffenen Abgängen bei 70 Prozent der Nennleistung der dezentralen Anlagen abgeregelt.
- Lastmanagement durch Zuschaltung verschiebbarer Lasten in Zeiten hoher Stromeinspeisungen aus DEA. Auf Grundlage der Berechnungen von BET wird für die beiden betrachteten Fallbeispiele von einer erforderlichen Zuschaltung von bis zu 30 Prozent der auf den betroffenen Leitungsabschnitten installierten PV-Leistung ausgegangen. Da unterbrechbare Verbraucher, beispielsweise EWH, typischerweise nur ein geringes Speichervolumen von etwa zwei bis drei Stunden aufweisen, ist jedoch ein etwa doppelt so grosser Kapazitätsaufbau nötig, um tatsächlich die notwendige Zuschaltung leisten zu können. Ausgehend von 4-kW-Einzellasten – dies entspricht einem gängigen EWH für den Haushaltsbedarf – ist somit pro Abgang einer ONS der Einbau von 15 verschiebbaren Verbrauchern erforderlich.
- Intelligente Netzkomponenten wie der Aufbau eines SCADA-Servers und der zugehörigen Software sind komplementär zu den zuvor beschriebenen smarten Massnahmen. Gemäss Recherchen des BfE liegen die Investitionskosten für ein SCADA-System bei 750'000 CHF („Stadt“) beziehungsweise 520'000 CHF („Land“) und die jährlichen Betriebskosten bei 30'000 CHF („Stadt“) beziehungsweise 70'000 CHF („Land“).

Die Kosten für Last- und Einspeisemanagement umfassen neben den Investitionen für die Regel- und Kommunikationseinheit von 1'000 CHF je DEA (siehe BET, 2014, S. 23 ff.) beziehungsweise 500 CHF je ansteuerbarer verschiebbarer Last (Recherche BfE) und den zugehörigen Betriebskosten von 10 CHF beziehungsweise 7 CHF je Einheit auch noch Kompensationskosten für nicht eingespeiste Strommengen beziehungsweise verschobene Last.





Wird die Einspeisung aus einer PV-Anlage bei 70 Prozent der Nennlast abgeregelt, führt dies zu entgangenen Stromeinspeisungen von weniger als fünf Prozent der erzeugten Jahresmenge (Fraunhofer, 2015, S. 35). Eine Bewertung dieser Stromeinbussen ist im derzeitigen Regulierungsumfeld jedoch nur hypothetisch möglich, da nach derzeitiger Regelung die VNB prinzipiell zur vollständigen Abnahme der erzeugten Strommengen verpflichtet sind (siehe Energiegesetz (EnG) Artikel 7 Absatz 1). Folgende Bewertungsansätze sind möglich:

- Bewertung zu den Sätzen der KEV (derzeit zwischen 20.4 und 30.4 Rp./kWh für PV-Anlagen bis 30 kW): Dieser Bewertungsansatz berücksichtigt die betriebswirtschaftlichen Einbussen des dezentralen Einspeisers bei Nichtabnahme des erzeugten Stroms. Anzumerken ist, dass für ältere Anlagen auch höhere Vergütungssätze gelten.
- Marktnahe Bewertung von circa 6 bis 10 Rp./kWh: Grundlage für diesen Bewertungsansatz sind die Kosten einer – mitunter kurzfristigen – Ersatzbeschaffung für die nicht eingespeiste Energie.<sup>4</sup> Somit werden die volkswirtschaftlichen Kosten angemessen berücksichtigt, nicht jedoch ein entgangener „ökologischer Mehrwert“. Im Falle einer Einmalvergütung (Investitionskostenzuschuss) gemäss Anhang 1.8 EnV entspricht die marktnahe Bewertung zudem dem erzielbaren Vergütungssatz eines PV-Anlagenbetreibers. Anzumerken ist, dass seit dem 1. April 2014 neu errichtete beziehungsweise erweiterte PV-Anlagen nur noch eine Einmalvergütung erhalten, sofern ihre Nennleistung 10 kWp nicht überschreitet; für PV-Anlagen zwischen 10 kWp und 30 kWp besteht zwar ein Wahlrecht zwischen KEV und Einmalvergütung, tatsächlich wird aufgrund langer Wartelisten für die Aufnahme in die KEV auch in diesen Leistungsklassen meist die Einmalvergütung gewählt.

Im Rahmen dieser Studie wurde ein marktnaher Ansatz für die Abschätzung der Kompensationskosten für nicht abgenommene Strommengen gewählt. Dieser Ansatz entspricht den gesamtwirtschaftlichen Kosten, aber auch den entgangenen Erlösen von Anlagen unter der Einmalvergütung. Ausgehend von jährlich 1'000 Volllaststunden einer 10 kWp-PV-Anlage belaufen sich somit die Kompensationskosten bei Abregelung von 5 Prozent der Jahresmenge (entspricht 0.05 x 10 MWh = 0.5 MWh) auf maximal 50 CHF.

Die Kompensationskosten einer Lastverschiebung sind deutlich schwerer zu beziffern. Neben möglichen zusätzlichen Speicherverlusten werden diese durch Preisdifferenzen zwischen Peak- und Off-Peak-Beschaffung verursacht. Auch aufgrund hoher PV-Einspeisungen während der Mittagszeit sind diese Preisunterschiede in den letzten Jahren deutlich zurückgegangen. In den nächsten Jahren ist sogar von einer Umkehrung der Verhältnisse auszugehen. Geht man konservativ von einem noch bestehenden Preisunterschied zwischen Spitzen- und Nebenzeiten von maximal 10 CHF/MWh aus, ergeben sich bei einer Lastverschiebung von 0,5 MWh jährlich gerade einmal Kosten von 5 CHF.

Neben diesen Kompensationskosten fallen sowohl bei Einspeisemanagement als auch bei Lastverschiebungen Investitionen und Betriebskosten für die Regel- und Kommunikationseinheiten an. Bei Einspeisemanagement belaufen sich Erstere auf etwa 1'000 CHF je Anlage, Letztere auf etwa 10 CHF je Anlage (vgl. BET 2014, S. 23 ff.) und bei Lastverschiebung auf 500 CHF beziehungsweise jährlich 7 CHF je Anlage.

---

<sup>4</sup>Bewusst wurde hier ein konservativer Preisansatz gewählt. Das derzeitig deutlich niedrigere Preisniveau im Schweizer Stromgrosshandel ist insbesondere auf bestehende Überkapazitäten auf dem deutschen Strommarkt zurückzuführen, die jedoch voraussichtlich bis 2023 im Zuge des in Deutschland beschlossenen Ausstiegs aus der Kernenergie abgebaut werden.



## 2.3 Kosten- und Erlösfolgen für die beteiligten Interessensgruppen im heutigen System

### 2.3.1 Vorgehen

Zur qualitativen und quantitativen Untersuchung der unterschiedlichen Kosten- und Erlösfolgen der verschiedenen Massnahmen zur Lösung der dargestellten Transportaufgabe wurden im Rahmen dieser Studie verschiedene Teilaspekte betrachtet. Um daraus konkrete Hindernisse zu identifizieren und Lösungskonzepte ableiten zu können, wurden die nachfolgenden Fragen schwerpunktmässig untersucht:

- Unter welchen Kostenpositionen sind die bei der jeweiligen Massnahme anfallenden Kosten auszuweisen (z. B. kalkulatorische Kapitalkosten der Netze, Betriebskosten der Netze, Kosten für notwendige Netzverstärkungen, etc.)?
- Welche Stakeholder werden somit mit den Kosten belastet?
- Welche Kosten werden teilweise/in voller Höhe anerkannt und erstattet?
- Besteht ein Zeitversatz zwischen Anfallen und Erstattung der Kosten?
- Welche Auswirkungen haben Überschreitungen eines bewilligten Kostenbudgets für den VNB?

Die Ergebnisse der Analyse werden in diesem Abschnitt präsentiert. Sie sind als Zwischenschritt zu verstehen. Dieser ist zu einer Beurteilung der Kostenanerkennungspraxis und der damit verbundenen Defizite erforderlich.

### 2.3.2 Grundlegende Ergebnisse der qualitativen Analyse

Aus qualitativer Sicht bietet sich zunächst einmal eine Differenzierung zwischen den Massnahmen des konventionellen Netzausbaus, des Einbaus von rONT oder intelligenter Netzkomponenten am Beispiel SCADA einerseits sowie Last- und Einspeisemanagement andererseits an.

Allen erstgenannten Massnahmen - konventioneller Netzausbau, rONT oder SCADA - ist gemein, dass die daraus resultierenden Kosten im bestehenden System prinzipiell als Betriebskosten beziehungsweise kalkulatorische Kapitalkosten der Netze nach dem Wälzmodell zugeordnet werden und somit für die Netznutzung anrechenbar sind. Die Wahl dieser Massnahmen zur Lösung der oben dargestellten Transportaufgabe ist somit im heutigen System für den Netzbetreiber ggf. kaum risikobehaftet. Unterschiede bestehen hingegen bezüglich der belasteten Kundengruppen: Während durch den konventionellen Netzausbau in der Niederspannung sowie beim Einbau von rONT nur Niederspannungskunden belastet werden, belastet der Aufbau eines SCADA-Systems auch die gewerblich geprägten Kunden der Mittelspannung. Auf die weitergehenden Auswirkungen des sogenannten SDL-Mechanismus auf die Stakeholder-Belastung wird im Folgenden eingegangen.

Die Durchführung der beiden letztgenannten Massnahmen – Last- und Einspeisemanagement – ist für einen Netzbetreiber im derzeitigen Regulierungssystem mit einem erheblichen Risiko fehlender Kostenanerkennung verbunden. Insbesondere zur Durchführung von Einspeisemanagement fehlt den Netzbetreibern derzeit die gesetzliche Grundlage. Gemäss Energiegesetz (EnG) Artikel 7 Absatz 1 sind sie dazu verpflichtet, die Energie von Produzenten in ihrem Netzbereich vollständig abzunehmen. Lediglich für den Störfall kann von diesem Prinzip abgewichen werden (siehe EICOM, 2015a). Selbst für den Fall einer freiwilligen Kompensationsleistung des Netzbetreibers und dem damit verbundenen Verzicht des DEA-Betreibers auf vollständige Einspeisung des erzeugten Stroms ist nicht ohne Weiteres davon auszugehen, dass diese Kompensationskosten als Bestandteil der Netzkosten auf die



Netznutzung anrechenbar wären. Diese Kosten müsste somit der Netzbetreiber tragen, während entsprechend der eben erwähnten Verfügung für die Kosten der Steuereinheit an der PV-Anlage (Regel- und Kommunikationseinheit) der Anlagenbetreiber aufkommen müsste.<sup>5</sup> Die Traglast der Kosten läge hier also bei DEA- und Netzbetreiber. Eine Anrechnung der dadurch beim Netzbetreiber anfallenden Kosten in die Netzkosten und somit eine Abwälzung auf den Netznutzer ist im heutigen System wohl nicht möglich.

Für die ebenfalls betrachtete Massnahme des Lastmanagements stellt sich die Situation ein wenig anders dar: Eine Kostenübernahme der Steuereinheiten durch den Netzbetreiber und Anrechnung der damit verbundenen Kosten auf die Netznutzung ist analog zu derzeit eingesetzten Rundsteuereinheiten zur Zu- und Abschaltung von unterbrechbaren Verbrauchern in verschiedenen Tarifzeiten durchaus möglich. Problematisch ist jedoch die Tarifgestaltung für unterbrechbare Verbraucher, die Lastmanagement leisten sollen: Gemäss Art. 18 StromVV „bilden Endverbraucher mit vergleichbarer Verbrauchscharakteristik“ innerhalb einer Spannungsebene eine Kundengruppe. Ein spezieller „Lastmanagement-Tarif“, der auch die oben beschriebenen Kompensationszahlungen enthielte, müsste demzufolge auch Abnehmern ausserhalb der Engpassbereiche offenstehen. Somit besteht die Gefahr, dass auch Verbraucher den Lastmanagement-Tarif wählen, die letztlich nicht in der Lage sind, einen Beitrag zur Reduzierung des (lokal anfallenden) Netzausbaubedarfs zu leisten. Vor diesem Hintergrund ist somit letztlich fraglich, ob die oben beschriebenen Kompensationszahlungen vom Regulierer als effizient angesehen und tatsächlich auf die Netznutzung angerechnet werden könnten.

Zusammenfassend ergibt sich folgendes Bild:

- Die Durchführung konventioneller Massnahmen, aber auch der Einbau von rONT und/oder weiterer intelligenter Netzkomponenten (SCADA-System) zur Lösung der (zusätzlichen) Transportaufgabe ist für den VNB im heutigen System unproblematisch, da die damit verbundenen kalkulatorischen Kapital- und Betriebskosten vollumfänglich als Netzkosten anerkannt und auf die Netznutzung anrechenbar sind. Die Kosten werden somit vom eigenen Netznutzer in der Mittel- und Niederspannung getragen.
- Im Falle von Lastmanagement kann der Netzbetreiber im derzeitigen System allfällige Kosten für die Steuerung der Lasten (Regel- und Kommunikationseinheiten, damit verbundene Betriebskosten) auf die Netzkosten anrechnen. Ob jedoch eine regelkonforme Ausgestaltung von speziellen „Lastmanagement-Tarifen“, die durch ihre Wirkung den Netzausbaubedarf reduzieren können, nach den derzeitigen Bestimmungen möglich ist, ist fraglich. Die Anrechenbarkeit direkter Kompensationszahlungen für unterbrechbare Verbraucher auf die Netznutzung ist zwar wahrscheinlich, jedoch auch nicht mit Sicherheit gegeben. Für den Netzbetreiber bestünde somit das Risiko, einen Teil der Gesamtkosten einer solchen Lösung selbst tragen zu müssen.
- Für die Umsetzung von Einspeisemanagement fehlen im heutigen Umfeld die Voraussetzungen. Die Netzbetreiber sind prinzipiell dazu verpflichtet, den gesamten erzeugten Strom dezentraler Einspeiser abzunehmen, können diesen aber vorschreiben, auf eigene Kosten Regel- und Kommunikationseinheiten einzubauen. Kompensationszahlungen von Netzbetreibern für nicht abgenommene Energie sind nicht auf die Netznutzung anrechenbar und somit vom Netzbetreiber zu tragen.

---

<sup>5</sup> Die Rechtslage sieht jedoch derzeit in der Niederspannung erst ab einer Nennleistung von 30 kVA eine Steuerung der Anlagenwirkleistung vor. Dementsprechend entfällt bei einer Nennleistung von unter 30 kVA für die Anlagenbetreiber die Verpflichtung zum Einbau entsprechender Steuereinheiten (siehe NA/EEA-CH 2014, S. 78).



Für VNB besteht die Möglichkeit, sich Investitionen in notwendige Netzverstärkungen aufgrund des Zubaus dezentraler Einspeisung nach Bewilligung eines entsprechenden Gesuchs durch die FS ECom von der nationalen Netzgesellschaft vergüten zu lassen (sogenannter SDL-Mechanismus gem. Art. 22 Abs. 3 ff. StromVV). Infrage kommen dafür entsprechend der Weisung 2/2015 der FS ECom konventionelle Netzverstärkungsmassnahmen oder Massnahmen, die aktive Netzelemente beinhalten. Für Last- und Einspeisemanagement sind keine Vergütungen vorgesehen.

In ihrem Gesuch um Vergütung der Netzverstärkungskosten müssen die Netzbetreiber – neben der Darlegung der Notwendigkeit der Verstärkungsmassnahme – den Nachweis erbringen, dass die gewählte Massnahme die Transportaufgabe in effizienter Weise erfüllt. Aus Sicht der prüfenden Behörde wird dieser Nachweis durch Vorlage einer Variantenrechnung erreicht, die auch die Verwendung aktiver Netzelemente beinhaltet. Bezogen auf die betrachteten Fallbeispiele ist die Wahl des SDL-Mechanismus also nur mit der konventionellen Massnahme sowie dem Einbau eines rONT kompatibel. Für die Netzbetreiber sind zudem folgende Konsequenzen zu berücksichtigen:

- Zwar sind die Netzbetreiber generell zur Gewährleistung eines effizienten Netzes verpflichtet (siehe zum Beispiel Art. 8 StromVG). Die im Falle eines Gesuchs um Vergütung der Netzverstärkungskosten verpflichtend vorzulegende Variantenrechnung lässt sich jedoch als eine verschärfte Kostenprüfung interpretieren.
- Die Rückvergütungen für Netzverstärkungen sind im anrechenbaren Anlagevermögen mit Negativwert anzusetzen. Entsprechend führt die Rückvergütung zu einer Verringerung künftiger anrechenbarer kalkulatorischer Abschreibungen und Zinsen aus dem Anlagevermögen des Netzbetreibers. An dieser Stelle ist anzumerken, dass mit der Netzverstärkung anfallende Betriebskosten nicht über den SDL-Mechanismus erstattet werden.

Die Anwendung des SDL-Mechanismus entlastet also die angeschlossenen Netzkunden zulasten der Allgemeinheit. Aus Sicht des Netzbetreibers reduziert sich jedoch auch der Kapitalkostenanteil an den gesamten Netzkosten. Dies wirkt sich negativ auf dessen Betriebskennzahlen, wie den EBIT<sup>6</sup>, aus.

### 2.3.3 Beurteilung der Anreizwirkung des heutigen Regulierungssystems

Die Anreizwirkung des derzeitigen Regulierungssystems lässt sich zunächst aus einer qualitativen Analyse ableiten:

- Fehlende Kostenanerkennung und eine unklare Rechtslage führen dazu, dass gewisse Massnahmen vom Netzbetreiber nicht gewählt werden. Für die vom Netzbetreiber präferierten Massnahmen kommen nur solche infrage, deren Kosten komplett auf die Netznutzung angerechnet oder – wie beim SDL-Mechanismus – anderweitig überwältzt werden können. Für Netzbetreiber besteht zudem im Regelfall entsprechend dem Averch-Johnson-Effekt<sup>7</sup> ein Anreiz zur

---

<sup>6</sup> Dabei handelt es sich um den operativen Gewinn eines Unternehmens vor Zinsen und Steuern. EBIT ist in der Praxis gängige Kennzahl zur Steuerung von Unternehmen. Eine andere gängige Kennzahl ist z. B. die Rendite des eingesetzten Kapitals (ROCE). Im regulierten Geschäft ist jedoch der ROCE eng an den vorgegebenen WACC gebunden, sodass er sich nicht als Steuerungsinstrument eignet.

<sup>7</sup> Der Averch-Johnson-Effekt tritt auf, sofern einem regulierten natürlichen Monopolisten (beispielsweise einem Netzbetreiber) eine feste Kapitalverzinsung (WACC) zugestanden wird, die oberhalb seiner tatsächlichen Kapitalkosten liegt. In diesem Fall besteht für den Monopolisten ein Anreiz zur Überinvestition, d. h. gegenüber einer effizienten Faktorallokation wird er übermässig Kapital einsetzen, während er den Einsatz der übrigen Produktionsfaktoren gegenüber einer effizienten Lösung zurückfährt. Eine eigentliche Faktorverschwendung wird durch den Averch-Johnson-Effekt jedoch nicht impliziert. Ein zu niedrig eingestellter WACC führt hingegen zu



Überkapitalisierung, sofern ihnen im Zuge einer kostenbasierten Regulierung eine Verzinsung des eingesetzten Kapitals gestattet wird, die ggf. (geringfügig) oberhalb der Opportunitätskosten liegt. Gewöhnlich wird vom Regulierer eine solche Verzinsung gewählt, um – unter Berücksichtigung bestehender Unsicherheiten – den Substanzerhalt der regulierten Netze nicht zu gefährden. So führt das Zusammenspiel dieser Anreize zur Wahl kapitalintensiverer Lösungen, die es den Netzbetreibern ceteris paribus ermöglichen, höhere Gewinnkennzahlen (z. B. EBIT) auszuweisen (siehe u. a. Train, 1995, S. 95 ff.).

Netzbetreiber in der Schweiz befinden sich oft in öffentlichen Eigentumsverhältnissen. Unter Berücksichtigung einer Kontrolle von Interessensgruppen, wie Genossenschaften oder den jeweiligen Gemeinden, kann davon ausgegangen werden, dass Netzbetreiber bemüht sind, Kosten etwa über den SDL-Mechanismus zu sozialisieren, um somit ihre eigenen Netzkunden zu entlasten. Auch aus eigenem Antrieb des Netzbetreibers ist dieser Anreiz auf lange Sicht gegeben, erleichtern doch auf der einen Seite eingesparte Kosten (ergo niedrige Netztarife) prinzipiell eine Expansion des Netzes und somit wiederum eine Erhöhung der Gewinne. Prinzipiell wird so der Averch-Johnson-Effekt entschärft.

In Bezug auf die in den Fallbeispielen betrachteten Massnahmen zur Lösung der Transportaufgabe ergeben sich durch die oben beschriebenen Anreize folgende konkrete Wirkungen:

- Aufgrund unklarer Rechtslage und dem Risiko fehlender Kostenanerkennung sind die Voraussetzungen zur Durchführung von Einspeisemanagement derzeit nicht gegeben. Dies gilt mit Einschränkungen auch für die Durchführung von Lastmanagement. Der Aufbau und Einsatz intelligenter Netzkomponenten wird kaum erfolgen, und zwar aus zweierlei Gründen: Zum einen machen die operativen Kosten der systemischen Einbindung und des Betriebs einen hohen Anteil an den Gesamtkosten dieser Lösungen aus, welcher nicht über den WACC verzinst wird. Über Netzersatz- bzw. -erweiterungsprojekte, die nicht dem Ausbau der erneuerbaren Energien geschuldet sind, wird ein Aufbau dieser Komponenten also tendenziell nicht stattfinden. Zum anderen ist aber auch eine Erstattung der Investitionen in diese Komponenten über den SDL-Mechanismus nicht vorgesehen. Gerade Netzbetreiber mit ohnehin hohen Tarifen werden daher im Zweifelsfall konventionelle Ausbauvarianten und die Anwendung des SDL-Mechanismus bevorzugen, wenn ein Netzausbaubedarf anfällt, um ihre eigenen Kunden zu entlasten.
- Hingegen besteht im heutigen System für Netzbetreiber eine hohe Bereitschaft, sich für eine der verbleibenden Optionen – rONT oder konventionelle Massnahmen – zu entscheiden. Der Anreiz, sich dabei für eine konventionelle Massnahme – und damit gegen einen rONT – zu entscheiden, dürfte dabei erhöht sein, und zwar aus unterschiedlichen Gründen; unabhängig davon, ob der Netzbetreiber eine Erstattung der Investitionen über den SDL-Mechanismus anstrebt oder nicht. Konventioneller Netzausbau ist jedenfalls die kapitalintensivste Massnahme und verspricht somit bei Verzicht auf eine Inanspruchnahme des SDL-Mechanismus eine Verbesserung der Gewinnkennzahlen. Aber auch im Falle einer Inanspruchnahme des SDL-Mechanismus begünstigt die Kapitalintensität ebenfalls einen Entscheid des Netzbetreibers zugunsten des herkömmlichen Netzausbaus. In diesem Fall ergibt sich für ihn zum einen weniger Komplexität in der Handhabung dieser Lösung sowie weniger zusätzliche Betriebskosten, die für ihn zum Beispiel für die Instandhaltung anfallen. Da ein Teil der konventionellen Massnahmen durchaus auch einen

---

Devestitionen und mit zeitlicher Verzögerung typischerweise auch zur Gefährdung der Versorgungssicherheit. Für den Fall eines optimal eingestellten WACC und voller Anrechenbarkeit von Kosten lassen sich aus dem Averch-Johnson-Effekt keine systematischen Verzerrungen zugunsten (oder zulasten) kapitalintensiver Investitionen herleiten. Aus ökonomischer Sicht besteht die Aufgabe eines guten Regulierungsdesigns darin, die gesamtwirtschaftlichen Kosten einer Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit (wie sie bei einer zu niedrigen Kapitalverzinsung zu erwarten wäre) mit den Monitoring-Kosten (und verbleibender Ineffizienzen) eines Regulierungssystems abzuwägen.



Netzersatz abdecken kann, ergibt sich bei Inanspruchnahme des SDL-Mechanismus eine Sozialisierung ebendieser Kosten.

Der SDL-Mechanismus sieht ein Prüfverfahren vor, in dem der Netzbetreiber die Kosten von zwei Ausbauvarianten vorzulegen hat. Mindestens eine Ausbauvariante muss nach neuesten Vorgaben der FS EICom ein regelbares Netzelement enthalten (siehe EICom, 2015b). Gerade mit Blick auf die bestehenden Anreizverzerrungen ist eine solche Variantenrechnung wünschenswert, um die Effizienz verschiedenartiger Massnahmen im Rahmen des SDL-Mechanismus miteinander zu vergleichen. Der praktizierte Quervergleich weist jedoch Schwachstellen auf, die letztlich das Ergebnis verzerren können. Insbesondere sind diese:

- die fehlende Berücksichtigung unterschiedlicher Nutzungsdauern bei verschiedenartigen Massnahmen (rONT vs. Kabel),
- eine lediglich fakultative Berücksichtigung von Betriebskosten, zum Beispiel Instandhaltungskosten und -relation, für den Gesamtkostenvergleich,
- die fehlende Berücksichtigung komplementärer Investitionen in intelligente Netzkomponenten (SCADA-System),
- der Ausschluss von Last- und Einspeisemanagement in der Betrachtung sowie
- das Fehlen einer systematischen Gegenüberstellung von anteiliger Leistungserhöhung und zusätzlichen Kosten.

Aus qualitativer Sicht ist demzufolge zu konstatieren, dass im heutigen Regulierungssystem für die Netzbetreiber tendenziell kaum ein wirtschaftlicher Anreiz besteht, effiziente smarte Massnahmen zur Erfüllung einer (geänderten) Transportaufgabe zu ergreifen. Auch mit dem im SDL-Mechanismus derzeit praktizierten Prüfverfahren der FS EICom und der in diesem Rahmen eingeforderten Variantenrechnung können solche Anreizverzerrungen nicht vermieden werden. Demzufolge sollte eine wesentliche Aufgabenstellung einer Überarbeitung sein, diesen Variantenvergleich auf eine solidere Grundlage zu stellen.

Die Kostenbewilligung im Schweizer Regulierungssystem – und damit verbunden auch die Festsetzung von Netzentgelten – erfolgt im Schweizer Regulierungssystem prinzipiell ex post mit einem Zeitversatz von zwei Jahren. Dies gilt auch für den SDL-Mechanismus.<sup>8</sup> Dadurch entfällt ein aufwendiger Abgleich von Plan- und Istkosten, wie er von Systemen mit Ex-ante-Bewilligungen bekannt ist.

### 2.3.3.1 Quantitative Analyse

Zielsetzung der quantitativen Analyse ist es, Aussagen zur Grössenordnung und damit auch zur Relevanz vorhandener Ineffizienzen bei der Massnahmenwahl zu treffen. Grundlage der quantitativen Analyse ist die Annahme, dass der Netzbetreiber seine Entscheidungen auf Basis spezifischer Unternehmenskennzahlen trifft. Zur Durchführung der Analyse war somit die Abbildung eines exemplarischen Netzes nötig, welches anhand einer Unternehmensdatenbank gebildet wurde und dessen Kenngrössen mit der FS EICom und dem BfE abgestimmt wurden. Beim abgebildeten Netz handelt es sich um mittelgrosses Stadtnetz, das in der Mittel- und Niederspannung tätig ist und

---

<sup>8</sup> Für weitergehende Netzverstärkungen kennt der SDL-Mechanismus zwar auch das Instrument der Ex-ante-Beurteilung, die jedoch einen weniger verbindlichen Charakter hat und für den Netzbetreiber nicht zwingend erforderlich ist.





Gewerbe- und Haushaltskunden mit Strom versorgt. Für die Berechnung wurde der gegenwärtige einheitliche WACC für alle betrachteten Massnahmen berücksichtigt.

Nachfolgend wird dargestellt, wie sich die unterschiedlichen Investitionsmassnahmen auf das Betriebsergebnis des Referenznetzbetreibers auswirken. Das Betriebsergebnis wird dabei in Form der EBIT-Marge errechnet, die sich als Quotient aus der kalkulatorischen Verzinsung zum WACC abzüglich nicht anrechenbarer Verluste und – im Nenner – den total anrechenbaren Netzkosten ergibt und damit vom absoluten EBIT unterscheidet. Überdies wurden für die Berechnungen folgende Annahmen getroffen:

- Kompensationskosten bei Last- und Einspeisemanagement sind nicht anrechenbar, d. h. vom Netzbetreiber zu tragen („nicht anrechenbare Verluste“).
- Investitionskosten für Regel- und Kommunikationseinheiten an DEA sind ebenfalls nicht anrechenbar in den Netzkosten.
- Der Aufbau eines SCADA-Systems wurde nicht als separate Massnahme, sondern komplementär zum Einbau eines rONT beziehungsweise der Durchführung von Lastmanagement berücksichtigt. Im Regelfall erhöht sich durch ein SCADA-System die Effektivität eines rONT, wenngleich es jedoch keine zwingende Voraussetzung darstellt.

Die Berücksichtigung der Netzkosten im Nenner der betrachteten Kennzahl EBIT-Marge dient dabei einer Standardisierung und ermöglicht somit den Vergleich unterschiedlich grosser Netzbetreiber. EBIT sind in der Praxis gängige Kennzahlen zur Steuerung von Unternehmen.<sup>9</sup>

Bei den Berechnungen der konventionellen Massnahme sowie des Einbaus eines rONT wurde neben dem Standardfall jeweils auch der Fall einer Abwicklung über den SDL-Mechanismus berechnet. Für die konventionelle Massnahme wurden überdies sowohl Investitionskostenansätze des Fachsekretariats der FS ECom als auch die höheren Ansätze von Consentec (2015) berücksichtigt.

---

<sup>9</sup> Während der regulatorische WACC die Verzinsung des eingesetzten Kapitals darstellt, umfasst EBIT alle Kosten und Umsätze aus der operativen Tätigkeit des Unternehmens. Somit zeigt die EBIT-Marge die Attraktivität der operativen Tätigkeit des Netzbetreibers während WACC sich nur auf das eingesetzte Kapital fokussiert.

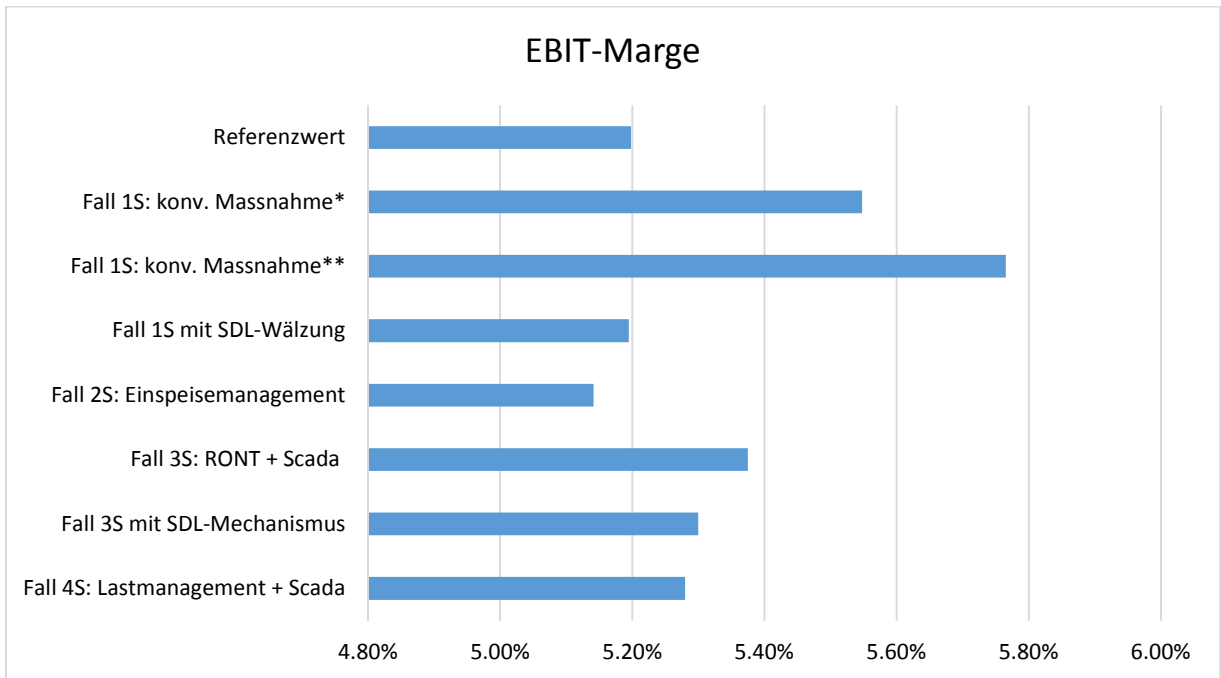


Abbildung 1: Vergleich Fallbeispiele „Stadt“ und „Land“

Die wesentliche Aussage der quantitativen Analyse besteht darin, dass in beiden betrachteten Fallbeispielen der konventionelle Netzausbau aus Sicht des Netzbetreibers den deutlichsten und am längsten anhaltenden Effekt auf die EBIT-Marge des Netzbetreibers hat (siehe Abbildung 1 und Abbildung 2). Ob der konventionelle Netzausbau jedoch auch die effizienteste Massnahme ist, lässt sich aus der Abbildung nicht ableiten und muss im Einzelfall geprüft werden. Der Abstand zur zweitplatzierten Massnahme, dem Einbau rONT ist erheblich. Last- und Einspeisemanagement schneiden mit einer negativen EBIT-Wirkung am schlechtesten ab. Hier bestätigen sich also die Ergebnisse der qualitativen Analyse, wonach im derzeitigen Regulierungssystem Fehlanreize zur Investition in kapitalintensive konventionelle Massnahmen erzeugt werden, während den Netzbetreibern derzeit die Voraussetzung zur Durchführung von Last- und Einspeisemanagement aufgrund einer unvollständigen Kostenanerkennung fehlt. Zudem ist die Kostenerstattung für Netzverstärkung über den SDL-Mechanismus für kapitalstarke Netzbetreiber mit günstiger Kostenstruktur unattraktiv, da diese durch kapitalintensive Investitionen sowohl die eigene EBIT-Marge erhöhen, ohne dabei die Endkunden im Netzgebiet zu sehr zu belasten.



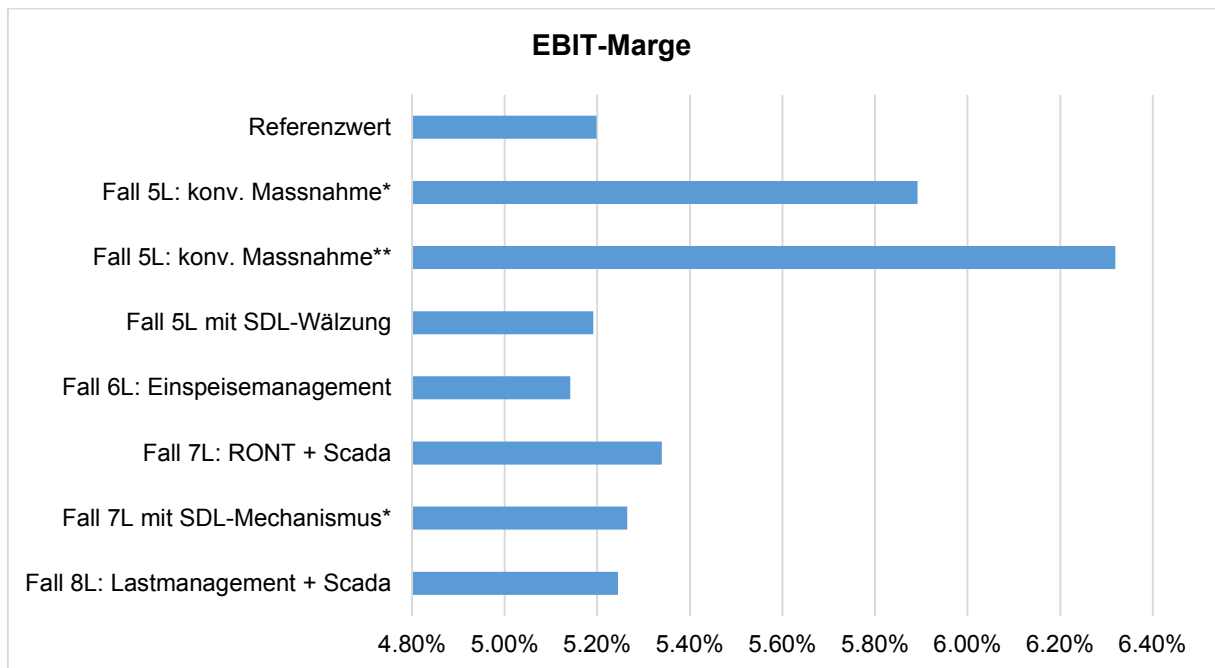


Abbildung 2: Vergleich Fallbeispiele „Stadt“ und „Land“

## 2.4 Handlungsbedarf zur Berücksichtigung von smarten Massnahmen

Basierend auf den Erkenntnissen des vorangegangenen Abschnittes wird in diesem Arbeitsschritt der bestehende Handlungsbedarf zur Anpassung der Regulierung herausgearbeitet und konkrete Massnahmen vorgestellt. Dabei wird zwischen „Sowieso-Massnahmen“ und weitergehenden Ausgestaltungsoptionen differenziert.

### 2.4.1 Sowieso-Massnahmen

Zielsetzungen der Sowieso-Massnahmen sind eine vollständige Anerkennung effizienter Netzkosten sowie eine verbesserte Einordnung des SDL-Mechanismus in die Systematik der Cost+ Regulierung. Letzteres beinhaltet insbesondere eine künftig einheitliche(re) Ausgestaltung des Kostenrechnungsschemas sowie Aufbau und Durchführung eines kennzahlenbasierten Kostenvergleichs.

#### 2.4.1.1 Vollständige Anerkennung effizienter Netzkosten

Massnahmen wie Einspeise- und Lastmanagement scheitern bislang an der fehlenden beziehungsweise unklaren Kostenanerkennung. Zwei Aspekte sind dabei zu berücksichtigen:

- Eine (zu) enge Definition der „Betriebskosten“ eines Netzes gem. Art. 15 Abs. 2 StromVG („die mit dem Betrieb der Netze direkt zusammenhängenden Leistungen“), auf die sich auch die subsidiär verwendeten Branchendokumente stützen.<sup>10</sup>

<sup>10</sup> Eine (nicht abschliessende) Auflistung der Kosten des Netzbetriebs findet sich insbesondere in KRSV-CH 2015, Kap. 4.3.2, „Betriebskosten der Netze“. Dort sind keine Kompensationszahlungen für entgangene Einnahmen aus Stromeinspeisungen genannt.



- Die „gelebte“ Abgrenzung des Netzes, die bestimmte Elemente, wie zum Beispiel Regel- und Kommunikationseinheiten bei DEA, ausschliesst, obwohl diese Bestandteile eines künftigen Smart Grids sein könnten.

Zielsetzung einer überarbeiteten Regulierung sollte es zunächst sein, Kompensationszahlungen für entgangene Einspeisungen (Einspeisemanagement) und für zeitlich verschobene Energiemengen (Lastmanagement) als Netzkosten anzuerkennen. Daneben ist – auch auf Verordnungsstufe – Einspeisemanagement durch Aufnahme entsprechender Bestimmungen in die technischen Anschlussbedingungen der Netzbetreiber (TAB) zu ermöglichen, wie es derzeit erst ab 30 kW vorgesehen ist. Nicht zuletzt sind einheitliche Regelungen zur Kostentragung von bei DEA (insbesondere PV-Anlagen) installierten Regel- und Kommunikationseinheiten zu schaffen. Hierbei ist zunächst zu klären, ob die derzeit bereits bestehende Verpflichtung zum Einbau dieser Steuergeräte zulasten der Anlagenbetreiber auch auf Kleinanlagen ausgeweitet werden soll oder – analog zum praktizierten Vorgehen bei Rundsteuerempfängern bei unterbrechbaren Lasten – diese Geräte durch den Netzbetreiber bereitgestellt werden. Letzteres zöge eine Aufnahme im Anlagengitter des Netzes nach sich. Wichtig ist, dass der Netzbetreiber bei einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung verschiedener Massnahmen klare Leitplanken erhält, welche Kosten zu berücksichtigen sind und welche nicht. Zur Umsetzung der genannten Zielsetzungen schlagen wir die folgenden Lösungskonzepte vor, die einerseits auf eine Anpassung des rechtlichen Rahmens, andererseits aber auch auf eine subsidiäre Weiterentwicklung der entsprechenden Branchendokumente abstellen:

- Ergänzung einschlägiger Bestimmungen des EnG und des StromVG zur Berücksichtigung von Möglichkeiten zur Laststeuerung und Abregelung dezentraler Erzeugungsanlagen

Nach derzeitiger Regelung sind die VNB prinzipiell – ausgenommen hiervon sind lediglich Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von über 10 MW – zur vollständigen Abnahme der dezentral erzeugten Strommengen verpflichtet (siehe EnG Artikel 7 Absatz 1). Diese Regelung ist um eine Bestimmung zu ergänzen, die es dem Netzbetreiber ermöglicht, unter Zahlung einer angemessenen Kompensation von der vollständigen Abnahme des erzeugten Stroms entbunden zu werden. Laststeuerung und Abregelung sind allerdings nur sinnvoll, wenn damit die Effizienz und die Leistungsfähigkeit des Netzbetriebs erhöht werden. Eine Obergrenze für eine Abregelung könnte ergänzend in der StromVV geregelt werden. Um Rechtssicherheit für die Netzbetreiber zu schaffen, dass Kosten im Zusammenhang mit der Abregelung dezentraler Erzeugungsanlagen zur Entlastung des Netzes tatsächlich anerkannt werden, ist der Art. 15 Abs. 2 der StromVG entsprechend anzupassen. Zur Klarstellung wird zudem empfohlen, in den beiden genannten Textstellen des StromVG ebenfalls die Möglichkeit der Steuerung von Lasten angemessen zu berücksichtigen.

- Konkretisierung der Regelungen zur Abregelung und Laststeuerungen auf Verordnungsebene, z. B. in Art. 5 bzw. 8 StromVV oder im Anhang 1.2 EnV und in den technischen Anschlussbedingungen (TAB) von DEA.

Eine Abregelung von DEA setzt den Einbau entsprechender Regel- und Kommunikationseinheiten voraus. Eine entsprechende Anpassung der TAB der Netzbetreiber liesse sich beispielsweise durch die Aufnahme eines entsprechenden Passus in der StromVV verordnen, in dem die DEA dazu verpflichtet werden, sich mit technischen Einrichtungen auszustatten, die es dem jeweiligen Netzbetreiber ermöglichen, jederzeit die gesamte Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert zu reduzieren oder mit denen die Wirkleistungseinspeisung von vornherein begrenzt wird. Sofern eine solche Abregelung nur für eine bestimmte Erzeugungstechnologie gelten soll, könnte eine entsprechende Bestimmung anstelle der StromVV auch in die EnV aufgenommen werden. Bestimmungen zur Abregelung von PV-Anlagen könnten beispielsweise in den Anhang 1.2 der EnV aufgenommen werden.



- Ergänzung des KRSV-CH 2015, Kap. 4.3.2, „200.1 Netzbetrieb“

Schliesslich ist nach unserer Einschätzung auch eine Ergänzung der einschlägigen Branchendokumente erforderlich. Insbesondere ist im KRSV-CH 2015, Kap. 4.3.2, der Abschnitt „200.1 Netzbetrieb“ um folgende Punkte zu ergänzen:

- „Steuerung von unterbrechbaren Lasten“
- „Abregelung von dezentralen Erzeugungsanlagen“.

Diese Anpassungen des KRSV-CH sollten nach dem Grundsatz der Subsidiarität durch die Branche selbst geregelt werden. Wahlweise kann die Präzisierung der Kostentragung auch auf Verordnungsebene geschehen.

#### 2.4.1.2 Verbesserte Einbettung des SDL-Mechanismus in die Systematik der Cost+ Regulierung

Wie bereits in Abschnitt 2.3.3 dargelegt wurde, wirkt der SDL-Mechanismus in der Systematik der Cost+ Regulierung verzerrend: Investitionen in Netzverstärkung sind aus Sicht des VNB bei Verrechnung über den SDL-Mechanismus ein durchlaufender Posten. Gewöhnliche Netzinvestitionen binden hingegen Kapital, wirken jedoch EBIT-erhöhend. Für Netzbetreiber besteht daher prinzipiell auch ein gegenläufiger Anreiz, bei Netzverstärkungen nicht den SDL-Mechanismus geltend zu machen, sondern die dabei entstehenden Kosten in die gewöhnlichen Kosten des Netzes einzurechnen. Ein Gesuch auf Rückerstattung der Kosten gemäss SDL-Mechanismus ist hingegen dann attraktiv, wenn (1) der VNB-Kapitalrestriktionen unterliegt oder (2) bei einer Einpreisung in die gewöhnlichen Netzentgelte die eigenen Netzkunden deutlich belastet würden.

Das bisherige Bewilligungsverfahren zur Bewertung verschiedener Varianten der Netzverstärkung basiert ausserdem auf einem unvollkommenen Kostenvergleich, der auf die Anfangsinvestitionen abstellt, auf eine annuitätische Berechnung der Kapitalkosten hingegen verzichtet und bei dem die Betriebskosten weitgehend unberücksichtigt bleiben. Zudem ist die im Kostenvergleich zu betrachtende Transportaufgabe bislang nicht genau definiert.

Aus diesen Gründen sind folgende Anpassungen beim SDL-Mechanismus empfehlenswert:

- Einheitliche Ausgestaltung des Kostenrechnungsschemas, unabhängig vom Mechanismus der Kostentragung (keine Unterscheidung der Kostenrechnung bei SDL-Wälzung vs. „gewöhnlichen“ Netzkosten), um eine selektive Nutzung des SDL-Mechanismus zu vermeiden.
- Überarbeitung des entsprechend der FS ECom-Weisung 2/2015 (ECom, 2015a) durchzuführenden Kostenvergleichs im Rahmen des Bewilligungsprozesses durch Berücksichtigung von Last- und Einspeisemanagement. Hierzu gehört eine vollständige Erfassung der damit verbundenen Kosten (unabhängig von der Traglast), eine vereinfachte annuitätische Kostenrechnung und eine angemessene Berücksichtigung der mittel- und langfristigen Änderung der Transportaufgabe sowie

Nachfolgend werden die Zielsetzungen einzeln erläutert.

#### 2.4.1.2 Einheitliche Ausgestaltung des Kostenrechnungsschemas

Eine einheitliche Ausgestaltung des Kostenrechnungsschemas lässt sich dabei am einfachsten im Rahmen einer annuitätischen Kostenermittlung und -erstattung umsetzen, die auch bei der Rückvergütung für Netzverstärkung im Rahmen des SDL-Mechanismus anstelle der bisherigen Einmalzahlung tritt.<sup>11</sup> Letztendlich würde somit das für die Netzentgeltkalkulation verwendete

---

<sup>11</sup> Zu beachten wäre jedoch, dass auf die Rückzahlungen der Investitionen ebenfalls ein WACC zu entrichten wäre. In Summe würde der gesamte Mechanismus verteuert werden.



Kostenrechnungsschema auch für die Ermittlung der annuitätischen Rückvergütungen eines neu gestalteten SDL-Mechanismus verwendet.

Diese Kosten könnten im Rahmen einer Kostenträgerrechnung durch direkte Zuordnung (Investitionsmassnahmen werden 1:1 dem SDL-Wälzungsmechanismus zugeordnet) ermittelt werden. Eine passivische Ausweisung der erstatteten Investitionssummen wäre in einem solchen System nicht mehr notwendig.<sup>12</sup> Alternativ kann aber auch das bisherige Kostenrechnungssystem beibehalten und eine (vereinfachte) annuitätische Kostenrechnung lediglich zur Durchführung des Kostenvergleichs adaptiert werden.

### **2.4.1.3 Überarbeitung des Kostenvergleichs im Rahmen des SDL-Mechanismus**

Eine Überarbeitung des Kostenvergleichs im Rahmen des SDL-Mechanismus, wie sie hier empfohlen wird, sollte zumindest folgende Elemente enthalten:

- Berücksichtigung von Last- und Einspeisemanagement

Last- und Einspeisemanagement sind ergänzend oder alternativ zur konventionellen Ausbaumassnahme beziehungsweise der Ausbaumassnahme mit regelbarem Netzelement zu prüfen. Die Weisung der FS EICom ist dahin gehend anzupassen. Zur Umsetzung dieser Massnahmen wird empfohlen, Regelungen der guten betrieblichen Praxis im Sinne des Subsidiaritätsbetriebs durch die Netzbetreiber ausarbeiten zu lassen.

- Vollständige Erfassung der mit der jeweiligen Massnahme verbundenen Kosten

Die derzeit gültige Weisung der FS EICom lässt den Netzbetreibern einen Spielraum dahin gehend, ob Betriebskosten in den Kostenvergleich einzubeziehen sind oder nicht. Für eine unverzerrte Vergleichsrechnung ist es jedoch erforderlich, sämtliche mit der jeweiligen Massnahme verbundenen Kosten zu berücksichtigen, unabhängig davon, ob diese beim Netzbetreiber oder bei einer dritten Partei anfallen (Zahllast). Insbesondere sind auch sämtliche Betriebskosten zu berücksichtigen. Sofern deren Erfassung schwierig oder kaum nachprüfbar ist, sollten vereinfachende/pauschale Annahmen getroffen werden. So könnte auf die einzuführenden Referenzkosten der FS EICom zurückgegriffen werden.

- (Vereinfachte) annuitätische Kostenrechnung

Während sich die kalkulatorischen Nutzungsdauern von Kabeln und rONT nur wenig voneinander unterscheiden, ist die Abschreibungsdauer von Regel- und Kommunikationseinheiten sowie intelligenter Netzkomponenten teilweise nur etwa halb so lang. Mit der Aufnahme alternativer Massnahmen wie Last- und Einspeisemanagement in den Kostenvergleich wird somit eine kalkulatorische Berechnung der jährlichen Kapitalkosten erforderlich. Als vereinfachter Berechnungsansatz bietet sich hierbei folgendes Vorgehen an: Die Ermittlung der kalkulatorischen Kapitalkosten erfolgt unter Berücksichtigung des durchschnittlich gebundenen Kapitals:

---

<sup>12</sup> Rückvergütungen für Netzverstärkungen sind gemäss Weisung der FS EICom im anrechenbaren Anlagevermögen, welches die Basis für die Berechnung der kalkulatorischen Abschreibungen und Zinsen bildet, mit Negativwert auszuweisen. Eine einmalige Verrechnung (aktivistische Kürzung) ist hingegen nicht zulässig (siehe Weisung 2/2015 der FS EICom zur Netzverstärkungen, 19. November 2015, S. 5).



Investitionskosten  $\times 0.5 \times \text{WACC}$ .<sup>13</sup> Die kalkulatorische Abschreibung wird folgendermassen ermittelt:  
Investitionskosten / T (mit T: = Abschreibungsdauer in Jahren).

- Angemessene Berücksichtigung der mehrjährigen Änderung der Transportaufgabe

Bei der Durchführung des Kostenvergleichs ist zudem zu berücksichtigen, dass die Lösung der Transportaufgabe in einem dynamischen Umfeld erfolgt. Absehbare Änderungen der Transportaufgabe sind somit angemessen zu berücksichtigen – beispielsweise basierend auf einer belastbaren Potenzialabschätzung für zukünftige DEA-Anschlüsse. Die Angemessenheit ergibt sich dabei als Relation aus Prognosezeitraum und (mittlerer) Abschreibungsdauer der geplanten Investitionen.

---

<sup>13</sup> Betrachtet über den gesamten Lebenszyklus einer Anlage entspricht das gebundene Kapital näherungsweise der Hälfte der Investitionsausgaben, da im Zeitablauf der Kapitalstock im Zuge der Abschreibungen liquidiert wird.



### 3 Optionen zur Beanreizung von Investitionen in smarte beziehungsweise effiziente Investitionen

Im heutigen Regulierungsregime der Schweiz sind VNB angehalten, ihre Investitionen effizient durchzuführen. Dies gilt auch für die Wahl der Massnahmen, um neue Last beziehungsweise Leistung in das Netz zu integrieren. Dabei sind smarte Massnahmen nicht per se effizienter als der konventionelle Ausbau. Zudem ist zu beachten, dass smarte beziehungsweise innovative Massnahmen andere Risikoprofile aufweisen können als konventionelle Massnahmen. Sollte mit gewissen Massnahmen ein höheres betriebliches Risiko einhergehen, kann es dazu führen, dass Massnahmen, die auf den ersten Blick effizient erscheinen, bei Berücksichtigung des Risikos an Effizienz einbüßen. In Bezug auf die Anreizwirkung ist zu beachten, dass der im heutigen Regulierungssystem geltende WACC für alle von VNB durchgeführten Investitionen identisch ist. Divergierende Risikoprofile zwischen smarten Massnahmen und dem konventionellen Netzausbau werden damit nicht berücksichtigt. Konsequenterweise ist die Anreizwirkung für die Investition in Massnahmen, die ein höheres betriebliches Risiko aufweisen, negativ beeinträchtigt.

Um smarte und effiziente Massnahmen explizit zu beanreizen, sind Instrumente denkbar, die neben den bereits in vorherigen Kapiteln diskutierten Ansätzen eingeführt werden könnten. Grundsätzlich sind bei der Ausgestaltung der Instrumente unterschiedliche Dimensionen zu berücksichtigen. So lassen sich diese u.a. anhand folgender Ausprägungen systematisieren:

- Explizite oder implizite Beanreizung,
- Belohnung oder Bestrafung,
- input- oder outputbezogen.

#### 3.1 Mögliche Optionen

Im Rahmen dieser Studie liegt der Fokus auf den inputbezogenen Instrumenten. Diese verfolgen das Ziel, die Kosten (Input) zur Erfüllung der Transportaufgabe möglichst effizient zu gestalten.

Konkret werden nachfolgend folgende vier Optionen kurz skizziert:

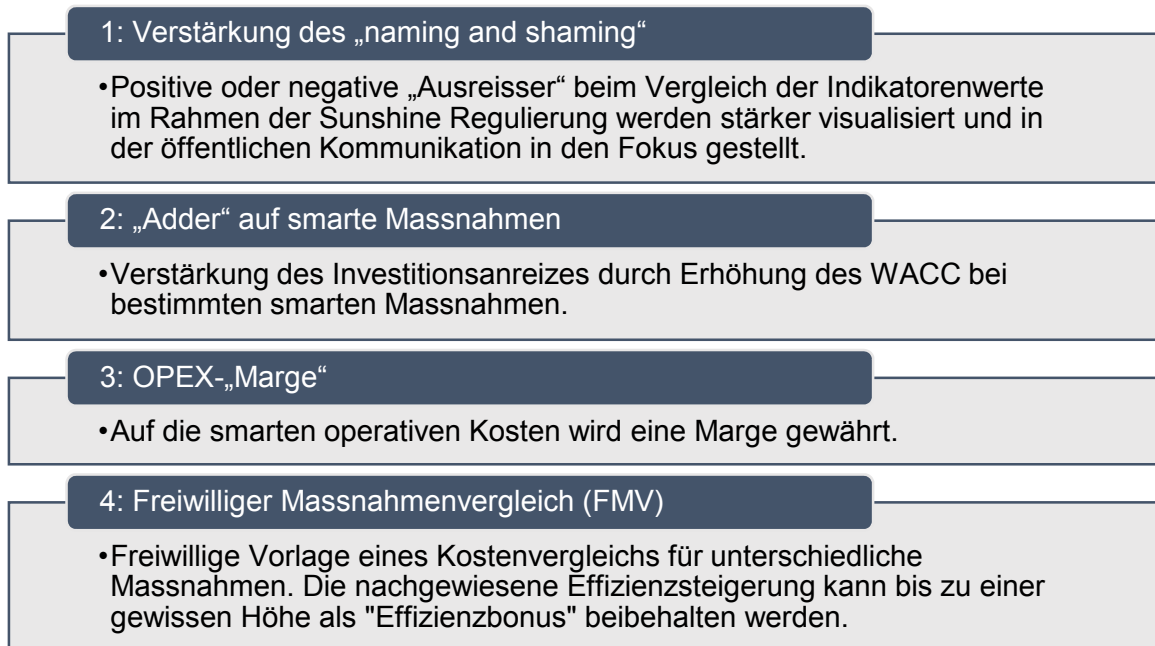


Abbildung 3: Instrumente zur Beanreizung von smarten Massnahmen

**„Naming and shaming“**

Die Verstärkung des „naming and shaming“ ist ein Instrument, das sich im Rahmen der Sunshine Regulierung prinzipiell gut integrieren lässt und international bei Sunshine Regulierungsansätzen als Instrument angewendet wird. Ziel dabei ist, die Verstärkung der impliziten Beanreizung durch Transparenz, wie es in Kapitel 4.1.1 noch ausführlich dargestellt wird. Die Beanreizung erfolgt durch (glaubhaft) drohende positive oder negative Konsequenzen für die VNB, die im Rahmen eines Vergleichs der Indikatorenwerte besonders gut oder schlecht abgeschnitten haben. Eine negative Konsequenz wäre beispielsweise eine drohende Kostenprüfung durch die Regulierungsbehörde. Um die Transparenz zu erhöhen, kann beispielsweise die Liste der VNB veröffentlicht werden, die beim Vergleich der Indikatoren schlechte Ergebnisse erzielt haben und die einer Kostenprüfung unterzogen werden. Insgesamt zielt dieses Instrument auf den externen Druck durch die Stakeholder, die Wirkung auf die Reputation des VNB in der Öffentlichkeit und die Wirkung auf die Corporate Governance ab.

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Einfaches Instrument mit relativ geringem Verwaltungsaufwand</li> <li>- Transparenz und Nachvollziehbarkeit</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Effektivität des Instruments bei fehlender Belohnung bzw. Bestrafung ungewiss</li> <li>- Steuerungswirkung hängt massgeblich von betrachteten Indikatoren ab: <ul style="list-style-type: none"> <li>o Risiko, dass die Optimierung des VNB ausschliesslich mit Fokus auf einen bestimmten Indikator ausgerichtet ist und keine ganzheitliche Optimierung erfolgt.</li> </ul> </li> <li>- Anzahl und Güte der Indikatoren <ul style="list-style-type: none"> <li>o Bei vielen unterschiedlichen Indikatoren muss eine Auswahl/Priorisierung für die</li> </ul> </li> </ul>



	<p>Steuerung getroffen werden, sonst entsteht ein Zielkonflikt mit anderen Indikatoren.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Risiko einer Fehlsteuerung, auch bei Definition der Cluster</li> <li>- Politische Durchsetzbarkeit kann gegebenenfalls schwierig sein.</li> </ul>
--	--

**Tabelle 4: Wesentliche Vor- und Nachteile der Verstärkung des „naming and shaming“**

**Adder**

„Adder“ sind Aufschläge auf die Kapitalkosten einer vorab definierten Investitionsmassnahme. Die Motivation für dieses Instrument ist abgeleitet aus dem Gedanken, dass smarte Investitionsmassnahmen ein anderes Risikoprofil für den VNB aufweisen und daher ein adäquater (Risiko-) Aufschlag, d. h. Erhöhung des WACC für eine spezifische Investition, notwendig erscheint. Eine Voraussetzung ist zunächst, dass die Regulierungsbehörde smarte Massnahmen definiert, die einen Adder bekommen und die Höhe der Adder festlegen. Dies kann beispielsweise im Rahmen einer volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse für bestimmte Massnahmen erfolgen. Prinzipiell ist das ein einfaches, transparentes und effektives Instrument, um gewünschte Investitionen zu beanreizen. Dies wird bereits in einigen Ländern, zum Beispiel in Italien für Speicherinvestitionen, genutzt. Das wesentliche Risiko dieses Instruments besteht darin, dass es zu einer ineffizienten „Überinvestition“ führen kann. In solchen Fällen wird zu viel Kapital in die smarte Massnahme investiert, obwohl zum Beispiel ab einer bestimmten Grössenordnung der konventionelle Netzausbau effizienter wäre. Es ist also entscheidend, den Nutzen der Massnahme eindeutig zu identifizieren und die dazu gehörigen Rahmenparameter richtig zu erfassen.

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Effektives und einfach zu handhabendes Instrument mit geringem laufenden Verwaltungsaufwand</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Hohe anfängliche Kosten für die Ermittlung von Kosten und Nutzen einzelner Massnahmen und die Bestimmung der regulatorischen Rahmenbedingungen (z. B. die Höhe des Aufschlags)</li> <li>- Gefahr einer Überinvestition und dadurch einer Ineffizienz</li> <li>- Für Massnahmen mit hohen operativen Kosten, spielen Adder keine wesentliche Rolle</li> </ul>

**Tabelle 5: Wesentliche Vor- und Nachteile Adder**

**OPEX-Marge**

Da manche smarte Massnahmen nur geringe Kapitalkosten, dafür jedoch hohe Betriebskosten verursachen, wird häufig gefordert, auch auf diese einen Adder zu gewähren, da Adder auf die Kapitalkosten für solche Massnahmen zu kurz greifen und nur limitiert Investitionsanreize setzen. Mit der OPEX-Marge soll also eine ähnliche Behandlung der beiden Kostenarten gewährleistet werden. Während für das eingesetzte und gebundene Kapital aus Sicht des Investors tatsächlich Kapitalkosten (Opportunitätskosten einer alternativen Investition, Fremdkapitalkosten etc.) anfallen, ist das für die Kosten des Betriebs jedoch nicht notwendigerweise der Fall. Diese Kosten stellen prinzipiell eine Kostenposition ohne eine langfristige zeitliche Bindung dar. So werden bei wenigen netzbetrieblichen Massnahmen üblicherweise auch geringe operative Kosten anfallen, während bei vielen Netzeingriffen die operativen Kosten steigen. Die OPEX-Marge wäre ohne die bezeichneten Anreizprobleme nur





dann gerechtfertigt, wenn Betriebskosten einer smarten Massnahme kapitalbindenden Charakter aufweisen (das heisst nicht kurzfristig mit dem Netzbetrieb variieren) bzw. das betriebliche Risiko des VNB insgesamt steigt. Sollten diese Aspekte zutreffend sein, ist der Ansatz prinzipiell überlegenswert. Ähnlich den Voraussetzungen für Adder muss auch bei der OPEX-Marge ein volkswirtschaftlicher Nutzen der smarten Massnahme nachgewiesen werden. Dabei erscheint es als eine grosse Herausforderung bei der Anwendung des Instruments eine eindeutige Trennung zwischen smarten und konventionellen operativen Kosten herzustellen. Dies gilt vor allem bei einer Kostenprüfung ex post.

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Explizite Berücksichtigung der operativen Kosten smarterer Massnahmen.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Hohe anfängliche Kosten für die Ermittlung von Kosten und Nutzen einzelner Massnahmen und die Bestimmung der regulatorischen Rahmenbedingungen (z. B. die Höhe des Aufschlags).</li> <li>- Gefahr einer „Überinvestition“ und dadurch einer Ineffizienz.</li> <li>- Anreiz, konventionelle operative Kosten als smarte operative Kosten auszuweisen. Die Identifikation und Prüfung von operativen Kosten stellt eine Herausforderung dar.</li> <li>- Anders als bei gebundenem Kapital verursachen operative Kosten beim Investor grundsätzlich keine Kosten.</li> </ul>

Tabelle 6: Wesentliche Vor- und Nachteile der OPEX-Marge

### Freiwilliger Massnahmenvergleich (FMV)

Eine weitere Option ist der freiwillige Massnahmenvergleich. Dieses Instrument spricht insbesondere die Netzbetreiber an, die einerseits stark von der Expansion der erneuerbaren Energien betroffen sind und andererseits im Rahmen des Netzausbaus auf unterschiedliche alternative Massnahmen effizient zugreifen können. Kann ein VNB im Rahmen eines freiwilligen Kostenvergleichs gegenüber der Regulierungsbehörde belegen, dass er durch smarte Massnahmen im Vergleich zum konventionellen Netzausbau (das heisst der Standardoption) die zusätzliche Transportaufgabe effizienter bewältigen kann, besteht die Möglichkeit, einen Teil des Effizienzgewinns als Effizienzbonus auf seine tatsächlichen Kosten anzurechnen. Hierdurch wird eine höhere Rendite für die Investition des VNB ermöglicht. Gleichzeitig profitieren die Endkunden davon, da die Effizienzsteigerung zum grossen Teil an sie weitergereicht wird.

Durch die Selbstselektion ist dieses Instrument effektiv und effizient gleichermassen, da nur diejenigen VNB dieses nutzen werden, die tatsächlich Einsparungen durch smarte Massnahmen erzielen können. Für die VNB, für die die Einsparungen grundsätzlich nicht möglich sind, entstehen keine zusätzlichen Kosten und sie werden durch dieses Instrument auch nicht benachteiligt. Das Grundprinzip des FMV schliesst an das Konzept des SDL-Mechanismus an. Auch bei freiwilliger Inanspruchnahme vom SDL-Mechanismus ist der Massnahmenvergleich ein Kernelement für die Erstattung der Investitionskosten.



Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"><li>- Effizienzbonus wird nur dann gewährt, wenn Effizienzgewinne gegenüber konventionellem Ausbau nachweislich realisiert werden.</li><li>- Effektive Selbstselektion von betroffenen VNB, die von unterschiedlichen smarten und effizienten Massnahmen profitieren können.</li><li>- Unabhängig von der Kostenstruktur der Massnahme.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Ermittlung der Höhe der Einsparung bzw. des Effizienzgewinns ist schwierig. Referenzkosten für den konventionellen Ausbau müssen angesetzt werden.</li><li>- Anreiz, smarte operative Kosten als konventionelle operative Kosten auszuweisen. Die Identifikation und Prüfung von operativen Kosten stellt eine Herausforderung dar.</li><li>- Ermittlung der Höhe des Effizienzbonus ist ein Trial-and-Error-Prozess:<ul style="list-style-type: none"><li>o Es existiert keine Formel für die optimale Aufteilung des Effizienzgewinns zwischen Verbraucher und VNB.</li></ul></li></ul>

**Tabelle 7: Wesentliche Vor- und Nachteile des freiwilligen Kostenvergleichs**

Der Vergleich der unterschiedlichen Instrumente offenbart, dass der FMV als komplementäres Instrument gut zu den bereits implementierten Instrumenten der Cost+, nämlich dem SDL-Mechanismus, passen würde. Auch Adder sind ein potenzielles Instrument für die gezielte Förderung bestimmter Investitionsmassnahmen, insbesondere derer, die ein höheres Risiko mit sich bringen. Zudem gibt es zu diesem Instrument bereits Erfahrungen aus dem europäischen Ausland. Im Vergleich zu Addern hat der FMV im Rahmen der Cost+ Regulierung dennoch drei wesentliche Vorteile:

- a. Er greift nur dann, wenn tatsächlich eine individuelle Effizienzsteigerung erzielt wird: Dieser durch die smarte Massnahme nachweislich erzielte volkswirtschaftliche Effizienzgewinn begründet die Aufteilung des Bonus zwischen Verbraucher und VNB.
- b. Er ist massnahmenneutral, das heisst, Investitionsmassnahmen mit unterschiedlichen Kostenstrukturen stehen im Wettbewerb zueinander, eine a priori Festlegung der smarten Massnahmen wie im Falle von „Addern“ ist nicht notwendig. Damit werden individuelle Effizienzeffekte durch die smarten Massnahmen berücksichtigt. So kann ein VNB durch Einspeisemanagement den höchsten Effizienzgewinn aufweisen, während ein anderer diesen, zum Beispiel durch Lastmanagement, erzielen kann. Dies ermöglicht eine optimale Selektion der eingesetzten Massnahme. Sollten höhere Risiken mit den Massnahmen verbunden sein, werden diese mit dem Effizienzbonus adressiert.
- c. Er kann Informationsasymmetrien zwischen der Regulierungsbehörde und dem VNB reduzieren. Durch Vorlage des Kostenvergleichs kontrahiert die Regulierungsbehörde wichtige Informationen insbesondere zur Kostenentwicklung bei smarten Massnahmen. Die Kenntnis der tatsächlichen Kostenentwicklung ist sowohl für Investitionskostenvergleiche zwischen den VNB als auch für Kostenprüfungen hilfreich. Zu beachten ist, dass der FMV nicht den Anreiz setzt, hohe Kosten für die smarten Massnahmen anzusetzen (siehe auch das nächste Kapitel zur Ausgestaltung).

Dieses Instrument weist jedoch einen wesentlichen Nachteil im Vergleich zu Addern auf: Die Ermittlung beziehungsweise die Prüfung des Effizienzgewinns kann nur dann sinnvoll bewerkstelligt werden, wenn die Kostenermittlung für alternative konventionelle Massnahmen kein Missbrauchspotenzial aufweist. Hierzu ist die Anwendung von Referenzkosten für den konventionellen Ausbau notwendig. Diese ist jedoch angesichts heterogener Struktur der Netzbetreiber in der Schweiz eine Herausforderung.

Im Vergleich zu anderen hier skizzierten möglichen Optionen erscheint der FMV angesichts seiner Vorteile ein geeignetes Instrument für die Anwendung im Rahmen der der Cost+ beziehungsweise



Sunshine Regulierung zu sein. Zu beachten ist jedoch, dass der FMV als eine pragmatische Übergangslösung bis zur Einführung der Anreizregulierung empfehlenswert wäre. In der Anreizregulierung stehen ggf. andere Instrumente zur Verfügung, um die gewünschte Wirkung zu erzielen.

Nachfolgend wird auf das Ausgestaltungskonzept des FMV eingegangen.

### 3.2 Ausgestaltungskonzept für den FMV

Die Idee des FMV beruht auf dem Gedanken, dass die VNB, die Effizienzgewinne beim Netzausbau gegenüber einer Standardoption – in diesem Fall dem konventionellen Netzausbau – erzielen, am Effizienzgewinn partizipieren. Das bedeutet, dass die realisierte Effizienzsteigerung nicht vollständig an die Verbraucher weitergereicht wird, sondern in Form eines Effizienzbonus vom VNB einbehalten werden darf. Gerade dieser Effizienzbonus setzt den Anreiz für den VNB, Alternativen zur Standardoption zu prüfen und sich letztlich für die effiziente smarte Massnahme zu entscheiden. Dabei ist es unerheblich, um welche smarte Massnahme es sich handelt und welche Kostenstruktur sie aufweist. Entscheidend ist, dass durch die Massnahme ein volkswirtschaftlich positiver Effekt erzielt wird.

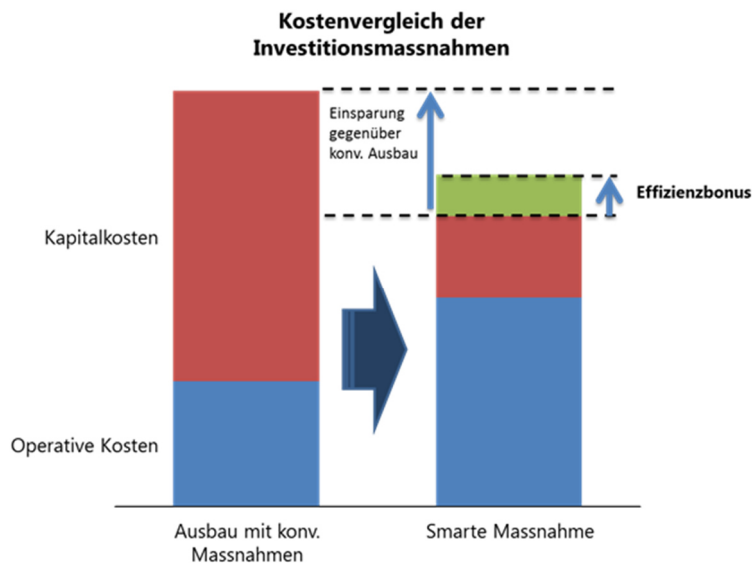


Abbildung 4: Effizienzbonus

Mit der Einführung des Instruments sind einige konzeptionelle Fragen zu klären:

1. Wie werden die Kosten der Alternativen verglichen und wann geschieht dies?
2. Wie wird die Höhe des Bonus determiniert und wie lang wird dieser gewährt?
3. Welche weiteren Herausforderungen sind hinsichtlich einer Einführung zu beachten?

#### Kostenvergleich:

Der Prozess des Kostenvergleichs beziehungsweise der Vorlage zur Kostenanerkennung kann ex ante beziehungsweise ex post geschehen. Eine Ex-ante-Prüfung und Anerkennung von Plankosten – und damit auch die Genehmigung des Effizienzbonus – ist grundsätzlich möglich. Eine Ex-ante-Vorlage hat den Vorteil, dass das Risiko einer Nichtanerkennung von gewissen Kosten minimiert wird. Es muss jedoch ein Plan-Ist-Kostenabgleich für einen bestimmten Zeitraum, zum Beispiel auf jährlicher Basis, erfolgen. Zu bestimmen ist der Umgang mit den Kosten, wenn die tatsächlichen Kosten höher als geplant ausfallen und der VNB in diesem Zeitraum den Bonus bereits realisiert hat.



Konsequenterweise müsste der Bonus in der nachfolgenden Periode von den anerkannten Kosten abgezogen werden.

Bei einer ex post Betrachtung des Kostenvergleichs erfolgt die Genehmigung des Bonus für einen bestimmten Zeitraum erst, nachdem die Massnahme und die Kosten realisiert wurden. Für diesen Fall ist grundsätzlich kein Plan-Ist-Kostenvergleich notwendig. Dafür tragen die VNB das Risiko einer fehlenden Kostenanerkennung.

Aufgrund der noch fehlenden Kostenanerkennungspraxis wäre eine Ex-ante-Vorlage des Massnahmenvergleichs vorstellbar. Allerdings erhöht dies den Aufwand der Regulierungsbehörde erheblich, weil damit verbundene Plan-Ist-Kostenabgleiche zu einem späteren Zeitpunkt notwendig werden.

#### **Zeitraum der Genehmigung des Bonus:**

Im Kapitel 2.2 wurden die Massnahmen auf Basis der Studie „BET 2014“ miteinander verglichen. Alle betrachteten Massnahmen dienen dazu, 2 MW als Transportaufgabe zu erfüllen, sprich die Massnahmen sind vollständige Substitute zueinander. Die Massnahmen weisen unterschiedliche Lebensdauern auf. Prinzipiell kann der Bonus über die Lebensdauer der betrachteten Anlage beziehungsweise Massnahme genehmigt werden. Allerdings empfiehlt es sich, den Bonus für eine Periode von 4-5 Jahren zu beschränken und die Effizienzsteigerungen an die Netzkunden weiter zu reichen.

#### **Planungsgrundsätze für die Netzerweiterung:**

Prinzipiell sind Planungsgrundsätze für Netzerweiterungen relativ spezifisch und VNB-intern und damit für die Regulierungsbehörde sehr intransparent. Es erscheint daher sinnvoll, grobe Planungsgrundsätze für den weiteren Um- und Ausbau im Dialog mit den VNB und unter Berücksichtigung der Empfehlungen der Strategie Stromnetze zu definieren, auf denen ein Vergleich der smarten Massnahmen mit dem konventionellen Ausbau fusst. Einzelne Parameter der Planungsgrundsätze können natürlich zwischen den Netz-Gruppen beziehungsweise Netz-Clustern variieren. Die Definition von Planungsgrundsätzen ermöglicht es, einfacher und standardisierter den Vergleich der Alternativen durchzuführen und der Regulierungsbehörde diesen zu prüfen. Beispiel hierfür wäre die Festlegung des zeitlichen Planungshorizonts, vor allem für die VNB, die den FMV anwenden möchten.

#### **Bestimmung der Einsparung:**

Grundsätzlich errechnet sich die Einsparung aus der Subtraktion der annuitätischen Kosten für die Standardoption von den annuitätischen Kosten der smarten Massnahme. Die (hypothetischen) Kosten für die Standardoption, sprich dem konventionellen Netzausbau, werden von den VNB individuell ermittelt. Um mögliche Ineffizienzen zu vermeiden, sollten die hinterlegten Kosten für den konventionellen Ausbau mit den Referenzkosten der Regulierungsbehörde abgeglichen werden. Dabei sind grundsätzlich zwei Mechanismen vorstellbar. Sollten die Referenzkosten für den konventionellen Ausbau niedriger sein als die vom VNB vorgelegten Kosten für den konventionellen Ausbau, dann greift die Höhe der Referenzkosten. Damit ist diese bindend für die Berechnung des Effizienzgewinns. In dem anderen Fall sind die Referenzkosten nicht bindend, dienen vielmehr als Instrument zur Aufdeckung und Prüfung von Abweichungen. Sollten also die individuellen Kosten höher als die Referenzkosten sein, wird der betroffene VNB aufgefordert, die Differenz zu begründen. Erscheint die Begründung plausibel, werden die individuell berechneten Kosten der Standardoption für die Ermittlung der Effizienzgewinne berücksichtigt.

Aufgrund der heterogenen Struktur der Verteilnetzbetreiber in der Schweiz erscheint das zweite Vorgehen sinnvoller. Allerdings kann der personelle Ressourcenaufwand der Regulierungsbehörde hierdurch steigen. Mit Anwendung von bindenden standardisierten Referenzkosten kann der Aufwand



minimiert werden. In diesem Fall müssen die Referenzkosten jedoch robust sein, um diese bindend anwenden zu können. Inwiefern die Regulierungsbehörde dies gewährleisten kann, bleibt zu untersuchen. Die Prüfung der (hypothetischen) Kosten für den konventionellen Ausbau kann prinzipiell entsprechend der Prüfung im Rahmen des SDL-Mechanismus erfolgen.

Wenn der FMV erst ex post vorgelegt wird, dann wurden die Kosten für die smarte Massnahme bereits realisiert. In diesem Fall wird der Effizienzbonus anhand der tatsächlichen Kosten berechnet:

$$\text{Jähr. Einsparung} = \text{Annuitätische Kosten konv. Ausbau} - \text{tatsächliche annuitätische Kosten smarte Massnahme}$$

Bei einer Ex-ante-Ermittlung beziehungsweise Vorlage des freiwilligen Kostenvergleichs ist es ausreichend, die annuitätischen Plankosten der Varianten zu vergleichen, wobei anschliessend ein Plan-Ist-Vergleich stattfinden soll.

Die Herausforderung beim Vergleich der Kosten für den Ausbau ist, dass – je nach smarterer Massnahme – die operativen Kosten gegebenenfalls schwer zu erfassen sind. Es besteht der Anreiz, smarte operative Kosten als konventionelle operative Kosten auszuweisen. Dadurch kann der Effizienzgewinn künstlich erhöht werden, während ein Teil der smarten operativen Kosten im üblichen jährlichen Kostenabgleich des VNB gegebenenfalls anerkannt wird. Um das Problem möglichst zu verringern, wird empfohlen, ein besonderes Augenmerk auf die Validierung beziehungsweise Plausibilisierung der „konventionellen operativen Kosten“ zu legen. So lässt sich überprüfen, ob die „konventionellen“ operativen Kosten zeitgleich mit Vorlage des FMV ansteigen. Dies wäre ein Indiz für Kostenverschiebung und sollte vom betroffenen VNB begründet werden. Die Kenntnis darüber, dass (plötzliche) Kostensteigerungen begründet werden müssen, kann disziplinierend wirken.

#### **Bestimmung der Bonushöhe:**

Prinzipiell kann der Bonus zwischen 0 und 100 % (Extremfälle) der Einsparung variieren. Bei 100 % wird die Einsparung vollständig vom VNB einbehalten, während bei 0 % der Effizienzgewinn vollständig an den Verbraucher gewälzt wird. Die regulatorische Literatur kennt keine allgemeingültige Formel zur Bestimmung der optimalen Aufteilung des Effizienzgewinns zwischen Unternehmen und Verbrauchern.<sup>14</sup> Deshalb muss die Aufteilung des Effizienzgewinns an der Erwartung ausgerichtet werden, wie gut die Branche auf den Anreiz reagiert und welche opportunistischen Optimierungsmöglichkeiten bestehen. Damit die gewünschte Anreizwirkung greift, sollte die individuelle Rendite aus der Investition in smarte Massnahmen – je nach Risikoprofil des Unternehmens beziehungsweise Investition – mindestens der Rendite aus dem konventionellen Ausbau entsprechen. Eine volkswirtschaftlich optimale Höhe für den Effizienzbonus ist angesichts der Individualität und Heterogenität der Unternehmen jedoch kaum zu ermitteln.

In dem Referenznetzmodell, das im Kapitel 2.2.1 zur Anwendung kam, war das Einspeisemanagement die effizienteste Massnahme. Wäre der Effizienzgewinn hälftig zwischen Verbrauchern und VNB aufgeteilt, entspräche dies dem EBIT beim konventionellen Ausbau.<sup>15</sup>

---

<sup>14</sup> Eine ähnliche Fragestellung ergibt sich auch im Rahmen von „Efficiency-Carry-Over“-Systemen. Efficiency-Carry-Over bedeutet, dass ein VNB einen Teil seiner realisierten Effizienzgewinne aus dem Benchmark im Rahmen der Anreizregulierung in der nächsten Regulierungsperiode anerkannt bekommt. Auch hier stellt sich die Frage, wie hoch der Anteil des Effizienzgewinns, den der VNB einbehalten darf, im Optimalfall sein soll.

<sup>15</sup> Im Referenzfall „Stadt“ wären etwa 43 % des Effizienzgewinns ausreichend, um das gleiche EBIT zu erreichen, während für „Land“ etwa 49 % notwendig wären. Um diesen zu berechnen, wurden die Kosten zwischen konventionellen und der effizientesten smarten Massnahme verglichen. Die Differenz



Prinzipiell wäre dies die Aufteilung, wenn eine vollständige Kompensierung der Rendite erfolgen soll. Aufgrund der Heterogenität der VNB und angesichts der Tatsache, dass VNB angehalten sind, in die effiziente Massnahme zu investieren, wären 20 % bis 30 % eine Ausgangsbasis für eine Aufteilung.

#### **Zusammenwirken mit dem SDL-Mechanismus:**

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass der SDL-Mechanismus und der FMV unterschiedliche Zielrichtungen verfolgen. Dies führt dazu, dass VNB, die das Ziel einer Nichtweiterbelastung lokaler Netztarife verfolgen, dieses nicht ändern werden, nur weil ein FMV implementiert wird. Deshalb sind grundsätzlich keine substitutiven Effekte dieser Instrumente zu erwarten, sodass beide parallel aktiviert werden können.<sup>16</sup>

Synergieeffekte aufgrund der Ähnlichkeit der notwendigen Prüfung (und damit einhergehender Lerneffekte und ein tendenzieller Abbau von Informationsasymmetrien) sind zu erwarten.

#### **Kompatibilität zwischen FMV und einer künftigen Anreizregulierung:**

Der FMV zielt darauf ab, in der heutigen Regulierungspraxis der Schweiz gegenüber den konventionellen Massnahmen effiziente smarte Massnahmen zu beanreizen, da gegenwärtig Investitionshemmnisse vorhanden sind. Je nach Ausgestaltung der Anreizregulierung sind die diskutierten Hemmnisse entweder nicht länger vorhanden oder nur in geringfügigem Ausmass. Beispielsweise haben VNB bei adäquater Berücksichtigung von smarten Massnahmen beim Effizienzbenchmark den Anreiz in effiziente smarte Massnahmen zu investieren. Denn ein schlechtes Ergebnis beim Effizienzbenchmark – das sich mit substitutiven konventionellen Massnahmen einstellen würde – bedeutet in der Regel eine Senkung der Erlösobergrenze, die den VNB zum Abbau von Ineffizienzen zwingt. Das bedeutet, dass aufgrund des Benchmarkinginstrumentes in der Anreizregulierung der VNB den Anreiz hat, in effizientere Massnahmen, unabhängig davon, ob smart oder konventionell, zu investieren. Voraussetzung ist, dass im Benchmarking die smarten Massnahmen entsprechend berücksichtigt werden. Ein zusätzliches Instrument, wie der FMV, ist dann nicht mehr sinnvoll. Aus diesem Grund ist der FMV als Übergangsinstrument von Cost+ beziehungsweise Sunshine hin zu einer Anreizregulierung zu sehen.

#### **Weitere Herausforderungen, die hinsichtlich einer Umsetzung des FMV zu beachten sind:**

Um die Kostenvergleiche beim SDL-Mechanismus und FMV effizient zu gestalten, sind in den Prozessen möglichst Standardisierungen vorzunehmen. Dies gilt für die gesamte Prozesskette, von der Übermittlung der Kosten bis hin zur Genehmigung. Einen grossen Hebel bei der Ressourcenallokation seitens FS ECom dürfte die Wahl zwischen bindenden und nicht bindenden Referenzkosten sein. Entscheidet man sich für die Vorgabe bindender Referenzkosten für die Ermittlung der Kosten beim konventionellen Ausbau, entfallen diesbezügliche Prüfungen seitens der Regulierungsbehörde für den FMV. Hierdurch kann der Prozess sehr schlank ausgestaltet werden. Die Risiken bindender Referenzkosten wurden bereits oben diskutiert.

Um den Prüfungsaufwand der FS ECom zu begrenzen und die verfügbaren Ressourcen der Behörde effizient zu nutzen, wird empfohlen, die Antragstellung hinsichtlich des FMV weiter durch die Definition eines Schwellenwertes einzugrenzen. Dieser kann grundsätzlich in Form eines relativen

---

ergibt den Effizienzgewinn. Auf die Kosten der effizientesten Massnahme wurde der Anteil des Effizienzgewinns aufgeschlagen, der zum gleichen Betriebsgewinn führt.

<sup>16</sup> Eine mögliche Substitution des SDL-Mechanismus durch den FMV wird durch die definierte Höhe des Bonus und die Referenzkosten beeinflusst. Ein zu hoher Bonus und/oder zu geringe Referenzkosten erhöhen den Anreiz zur Nutzung des FMV. Hierdurch könnte ein VNB seine Zielsetzung der Nichtbelastung lokaler Netztarife aufgeben und stattdessen auf einen höheren Gewinn durch FMV setzen. Dies dürfte allerdings unwahrscheinlich sein.





Mindestmasses an Einsparung (min. %), eines absoluten monetären Mindestmasses (min. CHF) oder eines absoluten leistungs-/kapazitätsbezogenen Mindestmasses (min. MW) definiert werden. Durch die Variation des Schwellenwertes kann der Ressourceneinsatz gesteuert werden. Eine Identifikation für die Höhe des Schwellenwertes kann beispielsweise anhand des erwarteten Netzausbaubedarfs in den Netzclustern erfolgen.

## 4 Kritische Würdigung der Sunshine Regulierung und weiterer Massnahmen vor dem Hintergrund von smart Investments

Das vierte Kapitel befasst sich insbesondere mit der Anreizwirkung der Sunshine Regulierung sowie weiterer Massnahmen vor dem Hintergrund einer beanreizenden Wirkung auf „smart Investments“. Es gliedert sich in drei Abschnitte:

Im **ersten Abschnitt** wird grundsätzlich geklärt, welche Anreizwirkungen von höherer Transparenz beziehungsweise der Sunshine Regulierung zu erwarten sind. Dabei wird qualitativ diskutiert, ob auch unter Berücksichtigung des Transparenzinstruments die Anreizwirkung auf den speziellen Fall der innovativen, intelligenten beziehungsweise smarten Lösungen angewendet werden kann. Hierzu wird auch ein Überblick über die internationalen Erfahrungen mit der Sunshine Regulierung, sowohl in der Netzwirtschaft als auch in anderen Wirtschaftszweigen, gegeben.

Im **zweiten Abschnitt** wird die Sunshine Regulierung hinsichtlich ihrer konkreten Investitionsanreize, sowohl unter Berücksichtigung der bereits vorhandenen als auch neuen geplanten Indikatoren der Sunshine Regulierung, untersucht. Dabei wird sowohl auf die gegebenenfalls positiven als auch die verbesserungswürdigen Aspekte der Sunshine Regulierung eingegangen. Anschliessend werden mögliche Vorschläge zur Anpassung oder Ergänzung der Indikatorenliste im Hinblick auf die angestrebte Beanreizung von smarten Investments gegeben.

Im **dritten Abschnitt** wird die Frage geklärt, ob grundsätzlich ein umfassendes Benchmarking im Rahmen der Sunshine Regulierung sinnvoll ist beziehungsweise, welche Vor- und Nachteile dieses mit sich bringt. Zudem soll diskutiert werden, wie der Pfad in Richtung der Anreizregulierung eingeschlagen werden kann.

### 4.1 Generelles Konzept und Anreizwirkung aus Transparenz und Sunshine Regulierung

Die Schweizer Netzwirtschaft ist durch eine heterogene und diversifizierte Stromnetzbetreiberlandschaft gekennzeichnet. Gleichzeitig weist der Regulierungsansatz der reinen Cost+ Regulierung Schwierigkeiten in der Vergleichbarkeit beziehungsweise der Transparenz zwischen den Netzbetreibern einer Vergleichsgruppe auf.

Die FS EICOM war daher bestrebt, diesen ursprünglichen Ansatz zu erweitern, um über eine erweiterte Transparenz zum einen die verbesserte Vergleichbarkeit der Netzbetreiber zu ermöglichen und aus der Vergleichbarkeit resultierend den (öffentlichen) Druck zu erhöhen, in effiziente Massnahmen zu investieren. Daher ist geplant, die sogenannte Sunshine Regulierung einzuführen. Ein erster „Testlauf“ wurde bereits vollzogen.<sup>17</sup> Vor der weiteren vertieften Beschreibung der Sunshine

---

<sup>17</sup> Da Art. 19 StromVV, der zur Überprüfung der Netznutzungstarife und -entgelte sowie der Elektrizitätstarife Effizienzvergleiche zwischen den Netzbetreibern verlangt, als rechtliche Grundlage



Regulierung soll jedoch zunächst das generelle Konzept des Transparenzinstruments kurz dargestellt werden.

#### 4.1.1 Generelles Transparenzinstrument

Nachfolgend wird eine generelle stufenweise Beschreibung der Anreize aus dem Transparenzinstrument in der Regulierung vorgenommen und das Konzept der Regulierung beziehungsweise die Anreizwirkung durch Informationsoffenlegung/Transparenz zur Verringerung der Informationsasymmetrie in einer Übersicht dargestellt.

**Stufe 1:** Auf der ersten Stufe werden allgemein die notwendigen Bedingungen und Anforderungen an die Netzbetreiber zur Veröffentlichung der geforderten Informationen definiert. Diese sind wesentlich abhängig von den vom Regulierer verfolgten Zielen. Im Beispiel der Schweiz sind die vom Regulierer definierten Ziele die Erhöhung der Versorgungsqualität, die Vergleichbarkeit und Transparenz der Tarife und Kosten zwischen Netzbetreibern in einer Vergleichsgruppe und die Einhaltung der wettbewerblichen Vorgaben und Compliance-Richtlinien.

**Stufe 2 und 3:** Diese beiden Stufen sind eng miteinander verbunden und werden daher im Folgenden kurz gemeinsam dargestellt.

Werden die im ersten Prozessschritt definierten Daten veröffentlicht, verringert sich die Informationsasymmetrie zwischen den Marktteilnehmern und Stakeholdern in der Schweizer Netzwirtschaft. Auch zwischen den Netzbetreibern einer Clusterungsgruppe<sup>18</sup> wird die Vergleichbarkeit vereinfacht, da diese bis dato nur über den VSE-Datenpool möglich war. Die Vergleichbarkeit durch eine erhöhte Transparenz setzt die Netzbetreiber einem Handlungsdruck aus, der aus einer gesteigerten Erwartungshaltung seitens der Stakeholder resultiert. Dieser ist jedoch nur dann explizit gegeben, wenn ein „Nicht handeln“ glaubhaft Nachteile für den Netzbetreiber mit sich bringt. Dies könnte, wie in Grossbritannien praktiziert, beispielsweise ein Malus auf die Rendite aufgrund von schlechten Kundenbewertungen sein.<sup>19</sup> Alternativ wäre auch die Androhung einer vertieften Kostenprüfung durch die FS ECom denkbar.

Beugen sich die Netzbetreiber diesem Handlungsdruck und der Bedrohung einer erhöhten Vergleichbarkeit, ergeben sich daraus entsprechend Investitionsanreize in Effizienzmassnahmen. Bei geeigneter Ausgestaltung der zugrunde liegenden Indikatoren und entsprechender Kostenanerkennung im Regulierungsregime werden dabei smarte beziehungsweise innovative Technologien dem konventionellen Netzausbau vorgezogen, sofern diese tatsächlich effizienter sind.

**Stufe 4:** In der vierten Stufe werden die Ergebnisse aus der Regulierung evaluiert und hinsichtlich potenzieller Verbesserungen oder Anpassungen des Regulierungskonzepts analysiert. Ein Beispiel für

---

zur Einführung einer Sunshine Regulierung nicht ausreicht, wird ein entsprechender Gesetzesvorschlag gegenwärtig ausgearbeitet.

<sup>18</sup> Vgl. EVU Partners, 2015, S. 2 ff. Gegenwärtig werden die Netzbetreiber hinsichtlich gebietsstruktureller Unterschiede in fünf verschiedene Gruppen eingeteilt: Hohe Siedlungsdichte, mittlere Siedlungsdichte, ländliche Gebiete, Berggebiete, Tourismusgebiete.

<sup>19</sup> Vgl. E-Bridge et al, 2014, S. 21. Netzbetreiber in Grossbritannien müssen z. B. Umfragen bei End- sowie Netzkunden durchführen. Diese Umfragen umfassen die Dienstleistungsqualität im Falle von Versorgungsunterbrechungen, Netzanschlüssen sowie allgemeine Kundenanfragen. Schneiden sie bei diesen Umfragen gut ab, so wird ihnen ein Renditeaufschlag von 0,5 % gewährt. Die Versorgungssicherheit wird anhand des SAIFI und SAIDI gemessen. Der Renditeaufschlag beträgt +/- 1,5 % - 2 % auf die Kapitalverzinsung (WACC).





eine Anpassung des Regulierungsansatzes ist die (neutrale) Visualisierung der Anstrengungen der Netzbetreiber. Unter Berücksichtigung der gewonnenen Erkenntnisse kann dieser Regulierungsansatz weiter ausgebaut beziehungsweise verfeinert werden.

Generell lässt sich das Konzept als iterativer Prozess in vier Stufen verstehen, bei dem kontinuierliche Überprüfungen des Regulierungsansatzes (Stufe 4) gegebenenfalls einen neuen Prozess in Gang setzen.

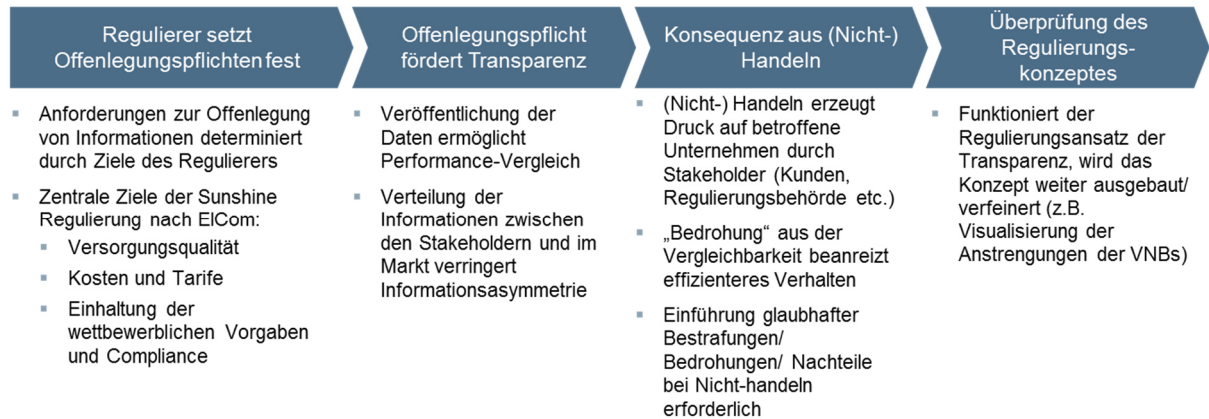


Abbildung 5: Effizienzbonus

### 4.1.2 Generelles Konzept der Sunshine Regulierung und Ausgestaltungsformen

In der praktischen Umsetzung der Sunshine Regulierung haben sich in der Vergangenheit unterschiedliche Formen gebildet. Obwohl in den verschiedenen Ansätzen der Wettbewerb aus einer erhöhten Transparenz als Kernziel verfolgt wurde, unterscheidet sich die Sunshine Regulierung, so wie sie in der Schweiz definiert wurde, von der sogenannten Light-handed-Regulierung.

#### Light-handed-Regulierung:

Unter Light-handed wird ein Regulierungsregime verstanden, das vor allem auf Transparenz zwischen den Betreibern setzt und so den Wettbewerb simulieren soll. In diesem Ansatz erfolgt keine Kosten- bzw. Anreizregulierung. Ein prominentes Beispiel hierfür ist Neuseeland, das zwischen 1994 und 2003 diesen Regulierungsansatz für die StromVNB gewählt hat. Diese Regulierungsform hat die zuvor angewendete Rate-of-Return-Regulierung abgelöst.

Praktische Erfahrungen mit der Light-handed-Regulierung werden in Kapitel 4.1.3 dargestellt.

#### Sunshine Regulierung:

Die FS ECom versteht unter Sunshine Regulierung einen mehrdimensionalen Regulierungsansatz, welcher den Vergleich von Netzbetreibern anhand von Indikatoren und der Veröffentlichung daraus folgender Ergebnisse umfasst. Ziel dieses Ansatzes, der auch als „naming and shaming“ bezeichnet wird, ist es, durch eine allgemein steigende Transparenz und damit einhergehende Vergleichbarkeit, Effizienzsteigerungen bei den Netzbetreibern zu beanreizen.

Im Gegensatz zur Light-handed-Regulierung wird das Transparenzinstrument in der Sunshine Regulierung oft komplementär zu einer bestehenden Regulierungsform genutzt oder deren Einführung zumindest glaubhaft angedroht. Als Beispiele können an dieser Stelle die Schweizer Regulierung in der Stromnetzwirtschaft oder die niederländische Regulierung in der Wasserwirtschaft herangezogen werden. In der Schweiz baut die Sunshine Regulierung auf die bestehende Cost+ Regulierung auf, während in den Niederlanden die Einführung einer komplementären Preisregulierung im Zuge einer Anreizregulierung glaubhaft angedroht wurde. Ohne eine solche Ergänzung ist Sunshine nahe einer Light-handed-Regulierung.



### 4.1.3 Internationale Erfahrungen

Im Folgenden werden die international bereits erzielten Erkenntnisse und Erfahrungen aus der Sunshine Regulierung beziehungsweise der Light-handed-Regulierung zusammengefasst. Die nachfolgende Tabelle gibt dabei einen generellen Überblick, in welchen Wirtschaftsbereichen und Ländern diese Regulierungsform bereits Anwendung gefunden hat. Aufgrund technischer und ökonomischer Ähnlichkeiten zu Stromnetzen wurde in der weiteren Analyse vorrangig die Erfahrung aus der Wasserwirtschaft berücksichtigt.

Länder	Wirtschaftsbereich
USA, Frankreich, Neuseeland	Gesundheitssektor
Niederlande, Frankreich, Portugal	Wasserwirtschaft
Neuseeland	Elektrizität- bzw. Netzwirtschaft

**Tabelle 8: Effizienzbonus**

**Neuseeland:** Die praktische Erfahrung hat gezeigt, dass das Light-handed-Regime der 90er Jahre in Neuseeland allein nicht effektiv und effizient ist. So zeigen die Ergebnisse wissenschaftlicher Auswertungen und Publikationen in diesem Zusammenhang deutlich, dass Transparenz allein den Wettbewerb zwischen den (natürlichen) Monopolisten nicht dauerhaft simulieren kann und Renten in Milliardenhöhe von den Endverbrauchern an die VNB umverteilt wurden <sup>20</sup>.

**Niederlande:** Die Einführung der Sunshine Regulierung in der niederländischen Wasserwirtschaft 1997 führte tatsächlich zu einer Produktivitätssteigerung.

Vor der Einführung dieser Regulierung haben die Produzenten durch erhöhte Verbraucherpreise die eigene ökonomische und technische Ineffizienz kompensiert. Dies führte zu einer Erhöhung der Wohlfahrt der Produzenten zulasten der Verbraucher.

Nach der Einführung dieser Regulierung beziehungsweise des damit einhergehenden Ansatzes des „naming und shaming“ 1997 wurde die Produktivität in der niederländischen Wasserwirtschaft nachweislich erhöht. Dies geschah vorrangig durch die Umsetzung technischer Verbesserungen. Die nach 1997 einsetzende Umverteilung der Renten beziehungsweise die teilweise Weitergabe der erzielten Effizienzgewinne an die Verbraucher erfolgte nicht durch eine weitere politische Einflussnahme zugunsten der Konsumenten/Endverbraucher in Form einer zusätzlichen Preis- oder Anreizregulierung, sondern wurde von den Produzenten eigenständig durchgeführt. Es wird jedoch in wissenschaftlichen Arbeiten argumentiert, dass die anfängliche überdurchschnittliche Produktivitätssteigerung und Verteilung der Renten hin zu den Verbrauchern mehrheitlich dem Zweck diene, die Einführung einer komplementären Preisregulierung oder einer Anreizregulierung für die VNB zu verhindern. Diese Einführung wurde glaubhaft angedroht als Ergebnis eines erhöhten öffentlichen/medialen Interesses an dem Thema im Zuge der Transparenz und erhöhte somit den

---

<sup>20</sup> Vgl. R. Patterson und C. Cornwell, 2000, S. 90 ff. oder G. Betram und D. Twaddle, 2005, S. 282 ff. Die Letzteren zeigen empirisch, wie stark die Profite der Unternehmen mit der Einführung des Light-handed-Regulierungsregimes gestiegen sind. Im Vergleich zum Rate-of-Return-System waren die Einnahmen der VNB pro Jahr insgesamt um 200 Millionen \$ höher bzw. etwa 8 % über dem üblichen WACC. In der Zeit der Light-handed-Regulierung wurden somit Renten von etwa 2,6 Milliarden \$ von Endkunden auf die VNB umverteilt.



Druck auf die Betreiber der Wasserwerke in den Niederlanden (vgl. De Witte und Saal, 2009, S. 237 ff.).

**Frankreich und Portugal:** Neben den Niederlanden wurde die Sunshine Regulierung in der Wasserwirtschaft auch in Frankreich und Portugal aufbauend auf einer Preisregulierung angewendet.<sup>21</sup>

Nachfolgend werden die Erkenntnisse aus der Einführung der Sunshine Regulierung in den verschiedenen Ländern und Wirtschaftsbereichen in der Tabelle 9 noch einmal gegenübergestellt.<sup>22</sup>

	Portugal	Frankreich	Niederlande	Neuseeland
Sektor	Wasserversorgung	Wasserversorgung	Wasserversorgung	Stromversorgung
Positive Effekte	<ul style="list-style-type: none"> <li>Seit 1993 Erhöhung der Wasserqualität</li> <li>Preise, interne Verwaltung und Erneuerung von Leitungen verbessert</li> <li>Vor allem in städtischen Gebieten Personalkosten gesunken</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Keine wesentlichen Vorteile bekannt und dokumentiert</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Deutliche Produktivitätssteigerungen, größtenteils mittels technologischem Wandel.</li> <li>Kosteffizienz um 23 % gestiegen</li> <li>Effizienzgewinne (teilweise) an die Endverbraucher weitergegeben</li> <li>SR hat es den Medien erleichtert, dieses von hohem öffentlichen Interesse getriebene Thema aufzugreifen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Systemsicherheit allgemein verstärkt</li> </ul>
Negative Effekte	<ul style="list-style-type: none"> <li>Die Sunshine Regulierung allein stellt nicht genug Anreiz für Verbesserung der Servicequalität <ul style="list-style-type: none"> <li>Seit 2003 hat sich die Anzahl der Beschwerden erhöht (vor allem bei privaten Unternehmen)</li> </ul> </li> <li>Im Bereich Infrastruktur treten Leitungsstörungen und Netzverluste als Probleme auf</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Geringe Investitionsanreize (begründet in den divergierenden Regulierungsansätzen und Eigentümerstrukturen)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Anfängliche Effizienzanstrengungen wahrscheinlich nur überdurchschnittlich hoch, um weitere Regulierung zu vermeiden</li> <li>Ökonomische Fehlanreize aufgrund fehlender Preisregulierung bleiben bestehen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Bislang noch keine Erkenntnisse, die einen vertieften Effizienzvergleich erlauben würden <ul style="list-style-type: none"> <li>Zu viele heterogene Faktoren (z. B. geografische Lage; Inputkosten, Kondition, Zuwachs der Anschlusspunkte)</li> </ul> </li> </ul>

**Tabelle 9: Übersicht der Sektor übergreifenden internationalen Erfahrungen mit der Sunshine Regulierung**

Das Instrument der Transparenz und die darauf basierende Sunshine Regulierung können sich positiv auf die Effizienz und Qualität der Netzbetreiber auswirken. Dies gilt nicht nur in der Stromnetzwirtschaft, sondern konnte auch in den Netzen der Wasserwirtschaft nachgewiesen werden. In den meisten Ländern mit einer Sunshine Regulierung sind Kostensenkungen beziehungsweise Produktivitätserhöhungen zu beobachten. In Portugal und den Niederlanden wurden Kostensenkungen an Endkunden weitergereicht.

Die beschriebenen positiven Effekte und Ergebnisse in den verschiedenen Ländern lassen sich jedoch nicht vorwiegend auf die gestiegene Transparenz aus der Einführung einer Sunshine Regulierung zurückführen. Es ist eher davon auszugehen, dass die Kombinationen aus mehreren regulatorischen Instrumenten, beispielsweise eine komplementäre Preis- oder Kostenregulierung oder zumindest die glaubhafte Drohung zur Einführung eines Anreizregulierungssystems, zu den

<sup>21</sup> Vgl. ifo Schnelldienst, 21/2003, S.9 ff. und Johann Wackerbauer, 2008, S. 12 ff. Eine geeignete Vergleichbarkeit der Ergebnisse mit denen der französischen Wasserwirtschaft ist jedoch aufgrund der unterschiedlichen Eigentümerstrukturen und der Regulierungsformen, die innerhalb Frankreichs divergieren, erschwert.

<sup>22</sup> Die in den Ländern verwendeten Indikatoren zur Schaffung eines erhöhten Transparenzlevels zielen in den verschiedenen Wirtschaftszweigen auf unterschiedliche Kernpunkte ab. Während in der Wasserwirtschaft der Fokus der Transparenz vorrangig auf die betriebliche Optimierung und Service gelegt wird (Versorgungssicherheit, Kundenberücksichtigung, etc.), liegt der Fokus in der Netzwirtschaft neben der betrieblichen Optimierung vorrangig auf den Kostenkennzahlen.



aufgezeigten Effekten führen. Bei allen Mechanismen wird gemäss den zuständigen Regulatoren die Beteiligung der Medien als hilfreich erachtet, um die Sichtbarkeit und Effektivität der Anstrengungen zu gewährleisten.

- Das Instrument der Transparenz kann sich positiv auf die Effizienz und Qualität der VNB auswirken. Der positive Anreizeffekt aus der Transparenz konnte bereits in anderen Wirtschaftsbereichen, wie der Wasserwirtschaft in den Niederlanden oder der Strom-/Netzwerkwirtschaft, nachgewiesen werden.
- In beiden Regulierungsansätzen zeigt sich jedoch in der Praxis auch, dass eine Regulierung, die lediglich auf dem Transparenzinstrument basiert, einen wettbewerbsnachhaltigen Effizienzdruck nicht simulieren kann.
- Um eine Wirksamkeit des Transparenzinstrumentes zu realisieren, muss demnach eine komplementäre Preis-/Kostenregulierung eingeführt oder eine weitergehende Anreizregulierung in glaubhafter Weise angedroht werden. Die Schweiz plant beispielsweise die Sunshine Regulierung als komplementäres Instrument zur Cost+ Regulierung einzuführen und so die Transparenz zu steigern. Wichtig sind in dem Zusammenhang dann auch ausreichend häufige Kostenprüfungen.

## 4.2 Investitionsanreize in smarte Technologien aus der Sunshine Regulierung

In diesem Abschnitt wird analysiert, inwiefern sich Investitionsanreize in smarte Technologien durch die Sunshine Regulierung ergeben beziehungsweise welche Anpassungen vorgenommen werden müssen, damit dieses Ziel erreicht werden kann. Grundsätzlich müssen die Investitionsanreize in smarte Technologien im Zuge der Sunshine Regulierung für einen Investor/Netzbetreiber mindestens so gross sein, wie im ursprünglichen Cost+ Regulierungssystem. Als Referenz zur Bewertung der Investitionsanreize wird daher auch das System der Cost+ Regulierung, das bereits in Kapitel 2 dargestellt worden ist, herangezogen.

In der gegenwärtigen Ausgestaltung der Sunshine Regulierung werden die in der nachfolgenden Tabelle genannten Indikatoren berücksichtigt. Die Kennzahlen bezüglich der internen Verwaltung und Service werden nicht weiter vertieft, da diese keine Auswirkungen auf die Entscheidungen der umzusetzenden Investitionsmassnahme haben. Hinsichtlich des Indikators der Versorgungsqualität wurde angenommen, dass die verschiedenen betrachteten Massnahmen (konventionell und smart) die gleiche Wirkung auf SAIDI und SAIFI erzielen und daher ebenfalls keine Differenzierung hinsichtlich der Investitionsentscheidung in verschiedene Massnahmen erlauben.

Im Folgenden wird vorrangig der Kostenindikator analysiert, da dieser als der wichtigste hinsichtlich einer möglichen Investitionsentscheidung des VNB angenommen wird. Wesentlich ist dabei die Frage, ob dieser Index von smarten Investments beeinflusst wird beziehungsweise die Sichtbarkeit der Anstrengung der VNB hinsichtlich einer Investition in smarte Technologien gegeben ist. Tarife spielen gegenüber den Kosten ebenfalls eine nachgelagerte Rolle, da deren Veränderung (Senkung) erst nach der Investition in effiziente Massnahmen und der Weitergabe der realisierten Effizienzgewinne an Letztverbraucher zum Tragen kommt.



Art der Massnahme	Sunshine Regulierung (Cost+ Regulierung und Transparenz)
Kostenstruktur	Vergleich Netzkosten (= Kapitalkosten+Betriebskosten pro Netzebene: Gesamtlänge aus Kabel und FL pro Netzebene)
Versorgungsqualität	Qualitätskennzahlen zu Versorgungssicherheit/Häufigkeit der Unterbrechungen (SAIDI, SAIFI)
Tarife	Vergleich der Tarife für Netznutzung und Energie (z. B. 90-Franken-Regel) In der Netzbetrachtung enthalten diese die Vorliegerkosten.
Interne Verwaltung	Compliance/Reporting Kostenrechnung: pünktlich und korrekt Jahresrechnung Netz: pünktlich und korrekt Tarifblätter und Excel Files zu Tarifen: pünktlich und korrekt Qualitätskennzahlen: pünktlich und korrekt
Service	Reaktionszeit auf Kundenbeschwerden Vorwarnzeit und Art der Information bei geplanten Unterbrechungen Produktvielfalt und deren Kombinationsmöglichkeit

Tabelle 10: Übersicht der gegenwärtig visualisierten Indikatoren in der Sunshine Regulierung

#### 4.2.1 Visualisierung der Anstrengung der Netzbetreiber und Status quo

Die Sichtbarkeit der Anstrengungen der VNB ist hinsichtlich der smarten Investments nur teilweise gegeben.

Beim Kostenindikator ist die Sichtbarkeit der Anstrengungen bei der Implementierung eines rONT und SCADA gegeben, während dies nicht bei Anstrengungen/Investitionen in Einspeisemanagement oder Lastmanagement gilt, da deren Kosten von der Regulierungsbehörde gegenwärtig nicht anerkannt werden. Die Möglichkeit zur Umsetzung einer Anerkennung der anfallenden Kosten (CAPEX und OPEX der Regel- und Kommunikationseinheit, Kompensationszahlung an dezentralen Einspeiser) ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt regulatorisch noch nicht möglich, sodass die Kosten keiner Kostenposition des Netzbetriebs zugeordnet werden. Die nachfolgende Tabelle 11 fasst die wesentlichen Unterschiede in der Sichtbarkeit der Anstrengungen im Kostenindikator zusammen.

Art der Maßnahme	Sunshine Regulierung (Cost+ Regulierung und Transparenz)	Einspeisemanagement	Einbau RONT + Scada	Lastmanagement + Scada
Kosten	Vergleich Netzkosten (=Kapitalkosten+Betriebskosten pro Netzebene: Gesamtlänge aus Kabel und FL pro Netzebene)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Keine Kostenanerkennung für Einspeisemanagement</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>CAPEX RONT: kalkulatorische Kapitalkosten der Netze/NE6</li> <li>OPEX RONT: Betriebskosten der Netze/NE6</li> <li>Kosten für Scada werden im Rahmen der Netzkosten erfasst.</li> <li>reduzierter Anreiz im Vergleich zu konventioneller Maßnahme aufgrund geringerer EBIT-Wirkung.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Keine Kostenanerkennung für Lastmanagement</li> <li>Kosten für Scada werden im Rahmen der Netzkosten erfasst.</li> <li>reduzierter Anreiz im Vergleich zu konventioneller Maßnahme aufgrund geringerer EBIT-Wirkung.</li> </ul>
		<b>Anstrengungen werden nicht sichtbar</b>		
		<b>Anstrengungen werden teilweise sichtbar</b>		

Tabelle 11: Visualisierung der Anstrengungen eines VNB bei Investitionen in smarte Massnahmen

Bei einem rONT als auch bei SCADA werden die Kosten anerkannt und die Sichtbarkeit der Anstrengungen durch die Netzbetreiber visualisiert. Doch unabhängig von der vollständigen Kostenanerkennung besteht weiterhin die Gefahr des falschen Signals und der Fehlinterpretation. Dies liegt darin begründet, dass die smarten Massnahmen den Kostenindikator in seiner derzeitigen



Ausgestaltung im Rahmen der gegenwärtigen Sunshine Regulierung verschlechtern. Während die Kosten steigen (Zähler erhöht sich), verändert sich die Gesamtlänge (Nenner) nicht, sodass sich der Kostenindikator bei diesen Fällen trotz einer Effizienzsteigerung erhöht. Diese Ausgestaltung setzt für den Verteilnetzbetreiber einen negativen Anreiz und ein falsches Signal bezüglich einer Investition in smarte Massnahmen.

- Die derzeitigen Indizes aus der Sunshine Regulierung sind nicht spezifisch genug, um die Beanreizung betriebskostenintensiver und intelligenter Technologien (z.B. eines wirtschaftlichen Flexibilitätsmanagements) zu fördern.
- Der verwendete Kostenindikator visualisiert die Anstrengungen der Netzbetreiber zu möglichen Investitionen in effiziente smarte Massnahmen nur teilweise und erhöht so die Gefahr eines falschen Signals bzw. einer Fehlinterpretation durch Aussenstehende (z.B. Kunden, Regulierungsbehörde etc.). Dies ist darin begründet, dass der Kostenindikator bei Anwendung von smarten Massnahmen steigt, selbst wenn die Anwendung dieser Massnahmen zu niedrigeren Kosten führt als der konventionelle Ausbau.

#### 4.2.2 Weitere Indikatoren für die Sunshine Regulierung

Laut dem Council of European Energy Regulators (CEER) sollen bei der möglichen Einführung neuer Indikatoren die folgenden vier Faktoren berücksichtigt werden (vgl. CEER, 2011):

- Verbesserungen, die sich aus dem Einsatz des Indikators ergeben, erzeugen einen quantifizierbaren Nutzen für Netznutzer oder die Allgemeinheit.
- Indexwert ist hinreichend akkurat und objektiv mess- und bestimmbar.
- Der Wert des Index sollte nicht von externen Effekten beeinflusst werden.
- Technologieneutralität wird gewahrt.

Im Folgenden werden zusätzliche Indikatoren erläutert, die insbesondere die Anstrengungen der VNB visualisieren und Anreize zu Investitionen in smarte Technologien geben sollen. Dabei handelt es sich zum einen um den Smart-Grid-Indikator beziehungsweise den Indikator der „Ersparnisse aus dem vermiedenen Netzausbau“. Zum anderen handelt es sich um den Indikator der „spezifischen Erweiterungskosten“. Der Erstgenannte wird im Zusammenhang mit der Einführung von FMV empfohlen.

Die beiden vorgeschlagenen Indikatoren werden konzeptionell dargestellt. Im Rahmen dieser Studie erfolgt keine detaillierte Herleitung hinsichtlich der Umsetzbarkeit der Indikatoren. Mögliche Fragestellungen zur Umsetzung müssen im Vorfeld der konkreten Implementierungsabsicht eines der beiden Indikatoren weiter vertieft werden.

Die nachfolgende Tabelle gibt für die weitere Analyse vorab einen Überblick über die jährlich anfallenden Kosten im Falle einer Investition in die verschiedenen Massnahmen, die bereits in Kapitel 2 beschrieben worden sind. Die jährlich anfallenden Kosten setzen sich aus den jährlichen Absetzungen für Abnutzung (AfA), den Betriebskosten pro Jahr (OPEX) und den jährlichen Kapitalkosten in Form des Produkts aus der „regulatory asset base“ (RAB) und dem WACC zusammen.





Die Tabelle verdeutlicht für die hier zugrunde liegende Transportaufgabe in dem exemplarisch betrachteten Netz, dass lediglich Einspeisemanagement, ein rONT und reines Lastmanagement ceteris paribus effizienter sind als der konventionelle Netzausbau.<sup>23</sup> Die unterschiedliche Fristigkeit der Massnahmen ist dabei berücksichtigt worden.<sup>24</sup>

Beschreibung	CAPEX [CHF]	Jahre	AfA p.a.	OPEX p.a.	RAB* WACC (3,83 %)	Jährliche Kosten [CHF]
Konventionelle Maßnahme	6.000.000	35	171.429	12.000	223.234	406.663
Konventionelle Maßnahme	3.680.000	35	105.143	2.160	136.917	244.220
Einspeisemanagement	200.000*	(10)	0 (20.000)	2.000	0 (6.894)	2.000 (28.894)
Einbau RONT	400.000	30	13.333	5.000	14.809	33.143
Lastmanagement	150.000	10	15.000	2.100	5.171	22.271
Intelligente Netzkomponenten (Scada)	520.000	10	52.000	30.000	17.924	99.924
Ront + Scada	920.000		65.333	35.000	32.734	133.067
Lastmanagement + Scada	670.000		67.000	32.100	23.095	122.195

**Tabelle 12: Übersicht annuitätischer Kosten (Quelle: eigene Darstellung auf Basis von Consentec, 2015, S. 22 ff. bzw. FS EICom).**

\* Investitionskosten (CAPEX) tragen die Einspeiser. Würde der Netzbetreiber die Kosten tragen, wie im Falle des Lastmanagements, beliefen sich die jährlichen Kosten beim Einspeisemanagement auf 28.894 CHF und nicht auf 2.000 CHF.

#### 4.2.2.1 Smart Grid Indikator

Der Smart Grid Indikator stellt die Ersparnisse einer smarten Massnahme relativ dem vermiedenen Netzausbau gegenüber. Sollte der FMV als ein zusätzliches Instrument eingeführt werden, ist es empfehlenswert, den Smart-Grid-Indikator im Rahmen der Sunshine Regulierung ebenfalls zu

<sup>23</sup> Zu beachten ist, dass smarte Massnahmen nicht per se immer effizienter als der konventionelle Netzausbau sind. Es handelt sich hierbei lediglich um eine beispielhafte Darstellung. Die hier zugrunde liegenden Zahlen berücksichtigen eine Transportaufgabe in Höhe von 2MW und basieren auf dem Szenario: konventionelle vs. smarte Massnahmen – „Land“ aus dem Kapitel 2. Die Berechnungsformel für die jährlichen Kosten lautet:

$$\text{Jährliche Kosten}_t = \text{OPEX}_t + \text{AfA}_t + \text{RAB}_t * \text{WACC}; \text{ wobei } \text{RAB} = \text{CAPEX} - \text{AfA}$$

<sup>24</sup> Für die Analyse der Indikatoren wurden die (linearisierten) Durchschnittskosten der jeweiligen Erweiterungsmassnahmen an Stelle sprungfixer Kosten herangezogen. Eine Linearisierung der Kosten mittels Durchschnittskosten dient der besseren Vergleichbarkeit einer Massnahme im Zeitverlauf und bezogen auf den tatsächlichen Umfang der Erweiterungsmassnahme. In der Praxis beziehungsweise Realität drücken sich die realisierten Investitionen in einer Erhöhung der Anschlussleistung und durch sprungfixe Kosten aus. Kosten entstehen dabei tatsächlich nur im konkreten Ausbaufall, während im weiteren Zeitverlauf die (Grenz )Kosten 0 sind. Ein Vergleich der absoluten Höhe sprungfixer Kosten ist ohne Berücksichtigung tatsächlich zugebauter Anschlusskapazität jedoch nicht sinnvoll, sodass für die hier geführte Diskussion eines geeigneten Indikators die (linearisierten) Durchschnittskosten herangezogen werden.





veröffentlichen. Denn im Rahmen des FMV wird der Effizienzgewinn ermittelt, der de facto diesem Indikator entspricht.

#### Grundidee und betrachtete Grössen

Der hier vorgestellte Indikator untermauert die Anstrengungen einer Investition in smarte Massnahmen, wenn diese kostengünstiger sind als der konventionelle Netzausbau. Die Ersparnisse einer kostengünstigeren smarten Massnahme anstelle eines konventionellen Netzausbaus werden in Form einer positiven Kennzahl visualisiert. Damit drückt der Indikator den Innovationsgrad des VNB in der öffentlichen Wahrnehmung aus und verstärkt hierdurch den impliziten Anreiz zum effizienten Einsatz von smarten Massnahmen.

Die relevanten zu betrachtenden Grössen für den hier dargestellten Indikator sind dabei:

1. die potenziellen jährlichen Gesamtkosten (Annuitäten) der verschiedenen Massnahmen
2. Referenzkosten<sup>25</sup>

Bezüglich des Smart Grid Indikators ergibt sich die nachfolgende Formel.

**Smart Grid Indikator =**

$$\frac{\text{Einsparung der jährlichen Gesamtkosten smarter Massnahmen gegenüber konventionellem Ausbau}}{\text{Jährliche Gesamtkosten konventioneller Ausbau}}$$

Für den Smart-Grid-Indikator gibt es grundsätzlich verschiedene Darstellungsmöglichkeiten.

- Neben der Angabe der Effizienzsteigerung in % liessen sich die Ersparnisse auch absolut in CHF pro Jahr darstellen. Damit würde der Indikator exakt das Ergebnis des FMV wiedergeben.

Die schlussendliche Darstellung beziehungsweise Form der Veröffentlichung der Daten bleibt der Regulierungsbehörde überlassen.

#### Ausgestaltungsfragen

Im Folgenden werden Ansätze hinsichtlich einer möglichen Ausgestaltung dargestellt.

- Effizienz und Zeithorizont:

Die Ausbaueffizienz wird konkret berücksichtigt. Je höher die erzielte Einsparung gegenüber dem konventionellen Ausbau, desto höher ist der Indikator. Der Zeithorizont wird mit der Lebensdauer der Assets berücksichtigt in dem Annuitäten gebildet werden. Hierdurch lassen sich Massnahmen mit unterschiedlicher Lebensdauer prinzipiell vergleichen.

Im Falle unterschiedlicher möglicher Planungshorizonte kann sich das Ergebnis zwischen smarten und konventionellen Massnahmen umkehren, bspw. wenn Anschlussleistung später erhöht wird. Eine Fristigkeits- und Effizienzbetrachtung ist demnach von Fall zu Fall geeignet vorzunehmen. Ggf. kann es sinnvoll sein mehrere Szenarien zu bilden. Eine gesonderte Bevorzugung bestimmter Massnahmen (zum Beispiel Einspeisemanagement) durch den Indikator nicht gegeben.

- Berücksichtigte Leistung:

---

<sup>25</sup> Zu beachten ist dabei, dass für die Bestimmung der potenziellen jährlichen Gesamtkosten des Netzausbaus und der alternativen smarten Massnahmen Referenzkosten herangezogen werden müssen. Dieser Vorabvergleich auf Basis der Referenzkosten visualisiert die potenziellen Ersparnisse einer Massnahme gegenüber einer anderen für den Fall einer tatsächlichen Realisierung. Ohne belastbare Referenzkosten besteht die Gefahr einer künstlich überhöhten Darstellung potenzieller Einsparungen in dem Indikator.



Netzinvestitionen für den Anschluss zusätzlicher Leistung betreffen sowohl die Einspeise- als auch die Ausspeiseleistung, sofern diese für den Netzbetreiber „auslegungs- beziehungsweise dimensionierungsrelevant“ ist (das heisst, Erweiterungsmaßnahmen in zusätzliche Anschlussleistung erforderlich machen). Es wird daher nicht zwischen Einspeise- und Ausspeiseleistung unterschieden.

- Clusterungsmerkmal:

Gegenwärtig werden die Schweizer VNB hinsichtlich ihrer gebietsstrukturellen Unterschiede in fünf verschiedene Gruppen eingeteilt, um eine bessere Vergleichbarkeit sicherzustellen. Hinsichtlich der Ausgestaltung der hier beschriebenen neuen Indikatoren wurde untersucht, inwieweit ein zusätzliches und/oder auf dem bisherigen Clusterungsmerkmal aufbauendes Clusterungsmerkmal eingeführt werden kann.

Als zusätzliches Clusterungsmerkmal soll in dem Zusammenhang die Energiedichte eingeführt werden.<sup>26</sup> Deren Einführung basiert auf den Ergebnissen der ersten Evaluationsrunde zur Sunshine Regulierung. Dabei wird die ausgespeiste Energie in MWh an Endkunden und nachgelagerte Netzebenen (Netzebenen 5-7) in das Verhältnis zur Netzlänge in km (Kabel und Freileitungen der Netzebenen 5 und 7) gesetzt. Netzbetreiber werden danach in zwei Gruppen eingeteilt. Übersteigt die Ausspeisung den Grenzwert von 300 MWh/km, wird dieser in die Gruppe mit einer hohen Energiedichte eingeteilt und vice versa.

Dies hilft bei der weiteren vertieften Bewertung und Vergleichbarkeit der Netzkosten der Netzbetreiber.

#### 4.2.2.2 Vergleich der spezifischen Erweiterungskosten

Als weiterer Indikator werden die spezifischen Erweiterungskosten [CHF/MW] vorgeschlagen.

Grundidee und betrachtete Grössen

Der Indikator visualisiert, zu welchen Kosten die zusätzliche Netzerweiterung bereitgestellt wurde.<sup>27</sup>

Der Indikator ist kleiner als beim konventionellen Netzausbau, wenn die Investition in eine smarte Massnahme effizienter ist und vice versa. Er erlaubt jedoch keine Aussage, ob und ab wann die zusätzlich geschaffene Netzerweiterungskapazität durch Netzanschlüsse genutzt wird.<sup>28</sup>

Die relevanten zu betrachtenden Grössen für den hier dargestellten Indikator sind dabei:

1. Die zusätzliche Aufnahmekapazität des Netzes (= realisierte Erweiterungskapazität) bzw. bei smarten Massnahmen die Anschlussleistung gewichtet mit den spezifischen Gleichzeitigkeitsfaktoren als Näherung für auslegungsrelevante Leistung (müssen standardisiert vorgegeben werden).
2. Die jährlichen Kosten (Annuitäten) für die Netzerweiterung, entsprechend der letzten Spalte in der Tabelle 12. Fall im dem Jahr keine Investition getätigt wurde, sind keine Kosten bzw. kein Indikatorwert anzugeben.

Die sich ergebende Formel zur Bestimmung der spezifischen Erweiterungskosten lautet:

---

<sup>26</sup> Die Clusterung umfasst jedoch nur Netzkosten und -tarife und nicht Energietarife.

<sup>27</sup> Da beim Einsatz von smarten Massnahmen faktisch keine Netzerweiterung erfolgt, ist die über die smarte Massnahme angeschlossene auslegungsrelevante Leistung heranzuziehen.

<sup>28</sup> Alternativ könnte die angeschlossene auslegungsrelevante Leistung als Betrachtungsgrösse herangezogen werden. Diese entspricht der tatsächlich in dem jeweiligen Jahr angeschlossenen Leistung/Kapazität in ihrer auslegungsrelevanten Höhe. Aufgrund einer komplexeren praktischen Umsetzung im Vergleich zur Variante der „realisierten Netzerweiterungskapazität“ wird diese Variante nicht weiter verfolgt.



**Spezifische Erweiterungskosten =**

$$\frac{\text{Annuitätische Kosten der Investition}}{\text{Tatsächlich realisierte Netzerweiterungskapazität}}$$

Hinsichtlich der weiteren Ausgestaltungsfragen bezüglich der zu berücksichtigenden Leistung, des Clusterungsmerkmals als auch des Effizienzkriteriums bestehen weiterhin keine Unterschiede zu dem alternativen Smart Grid Indikator.

**4.2.2.3 Zusammenfassung der Vor- und Nachteile der vorgestellten Indikatoren**

Die nachfolgende Tabelle stellt vorab bereits die wesentlichen Vor- und Nachteile der beiden Indikatoren dar.

Indikator	Vorteile	Nachteile
Smart Grid Indikator bzw. Ersparnisse aus vermiedenem Netzausbau	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Indikator visualisiert kostengünstigste Massnahme bei Investitionen in zusätzliche Anschlusskapazität (Indikator bei effizienterer Massnahme als dem konventionellen Netzausbau <b>positiv</b>).</li> <li>■ Weiterführende Clusterung möglich (z. B. Energiedichte in [MWh/km])</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Schwierig, eine Netzkostenkennzahl zu definieren</li> </ul>
Spezifische Anschlusskosten	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Der Indikator visualisiert, zu welchen Kosten die zusätzliche Netzerweiterung bereitgestellt wurde (Indikator einer effizienteren Investition ist <b>kleiner</b>).</li> <li>■ Weiterführende Clusterung möglich (z. B. Energiedichte in [MWh/km])</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Tatsächlich realisierbare zusätzliche Anschlusskapazität schwierig abbildbar und damit auch schwierig, Überdimensionierung zu identifizieren</li> </ul>

**Tabelle 13: Zusammenfassung der Vor- und Nachteile der vorgeschlagenen zusätzlichen Indikatoren**

**4.3 Benchmarking**

In den vorherigen Kapiteln lag der Fokus der Analysen auf dem effizienten Ausbau der Netze. So wurden Indikatoren und Instrumente diskutiert, die effiziente Investitionen beanreizen sollen. Aussagen zur Gesamteffizienz eines VNB sind mit diesen Ansätzen nicht möglich. Auch der gegenwärtig diskutierte Kostenindikator im Rahmen der Sunshine Regulierung erlaubt keine Aussagen zur Gesamteffizienz eines VNB per se.

In einer Anreizregulierung sind Effizienzbenchmarks die Standardmethode, um Effizienzsteigerungen bei den Netzbetreibern zu erzielen bzw. Ineffizienzen abzubauen. Wesentliche Unterschiede und gleichzeitig Vorteile gegenüber einem reinen Einzelindikatorvergleich sind

- die ganzheitliche Betrachtung der Effizienz eines VNB und
- die grundsätzlich technologie- beziehungsweise massnahmenneutrale individuelle Optimierung (beziehungsweise nur dann punktuelle Optimierung, wenn dadurch die Gesamteffizienz des Netzbetreibers gesteigert wird).

Nachteilig ist demgegenüber, dass ein Effizienzbenchmarking im Gegensatz zu einem Einzelindikatorvergleich komplexer und aufwendig ist. Zudem müssen die Voraussetzungen für die



Anwendung statistischer Analysen hinreichend geschaffen werden (zum Beispiel Datenqualität und ausreichende Anzahl von VNB in einem Vergleichs- und Analysecluster).

In vielen (europäischen) Ländern werden standardisierte Methoden, wie z. B. die Data-Envelopment-Analysis (DEA), ökonomische Verfahren (z. B. OLS), Stochastic Frontier Analysis (SFA) für die Ermittlung der Gesamteffizienz angewendet. Dabei ist nicht eine Methode allen anderen überlegen, sondern alle weisen individuelle Vor- und Nachteile auf. Daher werden in vielen Ländern mehrere Methoden parallel verwendet und daraus selektiv die Werte zur Steuerung herangezogen.

Bei einer Beurteilung der Gesamteffizienz kann in einem ersten Schritt eine (FS EiCom interne) ökonomische Erfassung einer Kostenfunktion ermittelt und definiert werden. Angewendet werden können zum Beispiel OLS-Verfahren. Eine Empfehlung für Methodik kann im Rahmen dieser Studie nicht erfolgen. Eine tiefer gehende Analyse der Methoden, deren Aussagen und Voraussetzungen erscheint erforderlich.

Wird eine Beurteilung der individuellen Effizienz auf Basis der ermittelten Kostenfunktion durchgeführt und im Rahmen der Sunshine Regulierung der Wert der VNB vergleichend veröffentlicht, kann dies prinzipiell zur Effizienzsteigerung beitragen. Durch ein derartiges, öffentliches Benchmarking liesse sich das vorgeschlagene Instrument FMV ggf. ersetzen, da je nach Ausgestaltung des Effizienzbenchmarkings im Ergebnis neben dem Abbau von Ineffizienzen auch effiziente Investitionsmassnahmen (einschließlich smarte Massnahmen) beanreizt werden.

Bezüglich der generellen Frage, inwieweit die blosser Veröffentlichung von Kennzahlen ohne glaubhafte Androhungen von weitergehenden Eingriffen der Regulierungsbehörde die gewünschte Anreizwirkung erzielt, ist jedoch auf die Diskussion der Wirksamkeit des Transparenzinstruments im Kapitel 4.1. zu verweisen.

Unabhängig von der Entscheidung einer Veröffentlichung der Ergebnisse des Effizienzbenchmarkings ist. Grundsätzlich ist festzuhalten, dass vor dem Hintergrund einer Einführung der Anreizregulierung eine frühzeitige methodische Auseinandersetzung mit Effizienzbenchmarking empfehlenswert ist. Diese ermöglicht eine optimale Abstimmung der Methoden bis zur Einführung der Anreizregulierung. Durch frühzeitige Testläufe liessen sich hohe Lerneffekte in der praktischen Umsetzung erzielen.



## A. Anhang

### A.1 Literaturverzeichnis

BET (2014): Kosten und Nutzenaspekte von ausgewählten Technologien für ein Schweizer Smart Grid – Endbericht für Bundesamt für Energie, Abrufbar unter:

[http://www.bfe.admin.ch/smartgrids/index.html?lang=de&dossier\\_id=06251](http://www.bfe.admin.ch/smartgrids/index.html?lang=de&dossier_id=06251)

Bertram, Geoff, and Dan Twaddle (2005): "Price-cost margins and profit rates in New Zealand electricity distribution networks since 1994: the cost of light handed regulation." *Journal of Regulatory Economics* 27.3 (2005): 281-308.

Bundesamt für Energie (2015): Smart Grid Roadmap Schweiz. Abrufbar unter:

<http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/38814.pdf>

Bundesrat (2013): Strategie Stromnetze – Detailkonzept im Rahmen der Energiestrategie 2050. Abrufbar unter: [http://www.bfe.admin.ch/netzentwicklung/index.html?lang=de&dossier\\_id=06164](http://www.bfe.admin.ch/netzentwicklung/index.html?lang=de&dossier_id=06164)

Council of European Energy Regulators (2011): CEER status review of regulatory approaches to smart electricity grids. Abrufbar unter: [http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_PUBLICATIONS/CEER\\_PAPERS/Electricity/2011/C11-EQS-45-04\\_SmartGridsApproach\\_6%20July%202011.pdf](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/2011/C11-EQS-45-04_SmartGridsApproach_6%20July%202011.pdf)

Consentec (2012): Auswirkungen dezentraler Einspeisung auf die Verteilungsnetze der Schweiz- Endbericht für das Bundesamt für Energie (2012). Abrufbar unter:

[http://www.strom.ch/fileadmin/user\\_upload/Dokumente/Bilder\\_neu/010\\_Downloads/Stromzukunft/Consentec\\_Studie-Verteilnetze\\_2012\\_01.pdf](http://www.strom.ch/fileadmin/user_upload/Dokumente/Bilder_neu/010_Downloads/Stromzukunft/Consentec_Studie-Verteilnetze_2012_01.pdf)

Consentec (2015): Entwicklung der Netzkosten in der Schweiz vor dem Hintergrund des derzeitigen Bedarfs, der ES2050 und der Strategie Stromnetze – Endbericht für das Bundesamt für Energie (2015). Abrufbar unter: [http://www.bfe.admin.ch/smartgrids/index.html?lang=de&dossier\\_id=06576](http://www.bfe.admin.ch/smartgrids/index.html?lang=de&dossier_id=06576)

De Witte, Kristof, and David S. Saal (2010): "Is a little sunshine all we need? On the impact of sunshine regulation on profits, productivity and prices in the Dutch drinking water sector." *Journal of Regulatory Economics* 37.3 (2010): 219-242.

DNV GL (2015): Kosten-Nutzen-Analyse einer Ampelmodelllösung für den Strommarkt der Schweiz – Abschlussbericht.

E-Bridge et al (2014): Internationale Regulierungssysteme – Vergleich von Regulierungsansätzen und -erfahrungen. Endbericht für die Bundesnetzagentur. Abrufbar unter:

[http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Netzentgelte/Evaluierung\\_ARegV/Evaluierung\\_Gutachten/GA\\_Vergleich\\_int\\_ARegSys.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Evaluierung_ARegV/Evaluierung_Gutachten/GA_Vergleich_int_ARegSys.pdf?__blob=publicationFile&v=1)

Elektrizitätskommission EICom (2015a): Verfügung der EICom vom 19.11.2015, Referenz/Aktenzeichen: 233-00059

Abrufbar unter:

[https://www.EICom.admin.ch/dam/EICom/de/dokumente/verfuegungen\\_2015/netzzugang/Rechtm%C3%A4ssigkeit%20technischer%20Anschlussbedingungen%20f%C3%BCr%20Energieerzeugungsanlagen.pdf.download.pdf/233-00059\\_20151119\\_VE\\_BZA\\_AG\\_gegen\\_aen\\_Version\\_Website.pdf](https://www.EICom.admin.ch/dam/EICom/de/dokumente/verfuegungen_2015/netzzugang/Rechtm%C3%A4ssigkeit%20technischer%20Anschlussbedingungen%20f%C3%BCr%20Energieerzeugungsanlagen.pdf.download.pdf/233-00059_20151119_VE_BZA_AG_gegen_aen_Version_Website.pdf)



Elektrizitätskommission EICom (2015b): Netzverstärkungen – Weisung 2/2015 der EICom (ersetzt die Weisung 4/2012). Abrufbar unter:

<https://www.EICom.admin.ch/EICom/de/home/dokumentation/weisungen.html>

EVU Partners (2015): Erste Benchmarkergebnisse im Rahmen der Sunshine Regulierung mit beschränkter Aussagekraft. Abrufbar unter:

[http://www.evupartners.ch/evu/wp-content/uploads/2015/08/20150807\\_EVUP\\_Erste-Benchmark-Ergebnisse-im-Rahmen-der-Sunshine-Regulierung.pdf](http://www.evupartners.ch/evu/wp-content/uploads/2015/08/20150807_EVUP_Erste-Benchmark-Ergebnisse-im-Rahmen-der-Sunshine-Regulierung.pdf)

Fraunhofer ISE (2016): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, 2016.

Abrufbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>

Ifo Schnelldienst (2003): Regulierungsmodelle für öffentliche Wasserversorgung und ihre Wettbewerbseffekte, ifo Schnelldienst 21/2003 – 56. Jahrgang; S. 9-16.

Kenneth Train (1995): Optimal Regulation: The Economic Theory of Natural Monopoly. Cambridge, The MIT Press, 4. Auflage 1995, S. 95 ff.

Johann Wackerbauer, (2008): Öffentliche oder private Wasserversorgung: Erfahrungen aus verschiedenen europäischen Ländern – Konferenz „Kommunales Infrastruktur-Management“. Abrufbar unter: [https://www.kim.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/veranstaltungen/kim/konferenz\\_2008/vortraege/vortrag---wackerbauer.pdf](https://www.kim.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/veranstaltungen/kim/konferenz_2008/vortraege/vortrag---wackerbauer.pdf)

Verband Schweizerischer Industrieunternehmen (2014): Empfehlung Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen, NA/EEA-CH 2014, S. 78

Abrufbar unter:

[http://www.strom.ch/fileadmin/user\\_upload/Dokumente/Bilder\\_neu/010\\_Downloads/Branchenempfehlung/VSE\\_Energieerzeugungsanlagen\\_2014.pdf](http://www.strom.ch/fileadmin/user_upload/Dokumente/Bilder_neu/010_Downloads/Branchenempfehlung/VSE_Energieerzeugungsanlagen_2014.pdf)

Patterson, Ross, and Christopher Cornwell (2000) "Light-handed regulation of electricity networks in New Zealand: The failure of the New Zealand model." J. Network Ind. 1 (2000): 89.

Stromversorgungsgesetz (StromVG) Schweiz (2015). Abrufbar unter:

<https://www.admin.ch/opc/de/classified-compilation/20042411/201506010000/734.7.pdf>

Stromversorgungsverordnung (StromVV) Schweiz (2016). Abrufbar unter:

<https://www.admin.ch/opc/de/classified-compilation/20071266/201601010000/734.71.pdf>

Tobias Maugg (2012): Out of the dark: the role of information disclosure regulation in New Zealand.

Abrufbar unter: <http://www.oxera.com/Oxera/media/Oxera/downloads/Agenda/Information-disclosure-regulation.pdf?ext=.pdf>



## A.2 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Vergleich Fallbeispiele „Stadt“ und „Land“ .....	24
Abbildung 2: Vergleich Fallbeispiele „Stadt“ und „Land“ .....	25
Abbildung 3: Instrumente zur Beanreizung von smarten Massnahmen .....	31
Abbildung 4: Effizienzbonus .....	35
Abbildung 5: Effizienzbonus .....	41

## A.3 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Vergleich Fallbeispiele „Stadt“ und „Land“ .....	14
Tabelle 2: Übersicht über Kosten der verschiedenen Massnahmen – Fallbeispiele „Stadt“ .....	15
Tabelle 3: Übersicht über Kosten der verschiedenen Massnahmen – Fallbeispiele „Land“ .....	16
Tabelle 4: Wesentliche Vor- und Nachteile der Verstärkung des „naming and shaming“ .....	32
Tabelle 5: Wesentliche Vor- und Nachteile Adder .....	32
Tabelle 6: Wesentliche Vor- und Nachteile der OPEX-Marge .....	33
Tabelle 7: Wesentliche Vor- und Nachteile des freiwilligen Kostenvergleichs.....	34
Tabelle 8: Effizienzbonus .....	42
Tabelle 9: Übersicht der Sektor übergreifenden internationalen Erfahrungen mit der Sunshine Regulierung .....	43
Tabelle 10: Übersicht der gegenwärtig visualisierten Indikatoren in der Sunshine Regulierung .....	45
Tabelle 11: Visualisierung der Anstrengungen eines VNB bei Investitionen in smarte Massnahmen .	45
Tabelle 12: Übersicht annuitätischer Kosten (Quelle: eigene Darstellung auf Basis von Consentec, 2015, S. 22 ff. bzw. FS EICom).....	47
Tabelle 13: Zusammenfassung der Vor- und Nachteile der vorgeschlagenen zusätzlichen Indikatoren.....	50