



Effizienzprüfung marktgestützter Beschaffung von nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen (nfSDL)

Im Auftrag von E-Control

11.04.2025



E-Bridge
Kompetenz in Energie

ef **RUHR**
DIE ENERGIEDENKFABRIK

E-CONTROL
Unsere Energie gehört der Zukunft.

Effizienzprüfung marktgestützter Beschaffung von nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen (nfSDL)

AUTOREN: E-BRIDGE CONSULTING: GERALD
BLUMBERG, DR. HENRIK SCHWAEPPE, PROF.
TOBIAS VEITH; EF.RUHR: DR. MARCO GREVE,
FRIEDERIKE BERGER

11.04.2025

Das Copyright für die veröffentlichten vom Autor selbst erstellten Objekte sowie Inhalte der Folien bleiben allein dem Autor vorbehalten.

Eine Vervielfältigung, Verwendung oder Änderung solcher Grafiken, Tondokumente, Videosequenzen und Texte in anderen elektronischen oder gedruckten Publikationen ist ohne ausdrückliche schriftlicher Zustimmung des Autors nicht gestattet. Weiter gelten bei Unstimmigkeiten mit der elektronischen Version die Inhalte des Original ausgedruckten Foliensatzes der E-Bridge Consulting GmbH.

E-Bridge Consulting GmbH lehnt jede Verantwortung für jeden direkten, indirekten, konsequenten bzw. zufälligen Schaden, der durch die nicht autorisierte Nutzung der Inhalte und Daten bzw. dem Unvermögen in der Nutzung der Information und Daten, die Bestandteil dieses Dokumentes sind, entstanden sind, ab. Die Inhalte dieses Dokumentes dürfen nur an Dritte in der vollständigen Form, mit dem Copyright versehen, der Untersagung von Änderungen sowie dem Disclaimer der E-Bridge Consulting GmbH weitergegeben werden.

E-Bridge Consulting GmbH, Bonn, Germany. Alle Rechte vorbehalten.

INHALTSVERZEICHNIS

Executive Summary	1
1 Hintergrund und Zielstellung	5
1.1 Regulatorische Vorgaben zu nfSDL: Grundlagen	5
1.2 Relevante Charakteristika des Energiesystems für die nfSDL-Analyse	7
2 Die drei Säulen der Beschaffung von nfSDL	8
2.1 Marktgestützte Beschaffung (Säule B)	9
2.2 Regulierte Beschaffung (Säule A)	10
2.3 Eigenerstellung (Säule C)	13
3 Grundlagen der einzelnen nfSDL	14
3.1 Statische Spannungsregelung	14
3.2 Trägheit der lokalen Netzstabilität	15
3.3 Schwarzstartfähigkeit	16
3.4 Inselbetriebsfähigkeit	17
3.5 Kurzschlussstrom	17
3.6 Dynamische Blindstromstützung	17
4 Status der Umsetzung der EU-Vorgaben zur marktgestützten Beschaffung von nfSDL in ausgewählten EU-Ländern	18
4.1 Deutschland	22
4.2 Frankreich	24
4.3 Niederlande	26
4.4 Belgien	28
4.5 Dänemark	29
4.6 Übergreifende Bewertung und Implikationen für die Effizienzprüfung in Österreich	32
4.6.1 Übersicht der Beschaffungsansätze der betrachteten Länder	32
4.6.2 Implikationen des Ländervergleichs für die Effizienzprüfung in Österreich	33
4.6.3 Erkenntnisse hinsichtlich der Methodik zur Effizienzprüfung	34
4.7 Blick auf weitere Länder in Europa (außerhalb des internationalen Vergleichs)	35
5 Volkswirtschaftlicher Analyserahmen	35
5.1 Analyserahmen: Volkswirtschaftliche Analyse	35
5.2 Vorgehen zur Effizienzprüfung	36
5.3 Bewertungskriterien zur Effizienzprüfung	40
5.3.1 Inhärente Erbringung	40
5.3.2 Effizienzbeiträge vs. Transaktionskosten	40
5.3.3 Fehlanreize, unzureichender Wettbewerb, Gefahr von strategischem Verhalten	44
5.3.4 Auswirkungen auf Strommärkte und -preise	44
5.3.5 Systemsicherheit und Umweltverträglichkeit	44
6 Effizienzprüfung	45
6.1 Statische Spannungsregelung	45
6.1.1 Inhärente Erbringung	45
6.1.2 Übertragungsnetz: Mögliche Effizienzbeiträge vs. Transaktionskosten	45
6.1.3 Verteilernetze: Mögliche Effizienzbeiträge vs. Transaktionskosten	51

6.1.4	Fehlanreize	54
6.1.5	Auswirkungen auf Strommärkte und -preise	55
6.1.6	Systemsicherheit und Umweltverträglichkeit	55
6.1.7	Zusammenfassung zu Spannungsregelung (Blindleistung)	55
6.2	Trägheit der lokalen Netzstabilität	55
6.2.1	Inhärente Erbringung	55
6.2.2	Mögliche Effizienzbeiträge vs. Transaktionskosten	57
6.2.3	Zusammenfassung zu Trägheit der lokalen Netzstabilität	58
6.3	Schwarzstartfähigkeit	58
6.3.1	Inhärente Erbringung	58
6.3.2	Mögliche Effizienzbeiträge vs. Transaktionskosten	58
6.3.3	Fehlanreize	63
6.3.4	Auswirkungen auf Strommärkte und -preise	63
6.3.5	Systemsicherheit und Umweltverträglichkeit	64
6.3.6	Zusammenfassung zu Schwarzstartfähigkeit	64
6.4	Inselbetriebsfähigkeit	65
6.4.1	Inhärente Erbringung	65
6.4.2	Mögliche Effizienzbeiträge vs. Transaktionskosten	65
6.4.3	Zusammenfassung zu Inselbetriebsfähigkeit	65
6.5	Kurzschlussstrom	65
6.5.1	Inhärente Erbringung	66
6.5.2	Mögliche Effizienzbeiträge vs. Transaktionskosten	66
6.5.3	Zusammenfassung zu Kurzschlussstrom	66
6.6	Dynamische Blindstromstützung	66
6.6.1	Inhärente Erbringung	66
6.6.2	Mögliche Effizienzbeiträge vs. Transaktionskosten	66
6.6.3	Zusammenfassung zur dynamischen Blindstromstützung	66
7	Zusammenfassung	67
	ANHANG	71
A.	Abkürzungsverzeichnis	72
B.	Abbildungsverzeichnis	74
C.	Tabellenverzeichnis	75
D.	Literaturverzeichnis	76
E.	Inhaltliche Sonderthemen	78

Executive Summary

Dieser Bericht untersucht die Frage der ökonomischen Effizienz bei der marktgestützten Beschaffung von nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen (nfSDL) in Österreich. Im Fokus steht die Analyse, ob eine marktgestützte Beschaffung für bestimmte nfSDL aktuell oder mit Blick auf den Zeitraum bis 2030 ausgeschlossen werden kann – weil es innerhalb dieses Zeitraums keine wirtschaftlich sinnvolle Möglichkeit für eine solche Beschaffung gibt. Die Untersuchung erfolgt vor dem Hintergrund der Richtlinie (EU) 2019/944 (EltRL). Diese sieht grundsätzlich eine marktgestützte Beschaffung von nfSDL vor, lässt jedoch Ausnahmen zu, wenn die ökonomische Effizienz nicht gegeben ist. Die Untersuchung erfolgt dabei je nfSDL, wobei die nfSDL anhand ihres Einsatzfeldes gruppiert werden können:

A. nfSDL zur Wahrung der Netz- und Systemstabilität im operativen Betrieb

- Trägheit der lokalen Netzstabilität.
- Dienstleistungen zur statischen Spannungsregelung

B. nfSDL zur Beherrschung von Fehlerfällen

- Kurzschlussstrom
- Dynamische Blindstromstützung

C. nfSDL zum Netzwiederaufbau nach einem Fehlerfall

- Schwarzstartfähigkeit
- Inselbetriebsfähigkeit

Im Bereich der „Dienstleistungen zur statischen Spannungsregelung“ kann die marktgestützte Beschaffung auf regelbare Blindleistung eingegrenzt werden. Im Bereich der „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ sehen die Gutachter in Österreich die Möglichkeit zwischen Fast Frequency Reserve (FFR) und Momentanreserve zu differenzieren. Der Fokus sollte jedoch – nach heutigem Verständnis – zunächst auf der Momentanreserve liegen.

Klarstellungen. An dieser Stelle ist hervorzuheben, dass dieser Bericht keine Entscheidung darüber trifft, ob eine marktgestützte Beschaffung in Österreich ökonomisch effizient ist. Die Entscheidung darüber liegt ausschließlich bei E-Control. Der Bericht stellt lediglich eine fachliche Grundlage bereit und formuliert Empfehlungen aus Sicht der Gutachter. Ungeachtet dessen müssen die Bedarfe der verschiedenen nfSDL für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb jederzeit sichergestellt sein. Diese übergeordnete Anforderung ist integraler Bestandteil der Bewertung der ökonomischen Effizienz. Ziel einer marktgestützten Beschaffung ist es nicht, den Bedarf zu minimieren, sondern eine effiziente und zugleich hinreichend sichere Deckung der Bedarfe im Sinne der EltRL zu ermöglichen.

Gegebenheiten in Österreich. Bei der Effizienzprüfung sind die regionalen bzw. landesspezifischen Charakteristika zu berücksichtigen. Im Kontext von Österreich sind das insbesondere die heterogene Landschaft von über 100 Strom-Verteilernetzbetreibern, der von Wasserkraft dominierte Kraftwerkspark sowie eine hohe Marktkonzentration. Österreich ist auf Übertragungsnetzebene eng in das europäische Übertragungsnetz eingebunden. Entsprechend sind Leistungsflüsse und Bedarfe einzelner nfSDL zu Teilen stark von den europäischen Vorgaben abhängig. Diese Umstände beeinflussen die Erbringerstrukturen, den Wettbewerb und den (residualen) Bedarf, der nach Abzug inhärenter Erbringung von Bestandsanlagen verbleibt.

Grundsätzlich stehen Netzbetreibern drei „Säulen“ zur Beschaffung von nfSDL zur Verfügung:

1. Säule A: die regulierte Beschaffung (vergütet oder nicht vergütet);
2. Säule B: die marktgestützte Beschaffung;

3. Säule C: die Eigenerstellung durch den Netzbetreiber.

Grundsätzlich soll die Beschaffung von nfSDL im Rahmen eines marktgestützten Verfahrens erfolgen. Ein Aussetzen der marktgestützten Beschaffung ist nur möglich, "wenn die Regulierungsbehörde durch Verordnung feststellt, dass die marktgestützte Beschaffung dieser nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen für einzelne Netzgebiete und Netzebenen wirtschaftlich nicht effizient ist oder dass eine solche Beschaffung zu schwerwiegenden Marktverzerrungen oder stärkeren Engpässen führen würde."

Vier Feststellungen leiten diesen Bericht:

- Die Beschaffung von nfSDL erfolgt stets durch mindestens eine der drei Beschaffungssäulen (marktgestützte Beschaffung, regulierte Beschaffung oder Eigenerstellung) oder einer Kombination mehrerer Säulen.
- Ein Beschaffungsregime, welches in Teilen die marktgestützte Beschaffung enthält, kann im Sinne der EltRL als insgesamt marktgestütztes Beschaffungsregime bewertet werden.
- Insgesamt sollte die Beschaffung effizient erfolgen. Der Netzbetreiber hat die Aufgabe und die Wahlfreiheit, die Säulen effizient zu kombinieren.
- Der Begriff der Effizienz umfasst neben der Dimension der Kosteneffizienz insbesondere auch die Dimensionen der Versorgungssicherheit und der Umweltverträglichkeit (energiewirtschaftliches Zieldreieck).

Ein internationaler Vergleich der Beschaffung von nfSDL in Deutschland, Dänemark, Frankreich, Belgien und den Niederlanden dient der Orientierung.

Im Bereich der **Blindleistungsbereitstellung** – sowohl im Übertragungsnetz als auch in der Hochspannungsebene – sind marktgestützte Verfahren in Deutschland, Belgien und den Niederlanden bereits implementiert oder befinden sich in der Umsetzung. Ausnahmen bilden Frankreich, wo eine regulierte Vergütung zur Anwendung kommt, und Dänemark, das aufgrund fehlender ökonomischer Effizienz von einer marktgestützten Beschaffung absieht.

Mit Ausnahme von Frankreich wird **Schwarzstartfähigkeit** überwiegend marktlich beschafft. Dies ist unter anderem dadurch zu begründen, dass vollständig integrierte Netzkomponenten (VINK) bei Schwarzstartfähigkeit in der Praxis keine Rolle spielen.

In keinem der untersuchten Länder findet eine marktgestützte Beschaffung von **Kurzschlussstrom**, **dynamischer Blindstromstützung** oder **Inselbetriebsfähigkeit** statt.

Momentanreserve wird nur in Deutschland infolge der Annahme hoher (lokaler/regionaler) Bedarfe kontrahiert. Im dänischen Teil, der zum nordischen Verbund gehört, wird FFR im marktgestützt beschafft.

Die gewonnenen Erkenntnisse wurden im Rahmen einer Effizienzprüfung berücksichtigt. Für Österreich wurde diese Prüfung auf Basis eines weiterentwickelten Falsifizierungsansatzes durchgeführt. Dieser Ansatz dient als Blaupause für die aktuelle Effizienzbewertung und stellt eine systematische Entscheidungshilfe dafür dar, ob von der marktgestützten Beschaffung abgewichen werden soll oder nicht. Im Zuge der Analyse wurden insbesondere verschiedene Kategorien von Transaktionskosten differenziert betrachtet. Nachfolgend werden die zentralen Erkenntnisse und Empfehlungen aus den Effizienzprüfungen für Österreich dargestellt.

Blindleistung (Dienstleistungen zur statischen Spannungsregelung)

Die Gutachter empfehlen, dass vor der Entscheidung über die Ausnahmeregelung bei der marktgestützten Beschaffung von **Blindleistung im Übertragungsnetz im Rahmen einer „Prüfphase“** in den nächsten ein bis zwei Jahren weitere Schritte durchgeführt werden. Insbesondere sind die Transparenzanforderungen der EltRL in Säule A (regulierte Beschaffung) hinsichtlich vergütungsfreier und zu vergütender Bereiche sowie bzgl. der Höhe der regulierten Vergütung zu erfüllen. Die regulierte Vergütung sollte dabei den Grundsätzen der

Diskriminierungsfreiheit entsprechen und nach einheitlichen Kriterien nachvollziehbar bestimmt werden.

Zudem empfehlen wir anschließend, im Rahmen einer initialen Markterkundung, für das Übertragungsnetz zu prüfen, ob (regional) hinreichender Wettbewerb gegeben sein könnte und Effizienzbeiträge durch die marktgestützte Beschaffung gehoben werden können.

Gegebenenfalls sollte in einem dritten Schritt Klarheit über den (regional und zeitlich aufgelösten) Bedarf an Blindleistung im Übertragungsnetz geschaffen werden. Auf Basis dieser Informationen kann geprüft werden, ob hinreichende Effizienzbeiträge erwartbar sind. Sollte sich nach Prüfung herausstellen, dass hinreichend Wettbewerber Interesse haben und Bedarf besteht, sollte die Ausgestaltung der marktgestützten Beschaffung (Säule B) für das Übertragungsnetz forciert werden. **Bis dahin sollte von einer Ausgestaltung von Säule B im Übertragungsnetz abgesehen werden, da dies ggf. Transaktionskosten ohne Nutzen verursachen könnte.**

Parallel dazu empfehlen wir zu prüfen, inwieweit der Blindleistungsaustausch zwischen Austrian Power Grid (APG) und den Verteilernetzbetreibern (VNB) bereits regelmäßig und strukturiert auf Optimierungspotenzial hin untersucht wird.

Im Verteilernetz wären die Transaktionskosten der Säule B aufgrund der Vielzahl der VNB in Österreich höher als die Beschaffung über Säule A. **Aufgrund der Unklarheiten bei der Effizienz empfehlen wir daher, auf der Hochspannungsebene zunächst von einer Einführung einer marktgestützten Beschaffung von Blindleistung im Verteilernetz abzusehen und – wie im Übertragungsnetz – zunächst im Rahmen einer Prüfphase Klarheit über den Blindleistungsbedarf, potenzielle Erbringer und die Aussicht auf funktionierenden Wettbewerb zu schaffen.**

Unterhalb der Hochspannungsebene sollte insbesondere aufgrund des fehlenden Wettbewerbs in strangförmigen Netzen und dem größeren R-X-Verhältnis eine Ausnahme von der marktgestützten Beschaffung gezogen werden.

Momentanreserve (Trägheit der lokalen Netzstabilität)

Aufgrund der Unsicherheiten hinsichtlich einer robusten Quantifizierung des Bedarfs an Momentanreserve – sowie mangels konkreter Hinweise auf Beeinträchtigungen der Versorgungssicherheit im aktuellen Zustand – **kann derzeit nicht davon ausgegangen werden, dass eine marktgestützte Beschaffung der Momentanreserve (und damit der Trägheit der lokalen Netzstabilität) mehr Effizienzgewinne generiert, als sie Transaktionskosten verursacht.** Aus diesem Grund wird die marktgestützte Beschaffung aktuell als nicht effizient eingeschätzt.

Wir empfehlen, den Bedarf an Momentanreserve vertieft zu untersuchen und insbesondere zu prüfen, wie dieser methodisch möglichst verlässlich bestimmt werden kann.

Schwarzstartfähigkeit

Transparenz schaffen als wichtiger Schritt. Im Rahmen der Effizienzbewertung der marktgestützten Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit zeigte sich, dass in Österreich derzeit **keine ausreichenden Informationen für potenzielle neue Marktanbieter** („Erbringer im Rahmen von Säule B“) verfügbar sind. Dies betrifft insbesondere den aktuellen Bedarf und dessen Entwicklung im Übertragungsnetz. Darüber hinaus ist die Rolle des regionalen Wiederaufbaus im Rahmen des Netzwiederaufbauplans klarer zu definieren bzw. die zukünftige Sicherstellung der Dienstleistung hinsichtlich der Vergütung klären. Aus Sicht der Gutachter sollte hierauf zu Beginn ein besonderer Fokus gelegt werden. Diese Empfehlung gilt unabhängig davon, ob künftig ein marktgestütztes Beschaffungssystem eingeführt wird oder nicht.

Im Bereich der Schwarzstartfähigkeit sind - vor dem Hintergrund des aktuellen Erbringerfeldes - kaum oder keine Effizienzgewinne durch eine marktgestützte Beschaffung zu erwarten. Die in Österreich zum Netzwiederaufbau eingesetzten großen (Pump-)Speicherkraftwerksverbünde, die perspektivisch sogar ausgebaut werden, stellen eine besondere Gegebenheit dar. Auch der

heutige, bereits vorhandene kostenbasierte Ansatz inkl. Überprüfung durch die Regulierungsbehörde lassen den Schluss von nur geringen oder keinen Effizienzpotentialen zu. Daher lässt sich für eine Ausnahmeregelung von der marktgestützten Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit argumentieren, welche wir auch empfehlen.

Parallel zur Schaffung von Transparenz bei Schwarzstartverträgen könnte möglichen neuen Anbietern, wie Batteriespeichern, die Möglichkeit für Interessensbekundungen eröffnet werden. Sollte sich zeigen, dass es potenzielle Anbieter gibt oder ein steigender Bedarf Änderungen bei der Beschaffung notwendig machen, sollte ein marktgestütztes Beschaffungssystem mit geringen Transaktionskosten in Erwägung gezogen werden und empfohlen daher eine periodische Überprüfung. Diese könnte auch kurzfristiger nach der Schaffung von mehr Transparenz erfolgen.

Inselbetriebsfähigkeit

Aufgrund des Umstandes, dass die notwendigen Erbringungspotenziale für **Inselbetriebsfähigkeit** schon im Kontext der Beschaffung von Erbringern der nfSDL Schwarzstartfähigkeit kontrahiert werden, kann aktuell nicht davon ausgegangen werden, dass eine (zusätzliche, separate) marktgestützte Beschaffung von Inselbetriebsfähigkeit mehr Effizienzbeiträge hebt, als dass sie Transaktionskosten verursachen würde. **Daher wird die marktgestützte Beschaffung aktuell als nicht effizient bewertet.** Im Falle einer Umstellung des Beschaffungskonzeptes für Schwarzstartfähigkeit (s.o.) ist die Notwendigkeit bilateraler Verträge für Inselbetriebsfähigkeit und eine Verschmelzung der Anforderungen mit der Kontrahierung von Schwarzstartfähigkeit zu prüfen.

Kurzschlussstrom

Im Bereich des **Kurzschlussstroms** ist zu beachten, dass das österreichische Stromsystem auch in Zukunft durch einen hohen Anteil an Wasserkraftwerken charakterisiert sein wird. Diese Wasserkraftwerke sind überwiegend mit Synchrongeneratoren ausgestattet. **Es ist deshalb zu erwarten, dass der Bedarf an der nfSDL Kurzschlussstrom auch weiterhin inhärent durch Synchrongeneratoren gedeckt werden kann.** Aufgrund der inhärenten Bereitstellung durch Synchronmaschinen, die den Bedarf voraussichtlich auch zukünftig decken können, **wird eine marktgestützte Beschaffung als nicht effizient bewertet**, da so aktuell keine Effizienzbeiträge gehoben werden können, aber Transaktionskosten verursacht würden.

Dynamische Blindstromstützung

Aufgrund des Umstandes, dass die notwendigen Erbringungspotenziale für dynamische Blindstromstützung schon hinreichend über die TOR gefordert bzw. über die Netzanschlussverträge kontrahiert werden, kann im **Status quo nicht davon ausgegangen werden, dass eine marktgestützte Beschaffung von dynamischer Blindstromstützung mehr Effizienzbeiträge hebt, als dass sie Transaktionskosten verursachen würde.** Zusätzlich ist fraglich, ob es ein zu adressierendes Effizienzpotenzial geben kann, da die Bereitstellung keine Mehrkosten für die Erbringer verursacht. **Daher wird die marktgestützte Beschaffung aktuell als nicht effizient bewertet.** Sofern es zu keinen Änderungen in den TOR kommt, sind von einer Umstellung auf marktgestützte Beschaffung auch künftig – auch über den gegenständlichen Analysezeitraum hinaus - keine Effizienzgewinne zu erwarten.

1 Hintergrund und Zielstellung

Zielsetzung. Dieser Bericht untersucht die Frage der ökonomischen Effizienz bei der marktgestützten Beschaffung von nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen (nfSDL) in Österreich. Konkret analysieren wir, ob die ökonomische Effizienz einer marktgestützten Beschaffung für bestimmte nfSDL aktuell bzw. mit Blick auf den Zeitraum bis 2030 ausgeschlossen werden kann – das heißt, ob es für einzelne nfSDL innerhalb dieses Analysehorizonts keine wirtschaftlich sinnvolle Möglichkeit einer marktgestützten Beschaffung gibt. Diese Analyse erfolgt im Kontext der Richtlinie (EU) 2019/944 (EltRL), die die marktgestützte Beschaffung von NF-SDL als Regelfall vorsieht, jedoch bei fehlender ökonomischer Effizienz eine Ausnahme zulässt (Art. 31 Abs. 7 und Art. 40 Abs. 5 EltRL). Die Untersuchung erfolgt dabei je nfSDL, wobei die nfSDL anhand ihres Einsatzfeldes gruppiert werden können:

- A. nfSDL zur Wahrung der Netz- und Systemstabilität im operativen Betrieb
 - a. Trägheit der lokalen Netzstabilität
 - b. Dienstleistungen zur statischen Spannungsregelung
- B. nfSDL zur Beherrschung von Fehlerfällen
 - a. Kurzschlussstrom
 - b. Dynamische Blindstromstützung
- C. nfSDL zum Netzwiederaufbau nach einem Fehlerfall
 - a. Schwarzstartfähigkeit
 - b. Inselbetriebsfähigkeit

Klarstellungen.

1. Klarstellend weisen wir an dieser Stelle zudem darauf hin, dass dieser Bericht nicht die Entscheidung für Österreich trifft, ob eine marktgestützte Beschaffung effizient sein kann oder nicht. Diese Entscheidung obliegt E-Control. Der Bericht erarbeitet lediglich Grundlagen und Empfehlungen aus Sicht der Gutachter.
2. Zudem sei betont, dass die Deckung der Bedarfe der verschiedenen nfSDL für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb jederzeit sichergestellt sein muss. Diese übergeordnete Vorgabe wird als Teil der ökonomischen Effizienz berücksichtigt. Das Ziel der marktgestützten Beschaffung ist entsprechend keine Bedarfsminimierung, sondern die effiziente (und hinreichend sichere) Deckung der Bedarfe Sinne der EltRL zu ermöglichen.

1.1 Regulatorische Vorgaben zu nfSDL: Grundlagen

Grundsätze der Beschaffung von nfSDL. Art. 31 Abs. 7 der EltRL verpflichtet, Verteilernetzbetreiber “die für [ihr] Netz benötigten nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen gemäß transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren” zu beschaffen. Nach Art. 40 Abs. 4 und 5 der EltRL gilt dies ebenso für Übertragungsnetzbetreiber. Damit eine marktgestützte Beschaffung diese Anforderungen erfüllt, sind je geforderter Eigenschaft einige Mindestanforderungen einzuhalten. Diese könnten z. B. Folgendes umfassen:

- **Transparenz:** Transparenz bezeichnet die klare, rechtzeitige und diskriminierungsfreie Bereitstellung von Informationen, die es Anbietern ermöglicht, fundierte Entscheidungen zu treffen. Sie umfasst insbesondere die Offenlegung von Kriterien, Beschaffungsregeln, Teilnahmevoraussetzungen, Verfahren und gegebenenfalls (anonymisierten) Ergebnissen im Rahmen von Ausschreibungen oder Beschaffungsprozessen, um Chancengleichheit und bei marktgestützter Beschaffung effizienten Wettbewerb zu gewährleisten.

- **Diskriminierungsfreiheit:** Diskriminierungsfreiheit erfordert, dass potenziellen Vertragspartnern die Bedingungen zur Erbringung zugänglich sind und sie diese Bedingungen unabhängig von ihrer Erzeugungs-, Verbrauchs- oder Speichertechnologie, gegebenenfalls mit entsprechenden technischen Anpassungen, erfüllen können. In diesem Sinne darf keine ungerechtfertigte Bevorzugung bestimmter Marktteilnehmer möglich sein. Zudem muss die Vertragslaufzeit beschränkt sein, sodass nach einem vordefinierten Erbringungszeitraum auch Bereitstellungsalternativen geprüft werden können.
- **Marktgestütztes (Beschaffungs-)Verfahren:** Ein marktgestütztes Verfahren erfordert Transparenz und einen diskriminierungsfreien Wettbewerb, der offen für alle qualifizierten Anbieter ist. Der wettbewerbliche Charakter dient der effizienten Deckung des Bedarfs. Dies setzt voraus, dass alle aktuellen und potenziellen Anbieter langfristig gleichen Wettbewerbsbedingungen unterliegen und keine Verdrängung aufgrund der existierenden Marktregeln erfolgen kann. Zudem bedarf es der Freiwilligkeit der Teilnahme der Marktteilnehmer am Beschaffungsverfahren der Netzbetreiber, damit dieses Verfahren als marktgestützt bezeichnet werden kann.

Die Grundsätze der Transparenz, der Diskriminierungsfreiheit und des marktgestützten Verfahrens sind dabei in der EitRL auf derselben Ebene verortet, sodass davon auszugehen ist, dass Diskriminierungsfreiheit und Transparenz auch für die nicht marktgestützte Beschaffung von nFSDL bzw. deren Erbringung geltende Grundsätze sind.

Unterschiedliche Beschaffungs- bzw. Erbringungsdimensionen. Da es keine weitere Konkretisierung in der EitRL gibt, kann die Beschaffung bzw. die Erbringung von nFSDL sich grundsätzlich auf unterschiedliche Dimensionen beziehen, die einzeln oder in Kombination die Notwendigkeit der Beschaffung bzw. Erbringung erfordern:

- **Fähigkeit:** Beschreibt die technische Eigenschaft einer Anlage, die jeweilige nFSDL grundsätzlich erbringen zu können. Marktgestützte Beschaffung würde in diesem Kontext eine Vergütung dafür in Aussicht stellen, dass die jeweilige Anlage oder eine Aggregation dieser Anlagen diese Eigenschaft hat.¹
- **Kapazität:** Beschreibt die für die jeweilige nFSDL nutzbaren Kapazitätsanteile einer Anlage oder eines Anlagenaggregats. Marktgestützte Beschaffung würde in diesem Kontext eine Vergütung dafür in Aussicht stellen, dass Kapazität errichtet wird, welche über die Fähigkeit zur Erbringung der jeweiligen nFSDL verfügt.
- **Vorhaltung:** Beschreibt die für die Erbringung der jeweiligen nFSDL vorgehaltene Kapazität einer Anlage oder eines Anlagenaggregats mit entsprechender Fähigkeit. Marktgestützte Beschaffung würde in diesem Kontext eine Vergütung dafür in Aussicht stellen, dass Kapazität, welche über die Fähigkeit zur Erbringung der jeweiligen nFSDL verfügt, explizit für einen bestimmten Erbringungszeitraum vorgehalten würde.
- **Abruf:** Beschreibt die die Erbringung der jeweiligen nFSDL durch eine Anlage oder ein Anlagenaggregat. Marktgestützte Beschaffung würde in diesem Kontext eine Vergütung dafür in Aussicht stellen, dass die jeweilige nFSDL in einem gewissen Zeitraum tatsächlich erbracht wird.

Ausnahmeregelung. Gemäß Art. 31 Abs. 7 Satz 1, 2. Halbsatz der EitRL kann die Regulierungsbehörde für Verteilernetzbetreiber zu der Einschätzung gelangen, „dass die marktgestützte Beschaffung nicht frequenzgebundener Systemdienstleistungen wirtschaftlich nicht effizient ist“ und daher eine Ausnahme gewähren. Gleichmaßen kann die Regulierungsbehörde gemäß Art. 40 Abs. 5 eine Ausnahme von der marktgestützten Beschaffung von nFSDL für die Übertragungsnetzbetreiber gestatten, sofern „die Regulierungsbehörde [geprüft] hat, dass die marktgestützte Erbringung nicht frequenzgebundener Systemdienstleistungen wirtschaftlich nicht effizient ist“. Wird die Ausnahmeregelung angewendet, sind die o.g.

¹ Ob die EitRL die ausschließliche Beschaffung von Fähigkeit deckt, sollte juristisch geprüft werden, falls dies in einem Beschaffungskonzept angewendet werden würde.

Erfordernisse an die marktgestützte Beschaffung offenkundig während der Gültigkeit der Ausnahme obsolet.

Falsifizierungsansatz. Die o.g. Regelungen verdeutlichen, dass E-Control die Ineffizienz der marktgestützten Beschaffung prüfen muss, um die Ausnahmeregelung zu ziehen. Ziel der Prüfung ist es, die Effizienz zu falsifizieren. **Erscheint eine marktgestützte Beschaffung² grundsätzlich als effizient durchführbar, so ist die Ausnahmeregelung vorerst nicht zu nutzen. Sollte sich im Rahmen einer anschließend durchgeführten, detaillierten Ausgestaltung des Beschaffungskonzeptes der jeweiligen nfSDL herausstellen, dass die Beschaffung nicht effizient umsetzbar ist, so kann die Ausnahmeregelung auch in einem späteren Schritt gezogen werden.** Die Spezifikation etwaiger Beschaffungskonzepte liegt aber außerhalb des Rahmens dieses Gutachtens. In der Praxis könnte die Ausgestaltung des Beschaffungskonzeptes mit einer initialen Markterkundung kombiniert werden. Dies bedingt, vorab Transparenz über die aktuellen Kosten – in einem je nach nfSDL adäquaten Aggregationslevel – herzustellen. In der initialen Markterkundung könnten interessierte und geeignete Marktteilnehmer bekunden, ob Sie die nfSDL kostengünstiger oder zu Kosten in ähnlicher Größenordnung erbringen wollen und sich aktiv bei E-Control melden. Diese Interessensbekundungen würden anschließend evaluiert (hinsichtlich technischer Eignung, Kosten, Diskriminierungsfreiheit), um eine Entscheidung zu treffen, ob die weitere Ausgestaltung des Beschaffungskonzeptes zielführend ist oder die Ausnahmeregelung gezogen werden kann.

Periodische Prüfung der Ausnahmetatbestände nötig. Falls E-Control die Ausnahme gewährt und von der marktgestützten Beschaffung absieht, erscheint es zweckmäßig, dies entsprechend zu begründen und die Begründung periodisch zu überprüfen. Ein Zeitraum von drei bis fünf Jahren erscheint dabei sinnvoll.

Verhältnis zu Vorgaben aus Netzkodizes. Die EltRL gibt als europarechtliche Vorgabe den Rahmen für das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010; künftig: Elektrizitätswirtschaftsgesetz; EIWG; siehe unten) in Österreich vor und hat als EU-Primärrecht ebenso wie unionsrechtliche Netzkodizes als EU-Sekundärrecht Vorrang vor dem EIWOG 2010 bzw. EIWG. Für die gegenständliche Thematik ebenfalls von Relevanz sind die „Technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen“ (TOR), welche über den Abschluss von Netzzugangsverträgen Wirksamkeit entfalten. Diese sind abzugrenzen von den Vorgaben für die marktgestützte Beschaffung von nfSDL, da diese nicht auf Freiwilligkeit basieren, sondern von jeweiligen Netzbenutzer zwingend zu erbringen sind. Die TOR haben jedoch für manche nfSDL maßgeblichen Einfluss auf die Dimensionen „Fähigkeit“ und „Kapazität“.

Umsetzungsstand der EltRL Vorgaben zu nfSDL in Österreich. Am 12.01.2024 hat der Gesetzgeber in Österreich einen Entwurf des EIWG veröffentlicht,³ welcher u.a. eine weitestgehende Eins-zu-Eins-Umsetzung der EltRL im Bereich der nfSDL enthält. Bzgl. der Übernahme dieses Entwurfs an sich bzw. einer etwaigen Zeitplanung zur geplanten Annahme dieses EIWG-Entwurfs durch die Regierung ist den Gutachtern zum Zeitpunkt der Veröffentlichung jedoch nichts bekannt. Daher wird bei der Ausarbeitung dieses Berichts davon ausgegangen, dass die Regelungen der EltRL in den kommenden Monaten inhaltsgleich in das EIWG übernommen werden.

1.2 Relevante Charakteristika des Energiesystems für die nfSDL-Analyse

Für die Bewertung einer möglichen Effizienz der marktgestützten Beschaffung von nfSDL sind einige Charakteristika des Energiesystems von Österreich von Relevanz:

² Aus juristischer Sicht muss die marktgestützte Erbringung wirtschaftlich effizient sein. Hierbei sind Transaktionskosten der „Beschaffungsdienstleistung“ zu berücksichtigen. Im Kontext des Berichtes sprechen wir vereinfachend von der Effizienz der marktgestützten Beschaffung, in die wir Transaktionskosten und die Vergütung der Erbringer einrechnen.

³ <https://www.parlament.gv.at/gegenstand/XXVII/ME/310> ; letzter Abruf am 27.01.2025.

- Österreich verfügt über eine heterogene Landschaft von über 100 Strom-Verteilernetzbetreibern⁴. Entsprechend kann eine marktgestützte Beschaffung von nfSDL im Verteilernetz – je nach Ausgestaltung – zu höheren Transaktionskosten führen. Sofern die Beschaffungsprozesse auf einen Netzbetreiber (Anbieter) regional begrenzt werden sollten, kann dies unter Umständen auch mit entsprechenden Implikationen für die Größe der Beschaffungsregionen und die vorhandene Anbieterzahl darin einhergehen.
- Österreich hat einen von Wasserkraft dominierten Kraftwerkspark. Dies wird auch langfristig so bleiben. Diese Wasserkraftwerke sind überwiegend mit Synchrongeneratoren ausgestattet. Anders als in anderen Ländern ist daher nicht oder nicht im vergleichbaren Ausmaß mit einer Änderung des bisherigen Kraftwerksparks zu rechnen. Dies ist z.B. für die Fragestellung der Notwendigkeit neuer Anbieter in den Bereichen Schwarzstartfähigkeit, Trägheit der lokalen Netzstabilität oder Kurzschlussstrom relevant.
- Der österreichische Strommarkt weist eine vergleichsweise hohe Marktkonzentration auf⁵. Zwar heißt dies nicht automatisch, dass bei nfSDL kein Wettbewerb möglich ist. Allerdings kann der Wettbewerb insbesondere bei lokalen oder regionalen Märkten beschränkt sein, wenn das Gros oder gar alle potenziellen Erbringer (außerhalb möglicher neuer Marktteilnehmer/ Investoren in neue Anlagen) demselben Anbieter zuzuordnen sind. Ergänzend sei klargestellt, dass nur als potenzieller Erbringer gelten kann, wird die technischen Voraussetzungen zur Erbringung der jeweiligen nfSDL erfüllt.
- Österreich ist auf Übertragungsnetzebene eng in das europäische Übertragungsnetz eingebunden. Entsprechend sind Leistungsflüsse und Bedarfe einzelner nfSDL zumindest teilweise stark von den europäischen Vorgaben abhängig. Ebenso beeinflusst die Erbringung anderer Länder den Bedarf in Österreich.

2 Die drei Säulen der Beschaffung von nfSDL

Art. 31 und Art. 40 der EltRL gestatten drei Formen der Beschaffung von nfSDL:⁶

1. die marktgestützte Beschaffung;
2. die regulierte Beschaffung (vergütet oder nicht vergütet);
3. die Eigenerstellung durch den Netzbetreiber.

Grundsätzlich soll die Beschaffung von nfSDL auf Basis eines marktgestützten Verfahrens erfolgen. § 122, Abs. 7 ElWG (Entwurfssfassung vom 01.10.2024) gestattet ein Abweichen von der marktgestützten Beschaffung, "wenn die Regulierungsbehörde durch Verordnung feststellt, dass die marktgestützte Beschaffung dieser nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen für einzelne Netzgebiete und Netzebenen wirtschaftlich nicht effizient ist oder dass eine solche Beschaffung zu schwerwiegenden Marktverzerrungen oder stärkeren Engpässen führen würde."

Damit ist im ElWG ein Prüfverfahren festgelegt, das der Regulierungsbehörde ein Abweichen von der marktgestützten Beschaffung (Säule B) entweder in Richtung einer regulierten Beschaffung (Säule A) oder in Richtung der Eigenerstellung durch den Netzbetreiber (Säule C) mithilfe von vollständig integrierten Netzkomponenten gestattet.

⁴ <https://www.e-control.at/konsumenten/netz-und-netzbetreiber-in-oesterreich>

⁵ https://www.derstandard.at/story/30000000176439/wettbewerbshueter-konstatieren-hohe-konzentration-bzw.-https://www.bwb.gv.at/fileadmin/user_upload/BWB_Zwischenbericht_Taskforce_Strom-_und_Gasmaerkten_25_06_2023_1600_Uhr_barrierefrei.pdf

⁶ Vergleiche Unterkapitel 1.1.

Nachfolgend vier zentrale Feststellungen, die eine wichtige Grundlage für die Verständnis dieses Gutachtens darstellen:

Die Beschaffung von nfSDL erfolgt stets durch eine der drei Beschaffungssäulen (marktgestützte Beschaffung, regulierte Beschaffung oder Eigenerstellung) oder einer Kombination mehrerer Säulen.

Ein Beschaffungsregime, welches in Teilen die marktgestützte Beschaffung enthält, kann i.S. der EltRL als insgesamt marktgestütztes Beschaffungsregime bewertet werden (s. (Blumberg, et al., 2021))

Insgesamt sollte die Beschaffung effizient erfolgen. Der Netzbetreiber hat die Aufgabe und die Wahlfreiheit, die Säulen effizient zu kombinieren.

Der Begriff der Effizienz umfasst neben der Dimension der Kosteneffizienz insbesondere auch die Dimensionen der Versorgungssicherheit und der Umweltverträglichkeit („energiewirtschaftliches Zieldreieck“).⁷

Im Folgenden werden die drei Säulen vorgestellt.

2.1 Marktgestützte Beschaffung (Säule B)

Aus der ökonomischen Theorie heraus gilt eine marktgestützte Lösung üblicherweise als am effizientesten, am kostengünstigsten, qualitätsmaximierend und damit wohlfahrtsmaximierend. Bei einem Verfahren der marktgestützten Beschaffung stehen die Anbieter einer nfSDL in Wettbewerb zueinander. Daher haben sie ein Interesse, das „beste“ Angebot unter Berücksichtigung der damit verbundenen Kosten abzugeben.

Eine Wettbewerbslösung setzt typischerweise Wettbewerb auf der Angebots- und auf der Nachfrageseite voraus. Am Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragekurve bildet sich dann der marktwirtschaftlich effiziente Preis. Da bei nfSDL allerdings nur ein Nachfrager, nämlich ein Netzbetreiber, eine Leistung nachfragt, handelt es sich um ein Monopson. Der Netzbetreiber ist kostenbezogen reguliert. Daher sollte eine marktgestützte Beschaffung unter Anbietern zur Wohlfahrtsmaximierung im jeweils betrachteten Markt führen. Voraussetzung hierfür sind Transparenz und Diskriminierungsfreiheit der Lösung (s. Unterkapitel 1.1). Die Anreize für eine effiziente Beschaffung, d.h. Wahl der effizientesten Erbringungsalternativen und Begrenzung des Bedarfs auf eine technisch notwendige Menge, sind in diesem Konstrukt durch die Regulatorik gegeben.

Aufgrund der besonderen Situation der Energiewirtschaft mit hohen Anfangsinvestitionen und einem im Netzbereich monopsonistischen Nachfrager müssen spezifische Leitplanken bei der Entwicklung von Marktregeln berücksichtigt werden. Ein Marktdesign muss so gewählt werden, dass es technologieunabhängig bestehen kann und gleichzeitig übergeordnete Ziele wie Klimaschutz und soziale Gerechtigkeit unterstützt werden. Zudem soll es möglichst zur Effizienz i.S. des energiewirtschaftlichen Zieldreiecks sein (s.o.).

⁷ In aller Regel lässt sich dies im Kontext der nfSDL derart interpretieren, dass das Niveau der Versorgungssicherheit nicht verringert werden darf, da dies i.d.R. zu prohibitiv hohen Kosten führen würde. Analog sollten die Implikationen auf die Umweltverträglichkeit einer Beschaffungsalternative nicht nennenswert höher sein als die einer alternativen Beschaffungsform.

Diese besonderen Bedingungen bei der Erbringung von nfSDL müssen in der Umsetzung der marktgestützten Beschaffung berücksichtigt werden. Abbildung 1 bietet einen schematischen Überblick der Umsetzungsalternativen marktgestützter Beschaffung.

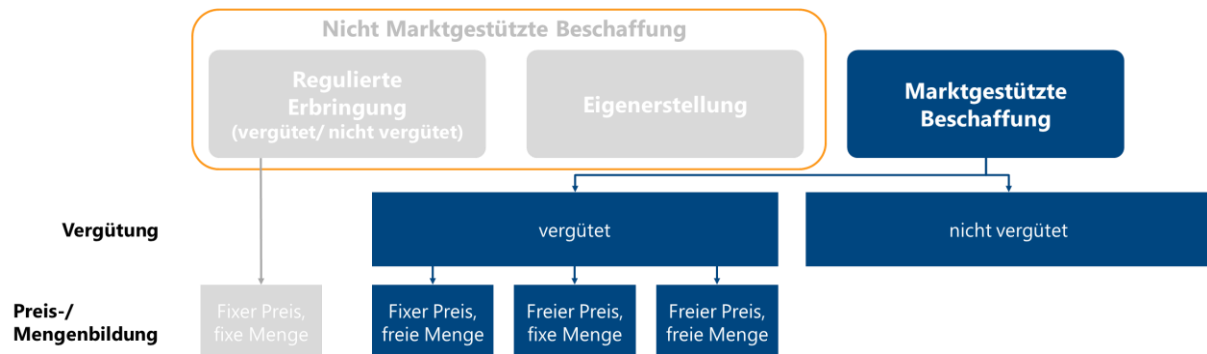


Abbildung 1: Alternativen der marktgestützten Beschaffung von nfSDL

Bei der marktgestützten Beschaffung bestimmt der Wettbewerb zwischen Anbietern das Angebot hinsichtlich Preis, Menge oder Preis und Menge. Dabei kann es sein, dass für ein Angebot keine Vergütung erfolgt oder eine Vergütung nicht notwendig ist. Ist es beispielsweise für hinreichend viele Anbieter günstiger, eine Leistung kostenlos zur Verfügung zu stellen oder sogar für die Abnahme zu bezahlen, statt sie nicht anzubieten, muss die Abnahme nicht vergütet werden. Derartige Konstellationen, bei denen Anbietern zunächst „Kosten für die Nichterbringung“ entstehen würden, sind im Bereich der nfSDL jedoch nicht bekannt bzw. sind i.d.R. bereits durch Erbringung im Rahmen der regulierten Beschaffung (mit Vergütung zu Null Euro) geregelt, sodass diese nicht mehr Gegenstand der Säule „Marktgestützte Beschaffung“ sind.

Üblicherweise erfolgt der Wettbewerb bei Systemdienstleistungen zu einem positiven Preis. Die Ausgestaltung des Wettbewerbs in Form eines Preis-, eines Mengen- oder eines Preis- und Mengen-Wettbewerbs wird im Rahmen des Marktdesigns festgelegt. Dies könnte bspw. vorgegeben werden im Rahmen einer Ausschreibung für bilaterale Verträge oder aber im Rahmen der Festlegung eines Auktionsmechanismus.

Aufgrund der besonderen Situation mit typischerweise wenigen Anbietern und einem monopsonistischen Netzbetreiber kann es vorkommen, dass ein marktgestützter Beschaffungsmechanismus nicht zu einer wohlfahrtsmaximierenden Lösung führt. Zwei alternative Verfahren einer nicht marktgestützten Beschaffung sind denkbar, wie in Abbildung 2 dargestellt.

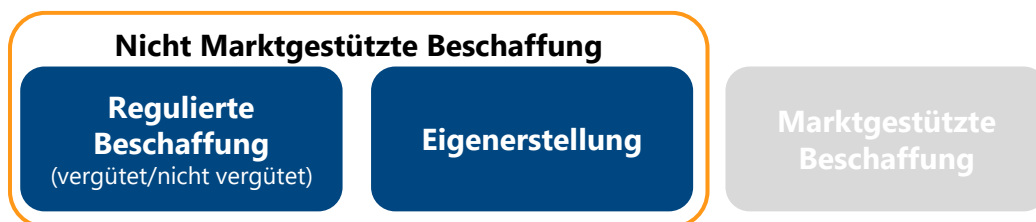


Abbildung 2: Unterscheidung nicht marktgestützter Beschaffungsmechanismen

2.2 Regulierte Beschaffung (Säule A)

Die regulierte Beschaffung ist für die regional oder gar lokal vorhandenen Bedarfe von Netzbetreibern an einzelnen nfSDL eine wichtige Säule, um ein „garantiertes“ einseitiges Optionsrecht auf die Beschaffung gewisser Fähigkeiten und mitunter auch Kapazitäten und deren Vorhaltung oder gar (implizit) von Abrufen (wie im Bereich der Blindleistung durch die Q(U)-Kennlinienvorgabe) zu haben. Diese Beschaffung kann grundsätzlich reguliert vergütet werden oder aber auch nicht vergütet erfolgen. Es fällt alles unter Säule A, sofern der Netzbetreiber ein garantiertes Recht hat, Fähigkeiten, Kapazität, Vorhaltung oder Abruf von den Netzbenutzern

einzufordern und diese dies umsetzen müssen. In der Praxis sind die rechtlichen Möglichkeiten der Netzbetreiber in den Netzanschlussbedingungen umgesetzt. Die Anforderungen der TOR fordern (bis auf den Bereich der Blindleistung⁸) dabei grundsätzlich nur Fähigkeiten ein.

Aufgrund technischer Voraussetzungen kann es sinnvoll sein, dass ein Anbieter eine nFDL verpflichtend bereitstellen muss, weil ihm aus der Bereitstellung keine Kosten entstehen oder weil ihm bei Nicht-Bereitstellung höhere Kosten entstünden. In beiden Fällen ist es für den Erbringer betriebswirtschaftlich sinnvoll, die Leistung dem Netzbetreiber unentgeltlich (d.h. ohne regulierte Vergütung) zu überlassen.

Sind die erwarteten Kosten bei einer marktgestützten Beschaffung für Netzbetreiber und Erbringer insgesamt höher als die Kosten bei einer vergüteten regulierten Beschaffung, ist es gesamtwirtschaftlich sinnvoll, von einer marktgestützten Beschaffung abzusehen. Mögliche Fälle sind zum Beispiel:

- **Fehlender Wettbewerb.** Ist (lokal oder regional) kein hinreichender Wettbewerb vorhanden und stellt sich dieser voraussichtlich auch nicht unter Berücksichtigung möglicher Neuanlagen ein, so besteht die Gefahr von preislich überhöhten Geboten aufgrund von Marktmacht. Dies führt zu Ineffizienz.
- **Gefahr unzureichender Angebotsmengen.** Besteht die Gefahr, dass der Netzbetreiber keine hinreichend große Menge kontrahieren kann, obwohl diese technisch und kapazitätsmäßig verfügbar ist, kann dies negative Implikationen auf die Versorgungs- bzw. Systemsicherheit nach sich ziehen. In diesem Sinne kann die Säule A als „einseitiges Optionsrecht“ des Netzbetreibers interpretiert werden.
- **Gefahr von strategischem Verhalten („Gaming“).** Ein Anbieter könnte sich seine Marktposition im Rahmen einer marktgestützten Beschaffung bei inelastischer Angebotskurve zunutze machen, indem er zunächst seine Kapazitäten nicht zur Verfügung stellt. Durch die „Nicht-Erbringung“ können dem Anbieter zunächst sogar Kosten entstehen. Kann er aber durch sein Verhalten den Marktpreis erhöhen, führt seine Mengenreduktion zu einem überkompensierenden Preiseffekt und damit zu Mehrkosten für den Netzbetreiber. Ein solcher Fehlanreiz durch die marktgestützte Beschaffung resultiert in einer volkswirtschaftlichen Ineffizienz.

Höhe der regulierten Vergütung. Die Höhe der regulierten Vergütung im Rahmen der Säule A kann explizit auch Null Euro betragen. Grundsätzlich sollte sich die Höhe an den „wahren Kosten“ der Erbringer orientieren. Da diese oftmals eine heterogene Kostenstruktur für die Erbringung haben, sollte die regulierte Vergütung entweder nach objektiven Kriterien differenziert werden oder kostendeckend für das Gros der Erbringer sein. Explizit nicht vergütet werden sollten jedoch Erbringungsanteile, die primär oder ausschließlich zur Deckung selbst induzierter Bedarfe dienen („keine Vergütung der Kehrpflicht“).

Anreize durch regulierte Vergütung größer Null. Besteht Wettbewerb und liegt die regulierte Vergütung oberhalb von Null, so können Anbieter - selbst bei ausreichenden Kapazitäten in Säule A - im Rahmen der marktgestützten Beschaffung (Säule B) Angebote außerhalb von Säule A machen. Sind diese Angebote kostengünstiger für den Netzbetreiber als weitere Erbringer über Säule A zu kontrahieren, kann dies zu Effizienzbeiträgen führen, die bei einer regulierten Vergütung zu Null Euro nicht gehoben werden würden. Der Netzbetreiber würde bei einer regulierten Vergütung von Null einfach weitere Erbringer über Säule A kontrahieren. Es kann aber sein, dass dadurch insgesamt höhere Kosten aus volkswirtschaftlicher Sicht entstehen. Ebenso hat der Netzbetreiber, je nach regulatorischem Anreiz der Kostenkategorie, einen Anreiz die Säule A nicht

⁸ Anforderungen an einen gewissen Leistungsfaktor oder Q-Bereich bei maximalem Wirkleistungsbezug oder maximaler Wirkleistungserzeugung führen implizit zu Kapazitätsanforderungen, da ein größerer Stromrichter notwendig wird.

„ungeprüft“ auszureizen (sofern er hier entsprechend der technischen Anschlussregeln Spielraum hat).

Sorgfaltspflicht bei der Dimensionierung der regulierten Beschaffung. Das einseitige Optionsrecht der regulierten Beschaffung sollte lediglich derart umfangreich sein, dass es negative Implikationen auf die Versorgungs- bzw. Systemsicherheit aufgrund von unzureichenden Angebotsmengen auf Basis von Freiwilligkeit⁹ adäquat adressiert. Insbesondere bei regulierter Vergütung i.H.v. Null EUR ist der Umfang auf das nötige Maß zu begrenzen, um die (theoretisch denkbare) Ineffizienz einer Überbeschaffung auszuschließen, sofern dies rechtlich möglich ist. Sofern hier rechtliche Grenzen bestehen, die im Verdacht stehen, regional oder lokal zu Überbeschaffungen führen zu können¹⁰, sollte geprüft werden, ob den Netzbetreibern hier künftig größere Spielräume zur Ausgestaltung der Netzanschlussregeln ermöglicht werden. Bislang erscheint dies zwar z.T. theoretisch denkbar¹¹, in der Praxis ist dies für den einzelnen Netzbetreiber jedoch oftmals nicht praktikabel (z.B. aufgrund von Haftungsfragen bei Abweichung vom Standard/Stand der Technik). Unabhängig davon sollte der entsprechende Umfang des Beschaffungsrahmens über Säule A (auch) im Rahmen der europäischen Vorgaben periodisch überprüft werden. So ist zu beachten, dass nationale Alleingänge ggf. nicht notwendigerweise zu entsprechenden Angeboten an anderweitigen technischen Konfigurationen führen müssen, da sich viele Hersteller insbesondere nach europäischen Standards (wie dem Network Code Requirements for Generators (NC RfG) richten.

Von der Frage der erwarteten gesamtwirtschaftlichen Kosten von Netzbetreibern und Erbringern klar abzugrenzen ist die Situation, dass eine regulierte Erbringung aus Sicht eines Netzbetreibers (betriebswirtschaftlich) günstiger erscheint als eine marktgestützte Beschaffung. Eine Entscheidung für eine regulierte Erbringung sollte im Hinblick auf gesamtwirtschaftliche Aspekte erfolgen.

Situation in Österreich und Einordnung von „legacy contracts“. Eine Verpflichtung zur regulierten Beschaffung wird für manche nfSDL bzw. Anlagentypen in den Netzanschlussbedingungen (d.h. in den TOR oder den Allgemeinen Bedingungen der Netzbetreiber) festgelegt. Wie bei der marktgestützten Beschaffung müssen die darin festzulegenden Regeln zur Erbringung einer nfSDL gemäß EitRL zukünftig ebenfalls auf Transparenz und Diskriminierungsfreiheit hinwirken. Bisherige Bestimmungen regeln für manche nfSDL bilateral zwischen Erbringer und Netzbetreiber die Kostenerstattung in vertraglichen Vereinbarungen (sogenannte legacy contracts). Auf Grundlage vertraglicher Verschwiegenheitsklauseln können die Vereinbarungen zwischen den Vertragsparteien selbst für eine Regulierungsbehörde nur mit entsprechendem Aufwand geprüft oder verglichen werden. Im Hinblick auf die Grundprinzipien Transparenz und Diskriminierungsfreiheit erscheint es fraglich, ob derartige legacy contracts künftig eine rechtskonforme Ausprägung der Säule A mit regulierter Vergütung darstellen können. Selbst bei hinreichender Transparenz und Diskriminierungsfreiheit würde eine etwaige „zwangsweise“ (nicht auf Freiwilligkeit basierende) Verpflichtung im Kontext der Netzanschlussbedingungen ohne wettbewerblichen Charakter gegen eine Einordnung von derartigen legacy contracts als marktgestützte Beschaffung i.S. der EitRL sprechen.

Aus Sicht der Gutachter ergeben sich damit drei zu differenzierende Kategorien von bilateralen Verträgen:

- (aus der Historie noch vorhandene) legacy contracts, bei denen Zweifel über die Konformität zur EitRL besteht.

⁹ Könnte der Netzbetreiber nichts einfordern, wäre er auf freiwillige Angebote, z.B. im Rahmen von Säule B, angewiesen.

¹⁰ Die Autoren stellen klar, dass sie aktuell keine Anhaltspunkte für systematische Überbeschaffungen sehen. Vielmehr ist dies eine allgemeine Empfehlung.

¹¹ S. z.B. (Bundesnetzagentur, 2018) zur Diskussion in DE zur Abweichung von den Anforderungen der Technischen Anschlussregeln in den individuellen Technischen Anschlussbedingungen der jeweiligen Netzbetreiber.

- EltRL-konforme bilaterale Verträge ohne Wahlrecht für Erbringer mit Transparenz und Diskriminierungsfreiheit innerhalb der regulierten Beschaffung (Säule A). Hier ist insbesondere Transparenz über die Höhe der „Entschädigung“ bzw. der regulierten Vergütung sicherzustellen.
- Transparente und diskriminierungsfreie Direktverträge, welche Erbringer freiwillig im Rahmen der marktgestützten Beschaffung (unter wettbewerblichem Charakter) abschließen.

2.3 Eigenerstellung (Säule C)

Aus wohlfahrtsökonomischer Sicht kann es sinnvoll sein, dass ein Netzbetreiber nfSDL nicht marktgestützt oder durch regulierte Erbringung beschafft, sondern durch Eigenerstellung mithilfe von vollständig integrierten Netzkomponenten selbst erzeugt. Dies sollte allerdings nur dann erfolgen, wenn auf absehbare Zeit keine marktgestützte, d.h. insbesondere effizientere Alternative umgesetzt werden kann oder es kurzfristig zur Wahrung des gleichbleibenden Levels der Versorgungssicherheit zwingend erforderlich ist. Art. 2 Z 51 EltRL definiert „vollständig integrierte Netzkomponenten“ als „Netzkomponenten, die in das Übertragungs- oder Verteilernetz integriert sind, einschließlich Energiespeicheranlagen, und die ausschließlich der Aufrechterhaltung des sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungs- oder Verteilernetzes und nicht dem Systemausgleich- oder Engpassmanagement dienen“. Die aus VINKs bereitgestellten Systemdienstleistungen müssen gemäß Art. 31 Abs. 7 Satz 2 und Art. 40 Abs. 7 nicht marktgestützt beschafft werden.

Grundsatz der Beschaffung von VINK. Die Beschaffung von VINK setzt voraus, dass ein Netzbetreiber aufgrund der technischen Fähigkeiten und der Kosten der VINK die nfSDL aus volkswirtschaftlicher (nicht betriebswirtschaftlicher) Sicht am effizientesten und wohlfahrtsoptimal bereitstellen kann. Daher sollten VINKs als Beschaffungsoption nur dann gewählt werden, wenn eine effiziente marktgestützte Alternative ausgeschlossen werden kann.

Nachweispflicht und regulatorische Anreize. Um zu überprüfen, dass eine marktgestützte Implementierung voraussichtlich nicht zu einer höheren Effizienz führt, erscheint grundsätzlich eine Nachweispflicht des Netzbetreibers sinnvoll und geboten. Im Rahmen des Projekts SDL-Zukunft¹² wurde hinsichtlich der Auslegung der EltRL festgestellt: „Aufgrund der Auslegung der Richtlinie gehen die Gutachter aber davon aus, dass auch bei der Beschaffung durch VINK eine effizienzorientierte Abwägung im Vergleich zur sonstigen marktgestützten Beschaffung erforderlich ist. Dies ergibt sich im Wesentlichen aus dem Sinn und Zweck der Regelungen zur Beschaffung von NF-SDL, die als Grundsatz eine marktgestützte Beschaffung vorsehen, die ansonsten weniger effizient ausfallen könnte. Zudem ergibt sich dies aus allgemeinen Rechtsgedanken wie der Effizienz des Netzbetriebs und dem Vorrang des wettbewerblichen Handelns im Energiemarkt, die sich insbesondere auch in den Regeln zur Beschaffung von nfSDL in Art. 40 EltRL widerspiegeln. Bei der Ausgestaltung der Effizienzprüfung für VINK hat der Mitgliedstaat allerdings einen weiten Gestaltungsspielraum“ (Blumberg, et al., 2021) Dies gilt insbesondere, falls Netzbetreiber differente Anreize aus der Regulierung bzgl. der Kosten der Säulen B und C haben und/oder die Kosten der Säule C keinem hinreichenden Effizienzdruck unterliegen. Allerdings sollte eine etwaige Nachweispflicht pragmatisch ausgestaltet werden, um die damit verbundenen Transaktionskosten in Relation zu den Kosten des VINK zu begrenzen. Daher erscheint es z.B. auch denkbar, die Notwendigkeit der Nachweispflicht different für Verteiler- und Übertragungsnetzbetreiber zu beurteilen. Die Ausgestaltung ist aber im Rahmen der jeweiligen Beschaffungskonzepte der nfSDL weiter zu beurteilen.¹³

Rolle von VINK als implizite Preisobergrenze. Die Säule C stellt in der Beschaffung von nfSDL nicht nur eine Alternative zu den anderen Säulen dar, sondern fungiert auch als implizite Preisobergrenze

¹² Im Rahmen des Projekts SDL-Zukunft wurde u.a. die Effizienz der marktlichen Beschaffung der nfSDL für Deutschland im Auftrag des BMWK bewertet. Zudem wurden dort z.T. Beschaffungskonzepte erarbeitet (ef.Ruhr; HEMF; Neon; BBH, 2022)

¹³ Für weitere Abwägungsgrundsätze hierzu siehe (Blumberg, et al., 2021) Kapitel 3.4.4

der anderen Säulen (und insbesondere der marktgestützten Beschaffung). Beschaffungsprozesse sollten zu effizienten Ergebnissen führen. Daher ist es ratsam, Netzbetreibern die Möglichkeit zur Nutzung begründeter Preisobergrenzen auf Basis der Kosten von VINK einzuräumen. Insbesondere in Fällen begrenzten lokalen oder regionalen Wettbewerbs kann dies Beiträge zur Vermeidung überhöhter Gebote leisten.

3 Grundlagen der einzelnen nfSDL

In diesem Kapitel wird kurz auf zentrale und allgemeingültige Aspekte der verschiedenen nfSDL eingegangen, welche für das Verständnis der folgenden Kapitel unabdingbar sind. Zudem wird darauf eingegangen, ob die Eigenerstellung (Säule C) im Kontext der jeweiligen nfSDL aus Praxissicht eine (realistische) Option ist, oder nicht.

3.1 Statische Spannungsregelung

Die nfSDL „Dienstleistung zur statischen Spannungsregelung“¹⁴ ist abzugrenzen von der Einspeisung von Blindstrom im Fehlerfall. Vielmehr umfasst die statische Spannungsregelung verschiedene Zeitbereiche zur Beeinflussung der Spannung, welche jedoch allesamt im operativen Betrieb und damit zur Vermeidung des Fehlerfalls zu verorten sind.

Grundsätzlich kann die Spannung im operativen Betrieb durch verschiedene Kategorien beeinflusst werden

- **„Kategorie 1: Produktgruppen die Blindleistung zur Spannungsregelung verwenden, welche in Produkte zur Reaktion auf schnelle (dynamische) und langsame (quasistationäre) Spannungsänderungen im Netz unterschieden werden können**
- **Kategorie 2: Direkte Spannungssteuerung über Stufenschalter, Längsregler, FACTS o.ä. Betriebsmittel, welche die Spannung direkt (insbesondere durch Veränderung von Betriebsmittel- bzw. Leistungsparametern) beeinflussen ohne direkte Verwendung von Blind- oder Wirkleistung**
- **Kategorie 3: Produktgruppen die Wirkleistung zur Spannungsregelung verwenden“** (s. (Blumberg, et al., 2021), Unterkapitel 1.1.). Da Wirkleistungseinspeisung und -entnahme aller Netzbenutzer auf Basis derer Bedarfe und der Kostenstrukturen im Kontext der Strommärkte determiniert werden, beschränkt sich diese Kategorie in der Praxis für Netzbetreiber auf den spannungsbedingten Redispatch.

Der spannungsbedingte Redispatch ist strikt von der nfSDL statische Spannungsregelung zu trennen und wird im Weiteren daher nicht verfolgt. Grundsätzlich gilt bzgl. der Einsatzreihenfolge in der Praxis zur Einhaltung der Spannungsgrenzen zudem „erst statische Spannungsregelung, dann (falls nötig) spannungsbedingter Redispatch“ (s. Anhang E).

Eingrenzung des Feldes marktgestützter Beschaffung. Die Kategorie zwei, „Direkte Spannungssteuerung“, wird i.d.R. durch VINKS erbracht und fällt daher unter die Säule C „Eigenerstellung“ (s. Kapitel 2 bzw. Unterkapitel 2.3). Mithin verbleibt für die marktgestützte Beschaffung für die statische Spannungsregelung nur die marktgestützte Beschaffung von Blindleistung von Netzbenutzern, welche von der Beschaffung entsprechender Blindleistungspotenziale im Rahmen der Netzanschlussbedingungen bzw. der Säule A „Regulierte Beschaffung“ abzugrenzen ist (s. Unterkapitel 2.2).

¹⁴ Der Begriff „Dienstleistung“ ist hier offenkundig vernachlässigbar, da es bspw. auch nicht „Dienstleistungen zur Schwarzstartfähigkeit“ in der EltRL heißt, weshalb der Begriff „statische Spannungsregelung“ im EltWG-Entwurf inhaltlich keine Abweichung von der EltRL darstellt und beide Termini nachfolgend synonym behandelt werden.

Daher begrenzt sich die marktgestützte Beschaffung der nfSDL statische Spannungsregelung auf die marktgestützte Beschaffung von Blindleistung bei Netzbenutzern auf Bereiche, die nicht bereits im Rahmen der Netzanschlussbedingungen beschafft werden.

Relevanz der Eigenerstellung (Säule C) für die nfSDL statische Spannungsregelung. VINKs stellen grundsätzlich eine sichere und planbare Bezugsquelle des Netzbetreibers zur Deckung des Blindleistungsbedarfs dar und sind auch wirtschaftlich eine relevante Alternative zur Deckung des Blindleistungsbedarfs von Netzbetreibern. Daher ist die Säule C im Rahmen der nfSDL „statische Spannungsregelung“ relevant bzw. als Alternative zur marktgestützten Beschaffung von Blindleistung in Betracht zu ziehen.

3.2 Trägheit der lokalen Netzstabilität

Für die Bereitstellung von Trägheit der lokalen Netzstabilität stehen prinzipiell zwei verschiedene Qualitäten der Systemdienstleistung zur Verfügung. Historisch wurde und wird Trägheit durch die rotierenden Massen von Synchronmaschinen in der Stromerzeugung inhärent bereitgestellt. Diese Art der Trägheit wird auch als Momentanreserve bezeichnet und kann durch netzbildende Stromrichter auch synthetisch bereitgestellt werden, beispielsweise durch Batteriespeichersysteme. **Momentanreserve wird als unmittelbare Reaktion auf lokale Frequenzänderungen des Spannungswinkels bereitgestellt.** Aus diesen Gründen ist Momentanreserve Bestandteil der nicht-frequenzbasierten Systemdienstleistungen, auch wenn sie ultimativ zur Erhaltung der Frequenzstabilität dient.

Statt Momentanreserve könnte auch Fast Frequency Reserve (FFR) beschafft werden (vgl. Ländervergleich Dänemark, Unterkapitel 4.5). **FFR ist eine regelungstechnisch umgesetzte Reaktion auf eine Frequenzänderung**, die nach Über- oder Unterschreiten vorab definierter Frequenzbänder entsprechende Gegenmaßnahmen einleitet. Auch wenn diese Dienstleistung (ggf. deutlich) schneller reagiert als eine Primärregelleistung (englisch: Frequency Containment Reserve - FCR), erfolgt die Reaktion auf eine Frequenzänderung und ist damit langsamer als Momentanreserve. FFR liefert außerdem keinen direkten Beitrag zur lokalen Netzstabilität. Da hierfür keine netzbildenden Stromrichter gebraucht werden und netzfolgende Stromrichter ausreichen, kann die Systemdienstleistung jedoch bereits vielfach durch heute vorhandene Anlagen am Stromnetz bereitgestellt werden.

FFR wird bislang ausschließlich im Verbundsystem der Regional Group Nordic – und damit auch nicht Österreich – beschafft. Im Verbundsystem der Regional Group Continental Europe, welchem Österreich angehört, gibt es derzeit keine (den Gutachtern bekannten) Bestrebungen FFR zu beschaffen. Momentanreserve ist wegen seiner unmittelbaren¹⁵ Reaktion auf Fehlerereignisse als höherwertiger zu klassifizieren.

Relevanz der Eigenerstellung (Säule C) für die nfSDL Trägheit der lokalen Netzstabilität. VINKs stellen grundsätzlich eine sichere und planbare Bezugsquelle des Netzbetreibers zur Deckung des Bedarfs an Momentanreserve dar und können grundsätzlich (natürlich) auch FFR erbringen. VINKS wie rotierende Phasenschieber können durchaus eine wirtschaftlich bzw. kostentechnisch eine relevante Alternative zur Deckung des Bedarfs sein, sofern nicht bereits „ohnehin“ ausreichende Mengen an rotierenden Massen auf Seiten der Netzbenutzern vorhanden sind. Daher ist die Säule C im Rahmen der nfSDL „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ bzw. als Alternative zur marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve (oder FFR) relevant.

¹⁵ Unter „unmittelbarer Reaktion“ verstehen wir eine instantane Reaktion bzw. eine Änderung des Frequenzgradienten im Ursprung

3.3 Schwarzstartfähigkeit

Hintergrund. Gemäß des österreichischen Netzwiederaufbauplans ist der österreichische Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid (APG) verantwortlich für den Netzwiederaufbau und dessen Koordination. Der Netzwiederaufbauplan ist - wie in anderen Ländern verständlicherweise - nicht öffentlich. Nach unserer Einschätzung ist dies durch hohe Relevanz bzw. Kritikalität gerechtfertigt, da Vulnerabilität gegenüber z.B. auch terroristischen Akten zu berücksichtigen ist.

Es lassen sich drei wesentliche Netzwiederaufbaustrategien unterscheiden:

- Top-down-Ansatz (Nutzung Spannung angrenzender Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB));
- Bottom-up-Ansatz des ÜNB (überregional);
- Bottom-up aus dem Verteilnetz als regionaler Ansatz.

Grundsätzlich ist bei der Einordnung eines möglichen Beschaffungskonzeptes für den Bereich Schwarzstartfähigkeit zu beachten, dass hier ein hohes Maß an Verlässlichkeit, Überprüfbarkeit und letztlich auch Training des Prozesses wichtige Pfeiler eines funktionierenden Netzwiederaufbaukonzeptes sind. Daher sind beispielsweise bereits heute wichtige Anlageneigenschaften festgelegt¹⁶ und diese werden regelmäßig überprüft und vor allem wird der Prozess in Österreich regelmäßig geübt.

Säule C bei Schwarzstartfähigkeit zu vernachlässigen. Eine Besonderheit im Bereich der Schwarzstartfähigkeit ist zudem, dass die Beschaffungssäule C, Eigenerstellung, im Bereich der Schwarzstartfähigkeit nicht betrachtet wird. Grund dafür ist, dass die Beschaffung von (hinreichend großen) Kraftwerken oder Speichern als VINK mit entsprechenden rechtlichen Implikationen verbunden ist und ein Einsatz dieser Anlagen am Strommarkt damit aus Unbundling-Gründen nicht möglich ist. Auch eine temporäre Aufteilung der operativen Nutzung der Anlagen durch Netzbetreiber als VINK und durch Marktteilnehmer als Anlage am Markt ist in diesem Kontext von Schwarzstartfähigkeit nicht möglich, da die Anlagen permanent vorgehalten werden müssten. Unter diesen Randbedingungen kann eine Wirtschaftlichkeit solcher VINK im Vergleich von einer regulierten Beschaffung oder einer marktgestützten Beschaffung praktisch ausgeschlossen werden. Die Ergebnisse des internationalen Vergleichs stützen diese Argumentation zusätzlich (s. Kapitel 4). Einziger Sonderfall für den Einsatz von Säule C wäre, wenn die Beschaffung via Säule A oder B zu einer Bedarfsunterdeckung führen könnte. Diese Gefahr sehen die Gutachter aber aktuell bzw. für die nächsten drei bis fünf Jahre nicht. Daher wird im Folgenden die Säule C im Kontext der Schwarzstartfähigkeit nicht weiter betrachtet.

Technische Randbedingungen sind einzuhalten. Für die Erbringung von Schwarzstartfähigkeit sind insbesondere anlagenseitig wesentliche Maßnahmen erforderlich bzw. folgende Kriterien sicherzustellen. Dies betrifft unter anderem:

- Schwarzfallfeste Kommunikation;
- Verfügbarkeit von Energie (Vorhaltung);
- Fähigkeit, aus abgeschaltetem Zustand ohne Zufuhr elektrischer Energie von außen wieder hochzufahren;
- Fähigkeit zur Synchronisation mit dem Netz innerhalb festgelegter Frequenz- und Spannungsbereiche;
- Fähigkeit zur Ausregelung von Spannungseinbrüchen;
- Fähigkeit zur Ausregelung von sprunghaften Lastzuschaltungen;
- Betrieb im Limited Frequency Sensitive Mode – Overfrequency (LFSM-O)/Limited Frequency Sensitive Mode – Underfrequency (LFSM-U) Modus;

¹⁶ „Vertragliche Modalitäten für Anbieter von SDL zum Netzwiederaufbau 28.06.2019 - 31.12.2019“ der APG

- Frequenzregelung über den gesamten möglichen Wirkleistungsbereich.

Automatische Spannungsregelung während der Netzwiederherstellung

3.4 Inselbetriebsfähigkeit

Inselnetzbetriebsfähigkeit bezeichnet die Fähigkeit von Anlagen zur Regelung von Spannung und Frequenz eines Teilnetzes, das nach einem Fehler vom Verbundnetz isoliert ist. Darunter fällt auch die Beherrschung von Wirkleistungssprüngen. Anlagen müssen sich dafür außerdem im Eigenbedarfsbetrieb abfangen können. Inselbetriebsfähigkeit ist eng mit den Eigenschaft von schwarzstartfähigen Kraftwerken verbunden. Sie erfordert im Allgemeinen ein gewisses Maß an Verfügbarkeit/Vorhaltung von Energie, bspw. durch einen ausreichend hohen Speicherstand oder Brennstoffvorrat. Außerdem entsprechen die Anforderungen größtenteils den Anforderungen für Anlagen im Höchstspannungs- und Hochspannungsnetz, die im Normalbetrieb erfüllt werden müssen.

Relevanz der Eigenerstellung (Säule C) für die nfSDL Inselbetriebsfähigkeit.

VINKs sind grundsätzlich keine Erbringungsoption zur Bedarfsdeckung, da die Fähigkeiten an Kraftwerke gekoppelt sind. Diese werden jedoch alleine aus Unbundling-Gründen nicht von Netzbetreibern betrieben.

3.5 Kurzschlussstrom

Kurzschlussstrom wird im konventionellen Stromsystem vor allem von Synchronmaschinen bei einer Spannungsabweichung im Fehlerfall zur Verfügung gestellt. Der Kurzschlussstrombeitrag beträgt dabei ein Vielfaches des Nennstromes. (Wagner, et al., 2022)

Relevanz der Eigenerstellung (Säule C) für die nfSDL Kurzschlussstrom.

Grundsätzlich von VINKs auch einen Kurzschlussstrom zur Verfügung stellen. Dies betrifft z.B. rotierende Phasenschieber. VINKs sind immer dann eine Option, wenn der Bedarf an Kurzschlussleistung durch die inhärente Eigenschaft von vorhandenen Anlage (vor allem Erzeugungsanlagen) nicht gedeckt wird. In der Regel werden VINKs nicht exklusiv zur Kurzschlussstromerbringung errichtet. Vielmehr handelt es sich um Multi-Use Anwendungen (u.a. zum Beispiel zur Spannungshaltung).

3.6 Dynamische Blindstromstützung

Eine dynamische Blindstromstützung kann analog zu Kurzschlussstrom von nichtsynchrone Stromezeugungsanlagen oder Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Systemen bei einer Spannungsabweichung im Fehlerfall zur Verfügung gestellt werden. (Wagner, et al., 2022)

Relevanz der Eigenerstellung (Säule C) für die nfSDL Dynamische Blindstromstützung.

Explizit zu errichtende VINK sind im Bereich der dynamischen Blindstromstützung weitestgehend ausgeschlossen, da der Bedarf grundsätzlich durch Vorgaben in technischen Richtlinien gedeckt wird und dies ohne nennenswerten zusätzlichen Aufwand erfolgt. Die technischen Richtlinien beziehen aber ohnehin zu errichtenden VINK in der Regel mit ein (z.B. spezielle VINK wie Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsanlagen).

4 Status der Umsetzung der EU-Vorgaben zur marktgestützten Beschaffung von nfSDL in ausgewählten EU-Ländern

EU-weit sind die Ansätze zur Beschaffung von nfSDL nicht einheitlich. Gerade deswegen ist es interessant, unterschiedliche Ansätze und deren Hintergründe zu verstehen. Im Rahmen dieser Studie wurde ein orientierender Vergleich mit Deutschland, Frankreich, Niederlande, Belgien und Dänemark durchgeführt.

Ziel ist es, einen Überblick über die Umsetzung der Effizienzprüfung, aktuell angewandte Beschaffungsansätze und den Umsetzungsstand der marktgestützten Beschaffung zu beleuchten, um Anhaltspunkte für die Untersuchungen in Österreich zu identifizieren.¹⁷

Die verglichenen Länder liegen bis auf Dänemark im Westen der Regional Group Continental Europe (früher Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE)). Strukturell ergeben sich außerdem Gemeinsamkeiten durch eine Mitgliedschaft in der EU sowie als Teil des Handelsraums der EPEX Spot.

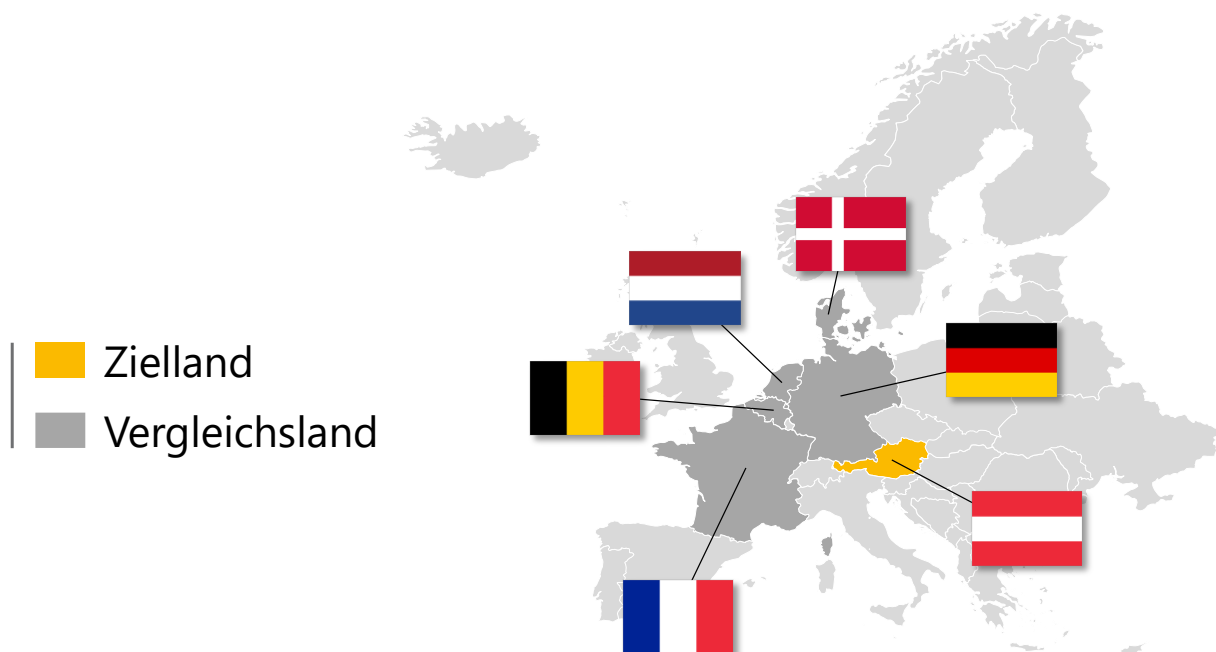


Abbildung 3: Übersicht der verglichenen Länder

Beim Vergleich betrachten wir den aktuellen Stand einer (marktgestützten) Beschaffung von nfSDL. Wir orientieren uns bei dieser Klassifizierung am Drei-Säulen-Modell der Beschaffung (vgl. Kapitel 2). Dabei können Netzbetreiber den effizientesten Weg wählen, um die Beschaffung der nfSDL vorzunehmen.

Die erste Säule (A) der Beschaffung sieht eine Beschaffung via technischen Anschlussrichtlinien und ggf. in Koordination durch die Netzbetreiber vor. Anzuschließende Anlagen werden demnach technisch verpflichtet, eine Systemdienstleistung bereitzustellen oder die Fähigkeit grundsätzlich zur Verfügung stellen zu können. Die Verpflichtung zur Bereitstellung muss dabei nicht ohne

¹⁷ Der Ländervergleich stellt keine umfangreiche Detailanalyse der jeweiligen Länder dar. Insbesondere wurden die indikativen Ergebnisse im Rahmen dieser Studie nicht mit den jeweiligen Regulierungsbehörden oder Netzbetreibern verifiziert, sodass die Gutachterinnen und Gutachter trotz gewissenhafter Ausarbeitung keine (abschließende) Gewähr für Vollständigkeit oder Korrektheit aller Ergebnisse übernehmen können.

Gegenleistung erfolgen, sondern kann auch – unter Beachtung der regulatorischen Anforderungen – vergütet werden, wobei sich die Höhe der regulierten Vergütung in aller Regel an den kurzfristigen Grenzkosten der Erbringung orientieren sollte (beispielsweise Kosten für zusätzliche Verluste durch die Bereitstellung von Blindleistung).

Die zweite Säule (B) beschreibt (im Kontext des internationalen Vergleichs) Ansätze einer marktgestützten Beschaffung. Das Design der marktgestützten Beschaffung kann verschiedentlich ausgestaltet werden. „Marktgestützte Beschaffung“ beschreibt zuerst, dass die Dienstleistung durch ausgewählte Dienstleister und annehmlich vergütet bereitgestellt wird. Die Tatsache einer marktgestützten Beschaffung bedeutet nicht automatisch, dass diese wettbewerblich, diskriminierungsfrei oder konform mit europarechtlichen Vorgaben erfolgt. So sind legacy contracts vermutlich nicht wettbewerblich und nicht ElTRI-konform, sind aber zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber (vermutlich) verhandelt worden. Daher können sie als „marktlich“ gesehen werden. Diese Punkte werden im Verlauf des Vergleichs weiter ausdifferenziert.

Die dritte Säule (C) beschreibt Beschaffungsansätze mittels eigener Betriebsmittel bzw. vollständig integrierter Netzkomponenten. Diese sind in der Regel im Eigentum des Netzbetreibers und werden durch diesen betrieben.

Die Beschaffungsansätze der drei Säulen stehen jeweils „in Konkurrenz“ zueinander. Können ohnehin vorhandene Betriebsmittel die Systemdienstleistungen ausreichend zur Verfügung stellen (Säule C), ist eine Beschaffung mittels der beiden anderen Säulen hinfällig. Eine Beschaffung mittels technischer Richtlinien (Säule A) kann mitunter nicht ausreichend sein. Je nach Ausgestaltung könnte eine marktgestützte Beschaffung (Säule B) effizienter als eine Beschaffung über die beiden anderen Säulen sein. Dies ist aber nicht zwingend der Fall, insbesondere nicht im Fall hoher Marktkonzentration.

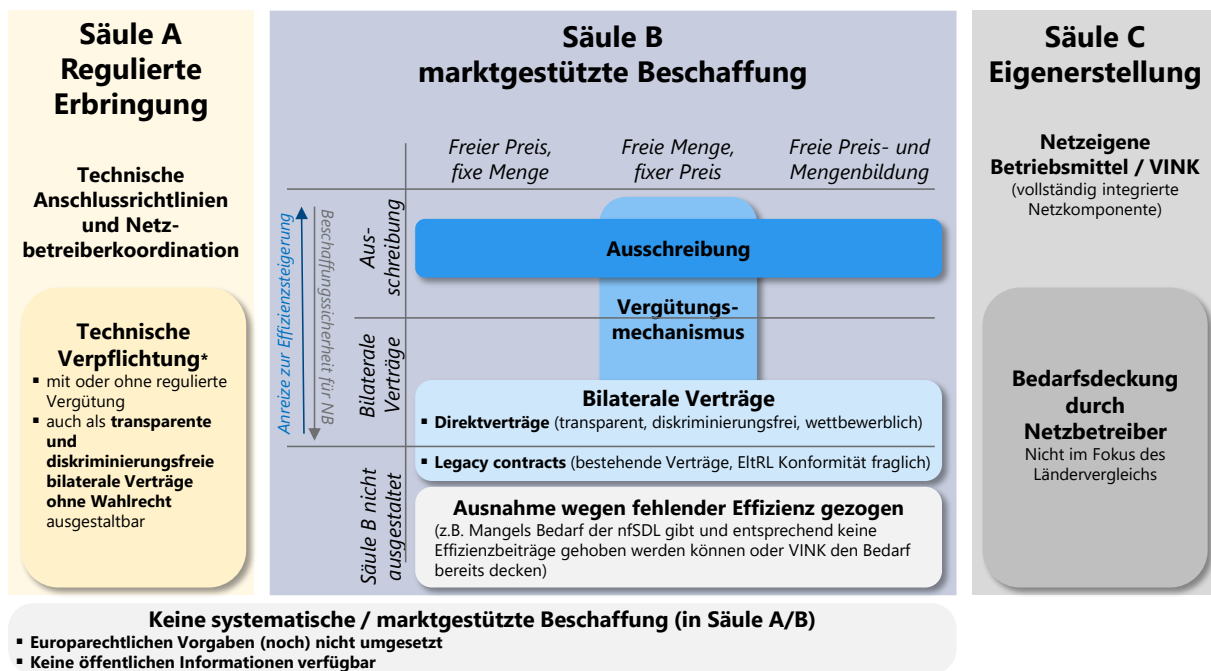
Beim Ländervergleich fokussieren wir den aktuellen Stand der Beschaffung in den Säulen A und B. Im Gegensatz zu Säule C übernehmen in beiden Säulen Dritte die Erbringung der Systemdienstleistungen. Eine Beschaffung in Säule A (via Nutzung technischer Anschlussregeln bzw. -richtlinien) oder B (marktgestützte Beschaffung) ist automatisch ein Hinweis darauf, dass Säule C (VINK) den Bedarf nicht effizient bzw. nicht vollständig decken kann. Erfolgt keine Beschaffung durch die ersten beiden Säulen ist dies ein Indikator (aber kein Nachweis) für ausreichend Betriebsmittel (Säule C), eine anderweitige Bereitstellung, beispielsweise durch inhärente technische Eigenschaften, oder auch keinen Bedarf.

Für einen übersichtlichen Ländervergleich unterscheiden wir zwischen fünf verschiedenen Beschaffungsansätzen. Diese sind, abgesehen vom der Beschaffungsansatz „keine systematische Beschaffung“ in Reihenfolge zunehmender Beschaffungssicherheit aus Perspektive der Netzbetreiber und gleichzeitig in absteigender Reihenfolge hinsichtlich der Anreize für Effizienzsteigerungen im wettbewerblichen Umfeld sortiert. Eine Übersicht der zum Vergleich verwendeten Beschaffungsansätze im Drei-Säulen-Modell ist auch in Abbildung 4 dargestellt.

1. **Beschaffung mittels Ausschreibung:** Ausschreibungen dienen einer möglichst transparenten und wettbewerblichen Ermittlung von Anbietern bzw. Auswahl von Erbringern, welche nFSDL bereitstellen können. Dabei werden vorab Anforderungen wie technische Mindestkriterien, Bedarfsmengen, Höchstpreise und Zeiträume definiert, um sicherzustellen, dass die benötigten Kapazitäten verlässlich und wirtschaftlich beschafft werden. Unter den richtigen Voraussetzungen können Ausschreibungen Marktliquidität, Effizienz und Innovation fördern, indem sie eine Vielzahl von Anbietern in den Beschaffungsprozess einbinden. Dies schließt Anreize zum Markteintritt für neue Anbieter mit ein.
2. **Preisregulierte Marktbeschaffung (Vergütungsmechanismus):** Schafft eine finanzielle Entlohnung der Anbieter für die bereitstellung beziehungsweise Erbringung der benötigten Leistungen auf freiwilliger Basis. Dabei kann die Vergütung auf Basis von Kapazität, Vorhaltung, Arbeit oder einer Kombination daraus erfolgen, je nach Marktdesign und Leistungsanforderungen. Grundsätzlich ist auch die Vergütung der Fähigkeit denkbar, wobei

die (ausschließliche) Beschaffung der Fähigkeit in der Praxis bisher nicht erfolgt ist. Ziel einer festgelegten Vergütung ist es, wirtschaftliche Anreize zu setzen, die sowohl Kosteneffizienz als auch die kontinuierliche Verfügbarkeit der benötigten Dienstleistungen gewährleisten. Im Gegensatz zur Ausschreibung erfolgt eine Vergütung für alle Erbringer, welche vorab definierte Kriterien erfüllen. Eine Mengensteuerung ist nur über den Preis möglich, welcher in der Regel in einem regulierten Verfahren vorab festgelegt wird.

3. **Bilaterale Verträge i.S.v. legacy contracts:** Bilaterale Verträge werden im folgenden Vergleich von Ausschreibungen und Vergütungsmechanismen dadurch abgegrenzt, dass sie nicht wettbewerblich zustande kommen. Derartige Verträge kamen historisch dennoch mit marktlichen Teilnehmern zustande (vgl. „legacy contracts“ in Unterkapitel 2.2). Legacy contracts stellen in der Regel keine EU-konforme Umsetzung einer marktgestützten Beschaffung dar. Mit bilateralen Verträgen werden im Folgenden ausdrücklich nicht jene Verträge gemeint, welche im Anschluss an ein erfolgreiches, wettbewerbliches, transparentes, diskriminierungsfreies und damit EU-konformes Verfahren zwischen zwei Vertragsparteien abgeschlossen werden. Entsprechend wurde im Ländervergleich keine Ausprägung von bilateralen „Direktverträgen“ gefunden, welche als explizite Ausprägung von Säule B ausgestaltet wurden.
4. **Technische Verpflichtung:** Eine technische Verpflichtung umfasst Anforderungen an Netzbenutzer, die zumeist bereits im Netzanschlussverfahren vereinbart wurden. In Österreich entspricht dies insbesondere den Technischen und Organisatorischen Regeln (TOR) sowie weiteren transparenten und diskriminierungsfreien Vereinbarungen, welche vorab geschlossen werden. Je Land sind diese Anforderungen unterschiedlich formuliert. Prinzipiell fußen die nationalen Anforderungen für Stromerzeugungsanlagen jedoch alle auf dem Network Code Requirements for Generators (NC RfG) und jene für Verbrauchsanlagen bzw. nachgelagerte Netze auf dem Network Code Demand Connection. Die Netzkodizes wurden entsprechend in nationales Recht überführt. Der NC RfG lässt einen gewissen Spielraum für die Umsetzung in nationales Recht. Trotz unterschiedlicher Implementierungsansätze unterscheiden sich die Anforderungen je Land nicht wesentlich. Weiter unterschieden werden könnte zwischen der Verpflichtung zu einer technischen Fähigkeit und der Erbringung einer Systemdienstleistung. In den folgenden Beispielen wird jedoch beides gefordert. Auch eine regulierte Vergütung technisch verpflichteter nFSDL ist möglich.
5. **Keine systematische Beschaffung:** Sofern unsere Recherche zum Ergebnis kam, dass keine systematische Beschaffung erfolgt, können dafür unterschiedliche Ursachen vorliegen. Unsere Recherchen haben sichergestellt, dass keine Beschaffung via Säule A oder B erfolgt. Dafür kann es verschiedene Gründe geben. (1) Entweder wurden die europarechtlichen Vorgaben (noch) nicht umgesetzt oder (2) eine bereits erfolgte Effizienzprüfung kam zum Schluss, dass eine marktgestützte Beschaffung nicht effizient sei (weshalb eine Ausnahmeregelung gezogen wurde oder diese gezogen werden soll). Dies kann z.B. daran liegen, dass (3) kein Bedarf besteht oder (4) VINK bereits ausreichend Angebot bereitstellen. Schließlich ist es möglich, dass schlichtweg keine öffentlichen Informationen vorliegen. Sofern wir im Ländervergleich keine systematische Beschaffung identifizieren konnten, erörtern wir die Hintergründe, soweit Informationen dazu vorliegen. Es ist entsprechend Abbildung 4 zu beachten, dass diese Kategorie aus Zwecken der Darstellung verschiedene Elemente umfasst, die EitRL konform sind (bspw. marktgestützte Beschaffung über Direktverträge oder die Nutzung der Ausnahmeregelung der marktgestützten Beschaffung), aber auch solche, die vermutlich nicht EitRL konform sind (s.o. Grund (1)).



Anmerkung: Darstellung für den Ländervergleich inkl. vermutlich nicht ETL-konformer legacy contracts in Säule B.

Abbildung 4: Für den Ländervergleich kategorisierte Beschaffungsansätze im Drei-Säulen-Modell

Der Ländervergleich bewertet insbesondere die Intensität des wettbewerblichen Charakters. So ist beispielsweise in den verglichenen Ländern die Bereitstellung von Blindleistung zu Teilen verpflichtend. Wird Blindleistung zusätzlich über Ausschreibungen beschafft, heben wir die Ausschreibung hervor. Die Tatsache einer Ausschreibung bedeutet umgekehrt nicht, dass weitere Beschaffungsansätze nicht verfolgt werden. So können je nach Land auch regionale Unterschiede bestehen oder Ausnahmen gezogen werden. Diese werden im Vergleich explizit genannt.

Um den Ländervergleich insgesamt übersichtlich zu halten, bedienen wir uns eines einheitlichen Farbkodex (vgl. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**), der es ermöglicht, den Beschaffungsansatz visuell schnell zu erfassen. Dies vereinfacht insbesondere den Direktvergleich der insgesamt sechs nFSDL in verschiedenen Ländern.



Tabelle 1: Übersicht zu Beschaffungsansätzen mit Farbkodex

Die folgenden Unterkapiteln 4.1 bis 4.5 stellen den aktuellen Stand der Beschaffung in Deutschland, Frankreich, Niederlande, Belgien und Dänemark dar. Um den Vergleich übersichtlich zu halten, stellen wir die Ergebnisse unserer Recherche in tabellarischer Form dar und erläutern anschließend länderspezifische Besonderheiten. Neben dem aktuellen Stand der Beschaffung widmen wir uns in Kapitel 4.6 außerdem dem aktuellen Stand der Effizienzprüfungen der Vergleichsländer sowie weiteren Erkenntnissen, welche sich aus den hier präsentierten Recherchen ergaben. Aus den im Ländervergleich gewonnenen Erkenntnissen leiten wir außerdem Empfehlungen für den Vorgang der österreichischen Effizienzprüfung zur Beschaffung von nfdSL ab. In Unterkapitel 4.7 hat E-Control Einschätzungen zu anderen Ländern in Europa erarbeitet, ergänzende Indikation darüber bieten, dass das Vorgehen der einzelnen Länder nicht homogen und unterschiedlich fortgeschritten ist.

4.1 Deutschland

In Deutschland ist die Bundesnetzagentur (BNetzA) als Regulierungsbehörde tätig. Zuständige Übertragungsnetzbetreiber sind 50 Hertz Transmission, Amprion, TenneT TSO und TransnetBW.

Beschreibung

In den technischen Anschlussrichtlinien werden Mindestanforderungen für die Fähigkeit zur Blindleistungsbereitstellung in Form von Blindleistungsstellbereichen gefordert. Vereinbarungen zur Vorhaltung und Abruf innerhalb des geforderten Bereiches werden im Netzanschlussvertrag konkretisiert. Darüber hinaus befindet sich eine marktgestützte Beschaffung in Form von Ausschreibungen von Blindleistung auf Höchst- und Hochspannungsebene (110 kV) aktuell in der Ausarbeitung. (Bundesnetzagentur, 2023)

Eine erste marktgestützte Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit in Form von Ausschreibungen ist für alle definierten Beschaffungsregionen bis 2028 vorgesehen (Netztransparenz.de, 2024).

Inselbetriebsfähigkeit muss von Anlagen mit Höchst- oder Hochspannungsanschluss verpflichtend bereitgestellt werden. Die Fähigkeiten gehen nur geringfügig über die ohnehin im Betrieb einzuhaltenden Anforderungen hinaus. Schwarzstartfähige Anlagen sind grundsätzlich inselnetzbetriebsfähig.

Auf Grundlage der System-Split-Untersuchungen¹⁸ des Netzentwicklungsplanes 2023 wurde ein zusätzlich notwendiger Bedarf an Trägheit lokaler Netzstabilität ermittelt. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass eine marktgestützte Beschaffung Effizienzpotenziale heben kann und hat die ursprünglich formulierte Ausnahmeregelung zur marktgestützten Beschaffung wieder aufgehoben. Eine marktgestützte Beschaffung mit Preisdeckelung aufgrund des begrenzten Angebotes wird aktuell vorbereitet (Bundesnetzagentur, 2023).

Dynamische Blindstromstützung wird in den technischen Anschlussrichtlinien für nichtsynchrone Erzeugungsanlagen gefordert.

Kurzschlussstrom wird nicht systematisch beschafft. Es ist davon auszugehen, dass aktuell eine inhärente Erbringung durch Synchronmaschinen ausreichend ist. (Wagner, et al., 2022)

¹⁸ Es werden ausgewählte Netzauftrennungen untersucht als auslegungsrelevanter Störfall zur Dimensionierung des Momentanreservebedarfs. Es werden Netzauftrennungen betrachtet, die zu maximal zwei asynchronen Teilnetzen führen, entlang von Ländergrenzen, bzw. innerhalb von Deutschland entlang von Bundesländergrenzen und die geographisch und topologisch zusammenhängend sind bei einer gemittelten Auslastung aller Kuppelleitungen zwischen den Teilnetzen von mindestens 70 %. (50Hertz, et al., 2023)








	Deutschland
Blindleistung	 Ausschreibung in Ausarbeitung für Höchst- und Hochspannungsebene ¹⁹ .
Trägheit der lokalen Netzstabilität	 Preisregulierte Marktbeschaffung in Ausarbeitung
Dynamische Blindstromstützung	 Technische Anschlussrichtlinien. Zusätzliche Anforderung im Rahmen der Fault-Ride-Through (FRT)-Fähigkeit für nichtsynchrone Erzeugungsanlagen.
Kurzschlussstrom	 Keine systematische Beschaffung. Inhärente Erbringung ausreichend.
Schwarzstartfähigkeit	 Ausschreibung läuft aktuell. Altverträge bis Abschluss aller laufenden Ausschreibungen (nach 2028) laufend.
Inselbetriebsfähigkeit	 Technische Anschlussrichtlinien. Verpflichtende Bereitstellung für Anlagen in Höchst- und Hochspannungsebene.

Tabelle 2: Überblick über aktuellen Stand der nfSDL-Beschaffung (Säulen A und B) in Deutschland

Einordnung der Erkenntnisse

Eine ausführliche Bewertung der Effizienz einer marktgestützten Beschaffung der nfSDL ist in Form des SDL Zukunft-Abschlussberichtes öffentlich verfügbar. Die Methodik und daraus folgende Empfehlungen können entsprechend nachvollzogen werden (Wagner, et al., 2022).

Genauso sind die daran angelehnten Beschlüsse der Bundesnetzagentur für die Umsetzung einer marktgestützten Beschaffung, bzw. das Ziehen der Ausnahmeregelung öffentlich verfügbar.

Auf Basis des Beschlusses der Bundesnetzagentur als Reaktion auf die unionsrechtlichen Vorgaben wurde bereits eine marktgestützte Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit umgesetzt und die Ausschreibung durch die Übertragungsnetzbetreiber läuft aktuell.²⁰ Klarstellend sei erwähnt, dass dies nicht gleichbedeutend mit der Aussage ist, dass es zum Berichtszeitpunkt keine legacy contracts oder ggf. EltRL konformen Verträge innerhalb von Säule A mehr gibt. Vielmehr sind parallele Beschaffungsansätze mindestens während einer Übergangszeit (in jedem Land) erwartbar.

Für Trägheit der lokalem Netzstabilität wurde die initiale Ausnahmeregelung einer marktgestützten Beschaffung aufgehoben und aktuell wird ein Beschaffungskonzept erarbeitet.

Auch für die Beschaffung von Blindleistung fiel die Effizienzprüfung einer marktgestützten Beschaffung positiv aus und Ausschreibungen auf Höchst- und Hochspannungsebene werden aktuell von den Netzbetreibern ausgearbeitet. Für die Spannungsebenen unterhalb der

¹⁹ Die Hochspannungsebene (110 kV) liegt in Deutschland in der Verantwortung der Verteilnetzbetreiber.

²⁰ Die Ausschreibung erfolgt zeitlich gestaffelt, s. netztransparenz.de. Dass eine marktgestützte Beschaffung entsprechend unionsrechtlichen Vorgaben umgesetzt ist, ist strikt von der Frage zu trennen, ob aktuell Beschaffungsverfahren laufen (Aussage im Kontext des Berichtszeitpunkts)

Hochspannungsebene wurde hingegen die Ausnahme von der marktgestützten Beschaffung gezogen, da diese als nicht effizient bewertet wurde. Begründet wird die Entscheidung im Beschluss BK6-23-072 folgendermaßen:

„Insbesondere ein nicht oder nur sehr geringer bestehender Bedarf der betroffenen Netzbetreiber an Blindleistungspotentialen, die nicht bereits durch die TAR/ TAB-²¹Anforderungen gedeckt werden, erheblicher organisatorischer, finanzieller sowie personeller Aufwand sowohl auf Seiten von Anlagenbetreibern als auch von Netzbetreibern, ebenso wie notwendige technische Nachrüstungen, sprechen insgesamt gegen eine Verpflichtung zur marktgestützten Beschaffung.“ (Bundesnetzagentur, 2024)

Auch wenn eine verpflichtende marktliche Beschaffungsvorgabe nicht für notwendig gehalten wird, besteht selbstverständlich weiterhin die Möglichkeit die nicht frequenzgebundene Systemdienstleistung Blindleistung eigenständig zu beschaffen. Dies erfolgt in den unteren Spannungsebenen größtenteils über die Vorgaben aus den TARs. Vereinzelt bestehen auch bilaterale Verträge mit Anlagenbetreibern. Der verbleibende Bedarf wird über netzbetreibereigene Netzbetriebsmittel gedeckt. (Bundesnetzagentur, 2024)

Die angewendete Methodik der Effizienzprüfung kann für eine Bewertung in Österreich Anhaltspunkte bieten. Die Beschlüsse der Bundesnetzagentur können ebenfalls Hinweise für eine formale Entscheidung über die Effizienz der marktgestützten Beschaffung von nfSDL in Österreich durch E-Control liefern.

Sollte Österreich in Folge einer Effizienzprüfung eine Ausgestaltung der marktgestützten Beschaffung für nfSDL anvisieren, sollten die Beschaffungskonzepte in Deutschland für Trägheit der lokalen Netzstabilität, Blindleistung und Schwarzstartfähigkeit kritisch geprüft und hinsichtlich ihrer Anwendbarkeit auf Österreich evaluiert werden. Grundsätzlich sollten die in Deutschland gemachten Erfahrungen, welche sich bei der Durchführung der o.g. Beschaffungskonzepte nun einstellen werden, bei der Ausgestaltung berücksichtigt werden, um die positiven Aspekte ggf. zu nutzen und die Schwachstellen zu vermeiden.

4.2 Frankreich

In Frankreich ist die Commission de régulation de l'énergie (CRE) als Regulierungsbehörde tätig. Zuständiger Übertragungsnetzbetreiber ist Réseau de Transport d'Électricité (RTE).

Beschreibung

Die notwendige Fähigkeit zur Blindleistungsregelung von Erzeugungsanlagen nach [U,Q]-Diagramm wird in den technischen Anschlussrichtlinien beschrieben. (Ministère de la Transition écologique et solidaire, 2020; RTE, 2009) Die konkreten Erbringungsmodalitäten werden in den Netzanschlussverträgen vereinbart.

Für das Verteilnetz sind keine spezifischeren Informationen öffentlich verfügbar. Es könnte Regelungen zu Anreizen/Pönalen geben, die pro Verteilnetzbetreiber festgelegt sind.

Die „Règles Services Système Tension“ (Regeln für die Systemdienstleistungen im Bereich Spannung) (RTÉ, 2024) legen die technischen, rechtlichen und finanziellen Bedingungen fest, unter denen RTE von den Teilnehmenden Beiträge zu den spannungsbezogenen Systemdienstleistungen (Services Système Tension) aus unterschiedlichen für die Spannungsregelung geeigneten Anlagen erwirbt. Diese Regeln werden auf Grundlage von Artikel L. 321-11 des „Code de l'énergie“ (Energiekodex) erstellt, in dessen Rahmen die Regeln für die Systemdienstleistungen im Bereich Spannung erarbeitet werden. Diese bedürfen der Genehmigung durch die Energieregulierungskommission (Commission de régulation de l'énergie).

²¹ Technische Anschlussrichtlinien (TAR), technische Anschlussbedingungen (TAB)

Grundsätzlich gilt, dass Erzeugungsanlagen, die auf den Spannungsebenen 63 kV und 90 kV angeschlossen sind, mit einer Spannungsregelungsfunktion ausgestattet sind, die es ihnen ermöglicht, zur Primärregelung der Spannung beizutragen. Anlagen, die in höheren Spannungsebenen angeschlossen sind, müssen über Funktionen verfügen, die sowohl zur Primär- als auch zur Sekundärregelung der Spannung beitragen können.

Die Aufteilung nach Primär- und Sekundärspannungsregelung ist dabei wie folgt zu verstehen:

- Réglage Primaire de Tension („Primäre Spannungsregelung“): Anpassung der Blindleistung auf lokaler Ebene auf Grundlage einer vom Netzbetreiber vorgegebenen Regelungscharakteristik
- Réglage Secondaire de Tension (RST)/ Réglage Secondaire Coordinné de Tension (RSCT) („Sekundäre Spannungsregelung“): Übermittlung von Sollspannungswerten durch RTE in Echtzeit (erfordert Fernsteuerbarkeit), zusätzliche Vergütung

Jede Anlage, die an der Spannungsregelung teilnimmt, tut dies nach den von der Energieregulierungskommission (Commission de régulation de l'énergie) genehmigten Bedingungen und Vergütungsbestimmungen. Die Regeln (Règles Services Système Tension) legen insbesondere die Bedingungen fest, unter denen RTE den Betrieb einer Anlage in jedem Punkt des Normalen Betriebsbereichs (U/Q-Diagramms) anfordern kann, sowie die damit verbundenen Vergütungsmodalitäten. Dies entspricht nach unserer Interpretation einer regulierten Vergütung innerhalb des einforderbaren Bereichs an Blindleistungsbereitstellung. Die Teilnahme an der Spannungsregelung nach vereinfachten Modalitäten, beispielsweise eine konstante Blindleistung am Netzanschlusspunkt (RTE, 2009), wird nicht vergütet. Ein Betreiber, dessen Anlagen über die konstruktive Fähigkeit zur Spannungsregelung verfügen, kann auch auf freiwilliger Basis einen Teilnahmevertrag unterzeichnen.

Für besondere Netzsituationen kann RTE auch für eine begrenzte Zeit ein Verhalten in den Außergewöhnlichen Betriebszonen (Zones de Fonctionnement Exceptionnel) des Betriebsdiagramms anfordern. Dies fällt jedoch explizit nicht in den Bereich der „Règles Services Système Tension“. Das Verhalten wird in den „Documentation Technique de Référence“ näher beschrieben. Inwiefern dieser Bereich z.B. über eine regulierte Vergütung (separat) vergütet wird oder rein Teil von bilateralen Vereinbarungen ist, können die Gutachter nicht abschließend bewerten. Es wird lediglich auf zusätzliche vertragliche Dokumente verweisen. Erwähnt werden ationale oder lokale Leistungsvereinbarungen.

Darüber hinaus können die Gutachter keine Hinweise auf weitere marktgestützte Beschaffungssysteme zur Systemdienstleistung Spannungshaltung finden.

Über eine systematische Beschaffung von Trägheit der lokalen Netzstabilität, Kurzschlussstrom, Schwarzstartfähigkeit und Inselbetriebsfähigkeit sind keine Informationen öffentlich verfügbar. Implizit wird die Fähigkeit der Inselbetriebsfähigkeit in Zusammenhang mit den Anforderungen an schwarzstartfähige Anlagen beschrieben. Atomkraftwerke können aus Sicherheitsgründen ebenfalls eine Inselbetriebsfähigkeit aufweisen. Die Struktur des französischen Kraftwerksparks legt die Vermutung nahe, dass die nfSDL Kurzschlussstrom und Trägheit der lokalen Netzstabilität in ausreichender Menge inhärent verfügbar sind, bzw. aktuell kein darüberhinausgehender Bedarf besteht. Öffentlich zugängliche Evaluierungsberichte konnten wir jedoch nicht identifizieren.

Anforderungen an Höhe und Dauer des zu erbringenden Blindstromes im Fehlerfall für nichtsynchrone Erzeugungsanlagen (Dynamische Blindstromstützung) sind in den technischen Anschlussbedingungen definiert (Ministère de la Transition écologique et solidaire, 2020).








		Frankreich
Blindleistung		Technische Anschlussrichtlinien mit regulierter Vergütung.
Trägheit der lokalen Netzstabilität		Keine systematische Beschaffung. Keine Spezifikationen in den technischen Anschlussrichtlinien.
Dynamische Blindstromstützung		Technische Anschlussrichtlinien. Anforderung an den zu erbringenden Blindstrom für nichtsynchrone Erzeugungsanlagen.
Kurzschlussstrom		Keine systematische Beschaffung. Keine Spezifikationen in den technischen Anschlussrichtlinien.
Schwarzstartfähigkeit		Keine konkreten Informationen öffentlich verfügbar.
Inselbetriebsfähigkeit		Keine systematische Beschaffung. Keine Spezifikationen in den technischen Anschlussrichtlinien.

Tabelle 3: Überblick über aktuellen Stand der nfSDL Beschaffung (Säulen A und B) in Frankreich

Einordnung der Erkenntnisse

Zum Umgang mit nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen sind öffentlich keine Dokumente als Reaktion auf die unionsrechtlichen Vorgaben im Sinne einer etwaigen Effizienzprüfung einer marktgestützten Beschaffung verfügbar. Es gibt einen Gesetzesentwurf vom 31.10.2024 zur Überführung der Vorgaben in den „code de l'énergie“. Eine Kommentierung dieses Gesetzesentwurfs enthält den Hinweis darauf, dass die Vorgaben an die Beschaffung von nfSDL für Frankreich vor allem in Bezug auf Dienstleistungen zur Spannungshaltung relevant werden könnten. Es können keine weiteren detaillierteren Erkenntnisse für eine Effizienzprüfung von nfSDL aus dem französischen Beispiel gewonnen werden (Assemblée nationale, 2024; Assemblée nationale, 2024).

4.3 Niederlande

In den Niederlanden ist die Autoriteit Consument & Markt (ACM) als Regulierungsbehörde tätig. Zuständiger Übertragungsnetzbetreiber ist TenneT B.V.

Beschreibung

In den Niederlanden werden die Systemdienstleistungen Blindleistung und Schwarzstartfähigkeit vom Übertragungsnetzbetreiber TenneT marktgestützt beschafft²². Die Ausschreibungen zur Bereitstellung von Blindleistung finden dabei jährlich statt. Grundsätzlich können alle Erzeugungskapazitäten in der Höchst- und Hochspannung (ab 110 kV) an den Ausschreibungen teilnehmen. Ausgeschrieben werden Verträge mit unterschiedlichen geforderten Eigenschaften. Zum Zeitpunkt der Berichtsfassung waren weitere Informationen zur Teilnahme an der Ausschreibung nicht mehr zugänglich, obwohl diese vormals verfügbar waren. Eine wichtige

²² <https://www.tennet.eu/de/node/119>

Neuerung im Jahr 2024 waren laut den nicht mehr abrufbaren Informationen erhöhte Anforderungen an die Mindestverfügbarkeit der Blindleistung. Zuvor wurden keine Verfügbarkeitsanforderungen gestellt.

Die Ausschreibungen zur Schwarzstartfähigkeit werden „weit im Voraus“ (engl. „well ahead of time“) veröffentlicht. Die Verträge werden über längere Zeiträume abgeschlossen, was durch die erhöhten Investitionskosten begründet wird. Weitere Informationen zum Beschaffungsverfahren oder Ergebnisse vergangener Ausschreibungen konnten wir mangels öffentlicher Informationen nicht nachvollziehen.

Neben einer marktgestützten Beschaffung werden in den Niederlanden, wie auch in weiteren Ländern, Anforderungen an Netzanschlusssteilnehmer bezüglich Fault-Ride-Through gestellt. Eine Forderung aktiver, dynamischer Blindstromstützung gibt es jedoch nicht.

Die Systemdienstleistungen Trägheit der lokalen Netzstabilität (Momentanreserve), Kurzschlussstrom und Inselnetzbetriebsfähigkeit werden unseren Recherchen nach nicht systematisch beschafft. Dabei gab es auch keine Hinweise dafür, inwiefern der Bedarf oder die Effizienz einer Beschaffung geprüft wurde. Abweichend von anderen nationalen Implementierungen des NC RfG verpflichtet der *Netcode elektriciteit* Hochspannungsgleichstromübertragungssysteme (HGÜ-Systeme) zur Bereitstellung von Trägheit bzw. Momentanreserve. Da hierdurch jedoch Netzbetriebsmittel verpflichtet werden (Säule C), bewerten wir diesen Beschaffungsansatz so, dass keine marktgestützte Beschaffung erfolgt.








		Niederlande
Blindleistung		Jährliche Ausschreibung. Seit 2024 mit Mindestverfügbarkeitsanforderung (davor Bereitstellung nur in Betrieb).
Trägheit der lokalen Netzstabilität		Keine systematische Beschaffung. (Jedoch: Technische Verpflichtung für HGÜ)
Dynamische Blindstromstützung		Technische Anforderung an Netzanschlusssteilnehmer (Netcode elektriciteit sowie NC RfG). Gefordert wird jedoch nur Fault-Ride-Through.
Kurzschlussstrom		Keine systematische Beschaffung.
Schwarzstartfähigkeit		Ausschreibung. Beschaffung „alle paar Jahre“. Ein Verfahren zum Abschluss eines neuen Verfahrens „wird rechtzeitig angekündigt“.
Inselbetriebsfähigkeit		Keine systematische Beschaffung.

Tabelle 4: Überblick über aktuellen Stand der nfSDL-Beschaffung (Säulen A und B) in den Niederlanden

Einordnung der Erkenntnisse

Informationen zu Beschaffungsverfahren von Systemdienstleistungen, welche in den Niederlanden marktgestützt beschafft werden, sind öffentlich zugänglich und im Sinne der Verfahrensanforderungen transparent.

In den vorliegenden Unterlagen zur marktgestützten Beschaffung wird auf die Einhaltung der einschlägigen EU-rechtlichen Vorschriften Bezug genommen. Daraus kann geschlossen werden, dass die regulatorischen Anforderungen für Beschaffungsverfahren, wie sie in den relevanten EU-Richtlinien und Verordnungen niedergelegt sind, beachtet werden.

Jedoch ergibt sich aus unseren Recherchen keine eindeutige Nachvollziehbarkeit, ob und in welchem Umfang eine Effizienzprüfung der marktgestützten Beschaffung der Systemdienstleistungen durchgeführt wurde. Die Verfahrensdokumentation liefert keine expliziten Hinweise auf methodische Schritte oder Resultate einer derartigen Prüfung. Das Fehlen einer solchen Veröffentlichung erschwert die Nachvollziehbarkeit der Effizienz der marktgestützten Beschaffung.

4.4 Belgien

In Belgien ist die Commission for Electricity and Gas (CREG) als Regulierungsbehörde tätig. Zuständiger Netzbetreiber ist Elia.

Beschreibung

In Belgien werden, ähnlich wie in den Niederlanden, die Systemdienstleistungen Blindleistung und Schwarzstartfähigkeit marktgestützt beschafft. Die Beschaffung von Blindleistung wurde im Vergleich zu den anderen Ländern früh begonnen. Auch wenn wir nicht rückdatieren können, zu welchem Zeitpunkt mit der marktgestützten Beschaffung begonnen wurde, kann nachvollzogen werden, dass bereits 2018 Studien zur effizienten Beschaffung von Blindleistung abgeschlossen wurden²³. Anders als in den anderen verglichenen Ländern können wir keine eindeutige Festlegung auf eine bestimmte Spannungsebene feststellen. Gemäß den geprüften Unterlagen sollte die Beschaffung für mittels der „höchstmöglichen“ Spannungsebene erfolgen. Spannungen, bspw. unterhalb der Hochspannung, werden aber nicht explizit ausgeschlossen²⁴. Schon aus elektrischen Gründen halten wir es dennoch für wahrscheinlich, dass eine Beschaffung für die Hochspannungsebene erfolgt und eine Beschaffung durch Hochspannungsanlagen erfolgen soll. Bei Elia werden alle Spannungsebenen ab 70 kV aufwärts als Hochspannung beschrieben.²⁵

Anders als in den Niederlanden erfolgen Ausschreibungen zur Schwarzstartfähigkeit nicht über größere Zeiträume hinweg, sondern jährlich. Dabei wird die Schwarzstartfähigkeit in insgesamt fünf Netzgebieten ausgeschrieben. Die Anforderungskriterien sind veröffentlicht und können daher nachvollzogen werden. Aus den Unterlagen geht außerdem hervor, dass Belgien, ähnlich zu den Niederlanden, eine Verlängerung der ausgeschrieben Zeiträume prüft²⁶. Der Ausgang der Prüfung blieb bei unseren Recherchen jedoch offen.

²³ https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2023/20230928_public-consultation-on-the-voltage-service-and-reactive-power-control/20231030_voltage-service-and-reactive-power-control-final-report-creg-incentive.pdf

²⁴ Vgl. https://www.elia.be/en/electricity-market-and-system/document-library#dl1_document%20library%20topic=Voltage%20Services%20-%20VSP%20and%20Reactive%20Power%20Management

²⁵ <https://www.elia.be/en/infrastructure-and-projects/our-infrastructure>

²⁶ https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/electricity-market-and-system/system-services/how-to-become-provider-documents-technical/20220412_bidding-instructions-and-awarding-criteria-rsp-2023.pdf

Wie auch in den Nachbarländern werden keine besonderen Anforderungen bezüglich einer dynamischen Blindstromstützung gestellt. Jedoch müssen Netzbenutzern Fault-Ride-Through-Anforderungen erfüllen.

Weitere Systemdienstleistungen werden nicht systematisch beschafft. Während wir zu Kurzschlussstrom und Inselnetzbetriebsfähigkeit keine weiteren Informationen finden konnten, deuten öffentliche Blog-Beiträge durch Elia darauf hin, dass Tools zur Bewertung ausreichender Trägheit zuletzt nur entwickelt wurden²⁷. Den ersten Tests folgend, ist ausreichend Trägheit verfügbar. Die tatsächliche Prüfung ist jedoch ausstehend.








		Belgien	
Blindleistung		Ausschreibung.	Vergleichsweise frühzeitig wurde mit einer Beschaffung via Ausschreibung begonnen.
Trägheit der lokalen Netzstabilität		Keine Regelung.	Öffentliche Berichte sind nicht zugänglich. Berichte deuten darauf hin, dass ausreichend Trägheit verfügbar ist.
Dynamische Blindstromstützung		Technische Anforderung	an Netzbenutzer. Anforderung an Fault-Ride-Through.
Kurzschlussstrom		Keine systematische Beschaffung.	
Schwarzstartfähigkeit		Jährliche Ausschreibung	für insgesamt fünf Netzgebiete. Längerfristige Ausschreibungen werden derzeit konsultiert.
Inselbetriebsfähigkeit		Keine systematische Beschaffung.	

Tabelle 5: Überblick über aktuellen Stand der nfSDL-Beschaffung (Säulen A und B) in Belgien

Einordnung der Erkenntnisse

Die Beschaffungsansätze in Belgien ähneln auf den ersten Blick jenen in den Niederlanden, unterscheiden sich jedoch in der Ausgestaltung. Anders als in den Niederlanden sind einzelne Prüf- und Konsultationsberichte zu Systemdienstleistungen öffentlich zugänglich. Andererseits konnten wir auch in Belgien keinen einheitlichen und strukturierten Effizienzbericht ausfindig machen. Jenseits der Ausschreibungsdetails erscheint Elia bezüglich Überlegungen, Konsultationsergebnissen und anvisierten Änderungsvorschlägen transparenter.

4.5 Dänemark

In Dänemark ist der Danish Utility Regulator (Forsyningstilsynet) als Regulierungsbehörde tätig. Zuständiger Netzbetreiber ist Energinet.

²⁷ <https://innovation.eliagroup.eu/en/projects/local-inertia>

Eine Besonderheit Dänemarks ist die Aufteilung in zwei Netz- und Marktgebiete DK1 und DK2 (vgl. Abbildung 5). DK1 ist dabei synchron mit der *Regional Group Continental Europe* (ehemals UCTE) verbunden. DK2 ist synchron mit der *Regional Group Nordic* verbunden. Allein hieraus ergeben sich unterschiedliche Anforderungen an die zu beschaffenden Systemdienstleistungen. Darüber hinaus liegen im dänischen Territorium auch verschiedene Inseln, für die sich regulatorische Besonderheiten ergeben.



Abbildung 5: Aufteilung der Netz- und Marktgebiete Dänemarks.

Beschreibung

In Dänemark wird einzig Schwarzstartfähigkeit sowohl in DK1 als auch in DK2 marktgestützt beschafft. Ausgeschrieben werden Drei-Jahres-Verträge. In ihrem jährlich veröffentlichten Effizienzbericht hat Energinet bekannt gegeben, man wolle die Ausschreibungen „weiter öffnen“. Da der Bericht nur auf Dänisch veröffentlicht wird, mussten wir auf marktübliche Übersetzungsmöglichkeiten zurückgreifen. Nach unserem Verständnis geht es hierbei um eine Öffnung für neue Technologien/nicht-fossile Erzeugung. Wir können jedoch nicht ausschließen, dass sich eine Öffnung auf eine Verlängerung der Vertragsperioden bezieht. Als regulatorische Besonderheit wurden für die Inseln Bornholm, Læsø und Anholt mangels Alternativen Ausnahmen gezogen, sodass dort ansässige Kraftwerke mittels bilateralen Verträgen transparent und diskriminierungsfrei direkt verpflichtet wurden.

Als Teil der RG Nordic ist DK2 verpflichtet anteilig Fast Frequency Reserve (FFR) zu beschaffen. FFR ist eine Systemdienstleistung, welche auf extreme Frequenzänderungen reagiert. FFR hat höhere Anforderungen an die Reaktionszeit als FCR (Primärregelleistung), reagiert jedoch „langsamer“ als Momentanreserve. FFR wird in DK2 am Vortag marktgestützt beschafft. Sie kann daher als Teil der nFSDL interpretiert werden (vgl. Unterkapitel 6.2). Als vergleichsweise kleiner Teil der RG Nordic liegen die Beschaffungsvolumen im zweistelligen Megawatt (MW)-Bereich.

Für die Bereitstellung von Blindleistung und dynamische Blindstromstützung gelten einzig technische Verpflichtungen/Anforderungen. Vollständig integrierte Netzkomponenten sind in Dänemark in der Lage ausreichend Blindleistung effizient bereitzustellen. Künftig sollen außerdem Erneuerbare-Energie (EE)-Anlagen zur Bereitstellung von Blindleistung weiter verpflichtet werden. Wie auch in anderen Ländern, gibt es keine direkten Anforderungen zur dynamischen Blindstromstützung. Netzbenutzer müssen jedoch Anforderungen an Fault-Ride-Through erfüllen. Als nationale Besonderheit Dänemarks werden außerdem Anforderungen an den Fehlerstrom, Fixed-Fault-Current (FFC), gestellt. FFC begrenzt den Strom im Fehlerfall von allen Netzbenutzern und reduziert dadurch umgekehrt den Bedarf an Fehlerströmen.

Kurzschlussstrom und Inselnetzbetriebsfähigkeit werden nicht systematisch beschafft. Im jährlich veröffentlichten Effizienzbericht gibt es keinen Hinweis dafür, dass die Notwendigkeit dieser Systemdienstleistungen überhaupt untersucht wurde.








	DK1 DK2	Dänemark
Blindleistung		Technische Verpflichtung (RfG). EE-Anlagen werden künftig ebenfalls verpflichtet. Ausreichend VINKs in Dänemark vorhanden.
Trägheit der lokalen Netzstabilität		Keine Beschaffung in DK1. Verbundsystem sei ausfallsicher. Ausschreibung in DK2. Beschaffung von FFR (Fast Frequency Reserve) am Vortag durch Energinet.
Dynamische Blindstromstützung		Technische Anforderung durch RfG. Fault-Ride-Through (FRT) sowie Fixed-Fault-Current (FFC) gefordert.
Kurzschlussstrom		Keine systematische Beschaffung.
Schwarzstartfähigkeit		Ausschreibungen für DK1 und DK2 (3-Jahres-Verträge). Bilaterale Verträge auf dänischen Inseln (Bornholm, Læsø, Anholt). Ausschreibung soll „weiter geöffnet“ werden (vermutlich technologisch).
Inselbetriebsfähigkeit		Keine systematische Beschaffung.

Tabelle 6: Überblick über aktuellen Stand der nfSDL-Beschaffung (Säulen A und B) in Dänemark

Einordnung der Erkenntnisse

Anders als in den zuvor untersuchten Ländern wird in Dänemark jährlich ein Bericht zur Bedarfsermittlung von Systemdienstleistungen (Behovsvurdering for systemdelser)²⁸ auf Dänisch veröffentlicht. Dieser stellt die Ergebnisse der Effizienzprüfung für frequenz- und nicht-frequenz-basierte Systemdienstleistungen dar. Auch wenn nicht alle in dieser Studie verglichenen Systemdienstleistungen enthalten sind, ergibt sich ein hohes Transparenzniveau. Die Studien liegen außerdem auch für die vergangenen Jahre vor. Zudem werden im Bericht nur die Ergebnisse, bspw. die Art der Beschaffung, veröffentlicht. Die eigentlichen Prüfungsvorgänge – also wie Energinet zu dem Schluss kam, was der effizienteste Beschaffungsansatz ist – können im Bericht nicht nachvollzogen werden. Dennoch erfüllt der Bericht mit Bezug auf Transparenz und Aktualität vergleichsweise hohe Anforderungen.

Beispielhaft für die Selektivität des Berichtes ist die Festlegung aus 2025, Blindleistung nicht marktgestützt zu beschaffen. Erst der Bericht zur Bedarfsermittlung von Systemdienstleistungen für 2025 führt Blindleistung überhaupt als Systemdienstleistung auf. Zuvor lagen keine weiteren Informationen vor. Den Berichten der Vorjahre war auch nicht zu entnehmen, dass eine Effizienzprüfung erfolgte oder für das Jahr 2025 geplant war. Demnach kann das Fehlen der Systemdienstleistungen Blindstromstützung, Kurzschlussstrom und Inselnetzbetriebsfähigkeit











































²⁸ <https://energinet.dk/el/systemydelser/systemydelser-i-fremtiden/>

kein Indikator dafür sein, dass derzeit tatsächlich keine Prüfung erfolgt. Gesichert ist nur, dass weder ein Ergebnis noch eine Entscheidung bezüglich einer marktgestützten Beschaffung vorliegt.

4.6 Übergreifende Bewertung und Implikationen für die Effizienzprüfung in Österreich

4.6.1 Übersicht der Beschaffungsansätze der betrachteten Länder

Folgend werden die Ergebnisse der aktuellen Beschaffungsansätze in Österreich sowie den anderen Ländern übersichtlich dargestellt. Durch die farbliche Markierung in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** können visuell Gemeinsamkeiten und Unterschiede schnell erkannt und die Länder miteinander verglichen werden.

nfSDL je Land						
Blindleistung (Fokus Höchst- und Hochspannung)						
Trägheit der lokalen Netzstabilität						
Dynamische Blindstromstützung						
Kurzschlussstrom						
Schwarzstartfähigkeit						
Inselbetriebsfähigkeit						







 Ausschreibung
 Preisregulierte Marktbeschaffung
 Bilaterale Verträge (in AT in Form von legacy contracts)
 Technische Verpflichtung (auch mit regulierter Vergütung)
 Keine systematische Beschaffung
 Informationen nicht hinreichend

Tabelle 7: Übersicht über dominierende Beschaffungsansätze der jeweiligen Länder je nfSDL zum Stand des Berichtes

Blindleistung und Schwarzstartfähigkeit werden in den verglichenen Ländern mehrheitlich marktgestützt beschafft. Auch wenn der Ländervergleich gezeigt hat, dass Ausschreibungen bezüglich der Zeiträume unterschiedlich ausgestaltet sein können, gibt es einige landesweite Ausnahmen von der Regel:

1. Eine marktgestützte Beschaffung von Blindleistung in Dänemark ist wegen einer hohen Verfügbarkeit netzeigener Betriebsmittel (VINKs) nicht effizient. Ausnahmen von einem

marktlichen Beschaffungsansatz für Schwarzstartfähigkeit liegen außerdem für drei kleine Inseln vor.

2. In Frankreich können wir aus öffentlich verfügbaren Informationen nicht eindeutig herleiten, ob und inwiefern die Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit marktgestützt erfolgt. Weiterhin gibt es Informationen zu einer regulierten Vergütung von Blindleistung als technische Anforderung im Übertragungsnetz.

Für eine marktgestützte Beschaffung von Blindleistung gilt, dass eine Beschaffung immer zusätzlich zur technisch verpflichtenden Menge erfolgt. Der verpflichtende Bereich wird nicht vergütet. Es wird **keine marktgestützte Beschaffung unterhalb der Hochspannungsebene** durchgeführt. Ein entsprechender Beschaffungsansatz in Deutschland und den Niederlanden beschränkt sich auf die Höchst- und Hochspannungsebene (bis 110 kV) und bezieht für die Bereitstellung nur Anlagen aus ebendiesen Spannungsebenen ein. Öffentlich verfügbare Informationen in Belgien lassen darauf schließen, dass Blindleistung ebenfalls für Spannungsebenen analog zu Deutschland und den Niederlanden ab der Hochspannung beschafft werden soll. Hochspannung schließt in Belgien Spannungsebenen ab 70 kV ein. Mangels einer marktgestützten Beschaffung in Dänemark, kann keine Spannungsebene spezifiziert werden.

Ein Beschaffungskonzept, welches die Organisation des Beschaffungsansatzes im Detail erläutert und Hintergründe zur Beschaffung darlegt, lag öffentlich in Deutschland vor. Das deutsche Beschaffungskonzept betont dabei, dass ein marktgestütztes Beschaffungsverfahren „unter Abwägung aller zur Verfügung stehenden Beschaffungsoptionen als die wirtschaftlich effizienteste Option“ erscheint bzw. zum Zeitpunkt der Entscheidung erschien. (Bundesnetzagentur, 2023)

Trägheit der lokalen Netzstabilität, bzw. Momentanreserve oder FFR, wird nur in zwei der untersuchten Ländern systematisch beschafft. In Deutschland führen der Rückbau konventioneller Kraftwerkskapazitäten sowie neue Berechnungsmethoden zu einem erhöhten Bedarf an Momentanreserve. In Dänemark wird die weniger wertige Systemdienstleistung FFR in geringen Mengen beschafft. Bis auf die Blogbeiträge durch Elia zu aktuellen Untersuchungen konnten wir keine Hinweise für laufende Effizienzprüfungen finden oder Details für eine systematische Beschaffung ableiten. Wir vermuten daher, dass in diesen Ländern aktuell angenommen wird, dass die inhärente Bereitstellung der Systemdienstleistung ausreichend zur Bedarfsdeckung ist.

Dynamische Blindstromstützung wird in allen verglichenen Ländern indirekt über technische Anforderungen an die Fault-Ride-Through-Fähigkeit (FRT) beschafft. Alle Länder sind dabei an die Vorgaben des NC RfG gebunden, nutzen jedoch den Spielraum bei der nationalen Ausgestaltung.

Kurzschlussstrom wird in keinem der verglichenen Länder systematisch beschafft. Einzig in Deutschland wurde überhaupt strukturiert der Bedarf dieser Systemdienstleistung ermittelt. Selbes gilt dabei auch für die **Inselnetzbetriebsfähigkeit**, für die nur in Deutschland überhaupt technische Anforderungen in den Anschlussrichtlinien genannt werden. Nach unserer Einschätzung handelt es sich bei Inselnetzbetriebsfähigkeit um einer der Schwarzstartfähigkeit untergeordnete Systemdienstleistung, die sich insbesondere in Deutschland aus dem historischen Kraftwerkspark ableitete. Da schwarzstartfähige Kraftwerke inhärent inselnetzbetriebsfähig sind, kann der Bedarf an jener Systemdienstleistung durch eine einheitliche Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit gedeckt werden und spielt daher außerhalb Deutschlands keine Rolle.

4.6.2 Implikationen des Ländervergleichs für die Effizienzprüfung in Österreich

Aus dem Ländervergleich können bereits grundsätzliche Implikationen für die Effizienzprüfung in Österreich gezogen werden.

Es erscheint angebracht, **die Beschaffung von Blindleistung** als eine „Dienstleistungen zur statischen Spannungshaltung“ im Rahmen des Effizienzvergleichs in Österreich ausführlich zu prüfen, da diese stets über Säule A und häufig zusätzlich über Säule B (im Übertragungsnetz und z.T. auch auf der Hochspannungsebene) beschafft wird. Eine Anwendung von Säule B unterhalb der Hochspannungsebene konnte nicht identifiziert werden. Die Erfahrungen in den Niederlanden

und Deutschland (und mit Einschränkungen auch in Belgien) zeigen, dass auch die Art des Beschaffungskonzeptes und die Wahl der Spannungsebenen, für die eine marktgestützte Beschaffung vorgesehen wird, maßgeblich für die Effizienz einer marktgestützten Beschaffung sein kann. Die in Österreich bestehenden Verträge mit bilateralen Einigungen hinsichtlich der Vergütung der Erbringung von Blindleistung und festgelegten vergütungsfreien Bereichen sind auf ihre EitRL-Konformität zu prüfen („legacy contracts“). Eine ausführliche Effizienzprüfung für die nFSDL Blindleistung erfolgt in Unterkapitel 6.1.

Für **Trägheit der lokalen Netzstabilität** wird in Deutschland derzeit eine marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve entwickelt, während in Dänemark (Regelzone DK2) eine Beschaffung über Fast Frequency Reserve (FFR) erfolgt. Der hohe Momentanreservebedarf in Deutschland basiert auf neuen Berechnungsmethoden (Bedarf zur Beherrschung von Netzauftrennungen). Allerdings besteht weder in der EU noch in der Wissenschaft Konsens oder abschließende Evidenz, wie der Bedarf für Momentanreserve zu ermitteln ist (für weitere Details s. Unterkapitel 6.2). Für Österreich erscheint deshalb im nächsten Schritt eine vertiefende Analyse zu passenden Bewertungsmethodiken zur Ermittlung des notwendigen zukünftigen Bedarfes notwendig. Eine verlässliche Methodik zur Bedarfsdimensionierung ist Voraussetzung für die Wahl der effizienten Beschaffungsmethodik von nFSDL. Eine ausführliche Bewertung erfolgt in Unterkapitel 6.2.

Schwarzstartfähigkeit wird in allen betrachteten Ländern (Frankreich unklar, Deutschland in Übergangsphase) marktgestützt über Ausschreibungen beschafft. Eine Ausnahme hiervon sollte mutmaßlich mit Bezug auf nationale Besonderheiten gut begründet werden. Dies wird in Kapitel 6.3 berücksichtigt.

Informationen über eine systematische Beschaffung von **Inselbetriebsfähigkeit** konnten nur in Deutschland gefunden werden. Die technischen Anschlussrichtlinien in Deutschland fordern eine verpflichtende Bereitstellung für Anlagen in der Hoch- und Höchstspannungsebene. Inselbetriebsfähigkeit ist eine inhärente Eigenschaft von schwarzstartfähigen Kraftwerken und die Anforderungen gehen kaum über die Anforderungen für Anlagen im HöS- und HS-Netz hinaus, die im Normalbetrieb ohnehin, das heißt ohne bestimmtes Augenmerk auf Inselbetriebsfähigkeit, erfüllt werden müssen. Sollte ein zusätzlicher Bedarf für inselbetriebsfähige Kraftwerke bestehen, könnte eine Beschaffung über Schwarzstartfähigkeit insgesamt effizienter sein. Dies spricht dafür, dass eine marktgestützte Beschaffung in der Regel nicht effizient sein kann, sofern die o.g. Randbedingungen gelten. Unterkapitel 6.4 berücksichtigt dies entsprechend.

Kurzschlussstrom wird in keinem der betrachteten Ländern, einschließlich Österreich, systematisch beschafft. Dies spricht dafür, dass eine marktgestützte Beschaffung nur schwerlich effizient sein kann. Die Effizienzprüfung für Österreich in Unterkapitel 6.5 baut auf diesen Erkenntnissen auf.

Dynamische Blindstromstützung wird in einigen Ländern unterschiedlich definiert. Wir empfehlen, vor einer konkreten Bedarfsprüfung eine klare Definition zu wählen. In den verglichenen Ländern gibt es keine marktgestützte Beschaffung aber technische Verpflichtungen zur Bereitstellung einer dynamischen Blindstromstützung. Auch in Österreich werden Anforderungen an eine dynamische Blindstromstützung für alle Anlagentypen (Typ A bis D) in den TOR im Rahmen der FRT-Fähigkeit definiert. Die einheitliche Beschaffung in allen betrachteten Ländern über technische Verpflichtungen spricht dafür, dass eine marktgestützte Beschaffung sich in den verglichenen Ländern nicht als effizient erweist. Eine indikative Effizienzprüfung für Österreich erfolgt in Kapitel 6.6.

4.6.3 Erkenntnisse hinsichtlich der Methodik zur Effizienzprüfung

Erkenntnisse bezüglich der in den betrachteten Ländern angewendeten Methodik zur Effizienzprüfung können nur aus dem deutschen Beispiel gezogen werden. In den anderen Ländern sind keine detaillierten Informationen zur Methodik der Effizienzprüfung öffentlich zugänglich. Eine angepasste Version des Vorgehens in Deutschland ist auch für die Effizienzprüfung einer möglichen marktgestützten Beschaffung von nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen in Österreich sinnvoll. Die davon abgeleitete verwendete Methodik wird im folgenden Kapitel

beschrieben. Die Ergebnisse der Effizienzprüfung in Deutschland können in (Wagner, et al., 2022) nachgelesen werden.

4.7 Blick auf weitere Länder in Europa (außerhalb des internationalen Vergleichs)

Neben den bisher in Kapitel 4 betrachteten Ländern hat E-Control Einschätzungen zu anderen Ländern in Europa erarbeitet, welche nachfolgend in diesem Unterkapitel dargelegt werden. Die Einschätzungen können durch die Gutachter nicht geprüft werden, bieten jedoch ergänzende Indikation darüber, dass das Vorgehen der einzelnen Länder nicht homogen und unterschiedlich fortgeschritten ist.

Informationen von Regulierungsbehörden zu Ausnahmen von marktgestützter Beschaffung

Informationen von weiteren sechs nationalen Regulierungsbehörden (CZ, HU, IE, IT, LV, SE) deuten darauf hin, dass es in der EU recht unterschiedliche Ansätze in Richtung marktgestützter Beschaffung von nSDL gibt, und **dass nach wie vor häufig nicht-marktgestützte Methoden zur Anwendung kommen - insbesondere bei Verteilernetzbetreibern**. In Hinblick auf die nationale Umsetzung und die formelle Gewährung von Ausnahmen von marktgestützter Beschaffung durch die Regulierungsbehörden zeigen sich große Unterschiede. Formelle Ausnahmen wurden in weniger als der Hälfte dieser Länder genehmigt, und zwar aus verschiedenen Gründen:

- weil bislang keine Anträge erteilt wurden (Stand: Herbst 2024),
- weil kein formaler Rahmen für Beantragung und Gewährung von Ausnahmen geschaffen wurde,
- weil die Vorgaben seitens Regulierungsbehörde erst in Ausarbeitung sind oder
- weil marktgestützte Methoden derzeit erst in Pilotprojekten der Netzbetreiber erprobt werden.

Die Hälfte der Regulierungsbehörden dieser sechs Länder gaben an, dass Entscheidungen zu Beschaffungsmethoden nicht auf Basis von Studien oder unabhängigen Expertisen getroffen wurden. Zwei Regulierungsbehörden machten dazu keine Angabe und in einem Land sieht der nationale Rechtsrahmen keine Ausnahmen von marktgestützter Beschaffung vor.

Nähere Informationen zur Beschaffung von Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit

Die Auskunft von sechs Regulierungsbehörden (CZ, ES, HR, LT, HU, SI) zur Beschaffung von Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit deutet darauf hin, dass Inselbetriebsfähigkeit teilweise als separate Systemdienstleistung und teilweise im Rahmen der Schwarzstartfähigkeit beschafft wird. In zwei der Länder wird die Inselbetriebsfähigkeit gar nicht beschafft. In jedem zweiten Land wird der Beschaffungsmechanismus derzeit sondiert bzw. sind Änderungen im Beschaffungsmechanismus geplant. In zumindest einem der genannten EU-Mitgliedsstaaten wird auch zukünftig von einer marktgestützten Beschaffung abgesehen. Die Kostenermittlung erfolgt in diesem Mitgliedsstaat nach einer Berechnungsmethode, die von der Regulierungsbehörde genehmigt wurde. In einem der genannten EU-Mitgliedsstaaten ist Schwarzstartfähigkeit für bestimmte Anlagen verpflichtend und wird nicht vergütet.

5 Volkswirtschaftlicher Analyserahmen

Dieses Kapitel beschreibt den Analyserahmen (Unterkapitel 5.1 sowie das Vorgehen der Effizienzprüfung in Unterkapitel 5.2. Die dabei angewendeten Bewertungskriterien zur Effizienzprüfung sind in Unterkapitel 5.3 beschrieben.

5.1 Analyserahmen: Volkswirtschaftliche Analyse

Die Wahl eines Beschaffungsmechanismus muss die gesamten Implikationen auf die Effizienz berücksichtigen (vgl. hierzu Ausführungen zum Effizienzverständnis in der Einleitung von Kapitel

2). Dazu reicht es nicht aus, die technischen Möglichkeiten und Fähigkeiten zur Erbringung einer Systemdienstleistung zu betrachten.

Wie in Kapitel 2 erläutert, führt eine marktgestützte Lösung unter gewissen Voraussetzungen zu einer effizienten Lösung des Allokationsproblems, also der effizienten Preis- und Mengenbildung und der damit verbundenen Bestimmung von Anbietern und Nachfragern. Oben wurden diese Voraussetzungen bereits angesprochen beziehungsweise Aspekte herausgearbeitet, die einen marktgestützten Beschaffungsmechanismus im konkreten Kontext erschweren oder verhindern könnten. Im Folgenden werden Aspekte, die bei der Definition von Marktregeln im Rahmen eines marktgestützten Beschaffungsmechanismus für die unterschiedlichen Arten von nfSDL zu berücksichtigen sind, erörtert.

■ Marktliquidität:

Marktliquidität beschreibt die Eigenschaft eines Marktes, wie gut die Nachfrage durch das Angebot bedient werden kann. Je liquider ein Markt im preisbildenden Angebotsbereich ist, desto weniger führt eine Steigerung der Nachfrage zu einer Preissteigerung. Damit hängt die Marktliquidität von der Anzahl und der Größe der Anbieter in einem geographisch begrenzten Markt ab. Während frequenzgebundene Systemdienstleistungen im Bereich des synchronen Verbundnetzes definiert werden, ist die Bereitstellung von nfSDL lokaler oder regionaler Natur. So muss die Bereitstellung von Blindleistung je Spannungsebene und ggf. Netzbereich oder die Bereitstellung von Momentanreserve nach Netzregion betrachtet werden. Dementsprechend ist es für eine hohe Marktliquidität aus Netzbetreibersicht wünschenswert, möglichst viele Anbieter in einem Markt zu haben, soweit dies technisch möglich ist.

■ Marktkonzentration:

Die Marktkonzentration ist ein Maß dafür, wie sich die Angebotsmenge eines Marktes über die Anzahl der Anbieter verteilt. Österreich ist geprägt von sehr stark konzentrierten Energiemärkten, da historisch bedingt einzelne Anbieter einen Großteil der Erzeugungskapazitäten besitzen. Gerade Wasserkraftwerke haben eine besondere Bedeutung in Österreich. Alle großen Wasserkraftwerke werden i.w. von einem einzigen Anbieter betrieben.

Marktliquidität und Marktkonzentration hängen von der Marktgröße ab. Je größer ein Markt geographisch oder hinsichtlich der Netztopologie gefasst werden kann, desto mehr Anbieter können sich in dem Markt engagieren. Daher steigt typischerweise die Marktliquidität und sinkt die Marktkonzentration mit der Marktgröße. Dies gilt umso mehr, als das ein geographisch oder netztechnisch weiträumigeres Marktgebiet mehr Möglichkeiten für den Markteintritt neuer Erbringer anbietet, da dort i.d.R. mehr (neue) Anlagen an das Netz angeschlossen werden können.

■ Transaktionskosten:

Transaktionskosten beschreiben alle Kosten, die für die Beschaffung einer nfSDL aufgewendet werden müssen. Sie stellen eine besondere Herausforderung bei der Bestimmung eines marktgestützten Beschaffungsmechanismus dar, da sie nicht oder nur schwer gemessen werden können.

Das Vorgehen zur Ermittlung von Marktgröße und Transaktionskosten wird in Abschnitt 5.3.2 diskutiert.

5.2 Vorgehen zur Effizienzprüfung

Abbildung 6 zeigt das Vorgehen zur Effizienzprüfung hinsichtlich der einzelnen nfSDL. Das Vorgehen entspricht einem Falsifizierungsansatz (s. Unterkapitel 1.1). Wird eine der prozessleitenden Schlüsselfragen mit "nein" beantwortet, ist eine marktgestützte Beschaffung abzulehnen. Eine weitere Prüfung der nachfolgenden Kriterien wird entsprechend obsolet. Wir weisen jedoch darauf hin, dass es je nach verfügbarer Informationslage nicht immer möglich ist,

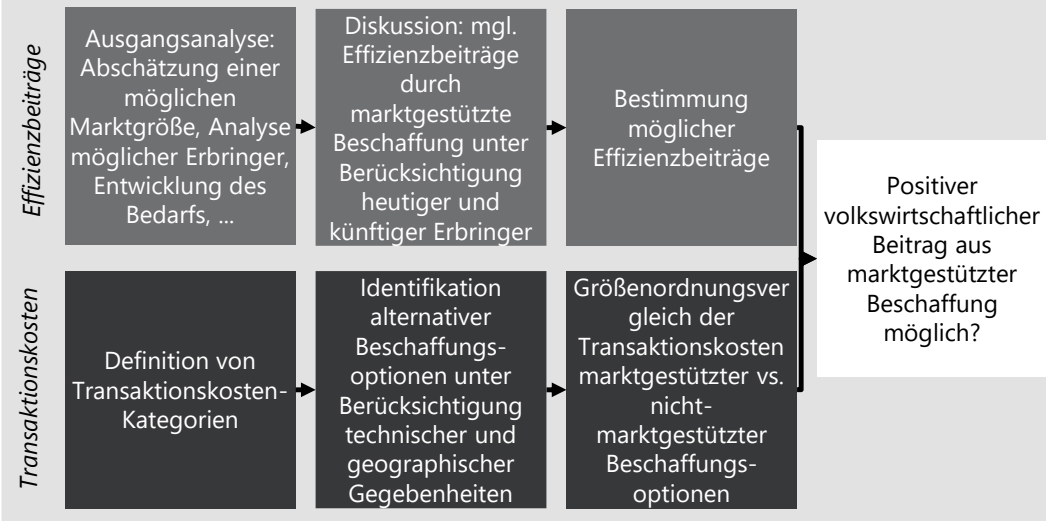
den Falsifizierungsansatz abschließend zu durchlaufen und dadurch die „binäre“ Entscheidung pro oder contra Ziehung der Ausnahmeregelung der marktlichen Beschaffung zu treffen. Im Sinne der EltRL empfehlen wir, „im Zweifel im Sinne der EU-Regulierung“ vorzugehen und zunächst von der Nutzung der Ausnahmeregelung abzusehen. Die Entscheidung sollte dann im Zuge der Ausarbeitung eines marktgestützten Beschaffungskonzepts überprüft werden. Der Ausarbeitung kann zudem eine initialen Markterkundung vorgeschaltet werden (s. Unterkapitel im Abschnitt Falsifizierungsansatz 1.1).

Wichtig: Die Bewertung bezieht sich immer nur auf den Status quo und ist periodisch zu überprüfen (s. Unterkapitel 1.1).

Ist marktgestützte Beschaffung für mindestens eine Entscheidungsdimension (Fähigkeit, Kapazität, Vorhaltung, Abruf) effizient möglich? (Bei Bedarf je Netzebene)

(1) Keine technische inhärente Erbringung gegeben und damit marktgestützte Beschaffung auf Basis einer freiwilligen Teilnahme möglich?

(2) Mögliche Effizienzbeiträge aus marktgestützter Erbringung größer als erwartete Transaktionskosten?



(3) Voraussichtlich keine wesentlichen Fehlanreize aus marktgestützter Beschaffung zu erwarten?

(4) Voraussichtlich keine wesentlichen negativen Auswirkungen aus marktgestützter Beschaffung auf Stromhandel und -preise zu erwarten?

(5) Voraussichtlich keine wesentlichen negativen Auswirkungen auf Systemsicherheit und Umweltverträglichkeit zu erwarten?

✓ **Effizienz der marktgestützten Beschaffung nicht ausschließbar**

✗ **Marktgestützte Beschaffung nicht effizient durchführbar**

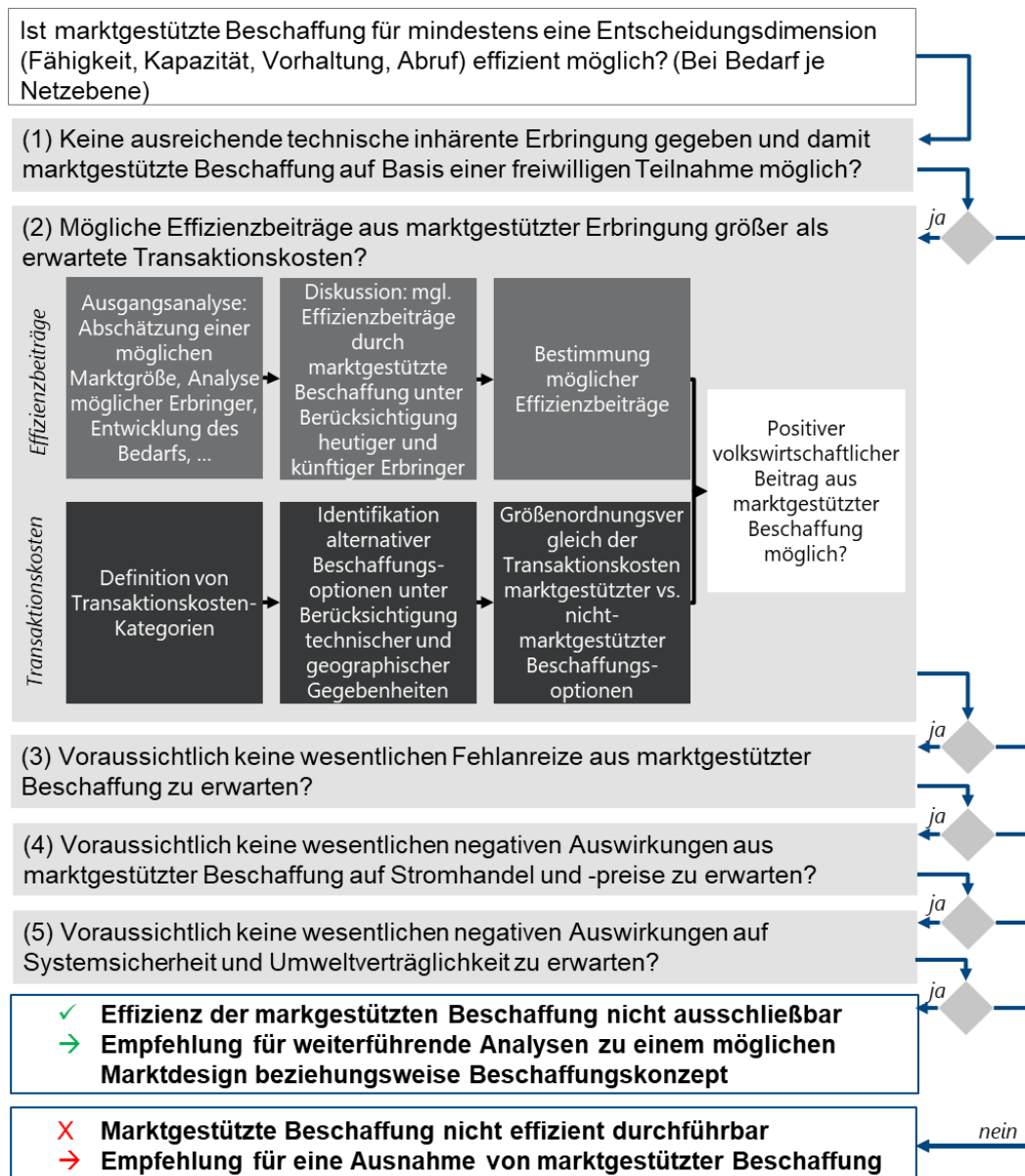


Abbildung 6: Vorgehen zur Effizienzprüfung je nfSDL

Differenzierung nach Entscheidungsdimension und Netzebene nötig. Es ist jedoch zu beachten, dass bei dem Vorgehen generell geprüft wird, ob eine marktgestützte Beschaffung für alle Entscheidungsdimension – Fähigkeit, Kapazität, Vorhaltung oder Abruf – aus Effizienzgründen abgelehnt werden muss, oder nicht. Können Effizienzbeiträge durch die marktgestützte Beschaffung in einer Entscheidungsdimension nicht ausgeschlossen werden, würde entsprechend von einer Ziehung der Ausnahme zur marktgestützten Beschaffung abgeraten. In Abhängigkeit von der betrachteten nfSDL (bspw. Blindleistung) muss die Prüfung zudem hinsichtlich der Netzebenen erfolgen.

Analyse möglicher Effizienzgewinne und möglicher Ineffizienzen. Das Vorgehen ist zweigeteilt: Mittels der Bewertungskriterien „Inhärente Erbringung“ und „Effizienzbeiträge vs. Transaktionskosten“ wird bewertet, ob Effizienzsteigerungen einzelner nfSDL durch Nutzung der marktgestützten Beschaffung (Säule B) ausgeschlossen werden können, oder nicht. Können Effizienzsteigerungen der marktgestützten Beschaffung nicht ausgeschlossen werden, wird ab Schritt drei der Effizienzprüfung geprüft, ob ein marktgestützter Beschaffungsmechanismus möglicherweise essenzielle Ineffizienzen auslösen könnte, die sich aus dem Marktverhalten der Anbieter ergeben. Hierzu werden die Bewertungskriterien „Anreize und Fehlanreize“,

„Auswirkungen auf Strommärkte und -preise“ sowie „Systemsicherheit und Umweltverträglichkeit“ herangezogen. Die Bewertungskriterien sind in Unterkapitel 5.3 genauer beschrieben.

Handlungsimplication. Führen diese Prüfungen zu keinem Ausschluss einer effizienten marktgestützten Beschaffung, wird von uns die Ausarbeitung von geeigneten Marktdesigns beziehungsweise Beschaffungskonzeptes empfohlen. Allerdings sollte dabei erneut geprüft werden, inwiefern die Einschätzung zur Effizienz unter Berücksichtigung der Details (insbesondere in Hinblick auf „Effizienzbeiträge vs. Transaktionskosten“) Bestand hat oder modifiziert werden sollte. Führt hingegen ein Schritt während der Effizienzprüfung zu der Erkenntnis, dass eine marktgestützte Beschaffung nicht effizient durchgeführt werden kann, sollte ein anderer Beschaffungsmechanismus vorgezogen werden.

5.3 Bewertungskriterien zur Effizienzprüfung

5.3.1 Inhärente Erbringung

Im ersten Schritt der Effizienzprüfung wird geprüft, ob eine technisch inhärente Erbringung durch Netzbewerber bei der jeweils betrachteten nFSDL vorliegt. In diesem Fall wäre die Entwicklung eines Marktmechanismus nicht notwendig, sofern die aktuell vorhandenen (bzw. für einen Prüfzeitraum erwarteten) Netzbewerber den Bedarf bereits decken. Denn eine Nichtbereitstellung der vorhandenen Systemdienstleistung durch die Erbringer ist im Falle der inhärenten Erbringung praktisch nicht möglich und eine Begrenzung der Erbringung wäre mit zusätzlichen Kosten für die Erbringer verbunden²⁹. Im Falle einer inhärenten Erbringung fallen den Erbringern zudem weder für die (bestehende) Kapazität noch für die Vorhaltung der nFSDL zusätzliche Kosten an, sodass die Erbringung bereits grundsätzlich als effizient einzustufen ist. Einzig praxisrelevanter Sonderfall wäre, dass erkennbar unzureichend wenige Erbringer mit der Eigenschaft der technisch inhärenten Erbringung gibt (d.h., dass es einen residualen Bedarf trotz inhärenter Erbringung gibt). Sollte dieser Sonderfall auftreten, werden wir in Kapitel 6 explizit darauf hinweisen.

5.3.2 Effizienzbeiträge vs. Transaktionskosten

Können Effizienzbeiträge einer marktgestützten Beschaffung durch Prüfung des Bewertungskriteriums „Inhärente Erbringung“ nicht ausgeschlossen werden, werden im zweiten Schritt die erwarteten Effizienzbeiträge aus einer marktgestützten Beschaffung der betrachteten nFSDL mit durch eine marktgestützten Beschaffung verursachten Transaktionskosten verglichen. Für diese Prüfung werden einerseits die erwarteten Effizienzbeiträge analysiert und andererseits die erwarteten Transaktionskosten abgeschätzt.

Hintergrund. Je größer ein Markt ist, desto weniger kann ein einzelner Anbieter oder eine kleine Gruppe von Anbietern das Marktergebnis beeinflussen. Leitplanken zur Kompensation von Marktkonzentration oder Illiquidität müssen weniger regulierend aufgestellt werden, da hinreichend fairer Wettbewerb im Markt erwartet werden kann. Daher beeinflusst die Marktgröße die Transaktionskosten in einem Markt. Denn geringe Marktkonzentration und hinreichende Liquidität im relevanten Preisbereich fördern eine effiziente Marktallokation. Im Kontext der nFSDL ist allerdings zu beachten, dass die Marktgröße zur Deckung einzelner Bedarfe oftmals regional und ggf. sogar je Spannungsebene zu differenzieren ist.

Demgegenüber stehen die Transaktionskosten, die bei einer marktgestützten Beschaffung erwartet werden. „Als Transaktionskosten werden alle mit der Durchführung einer Beschaffung einhergehenden Kosten für Organisation von und Beteiligung an der Beschaffung bezeichnet. Märkte gehen meist deshalb mit erhöhten Transaktionskosten einher, da es sowohl anbieter- als

²⁹ s. auch Überlegungen in Unterkapitel 2.1 bzw. Überlegungen zu Gaming in Unterkapitel 2.2 für den Fall, dass für die Nicht-Erbringung zunächst Kosten entstehen würden. Eine marktgestützte Beschaffung für nFSDL erscheint für diesen Fall in der Praxis als nicht geeignet bzw. eine regulierte Beschaffung als sinnvoller.

auch nachfrageseitig mit Kosten verbunden ist, an einem Markt teilzunehmen bzw. einen solchen zu organisieren.”³⁰

Transaktionskosten sind typischerweise nicht oder nur mit großem Aufwand im Voraus quantifizierbar. Dies liegt daran, dass sie entweder nicht erfasst werden oder dass sie getrennt bei Netzbetreibern, Erbringern und gegebenenfalls Marktbetreibern ermittelt werden müssen. Dennoch lassen sich Transaktionskosten hinsichtlich ihres Umfangs aufgrund ihrer Kostentreiber einordnen. Auf dieser Grundlage lassen sie sich kategorisieren und hinsichtlich des erwarteten Umfangs zwischen den unterschiedlichen Beschaffungsoptionen je nFSDL vergleichen bzw. mit den Transaktionskosten im Status quo vergleichen.

Eine marktgestützte Beschaffung von nFSDL kann in Betracht gezogen werden, wenn gilt: Der erwartete Effizienzbeitrag abzüglich der damit verbundenen Transaktionskosten ist bei der marktgestützten Beschaffung größer als bei (der exklusiven Nutzung) einer regulierten Beschaffung oder bei Eigenerstellung durch den Netzbetreiber oder einer Kombination beider Säulen. Daher wird in diesem Gutachten für jede nFSDL geprüft, ob gesamtwirtschaftliche Effizienzsteigerungen (unter Berücksichtigung von Transaktionskosten) durch (ggf. zusätzliche Nutzung) einer marktgestützten Beschaffung ausgeschlossen werden können, oder ob diese möglich erscheinen.

Effizienzbeiträge

Wettbewerb als Voraussetzung. Die Bewertung möglicher Effizienzbeiträge einer marktgestützten Beschaffung soll alle Entscheidungsdimensionen – Fähigkeit, Kapazität, Vorhaltung oder Abruf – berücksichtigen (für die Differenzierung s. Unterkapitel 1.1). Voraussetzung für Effizienzbeiträge ist dabei hinreichender Wettbewerb unter den Erbringern, welche den jeweiligen, z.T. regionalen Bedarf der einzelnen nFSDL decken können. Hierbei sind potenzielle neue Erbringer zu berücksichtigen. Ist die Anzahl der potenziellen Erbringer insgesamt zu klein, drohen oligopolistische oder gar monopolistische Situationen, in denen Erbringer überhöhte Preise aufrufen dürften. Allerdings können durch die anderen Beschaffungssäulen, insbesondere durch die Eigenerstellung, Preisobergrenzen (implizit) wirksam werden. Daher kann schon bei einer begrenzten Anzahl von Anbietern hinreichender Wettbewerb gegeben sein. Wie viele Wettbewerber nötig ist, ist jedoch sorgsam zu prüfen.

Betriebliche und investive Effizienz., allerdings werden Effizienzbeiträge in durch die marktgestützte Beschaffung insbesondere dann gehoben, wenn Anbieter unter Wettbewerbsdruck ihre wahren Kosten offenbaren. Zudem fördert Wettbewerb Innovation und schafft somit langfristig weitere Effizienzbeiträge. Aus ökonomischer Sicht kann Wettbewerb entsprechend sowohl zu einer betrieblichen Effizienz („statischen Effizienz“), als auch zu einer investiven Effizienz („dynamische Effizienz“) führen.

Residualer Bedarf als Voraussetzung. Damit marktgestützte Beschaffung statische oder dynamische Effizienzbeiträge heben kann, muss es zumindest einzelne Bedarfe geben, die ggf. regional oder je Netzebene nach Abzug der Deckung durch bereits existierende VINK (und ggf. trotz inhärenter Erbringung) verbleiben. VINK sind i.d.R. in der Anschaffung kostenintensiv, verursachen aber sehr niedrige operative Kosten. Daher ist auf den residualen Bedarf abzustellen.

Effizienzbeiträge in Abwägung mit VINK. Gibt es aktuell oder absehbar (residualen) Bedarf, der durch noch nicht genehmigte VINK (und ggf. trotz inhärenter Erbringung) gedeckt werden soll, können Effizienzsteigerungen durch die marktgestützte Beschaffung unter folgenden Voraussetzungen nicht ausgeschlossen werden:

- Heutige oder künftige Netzbetreiber können den Bedarf technisch decken (Fähigkeit, Kapazität, die zu den Bedarfszeiten vorgehalten werden kann), und

³⁰ Vergleiche Effizienzprüfung marktgestützter Beschaffung von nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen (NF-SDL)

- die erwarteten Investitionskosten und (erwarteten) Abrufkosten (speziell für diese nfSDL) von VINK sind nicht nachweislich niedriger als die (potenzieller) Netzbewerber, und
- hinreichender Wettbewerb durch heutige oder neue Netzbewerber kann nicht ausgeschlossen werden.

Insbesondere für Bereiche, die nicht kostengünstiger durch die Säule A (regulierten Beschaffung und daher nur durch Eigenerstellung (VINK) oder die marktliche Beschaffung gedeckt werden können, kann die marktliche Beschaffung unter diesen Voraussetzungen Effizienzbeiträge liefern.

Effizienzbeiträge in Abwägung mit regulierter Beschaffung. Auch in Abwägung mit Bereichen „innerhalb der regulierten Beschaffung“ kann marktgestützte Beschaffung Effizienzbeiträge heben. Hierzu bestehen zwei grundsätzliche Wege.

- Investiv. Netzbetreiber reduzieren im Falle günstigerer Alternativen in Säule B die Kapazitäts- oder Fähigkeitsanforderungen an die Netzbewerber in Säule A. Dies ist in der Praxis jedoch schwerlich umsetzbar und müsste rechtlich, insbesondere im Hinblick auf EU-weite Regularien, eingehend von E-Control geprüft werden³¹.
- Betrieblich. Netzbetreiber wählen für die Vorhaltung oder insbesondere für den Abruf kostengünstigere Alternativen aus Säule B. Dieser Beitrag setzt in aller Regel voraus, dass der Netzbetreiber für Vorhaltung oder Abruf der Potenziale aus Säule A eine regulierte Vergütung zahlen muss.

Vorgehen. Die Auswertung dieses Bewertungskriteriums erfolgt daher derart, dass zunächst qualitativ geprüft wird, ob die Voraussetzungen für die Hebung von Effizienzbeiträgen gegeben sind. Anschließend soll, sofern möglich, bewertet werden, in welcher Größenordnung diese Effizienzbeiträge liegen könnten, um sie den Transaktionskosten gegenüberzustellen.

Transaktionskosten

Folgendes Vorgehen zur Bewertung der Transaktionskosten angewendet (vgl. Abbildung 7):

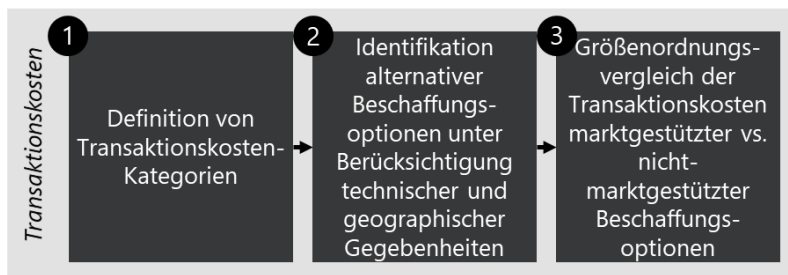


Abbildung 7: Vorgehen zum Vergleich der Transaktionskosten

Der Vergleich der Transaktionskosten findet in drei Schritten statt.

1. Definition von Transaktionskosten-Kategorien

Transaktionskosten fallen in unterschiedlichen Ebenen der Umsetzung einer Beschaffung an. Wie in Tabelle 8 dargestellt, unterscheiden wir fünf Kategorien von Transaktionskosten. Es gibt Kategorien, die einmalig oder selten durchgeführt werden wie bspw. die Entwicklung des Beschaffungsmechanismus. Es gibt aber auch Kategorien, die häufig wiederholt durchlaufen werden, wie die Abwicklung oder das Post-Processing der Beschaffung. In jeder Kategorie fallen unterschiedliche Arten von Transaktionskosten an. Dabei gibt es Kategorien und Prozesse, die

³¹ Vgl. Unterkapitel 2.2 in (Blumberg, et al., 2021) für eine ausführliche Diskussion im Kontext der deutschen Effizienzprüfung. Die rechtliche Situation ist je nfSDL zu bewerten. In der Praxis erscheint dies jedoch nur im Falle der Ausarbeitung eines Beschaffungskonzept von Blindleistung als nötig, falls dies für E-Control überhaupt als denkbar erscheint. Siehe auch Abschnitt zu „Sorgfaltspflicht bei der Dimensionierung der regulierten Beschaffung in Unterkapitel 2.2 hier.

unabhängig vom Beschaffungsmechanismus gleich ablaufen, und andere, die sich in Abhängigkeit vom Beschaffungsmechanismus unterscheiden. Für unseren Vergleich der Transaktionskosten müssen nur solche Prozesse/Durchführungen separat geprüft werden, die sich unterscheiden. Denn gleiche Prozesse/Durchführungen resultieren in identischen Transaktionskosten. Sie wirken sich daher nicht auf das Vergleichsergebnis aus.

Kategorie	Prozess	Prozess unabhängig von Beschaffungsmechanismus?
Entwicklung Beschaffungsmechanismus	<ul style="list-style-type: none"> Abschätzung Marktgröße (Umfang Angebot & Nachfrage) Festlegung des Marktdesigns 	Nein, erwartete Marktgröße beeinflusst Effizienz der Beschaffungsoptionen
Organisation & Anbahnung	<ul style="list-style-type: none"> Aufbau des Betriebs des Beschaffungsmechanismus Festlegung der geographischen Reichweite/Verteilung Festlegung der Häufigkeit der Durchführung des Beschaffungsprozesses Bestimmung der Gebotsstrategien der Anbieter 	Ja
Abwicklung	<ul style="list-style-type: none"> Präqualifikation inkl. Tests Dimensionierung durch NB Beschaffung (Unterscheide Anbieter, NB) 	Ja, Präqualifikation und Dimensionierung sind unabhängig von der Beschaffung je nfSDL durchzuführen
Post-Processing	<ul style="list-style-type: none"> Settlement (Unterscheide Anbieter, NB, Betreiber Transaktionsplattform) Bereitstellung der nfSDL 	Ja Ja, Bereitstellung sollte für gleiche nfSDL gleich ablaufen
Überwachung	<ul style="list-style-type: none"> Überwachung und ggf. Intervention durch Anpassung der Beschaffungsregeln (insbesondere anfänglich) oder bei Verdacht Prüfung durch Wettbewerbsbehörde 	Ja

Tabelle 8: Einordnung von Transaktionskosten-Kategorien

Im Rahmen der Begutachtung der Beschaffungsmechanismen werden für jede nfSDL die Transaktionskosten je Kategorie mit dem Status quo qualitativ verglichen. Dabei unterscheiden wir folgende Beschaffungsmechanismen:

1. Regulierte Beschaffung (vergütet oder nicht vergütet)
2. Marktgestützte Beschaffung
3. Eigenerstellung durch den Netzbetreiber

Typische Ausprägungen der marktgestützten Beschaffung sind z.B. einstufige Ausschreibungen oder bilaterale vertragliche Lösung i.S. von transparenten und diskriminierungsfreien Direktverträge, welche Erbringer freiwillig im Rahmen der marktgestützten Beschaffung (unter wettbewerblichem Charakter) abschließen.

Kapitel 6 vergleicht die Beschaffungsmechanismen entlang der in Tabelle 8 herausgearbeiteten Kategorien und den erwartungsgemäß unterschiedlichen Prozessen/Durchführungen. **Dabei unterscheidet der Vergleichsansatz Transaktionskosten je Beschaffungsmechanismus hinsichtlich ihrer erwarteten Größenordnung in Relation zum Status quo der Transaktionskosten und untereinander.** Für die o.g. Beschaffungsmechanismen sind im Kontext der Transaktionskostenbewertung nachfolgend insbesondere folgende Punkte relevant:

Die Ausgestaltung der **regulierten Beschaffung** (Säule A) entlang der Netzanschluss- und Netznutzungsrichtlinien (RfG, TOR, Allgemeine Bedingungen) muss nicht notwendigerweise den aktuell geltenden Bestimmungen gleich sein. Denn eine regulierte Erbringung setzt eine transparente und diskriminierungsfreie Auswahl der Erbringer gemäß den Anforderungen der EltRL voraus. Zudem müssen hierbei, wie bei den anderen Beschaffungsmechanismen, soweit geboten

technische Leistungsfähigkeit (Fortschritt), Notwendigkeit von Umfang und Flexibilität und damit verbunden alternative Angebotsoptionen geprüft werden.

Gängige **marktgestützte Beschaffungsmechanismen** (Säule B) für nfSDL können Ausschreibungen oder bilaterale vertragliche Lösungen zwischen Netzbetreiber und Erbringer sein, sofern diese transparent und diskriminierungsfrei zustande kommen. Die einstufige Ausschreibung bezieht sich darauf, dass insbesondere die Vorhaltung von Erzeugungsleistung entgolten werden soll. Je nach nfSDL wird die Erbringung separat betrachtet oder der Abruf kommt so selten vor, dass dieser aus Gründen der anfallenden Transaktionskosten nicht separat beschafft werden sollte. Dies gilt insbesondere für die nfSDL zum Netzwiederaufbau nach einem Fehlerfall, d.h. für Schwarzstartfähigkeit und Inselbetriebsfähigkeit. Daher ist es bei der einstufigen Ausschreibung besonders wichtig, die Erbringungsanforderungen präzise und technologieoffen zu definieren. Dabei bedeutet Transparenz bei vertraglichen Lösungen allerdings nicht zwangsläufig, dass Wettbewerber Einsicht in Verträge erhalten müssen. Der Zugang zu Verträgen zur Prüfung der Diskriminierungsfreiheit und Vergleichbarkeit muss aber zumindest der Regulierungsbehörde möglich sein.

Bei der **Eigenerstellung** (Säule C) spielt Transparenz gegenüber der Regulierungsbehörde eine besondere Rolle. Für die Regulierungsbehörde muss nachvollziehbar sein, dass die Kosten von Eigenerstellung und anderen Beschaffungsoptionen objektiv gegeneinander abgewogen wurden.

Transaktionskosten, die zur (künftigen) Sicherstellung der EitRL-Konformität hinsichtlich Diskriminierungsfreiheit und Transparenz anfallen, sind explizit von Transaktionskosten im Rahmen der marktgestützten Beschaffung zu trennen. Beispielsweise seien hier Transaktionskosten genannt, welche bei der Überführung heutiger legacy contracts (s. Unterkapitel 2.2) in EitRL-konforme bilaterale Verträge innerhalb von Säule A anfallen, oder Transaktionskosten zur Stärkung der Kostentransparenz durch E-Control, welche vermeiden, dass potenzielle Markteintrittsinteressenten durch Nicht-Kenntnis der Kosten möglicherweise diskriminiert würden.

5.3.3 Fehlanreize, unzureichender Wettbewerb, Gefahr von strategischem Verhalten
Können Effizienzbeiträge einer marktgestützten Beschaffung durch Prüfung der vorherigen Bewertungskriterien nicht ausgeschlossen werden, ist zu untersuchen, ob generell Fehlanreize durch marktgestützte Beschaffung entstehen können. Dies könnten Fehlanreize beispielsweise durch Markteintrittsbarrieren oder durch Marktkonzentration sein. So kann bspw. unzureichender Wettbewerb oder eine zu hohe Marktkonzentration dazu führen, dass Marktmacht zu überhöhten Preisen führt. Hierbei ist kritisch zu prüfen, ob diese Effekte durch das Vorhandensein von Säule A oder C (hinreichend) begrenzt werden können, oder die Gefahr von Ineffizienz gegeben ist. Zudem ist zu prüfen, ob Erbringer durch strategisches Verhalten die Effizienz (inklusive des Aspekts der Versorgungssicherheit) negativ beeinflussen können.

5.3.4 Auswirkungen auf Strommärkte und -preise
Neben Fehlanreizen innerhalb der jeweiligen nfSDL kann es (theoretisch) auch zu Fehlanreizen im Zusammenspiel mit dem Strommarkt kommen. Daher wird geprüft, ob die Einführung einer marktgestützten Beschaffung wesentliche negative Auswirkungen auf andere Märkte haben könnte. Beispielsweise könnte die (theoretisch denkbare) Einführung eines Kapazitätsmarkts für eine nfSDL dazu führen, dass weniger Anbieter in einem Markt des Stromhandels teilnehmen wollen und es so durch die Einführung eines marktgestützten Beschaffungsmechanismus für nfSDL zu einem Preisanstieg in einem Stromhandelsmarkt kommen könnte.

5.3.5 Systemsicherheit und Umweltverträglichkeit
In Schritt 5 wird abschließend untersucht, ob die Einführung eines marktgestützten Beschaffungsmechanismus zu negativen Auswirkungen hinsichtlich Systemsicherheit und Umweltverträglichkeit führen könnte, welche mit einem anderen Beschaffungsmechanismus nicht zu erwarten sind. Zwar sollten diese Erwägungen stets im Kontext des Effizienzbegriffs berücksichtigt werden (s. Unterkapitel 2.1), allerdings halten wir eine explizite Überprüfung angesichts der Relevanz der nfSDL für geboten.

6 Effizienzprüfung

Nachfolgend wird das in Kapitel 5 beschriebene Vorgehen auf die einzelnen nfSDL angewandt. Soweit zielführend und aufgrund der gegebenen Informationslage notwendig, wird das Vorgehen pragmatisch adaptiert.

6.1 Statische Spannungsregelung

Für die marktgestützte Beschaffung der nfSDL „statische Spannungsregelung“ ist nur die marktgestützte Beschaffung von Blindleistung von Netzbenutzern relevant (s. Unterkapitel 3.1). Nachfolgend wird entsprechend bewertet, ob positive Effizienzbeiträge durch die Einführung einer marktgestützten Beschaffung von Blindleistung (für den operativen Betrieb außerhalb des Fehlerfalls) ausgeschlossen werden können oder nicht.

Aktuelle Situation. Derzeit bestehen für die Bereitstellung von Blindleistung (Spannungsregelung) im Übertragungsnetz vertragliche Vereinbarungen zwischen APG und den angeschlossenen Anlagenbetreibern. Diese sind jedoch nicht öffentlich verfügbar und auch über die konkrete Ausgestaltung der Entschädigung besteht (zumindest hinsichtlich der Erzeuger) keine vollständige Transparenz (während bei Verbrauchern ein Preisblatt zur Blindleistung veröffentlicht wird). Nach Kenntnis der Gutachter wird die Erbringung innerhalb der Anforderungsbereiche der TOR nach einem kostenbasierten Prinzip entschädigt. Allerdings gibt es auch vergütungsfreie Bereiche innerhalb der TOR-Anforderungen (s. TOR Abschnitt 2.3 für Erzeuger). Es gibt jedoch keine Kenntnis über die Höhe der Vergütung innerhalb der Bereiche, welche nicht vergütungsfrei sind. Die aktuellen Verträge dürften damit eher als legacy contracts gelten, welche jedoch mit entsprechender Transparenz und bei Diskriminierungsfreiheit in bilaterale Verträge mit regulierter Vergütung innerhalb der regulierten Beschaffung überführt werden könnten (s. Unterkapitel 2.2 für die Differenzierung).

Verteilnetzbetreiber sind gemäß ihren Netzanschlussbedingungen berechtigt, von Anlagenbetreibern bestimmte Blindleistungseinstellungen über die TOR zu verlangen. Über die tatsächliche Umsetzung in der Praxis besteht ebenso wie über eine (regulierte) Vergütung im Rahmen von legacy contracts keine Kenntnis.

Die Beschaffung von Blindleistungspotenzialen im Rahmen der Eigenerstellung bzw. über VINK steht den Netzbetreibern in Österreich frei, allerdings unterliegt auch diese Säule den Transparenzanforderungen der EltRL. Es ist zudem davon auszugehen, dass zumindest APG VINK zur Beschaffung im Rahmen der Eigenerstellung nutzt – bspw. werden Phasenschieber im Netzentwicklungsplan 2023 geplant, welche auch die Spannung und damit auch den Bedarf an Blindleistung beeinflussen können. Die Gutachter empfehlen E-Control und den Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern in Österreich zu prüfen, ob die Ausweisung von VINK mit Beiträgen zur statischen Spannungsregelung künftig weiter verbessert werden kann, um den Transparenzanforderungen der EltRL zweifelsfrei Genüge zu tun.

Eine Ausgestaltung der marktgestützten Beschaffung von Blindleistung ist – aufgrund der zuvor nötigen (abschließenden) Überführung der EltRL Anforderungen in Österreich aktuell nicht umgesetzt.

6.1.1 Inhärente Erbringung

Blindleistung wird nicht inhärent durch Netzbenutzer erbracht und ist insbesondere im Kontext von Stromrichter-basierten Erbringern, die das Gros neuer bzw. künftiger Netzbenutzer ausmachen dürften, eine Frage der regelungstechnischen Parametrierung des Stromrichters. Daher ist keine technische inhärente Erbringung gegeben und die marktgestützte Beschaffung auf Basis einer freiwilligen Teilnahme ist möglich.

6.1.2 Übertragungsnetz: Mögliche Effizienzbeiträge vs. Transaktionskosten

Nachfolgend werden erst mögliche Effizienzbeiträge und dann die Transaktionskosten diskutiert.

Mögliche Effizienzbeiträge

Entwicklung des Blindleistungsbedarf nicht transparent. Grundsätzlich lassen sich hinsichtlich der Entwicklung des Blindleistungsbedarfs wenige Quellen für Österreich finden, sodass eine transparentere Bewertung der Bedarfsentwicklungen künftig geboten erscheint, um etwaige Effizienzbeiträge genauer bewerten zu können. (Meixner, 2022) untersucht den Einfluss dezentraler Erzeugungsanlagen und derer Positionierung im 110-kV Netz der Steiermark und stellt fest, dass deren Verteilung und Positionierung sowie die lokale Verteilung von Erzeugung und Verbrauch (auch in Österreich erwartbar) „maßgeblichen Einfluss auf die Wirksamkeit hinsichtlich Spannungshaltung und Blindleistungsausgleich mit dem Übertragungsnetz“ hat. Veränderungen im Dispatch führen zu einer regional veränderten Struktur der Wirkleistungseinspeisung mit Einfluss auf die Höhe und die Verteilung von Blindleistungsbedarf. Ebenso ändert der Anschluss neuer EE-Anlagen und Speicher (mindestens) die räumliche Verteilung des Erbringerpotenzials. Beides hat Einfluss auf die nFSDL „statische Spannungsregelung“ bzw. den Blindleistungsbedarf.

Qualitativ wird mit einem steigenden Blindleistungsbedarf gerechnet. Da auch in Österreich mit einem massiven Ausbau von Windenergie und Photovoltaik (PV)-Anlagen, aber auch einer nennenswerten Zunahme von neuen Verbrauchern wie Elektroautos oder Wärmepumpen zu rechnen ist, erscheint es naheliegend, von einem steigenden Bedarf an Blindleistung auszugehen – und zwar sowohl im Verteilernetz als auch im Übertragungsnetz. Hierbei ist jeweils je Verteilernetz oder für verschiedene Bereiche des Übertragungsnetzes zu differenzieren. Etwaige regionale Unterschiede können jedoch auch im Rahmen von Ausnahmeregelungen im Zuge der Erarbeitung von Beschaffungskonzepten berücksichtigt werden, sofern nicht generell von nicht vorhandenem (residualen) Bedarf (nach Abzug genehmigter und vorhandener VINK) ausgegangen werden kann.

Entwicklung in den nächsten drei bis fünf Jahren. *Fraglich ist allerdings, ob bereits heute Blindleistungsbedarf besteht, der nicht durch vorhandene VINK (Eigenerstellung) oder die Beschaffung entlang der regulierten Beschaffung gedeckt wird.* Für eher begrenzte Bedarfe könnten auch die im Verhältnis zu Deutschland kürzeren Übertragungsdistanzen in Österreich und die homogenere (räumliche) Verteilung von Erzeugern am Übertragungsnetz sprechen.

Da – wie beschrieben – jedoch Unklarheit über den tatsächlichen Bedarf besteht, werden nachfolgend qualitativ Faktoren aufgezeigt, welche für eine Zunahme des Bedarfs in den nächsten drei bis fünf Jahren sprechen könnten:

- Durch seine zentrale Lage ist AT ein wichtiger Knotenpunkt für Transit-Stromflüsse innerhalb Europas. Österreich übertrifft bereits deutlich das EU-Ziel bis 2030, 15 % der Erzeugungskapazität über die Landesgrenze transportieren zu können (38,2 % im Jahr 2021)³². Die erheblichen Transit-Stromflüsse stellen eine Herausforderung für das Übertragungsnetz dar und schränken die Verfügbarkeiten für inner-österreichische Stromhandelsgeschäfte bereits heute temporär ein. Angesichts des Ausbaus der Erneuerbaren Energien in Europa und der Steigung der Margin Available for Cross-Zonal Trade (MACZT) auf 70 % der physischen Übertragungskapazität von Netzelementen in Europa ist mit einer weiteren Zunahme von Transit-Stromflüssen zu rechnen, welche den verstärkten Bedarf von Blindleistung notwendig machen könnten.
- Schon heute sind die „Critical Network Elements with Contingency“ (CNECs) in Österreich durch Transit- und Ringflüsse stark belastet. Für die APG gilt eine Ausnahmeregelung für den kommerziellen Austausch, sodass Österreich (noch) nicht die 70 % MACZT einhalten muss. Nach aktueller Kenntnislage der Gutachter ist eine Verlängerung der Ausnahme grundsätzlich möglich, jedoch in ihrer Ausgestaltung ab Anfang 2026 noch unklar. Dies könnte den Einfluss der zunehmenden Transitflüsse auf das österreichische Übertragungsnetz verstärken.
- Ob dadurch der Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch gesteigert würde und ob ggf. besonders attraktive Effizienzbeiträge durch Vermeidung von spannungsbedingten Redispatch

³² Vgl. (Kommission, 2015) Seite 9.

durch die marktgestützte Beschaffung von Blindleistungspotenzialen möglich wären, kann im Rahmen dieser Studie nicht beantwortet werden.

- Insbesondere der Ausbau von PV-Anlagen und Stromspeichern hat in den letzten Jahren in Europa nochmals an Fahrt aufgenommen. Derartige Anlagen könnten die Anzahl von Rückspeisefällen mit entsprechend spannungshebender Wirkung – auch für das Übertragungsnetz – weiter steigen lassen und den Blindleistungsaustausch mit den Verteilernetzen beeinflussen. Insbesondere große Stromspeicher lassen sich aufgrund des begrenzten Platzbedarfs und der Realisierungszeiten von zwei bis drei Jahren in Österreich innerhalb des relevanten Zeitraums von drei bis fünf Jahren durchaus realisieren.
- Österreich forciert den Ersatz von Ölheizungen und der Dekarbonisierung der Wärmeversorgung. So sollen ab 2025 alte Ölheizungen sukzessive ausgetauscht und bis 2035 vollständig stillgelegt werden. Dies kann im Winterhalbjahr zusätzliche (Strombedarfs-) Bedarfspeaks durch den Einsatz von Wärmepumpen erzeugen, welche mit zusätzlichen Blindleistungsbedarfen – auch im Übertragungsnetz - einhergehen könnten.
- Für den Stromsektor strebt Österreich an, bis 2030 bilanziell 100 % des Strombedarfs aus erneuerbaren Quellen zu decken. Dies erfordert einen erheblichen Ausbau von Photovoltaik und Windkraft. Daher sind Investitionen in Speichertechnologien und Netzausbau notwendig, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Gleichzeitig wird die Bedeutung von thermischen Kraftwerken für die Netzstabilität anerkannt, da sie bei Bedarf schnell hochgefahren werden können. Allerdings dürften diese Kraftwerke als Blindleistungserbringer im Übertragungsnetz seltener verfügbar sein.

Umgekehrt könnte insbesondere der voranschreitende und geplante Netzausbau sowie die geplanten Phasenschieber (VINK) bedarfsmindernd wirken.

Änderung des Erbringerpotenzials. Nicht nur der Bedarf an sich, auch das Erbringerfeld ist absehbaren Änderungen unterworfen und hat Implikationen auf den residualen Bedarf. Konkrete Pläne für den Rückbau großer fossiler Kraftwerke in den nächsten drei bis fünf Jahren sind zwar derzeit nicht bekannt. Allerdings dürfte mit weiteren Windenergie-, Photovoltaikanlagen und Speichern zu rechnen sein und die thermischen Kraftwerke könnten seltener verfügbar sein (s.o.). Umgekehrt besteht nach Angaben von E-Control aktuell eine sehr hohe Marktkonzentration der Erbringer von Blindleistung am Übertragungsnetz von deutlich über 90 %. Daher ist fraglich, ob (regional) aktuell überhaupt hinreichender Wettbewerb (durch neue Markteintrittspetenten) entstehen kann oder nicht.

Steuerbarkeit des Blindleistungspotenzials aus dem Übertragungs- und Verteilnetz. APG kann insbesondere Erzeugern (und Speichern beim Ausspeichern) Vorgaben zur aktiven Steuerung der Blindleistung machen. Den Gutachtern ist nicht bekannt, ob dies für Verteilernetzbetreiber und große Lasten ebenfalls möglich ist. Es wird jedoch (in Analogie zu anderen Ländern) vermutet, dass dies nur in geringerem Maße möglich ist und für diese „Netzbenutzer des Übertragungsnetzes“ eher nur Bereiche definiert sind, in denen sie sich aufhalten sollen oder welche sie meiden sollen. Daher könnte es zu weniger aktiv durch APG beeinflussbaren Erbringern kommen, während die Zahl steuerbarer Blindleistungsquellen in den Verteilernetzen zunehmen dürfte. Allerdings ist zu bedenken, dass der Transport von Blindleistung mit der elektrischen Distanz abnimmt (Meixner, 2022) (Blumberg, et al., 2021).

Rolle VNB als Marktteilnehmer in der marktlichen Beschaffung der ÜNB³³. Den Gutachtern ist nicht bekannt, wie die Netzanschlussverträge zwischen ÜNB und VNB in Österreich ausgestaltet sind. Es erscheint jedoch (auch rechtlich) grundsätzlich möglich, dass VNB an einer etwaigen Säule B der ÜNB als Erbringer auftreten. Hierzu findet sich eine rechtliche Diskussion ebenso wie ein Konzeptvorschlag in (Blumberg, et al., 2021), der grundsätzlich auch auf Österreich anwendbar erscheint. Mangels Kenntnis der Netzanschlussverträge der VNB am Übertragungsnetz empfehlen die Gutachter im Sinne der Effizienz grundsätzlich, dass ÜNB und VNB periodisch – z.B. alle zwei bis drei Jahre – gemeinsam prüfen, ob die jeweiligen Blindleistungsaustauschbereiche

³³ S. auch Anhang E zur Diskussion der (rechtlichen) Möglichkeit der Teilnahme der VNB.

möglicherweise angepasst werden sollten, um zu einem gesamtsystemisch effizienten Blindleistungsaustausch beizutragen. Ggf. könnte APG gegenüber E-Control auch Transparenz darüber schaffen, ob eine solche Überprüfung bereits regelmäßig stattfindet oder nicht. Die Frage, ob VNB an einer etwaigen Säule B der ÜNB teilnehmen können, sollte dann final im Rahmen der Erarbeitung eines Beschaffungskonzepts geklärt werden.

Ob ein residualer Bedarf nach Erbringung durch heutige bzw. bereits genehmigte VINK an Blindleistung vorhanden ist, sollte erneut geprüft werden, falls ein Beschaffungskonzept ausgearbeitet werden sollte. Das Vorhandensein aktueller Erbringer sowie insbesondere die rapide Kostendegression von Großbatteriespeichern lässt zudem vermuten, dass grundsätzlich Wettbewerb möglich ist. Um diese Hypothese zu verifizieren, empfehlen wir eine initiale Markterkundung wie Unterkapitel 1.1 beschrieben in durchzuführen.

Effizienzbeiträge in Abwägung mit VINK. Heutige oder (insbesondere stromrichterbasierte,) künftige Netzbewerber können Blindleistung grundsätzlich kostengünstig anbieten. Dies betrifft die technischen Fähigkeiten zur Erbringung von Blindleistung bzw. vorhandene oder zusätzliche Kapazität, die Vorhaltung von Blindleistung und insbesondere den Abruf.

- Die erwarteten Investitionskosten und die (erwarteten) Abrufkosten von VINK sind im Kontext der Blindleistungserbringung nicht nachweislich niedriger als die der (potenziellen) Netzbewerber, und
- hinreichender Wettbewerb durch heutige oder neue Netzbewerber kann nicht ausgeschlossen werden.

Insofern künftig VINK geplant sind, kann daher eine Effizienzsteigerung durch eine marktgestützte Beschaffung „außerhalb der regulierten Beschaffung“ nicht ausgeschlossen werden.

Auch in Abwägung mit Bereichen „innerhalb der regulierten Beschaffung“ kann marktgestützte Beschaffung ggf. Effizienzbeiträge heben. Die bereits stattfindende regulierte Vergütung setzt hierfür bereits Anreize. Abbildung 8 stellt die (vermuteten) vergütungsfreien Bereiche für ausgewählte Anlagentypen dar, ebenso wie die Bereiche, die reguliert im Übertragungsnetz vergütet werden.

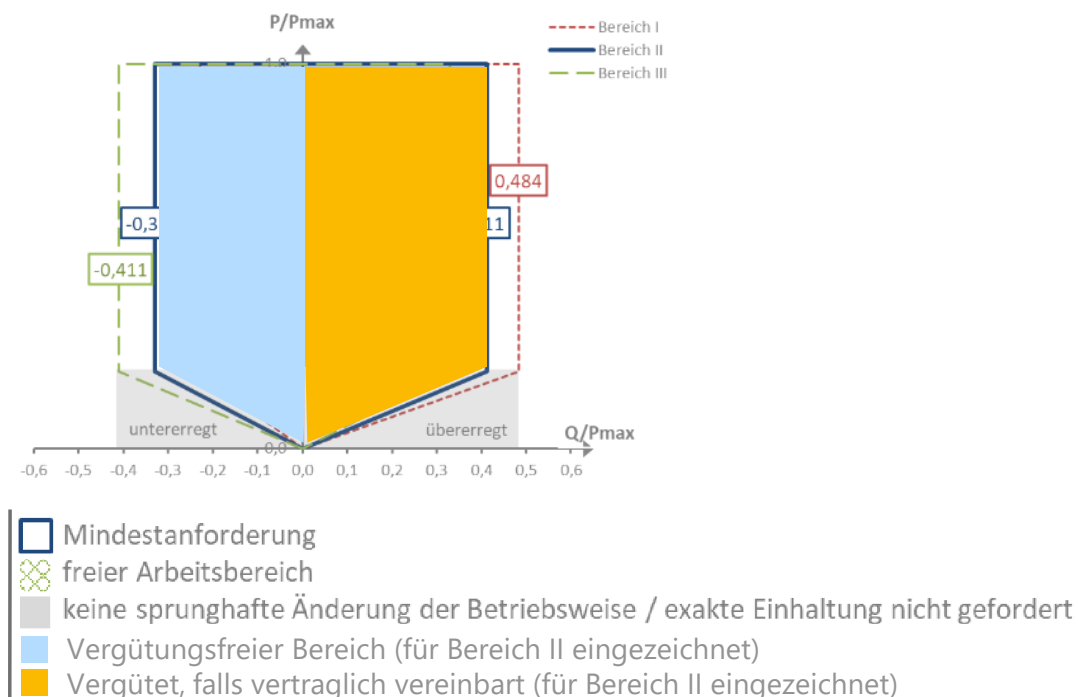


Abbildung 8: Blindleistungsbereich der TOR für Anlagentyp C und (vermutete) vergütungsfreie Bereiche

Allerdings gibt es keine Transparenz über die Höhe der Vergütungen. *Ohne Kenntnis der Kosten, kann jedoch schwerlich beurteilt werden, ob betriebliche Effizienzbeiträge innerhalb der regulierten Vergütung durch die marktgestützte Beschaffung zu heben sind oder nicht.*

Nach Einschätzung der Gutachter stellen die aktuellen Anforderungsbereiche der regulierten Vergütung hinsichtlich ihrer investiven Implikationen (Stromrichter-Dimensionierung) eine sachgerechte Größenordnung dar. *Ob daher zusätzliche investive Effizienzsteigerungen möglich sind, ist fraglich.* Die Gutachter empfehlen, im Falle einer Ausarbeitung der marktgestützten Beschaffung zu prüfen, ob

- Netzbetreibern rechtlich grundsätzlich das Recht eingeräumt werden kann, geringere Stellbereiche als in der aktuellen TOR einzufordern (z.B. $\cos(\phi)$ von 0,95 statt 0,9). Falls Netzbetreiber die Bereiche – wider Erwarten – bei einzelnen Anlagen als zu umfangreich erachten würden, könnten so Investitionskosten eingespart werden³⁴. Ob dies – insbesondere aufgrund der Anzahl der Netzbenutzer im Übertragungsnetz zu nennenswerten Einsparungen führen kann, ist zu prüfen.
- Die einforderbaren Bereiche der TOR sollten grundsätzlich periodisch, z.B. alle drei bis fünf Jahre, überprüft werden, um (aktuell nicht vermutete) Überkapazitätsbeschaffung über Säule A zu verhindern.

Hinsichtlich der Kosten der Blindleistungsbereitstellung im Übertragungsnetz liegen keine öffentlichen Informationen vor. Diese würden Aufschluss über die Größenordnung möglicher Effizienzpotenziale liegen. Die Gutachter empfehlen, hierüber vor der Entscheidung über die mögliche Effizienz bzw. Ineffizienz der marktgestützten Beschaffung Transparenz zu schaffen.

Transaktionskosten

Bei allen betrachteten Beschaffungsmechanismen, nämlich regulierter Beschaffung (Säule A), einstufige Ausschreibung und bilaterale vertragliche Lösung (als zwei denkbare Ausprägungen von Säule B bzw. der marktgestützten Beschaffung dieser nFDL) sind großenteils vergleichbare Transaktionskosten zur aktuell geltenden Lösung mit Vertragskraftwerken (i.S. von legacy contracts) und Eigenerbringung (Säule C) zu erwarten.

Dies wird nachfolgend anhand der Transaktionskostenkategorien (s. Abschnitt 5.3.2) begründet.

- Abschätzung Marktgröße
Die heutige Erbringung durch Vertragskraftwerke entspricht in der Umsetzung der regulierten Beschaffung bzw. einer Umsetzung über legacy contracts. Dem Übertragungsnetzbetreiber liegen Informationen zum technischen Potenzial jeder technischen Erbringungseinheit aus Anschlussbegehren vor. Gegebenenfalls ist durch den Übertragungsnetzbetreiber eine geographische Marktabgrenzung bei der marktgestützten Beschaffung zu prüfen. Der Prozess der Abschätzung der Marktgröße ist voraussichtlich in unregelmäßigen Abständen durch den Übertragungsnetzbetreiber zu wiederholen.
- Festlegung des Marktdesigns
Für die regulierte Beschaffung und die Eigenerstellung muss kein Marktdesign entwickelt werden.
Im Rahmen der Entwicklung eines Ausschreibungsmechanismus und des auszuschreibenden Produkts müssen die technischen Bereitstellungsmöglichkeiten und die geographische Verfügbarkeit bzw. die geographische Verteilung berücksichtigt werden. Bei der Entwicklung standardisierter bilateraler Verträge müssen die technischen Bereitstellungsmöglichkeiten und die geographische Verfügbarkeit und Verteilung berücksichtigt werden.
Daher ist der Aufwand zur Schaffung der Wettbewerbsfähigkeit bei der Ausschreibungslösung und bei „marktgestützten“ bilateralen Verträgen etwas höher als bei regulierter Erbringung oder Eigenerstellung. Dies setzt voraus, dass dem Übertragungsnetzbetreiber zum Zeitpunkt der

³⁴ RfG Mindestanforderungen wären trotzdem zu beachten, s. Diskussion in Unterkapitel 2.2

Entscheidung über ein Vertragsangebot bzw. zum Zeitpunkt der Investition bei Eigenerstellung alle erzeugungsseitigen Informationen vorliegen.

■ **Aufbau und Betrieb des Beschaffungsmechanismus - Netzbetreiber**

Der Aufwand für Aufbau und Betrieb des Beschaffungsmechanismus ist für den Übertragungsnetzbetreiber bei der regulierten Beschaffung ähnlich wie im Status quo, sofern die zu vergütenden Komponenten gleichbleiben. Ansonsten steigt der Aufwand im Rahmen des Aufbaus des Beschaffungsmechanismus.

Für einen marktgestützten Bezug muss der Beschaffungsmechanismus neu aufgebaut werden. Das Zeitfenster bei der Ausschreibung ist fix. Das Zeitfenster bei der bilateralen vertraglichen Lösung hängt von der Verfügbarkeit neuer technischer Erbringungseinheiten bzw. von Anpassungen der vertraglichen Bedingungen ab.

Durch die häufigere Durchführung (durchaus in Abständen von Jahren) ist der Aufwand im Betrieb bei der einstufigen Ausschreibung vermutlich etwas höher als bei einer bilateralen vertraglichen Lösung. Der Übertragungsnetzbetreiber verfügt aber über leicht übertragbare marktgestützte Beschaffungssysteme, die angepasst werden können.

Für die Eigenerstellung fällt netzseitig vermutlich eher ein geringerer Aufwand an als im Status quo, da kein Austausch mit Erbringern wie bei Fremdbezug notwendig ist.

■ **Aufbau und Betrieb des Beschaffungsmechanismus - Erbringer**

Der Aufwand für Aufbau und Betrieb des Beschaffungsmechanismus ist für den Erbringer bei der regulierten Beschaffung sowie bei der bilateralen vertraglichen Lösung ähnlich wie im Status quo. Zur Steigerung der Transparenz kann der Aufwand bei der bilateralen vertraglichen Lösung eventuell höher sein.

Für eine Ausschreibung kann der Aufwand etwas höher sein, da der Erbringer sein Angebot bei häufigerer Durchführung (durchaus in Abständen von Jahren) überprüfen und gegebenenfalls anpassen muss.

Für die Eigenerstellung fällt für den Übertragungsnetzbetreiber als Betreiber der technischen Erbringungseinheit ein etwas höherer Aufwand an als bei Fremdbezug.

■ **Geographische Reichweite**

Die geographische Reichweite sollte für die Bereitstellung der Blindleistung auf Höchstspannungsebene gleich sein wie im Status quo.

■ **Häufigkeit Durchführung Beschaffungsprozesses**

Die Häufigkeit der Durchführung des Beschaffungsprozesses sollte bei der regulierten Beschaffung und bei der bilateralen vertraglichen Lösung vergleichbar zum Status quo sein.

Bei der Ausschreibungslösung kann es zu einer häufigeren, regelmäßigen Durchführung kommen.

Bei Eigenerstellung entfällt der fremdbezogene Beschaffungsprozess.

■ **Abwicklung Beschaffungsprozesses – Netzbetreiber**

Der Beschaffungsprozess sollte in seiner Komplexität für den Übertragungsnetzbetreiber als Nachfrager von Blindleistung bei allen Beschaffungsoptionen ähnlich hoch sein wie im Status quo. Eventuell steigt der Aufwand bei der regulierten Beschaffung und der marktgestützten Beschaffung aufgrund von wiederkehrenden Abwägungsentscheidungen.

■ **Abwicklung Beschaffungsprozesses – Erbringer**

Der Beschaffungsprozess sollte in seiner Komplexität für fremde Erbringer bei allen Beschaffungsoptionen ähnlich hoch sein wie heute. Stellt der Übertragungsnetzbetreiber selbst die Blindleistung bereit, sollte der Aufwand ähnlich hoch wie bei heutiger Eigenerstellung sein.

■ **Settlement Netzbetreiber**

Das Settlement sollte für den Übertragungsnetzbetreiber zu einem ähnlich hohen Aufwand wie im Status quo führen unabhängig von der Beschaffungsoption, sofern die zu vergütenden Komponenten gleichbleiben. Bei der Ausschreibungslösung kann der Aufwand etwas höher sein durch den potenziellen Wechsel der Erbringer im Zuge der Ausschreibung. Für den Übertragungsnetzbetreiber als einziger Erbringer der Blindleistung fällt der Aufwand des Settlements mit anderen Parteien im Gegensatz zum Status quo mit teilweiser Eigenerzeugung und teilweisem Fremdbezug weg.

■ **Settlement Erbringer**

Das Settlement sollte für den Erbringer im Rahmen der regulierten Beschaffung und bei der bilateralen vertraglichen Lösung zu einem ähnlich hohen Aufwand wie im Status quo führen. Bei der Ausschreibungslösung kann der Aufwand etwas höher sein durch den potenziellen Wechsel der Erbringer im Zuge der Ausschreibung. Stellt der Übertragungsnetzbetreiber selbst die Blindleistung bereit, sollte der Aufwand ähnlich hoch wie bei heutiger Eigenerstellung sein.

■ **Settlement Betreiber Transaktionsplattform**

Eine Transaktionsplattform als organisatorische Einheit (falls überhaupt benötigt) wird gegebenenfalls lediglich bei der Ausschreibungslösung benötigt, um die Unabhängigkeit bei der Erbringerauswahl zu gewährleisten. Daher ist der damit verbundene Aufwand höher als bei der heutigen Lösung. Alle anderen Beschaffungsmechanismen erfordern grundsätzlich nicht notwendigerweise eine dritte Partei.

■ **Überwachung und ggf. Intervention durch Anpassung der Beschaffungsregeln bei Verdacht**

Marktgestützte Erbringungslösungen erfordern typischerweise einen höheren Überwachungsaufwand. Dieser kann für regelmäßiges Monitoring des Beschaffungsprozesses wie auch für die unregelmäßige Klärung von Einsprüchen über eine Vergabeentscheidung erfolgen. Das Monitoring des technischen Einsatzes sollte hingegen bei allen Beschaffungsoptionen vergleichbar zum Status quo sein.

Fazit mögliche Effizienzbeiträge vs. Transaktionskosten.

Fraglich ist, ob bereits heute Blindleistungsbedarf besteht, der nicht durch vorhandene VINK (Eigenerstellung) oder die Beschaffung entlang der regulierten Beschaffung gedeckt wird. Für eher begrenzte Bedarfe könnten auch die im Verhältnis zu Deutschland kürzeren Übertragungsdistanzen in Österreich und die homogenere (räumliche) Verteilung von Erzeugern am Übertragungsnetz sprechen. Umgekehrt ist künftig ggf. mit steigendem Blindleistungsbedarf zu rechnen. Das aktuelle Erbringerfeld weist eine sehr hohe Marktkonzentration auf, was problematisch für eine marktgestützte Beschaffung ist. Ob neue Erbringer hier zu (regional) hinreichend Wettbewerb führen können, ist unsicher. **Wir empfehlen daher Folgendes im Rahmen einer „Prüfphase“ umzusetzen:**

- **Erfüllung der Transparenzanforderungen in Säule A und anschließende Durchführung einer initialen Markterkundung.** Sofern sich hierbei (regional) hinreichender Wettbewerb und entsprechende Effizienzpotenziale abzeichnen sollten, würden wir anschließend empfehlen,
- **Klarheit über den (regional und zeitlich aufgelösten) Bedarf an Blindleistung zu schaffen.**

Auf Basis dieser Informationen kann geprüft werden, ob hinreichende Effizienzbeiträge erwartbar sind.

Sollte sich nach der Prüfung herausstellen, dass hinreichend Wettbewerber Interesse haben und Bedarf besteht, sollte die Ausgestaltung der marktgestützten Beschaffung (Säule B) forciert werden. **Bis dahin sollte von einer Ausgestaltung von Säule B abgesehen werden**, da dies ggf. Transaktionskosten ohne Nutzen verursachen könnte. Operativ scheinen Transaktionskosten jedoch kein (nennenswertes) Argument gegen die Umsetzung der Säule B im Übertragungsnetz zu sein. Äußerst vorsorglich weisen die Gutachter darauf hin, dass während der obigen „Prüfphase“ die Genehmigung von VINK im Übertragungsnetz kritisch geprüft werden sollte. Werden neue VINK zur statischen Spannungshaltung benötigt, ist dies ein Indikator für (künftig erwarteten) nicht gedeckten Bedarf.

Parallel dazu empfehlen wir zu prüfen, inwiefern der Blindleistungsaustausch zwischen APG und den VNB bereits (periodisch/strukturiert) auf Optimierungspotenzial geprüft wird.

6.1.3 Verteilernetze: Mögliche Effizienzbeiträge vs. Transaktionskosten

Nachfolgend werden erst mögliche Effizienzbeiträge und dann die Transaktionskosten diskutiert.

Mögliche Effizienzbeiträge

Ebenso wie im Übertragungsnetz haben die Gutachter keine Kenntnis über den Bedarf an Blindleistung im Verteilernetz. Hinsichtlich der möglichen Bedarfsentwicklung gelten weitestgehend analoge Überlegungen (Netzausbau als senkende Entwicklung gegenüber einer zunehmenden Anzahl von neuen Netzbenutzern als mögliche Bedarfs-hebende Entwicklung). Technisch gesehen haben Verteilernetze allerdings gegenüber dem Übertragungsnetz in aller Regel einen höheren „R-zu-X-Verhältnis“, sodass eine regulierte Vergütung innerhalb von Säule A oftmals nicht als zielführend erscheint oder allenfalls für sehr wenige Wirk-Blindleistungs-Einspeisepunkte überhaupt infrage käme³⁵. Sofern diese Punkte (wenig Wirkleistungseinspeisung, hohe Blindleistungseinspeisung) nicht sehr häufig angefahren werden, scheint ein Verzicht auf eine regulierte Vergütung verzichtbar. Mithin wären innerhalb der Säule A keine Effizienzpotenziale durch die Einführung einer marktlichen Beschaffung (als Opportunität) zu heben. Hierfür spricht auch, dass die Gutachter keine Kenntnis über eine Vergütung der Blindleistungserbringung durch VNB haben und E-Control keine Spannungsebenen-differenzierten Kostenangaben für Blindleistung vorliegen. Es wird daher vermutet, dass aktuell keine regulierte Vergütung (in legacy contracts) im Verteilernetz zur Anwendung kommt.

Effizienzbeiträge wären im Verteilernetz entsprechend allenfalls als Opportunität zur Säule C bzw. zu neuen VINK zu heben. Voraussetzung hierfür wäre aber ein entsprechender Wettbewerb. Diesen schließen die Gutachter aber aufgrund der strangförmigen Strukturen unterhalb der Hochspannungsebene aus. Hier sollte zunächst eine Ausnahme von der marktgestützten Beschaffung gezogen werden (wie in anderen Ländern auch).

Bzgl. der Hochspannungsebene empfehlen wir, zunächst die Ergebnisse der vorgeschlagenen „Prüfphase“ im Übertragungsnetz (initiale Markterkundung, Prüfung Optimierungspotenzial des Blindleistungsaustauschs zwischen APG und den VNB) und dann zu eruieren, ob eine Säule B auf der Hochspannungsebene zielführend sein kann, oder nicht. In diesem Zuge sollte auch Klarheit über die zeitlich aufgelösten Blindleistungsbedarfe der verschiedenen Hochspannungsnetze geschaffen werden. Bis dahin sollte von der Einführung einer marktgestützten Beschaffung Abstand genommen werden, um unnötige Transaktionskosten zu vermeiden.

Transaktionskosten

Bei den marktgestützten Beschaffungsmechanismen einstufige Ausschreibung und bilaterale vertragliche Lösung erwarten wir größtmäßig etwas höhere Transaktionskosten zur aktuell geltenden vertraglichen Lösung. Bei den nicht marktgestützten Beschaffungsmechanismen regulierte Erbringung und Eigenerstellung gehen wir von vergleichbaren Transaktionskosten aus.

Dies wird nachfolgend anhand der Transaktionskostenkategorien (s. Abschnitt 5.3.2) begründet.

■ Abschätzung Marktgröße

Die aktuelle Erbringung durch Vertragskraftwerke entspricht in der Umsetzung der regulierten Beschaffung. Dem Verteilernetzbetreiber liegen Informationen zum technischen Potenzial jeder technischen Erbringungseinheit aus Anschlussbegehren vor. Die geographische Marktabgrenzung kann bei Flächen-Verteilernetzbetreibern zu einem größeren Aufwand bei der marktgestützten Beschaffung führen. Bei der Eigenerbringung ist hingegen kein Unterschied zum Status quo zu erwarten. Der Prozess der Abschätzung der Marktgröße ist gegebenenfalls in unregelmäßigen Abständen und durch unterschiedliche Verteilernetzbetreiber zu wiederholen.

■ Festlegung des Marktdesigns

Für die regulierte Erbringung und die Eigenerstellung muss kein Marktdesign entwickelt werden.

³⁵ vgl. (Blumberg, et al., 2021) zur Diskussion rund um „Kehrpflicht“.

Im Rahmen der Entwicklung eines Ausschreibungsmechanismus und des auszuschreibenden Produkts müssen die technischen Bereitstellungsmöglichkeiten und die geographische Verfügbarkeit bzw. die geographische Verteilung berücksichtigt werden. Da die Ausschreibung für jedes Verteilernetz oder Gruppen von Verteilernetzen getrennt durchgeführt werden muss, muss das Marktdesign gegebenenfalls spezifisch angepasst werden.

Bei der Entwicklung bilateraler Verträge müssen die technischen Bereitstellungsmöglichkeiten und die geographische Verfügbarkeit bzw. die geographische Verteilung der technischen Erbringungseinheiten berücksichtigt werden. Aufgrund der Vielzahl an Verteilernetzen sollte ein anpassbarer Standardvertrag erarbeitet werden. Wird ein Standardvertrag vorgegeben, muss dieser auf die spezifische Verteilernetzsituation anpassbar sein.

Daher ist der Aufwand zur Schaffung der Wettbewerbsfähigkeit bei der Ausschreibungslösung und bei bilateralen Verträgen aufgrund der Vielzahl an Verteilernetzen höher als bei regulierter Erbringung oder Eigenerstellung, wenn zum Zeitpunkt der Entscheidung über ein Vertragsangebot bzw. einer Investition bei Eigenerstellung dem Verteilernetzbetreiber alle erzeugungsseitigen Informationen vorliegen. Dennoch handelt es sich bei der Festlegung des Marktdesigns für jedes Verteilernetzgebiet um einen einmalig oder selten durchzuführenden Vorgang.

■ Aufbau und Betrieb des Beschaffungsmechanismus - Netzbetreiber

Der Aufwand für Aufbau und Betrieb des Beschaffungsmechanismus ist für einen Verteilernetzbetreiber bei der regulierten Beschaffung ähnlich wie im Status quo, sofern die zu vergütenden Komponenten gleichbleiben. Ansonsten steigt der Aufwand im Rahmen des Aufbaus des Beschaffungsmechanismus.

Für einen marktgestützten Bezug muss der Beschaffungsmechanismus neu aufgebaut werden. Das Zeitfenster der Ausschreibungslösung ist je Verteilernetz fix, das der bilateralen vertraglichen Lösung hängt von der Verfügbarkeit neuer technischer Erbringungseinheiten ab. Durch die häufigere Durchführung (durchaus in Abständen von Jahren) ist der Aufwand im Betrieb bei der einstufigen Ausschreibung aufgrund der Vielzahl an Verteilernetzen vermutlich etwas höher als bei einer bilateralen vertraglichen Lösung.

Für die Eigenerstellung fällt netzseitig vermutlich eher ein geringerer Aufwand an als im Status quo, da kein Austausch mit Erbringern wie bei Fremdbezug notwendig ist.

Der Aufbau des Beschaffungsmechanismus ist für jeden Verteilernetzbetreiber ein einmaliger Vorgang. Die Betriebsfrequenz ist voraussichtlich begrenzt häufig.

■ Aufbau und Betrieb des Beschaffungsmechanismus - Erbringer

Der Aufwand für Aufbau und Betrieb des Beschaffungsmechanismus ist für den Erbringer bei der regulierten Beschaffung sowie bei der bilateralen vertraglichen Lösung ähnlich wie im Status quo. Zur Steigerung der Transparenz kann der Aufwand bei der bilateralen vertraglichen Lösung höher sein.

Für eine Ausschreibungslösung kann der Aufwand individuell etwas höher sein, da der Erbringer sein Angebot bei häufigerer Durchführung (durchaus in Abständen von Jahren) überprüfen und gegebenenfalls anpassen muss.

Für die Eigenerstellung fällt für einen Verteilernetzbetreiber als Betreiber der technischen Erbringungseinheit ein etwas höherer Aufwand an als bei Fremdbezug.

■ Geographische Reichweite

Die geographische Reichweite sollte für die Bereitstellung der Blindleistung in den Verteilernetzen gleich sein wie im Status quo.

■ Häufigkeit Durchführung Beschaffungsprozesses

Die Häufigkeit der Durchführung des Beschaffungsprozesses sollte bei der regulierten Beschaffung und bei der bilateralen vertraglichen Lösung vergleichbar zum Status quo sein.

Bei der Ausschreibungslösung kann es zu einer häufigeren, regelmäßigen Durchführung kommen.

Bei Eigenerstellung entfällt der fremdbezogene Beschaffungsprozess.

■ Abwicklung Beschaffungsprozesses – Netzbetreiber

Der Beschaffungsprozess sollte in seiner Komplexität für einen Verteilernetzbetreiber als Nachfrager von Blindleistung bei allen Beschaffungsoptionen ähnlich hoch sein wie im Status quo.

quo. Eventuell steigt der Aufwand bei der regulierten Beschaffung und der marktgestützten Beschaffung aufgrund von wiederkehrenden Abwägungsentscheidungen.

■ **Abwicklung Beschaffungsprozesses – Erbringer**

Der Beschaffungsprozess sollte in seiner Komplexität für fremde Erbringer bei allen Beschaffungsoptionen ähnlich hoch sein wie heute. Stellt ein Verteilernetzbetreiber selbst die Blindleistung bereit, sollte der Aufwand etwas höher als im Status quo sein, da er dann als Erbringer auch die betriebliche Seite der Bereitstellung durchführen muss.

■ **Settlement Netzbetreiber**

Das Settlement sollte für einen Verteilernetzbetreiber zu einem ähnlich hohen Aufwand wie im Status quo führen unabhängig von der Beschaffungsoption, sofern die zu vergütenden Komponenten gleichbleiben. Bei der Ausschreibungslösung kann der Aufwand etwas höher sein durch den potenziellen Wechsel der Erbringer im Zuge der Ausschreibung. Für einen Verteilernetzbetreiber als Erbringer der Blindleistung fällt der Aufwand des Settlements mit anderen Parteien im Gegensatz zum Status quo weg. Dennoch kommt es zu einer internen Verrechnung. Daher wird der Aufwand als ähnlich hoch wie im Status quo eingestuft.

■ **Settlement Erbringer**

Das Settlement sollte für den Erbringer im Rahmen der regulierten Beschaffung und bei der bilateralen vertraglichen Lösung zu einem ähnlich hohen Aufwand wie im Status quo führen. Bei der Ausschreibungslösung kann der Aufwand etwas höher sein durch den potenziellen Wechsel der Erbringer im Zuge der Ausschreibung. Für einen Verteilernetzbetreiber als Erbringer der Blindleistung steigt der Aufwand aufgrund der internen Verrechnung.

■ **Settlement Betreiber Transaktionsplattform**

Eine Transaktionsplattform als organisatorische Einheit wird gegebenenfalls lediglich bei der Ausschreibungslösung benötigt, um die Unabhängigkeit bei der Erbringerauswahl zu gewährleisten. Dies kann umso wichtiger bei der Erbringung im Verteilernetz sein, wenn Verteilernetzbetreiber gleichzeitig als Betreiber von Kraftwerken Erbringer in ihrem Netzgebiet sein können. Daher ist der damit verbundene Aufwand höher als bei der heutigen Lösung. Durch die Vielzahl an Verteilernetzen steigt bei der Ausschreibungslösung der Aufwand stärker. Alle anderen Beschaffungsmechanismen erfordern grundsätzlich nicht notwendigerweise eine dritte Partei.

■ **Überwachung und ggf. Intervention durch Anpassung der Beschaffungsregeln bei Verdacht Marktgestützte Erbringungslösungen erfordern typischerweise einen höheren Überwachungsaufwand. Dieser kann für regelmäßiges Monitoring des Beschaffungsprozesses wie auch für die unregelmäßige Klärung von Einsprüchen über eine Vergabeentscheidung erfolgen. Gegebenenfalls müssen hierfür neue Monitoringlösungen bei Verteilernetzbetreibern geschaffen werden, die die notwendige Transparenz ermöglichen. Durch die Vielzahl an Verteilernetzen steigt der Aufwand daher stärker. Das Monitoring des technischen Einsatzes sollte hingegen bei allen Beschaffungsoptionen vergleichbar zum Status quo sein.**

Fazit mögliche Effizienzbeiträge vs. Transaktionskosten.

Die Transaktionskosten der Säule B wären aufgrund der Vielzahl der VNB in Österreich (zumindest etwas) höher als die Beschaffung über Säule A. Aufgrund der Unklarheiten bei der Effizienz empfehlen wir daher, auf der Hochspannungsebene zunächst von einer Einführung einer marktgestützten Beschaffung abzusehen und hier – wie im Übertragungsnetz – zunächst die aktuellen Unklarheiten im Rahmen einer Prüfphase zu beseitigen.

Unterhalb der Hochspannungsebene sollte insbesondere aufgrund des fehlenden Wettbewerbs in strangförmigen Netzen und dem R-X-Verhältnis eine Ausnahme von der marktgestützten Beschaffung gezogen werden.

6.1.4 Fehlanreize

Es sind keine Fehlanreize durch eine etwaige Einführung einer Säule zu erwarten, sofern keine kurzfristige (reine) Abrufbeschaffung gewählt wird.

6.1.5 Auswirkungen auf Strommärkte und -preise

Die Auswirkungen auf Strommärkte und Preise durch eine etwaige Säule B sind aufgrund der geringen Wirkverluste im niedrigen Einstelligen Bereich vernachlässigbar, zumal ähnliche Verluste auch im Bereich der Säule A anfallen können.

6.1.6 Systemsicherheit und Umweltverträglichkeit

Es werden keine negativen Implikationen erwartet, falls eine Säule B eingeführt würde, da Säule A verbleibt und Säule C stets möglich ist.

6.1.7 Zusammenfassung zu Spannungsregelung (Blindleistung)

Wir empfehlen, in den **nächsten ein bis zwei Jahren im Rahmen einer „Prüfphase“** Folgendes umzusetzen:

- **Erfüllung der Transparenzanforderungen in Säule A** im Übertragungsnetz und anschließende **Durchführung einer initialen Markterkundung** für das Übertragungsnetz. Sofern sich hierbei (regional) hinreichender Wettbewerb und entsprechende Effizienzpotenziale abzeichnen sollten, würden wir anschließend empfehlen,
- **Klarheit über den** (regional und zeitlich aufgelösten) **Bedarf an Blindleistung im Übertragungsnetz zu schaffen.**

Auf Basis dieser Informationen kann geprüft werden, ob hinreichende Effizienzbeiträge erwartbar sind. Parallel dazu empfehlen wir zu prüfen, inwiefern der Blindleistungsaustausch zwischen APG und den VNB bereits (periodisch/strukturiert) auf Optimierungspotenzial geprüft wird.

Sollte sich nach der Prüfung herausstellen, dass hinreichend Wettbewerber Interesse haben und Bedarf besteht, sollte die Ausgestaltung der marktgestützten Beschaffung (Säule B) für das Übertragungsnetz forciert werden. **Bis dahin sollte von einer Ausgestaltung von Säule B im Übertragungsnetz abgesehen werden, da dies ggf. Transaktionskosten ohne Nutzen verursachen könnte.**

Im Verteilernetz wären die Transaktionskosten der Säule B aufgrund der Vielzahl der VNB in Österreich höher als die Beschaffung über Säule A. Aufgrund der Unklarheiten bei der Effizienz **empfehlen wir daher, auf der Hochspannungsebene zunächst von einer Einführung einer marktgestützten Beschaffung abzusehen und hier – wie im Übertragungsnetz – zunächst die aktuellen Unklarheiten im Rahmen einer Prüfphase zu beseitigen. Bis dahin sollte von der Einführung einer marktgestützten Beschaffung Abstand genommen werden, um unnötige Transaktionskosten zu vermeiden.**

Unterhalb der Hochspannungsebene sollte insbesondere aufgrund des fehlenden Wettbewerbs in strangförmigen Netzen und dem größeren R-X-Verhältnis eine Ausnahme von der marktgestützten Beschaffung gezogen werden.

6.2 Trägheit der lokalen Netzstabilität

Nachfolgend wird der Falsifizierungsansatz für die nfSDL Trägheit der lokalen Netzstabilität angewendet. Für die Differenzierungen zwischen Momentanreserve und FFR verweisen wir auf Unterkapitel 3.2.

6.2.1 Inhärente Erbringung

Momentanreserve wird bereits heute (auch in Österreich) inhärent durch verfügbare Synchronmaschinen bereitgestellt. Im Rahmen der Effizienzbewertung wurde eine indikative, nicht erschöpfende Schätzung der durchschnittlich verfügbaren Momentanreserve vorgenommen³⁶ (vgl.

³⁶ Kraftwerksliste gemäß www.anlagenregister.at. Trägheitskonstanten gemäß Literaturwerten:

Kleinwasserkraft bis 10 MW (1 s), Wasserkraft > 10 MW (3 s), Thermische Kraftwerke (4 s), Pumpspeicher

Abbildung 9). Die Schätzung ersetzt keine ausführliche Untersuchung, zeigt jedoch indikativ die Potenziale einer inhärenten Erbringung auf. Bundesländer mit einer großen Leistung an Wasser- oder thermischen Kraftwerken haben bereits eine beachtliche Menge an inhärent erbrachter Momentanreserve. Insbesondere in Vorarlberg und im Burgenland ist das Potenzial geringer. Beide Gebiete sind jedoch elektrisch eng im Übertragungsnetz vernetzt (Vorarlberg verfügt über eine Anbindung zu DE, das Burgenland ist angrenzenden Bundesländern über das österreichische Übertragungsnetz verbunden). Daher scheint generell eher ein hinreichendes Maß an Erbringern vorhanden zu sein. Frequenzstabilität wird dabei als Rate of Change of Frequency, kurz RoCoF, und in der Einheit Hertz pro Sekunde [Hz/s] gemessen. Die RoCoF ist dabei auf einen Wert unter zwei Hertz pro Sekunde zu begrenzen. Andernfalls gilt die Frequenzstabilität als gefährdet. Abbildung 9 stellt die Ergebnisse dieser (vereinfachten) indikativen Untersuchung dar. **Ohne Kenntnis des Bedarfs lässt dies jedoch keine weiteren Rückschlüsse zu, ob diese Beiträge bereits ausreichen.**

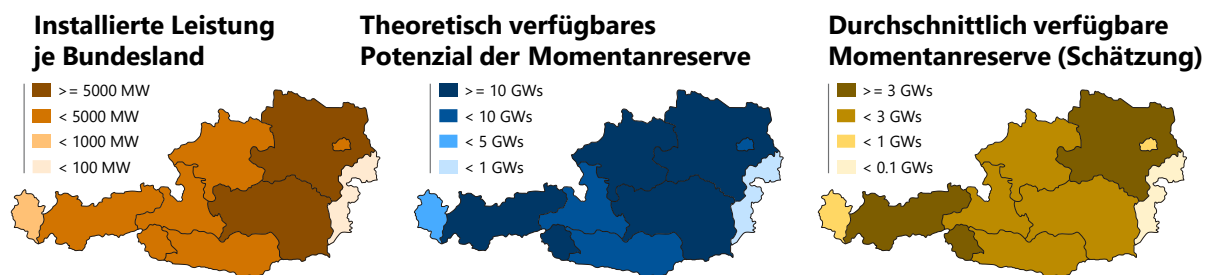


Abbildung 9: Schätzung der durchschnittlich verfügbaren Momentanreserve je Bundesland auf Basis der Kraftwerksliste und Standardparametern für Trägheitskonstanten und Verfügbarkeit verschiedener Kraftwerkstypen

Weitere Entwicklungen rund um den EU-weiten NC RfG könnten das Angebot inhärent bereitgestellter Momentanreserve jedoch weiter erhöhen. Die EU-Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) führte zuletzt eine Konsultation zu einem Änderungsentwurf des NC RfG durch (ACER, 2023). Im Ergebnis schlägt ACER vor, für nicht-synchron verbundene Erzeuger (A-PPM), nicht-synchron verbundene Verbrauchseinrichtungen, nicht-synchron verbundene Power-to-Gas-Anlagen und nicht-synchron verbundene Stromspeicher (A-ESM) (S. Seite 4, (ACER, 2024)) die Anforderungen an RoCoF sowie netzbildende Stromrichter anzupassen und diese mit den ACER Empfehlungen des NC RfG/DC 2.0 zu vereinheitlichen.³⁷ A-PPM und A-ESM sollen künftig entsprechend die technischen Anforderungen netzbildender Stromrichter erfüllen. Netzbildende Stromrichter sind eine wichtige Voraussetzung, um Momentanreserve bereitstellen zu können. Entsprechend könnte die Erbringung von Momentanreserve (in einem gewissen Umfang) den Charakter einer technischen Verpflichtung erhalten, sodass Momentanreserve von stromrichter-basierten Anlagen z.T. künftig auch über Säule A beschafft werden könnte. Dies würde das (inhärent) verfügbare Angebot beeinflussen. Bei ausreichend inhärentem Angebot hätte dies Auswirkungen auf eine Effizienzbewertung der marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve – sowie weitere Systemdienstleistungen. Wir empfehlen, diese Änderungen bei der Effizienzbewertung und Ausgestaltung der Beschaffungsansätze im Auge zu behalten.

Fazit der indikativen Bewertung der aktuellen Bedarfsdeckung. Österreich verfügt (aufgrund der aktuell vorhandenen Menge an Synchrongeneratoren) im europäischen Verbundsystem über eine

im Phasenschieberbetrieb (8 s). Verfügbarkeiten gemäß mittleren Einspeisewerten in 2024 laut www.anlagenregister.at

³⁷ S. zugehörige Präsentation von ACER vom 4.6.2024: „Technical requirements for system users: synchronously connected Power Park Modules, asynchronously connected electricity storage modules, asynchronously connected demand facilities and asynchronously connected power-to-gas demand units mainly follow requirements from ACER Recommendation on NCs RfG/DC 2.0 unless specific requirements are provided in the proposed amendments for NC HVDC 2.0“.

ausreichende Kraftwerksleistung zur Sicherstellung der Frequenzstabilität im Falle eines normativen Ausfalls. Insbesondere österreichische Wasserkraftwerke leisten einen wichtigen Beitrag zur Frequenzstabilität. **Diese Analysen berücksichtigen jedoch weder lokale Trägheitsbedarfe noch spezifische Anforderungen im Falle einer Netzauftrennung, beispielsweise entlang nationaler Grenzen oder innerhalb des Landes.** Es ist den Gutachtern jedoch – nach aktueller Kenntnislage – kein anderer Indikator oder Vorfall bekannt, der für einen Mangel an lokaler Trägheit sprechen würde.

FFR wird nicht inhärent erbracht, sondern ist eine regelungstechnische Reaktion. Da Momentanreserve jedoch höherwertig für die Systemstabilität ist, und es noch Unklarheiten bzgl. des Bedarfs an Momentanreserve gibt, kann derzeit keine Aussage über die Notwendigkeit der Beschaffung von FFR getroffen werden. Im elektrisch eng verbundenen Deutschland werden aktuell die Weichen für eine marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve gestellt (Bundesnetzagentur, 2023) (vgl. Unterkapitel 4.1). In den Niederlanden wird Momentanreserve anhand der Anschlussrichtlinien von den Stromrichtern von Hochspannungsgleichstromübertragung eingefordert (vgl. Unterkapitel 4.3). In Italien wird der Momentanreservebedarf anhand von Phasenschiebern als vollständig integrierte Netzkomponente beschaffen (nicht Teil des Ländervergleichs³⁸). Da innerhalb des Verbundsystems bislang vorwiegend Momentanreserve beschafft wurde und tendenziell von einer kohärenten Beschaffung von Systemdienstleistungen innerhalb des Verbundsystems ausgegangen werden kann, schließen wir eine Beschaffung von FFR vorerst aus. **Daher fokussieren wir bei der Effizienzbewertung eine marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve als Beitrag zur Trägheit der lokalen Netzstabilität.**

6.2.2 Mögliche Effizienzbeiträge vs. Transaktionskosten

Hintergrund. Die Effizienzbewertung einer marktgestützten Beschaffung von Trägheit setzt voraus, dass der konkrete Trägheitsbedarf bekannt ist. **Derzeit existiert jedoch weder ein nationaler Ansatz zur Bedarfsbestimmung noch eine im europäischen Verbundsystem abgestimmte Methodik zur Ermittlung dieses Bedarfs.** Zudem fehlt eine Definition auslegungsrelevanter Szenarien, die für eine fundierte Bedarfsermittlung erforderlich wäre. Infolgedessen ist eine Quantifizierung des Bedarfs im Rahmen dieser Studie nicht möglich.

Implikation. Eine Bewertung des verfügbaren Angebots ist grundsätzlich möglich, jedoch kann ohne einen klar definierten Bedarf keine abschließende Effizienzbewertung vorgenommen werden. Eine marktgestützte Beschaffung unter Unsicherheit über den tatsächlichen Bedarf verursacht (Transaktions-)Kosten, ohne dass Effizienzbeiträge zuverlässig quantifiziert werden können. **Ohne hinreichende Kenntnis über Angebot und Nachfrage ist es derzeit weder möglich, die Effizienz einer Beschaffung fundiert zu bestätigen noch sie zu falsifizieren.** Daher wird empfohlen, den Bedarf an Momentanreserve weiter zu untersuchen.

Handlungsempfehlung. Auf europäischer Ebene befindet sich die Methodik zur Bedarfsbestimmung derzeit in Diskussion zwischen den Übertragungsnetzbetreibern sowie bei der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER). Aus unserer Sicht sollte E-Control diese Entwicklungen weiterhin verfolgen und begleiten, um eine entsprechende Methodik anzuwenden, sobald ein verlässliches und hinreichend konsensuales Verfahren etabliert wurde. Zusätzlich empfehlen wir E-Control, zeitnah zu prüfen, ob in Zusammenarbeit mit der Austrian Power Grid (APG) weitere Schritte zur eigenen Bedarfsbestimmung und Analyse eingeleitet werden sollten.

Fazit. Solange die Bedarfsbestimmung weder quantifizierbar noch die Methodik ausreichend robust und verlässlich ist und es gleichzeitig keine Indikatoren für eine Gefährdung der Versorgungssicherheit durch einen Mangel an Erbringern gibt, führt eine marktgestützte Beschaffung zu Transaktionskosten, ohne dass Effizienzgewinne garantiert werden können.

³⁸ Weiter Informationen: <https://www.entsoe.eu/Technopedia/techsheets/synchronous-condenser>

Entsprechend muss die Frage, ob eine marktgestützte Beschaffung mehr Effizienzbeiträge generieren kann, als sie an Transaktionskosten verursacht, derzeit verneint werden.

6.2.3 Zusammenfassung zu Trägheit der lokalen Netzstabilität

Aufgrund der Unsicherheiten hinsichtlich einer (hinreichend) verlässlichen und robusten Quantifizierungen des Bedarfs und aktuell fehlender Anzeichen für etwaige Beeinträchtigungen der Versorgungssicherheit im Status quo, kann aktuell nicht davon ausgegangen werden, dass die marktgestützte Beschaffung mehr Effizienzbeiträge hebt, als sie Transaktionskosten verursachen würde. Daher wird die marktgestützte Beschaffung aktuell als nicht effizient eingeschätzt. Wir empfehlen die in Abschnitt 6.2.2 dargelegten Punkte hinsichtlich der Bedarfsbestimmung zu berücksichtigen.

6.3 Schwarzstartfähigkeit

Nachfolgend wird der Falsifizierungsansatz für die nfSDL-Schwarzstartfähigkeit angewendet. Hintergründe finden sich in Kapitel 3.3.

6.3.1 Inhärente Erbringung

Schwarzstartfähigkeit ist keine inhärente Eigenschaft von möglichen Erbringern. Daher spricht dieses Bewertungskriterium nicht gegen eine marktgestützte Beschaffung.

6.3.2 Mögliche Effizienzbeiträge vs. Transaktionskosten

Grundsätzliche Vertragsmodalitäten sind bereits heute öffentlich und stehen auch potenziellen neuen Anbietern zur Verfügung. Heute erfolgt die Beschaffung über bilaterale Verträge, die nicht öffentlich, jedoch der Regulierungsbehörde zugänglich sind. Dies gilt auch für Musterverträge, die jedoch der Regulierungsbehörde vorliegen müssen. Darüber hinaus gibt es heute öffentlich zugänglich wesentliche Vertragsmodalitäten. Diese umfassen im Wesentlichen die im Folgenden aufgeführten Aspekte.

Allgemein

- Kein Mustervertrag, aber Grundlage und Modalitäten für zu schließenden Vertrag
- Betrifft Stromerzeugungsanlage mit Schwarzstart und Inselbetriebsfähigkeit
- Modalitäten gemäß NC E&R (Network Code Emergency& Restoration)

Technische Anforderungen

- Anschluss Höchst- oder Hochspannungsnetz (Mindestgröße 75 MW und ausreichend rot. Masse)
- Vorgabe Spannung nach 60 min
- Spannung und Frequenz halten/variieren
- Energie für 12 h bei Maximalleistung
- Vorgabe Leistung über Black-out sichere Verbindung
- Aggregation ausgeschlossen
- Geografische Anforderungen ergeben sich aus: Netztopologie und Netzwiederaufbauplan

Organisatorische Anforderungen

- Mindestverfügbarkeit
- Jährliche Überprüfung zum Nachweis der Schwarzstartfähigkeit
- Überprüfung Inselbetriebsfähigkeit alle zwei Jahre

Vergütung und weitere Anforderungen

- Vergütung Vorhaltung und Durchführung der Überprüfung durch indexierten Pauschalbetrag

- Zusätzliche Vergütung (z.B. Schulung) bilateral
- Vertragslaufzeit mind. fünf Jahre angestrebt, da hohe Bedeutung der Systemdienstleistungen (SDL) für Netzwiederaufbau
- Kündigung zum Ende des Jahres mit dreimonatiger Frist

Technische und organisatorische Anforderungen sind unabhängig vom Beschaffungskonzept relevant. Für eine sichere Erbringung sind die Aspekte unabdingbar. Die entsprechenden Anforderungen im Detail haben einen Einfluss auf die Marktgröße bzw. ergeben sich aus einem technischen Bedarf und auch auf das mögliche Erbringerfeld. So würden z.B. höhere Anforderungen an die Energie über eine Dauer bei Maximalleistung die Marktgröße (z.B. weitere Erhöhung Resilienz) entsprechend erhöhen, sofern dies zur Deckung des Bedarfes erforderlich wäre.

Anforderungen an Transparenz und Diskriminierungsfreiheit. Diese Anforderungen der EltRL gelten für alle Säulen der Beschaffung. Die aktuell vorhandenen bilateralen Einigungen dürften aufgrund des Mangels an Transparenz jedoch eher als „legacy contracts“ einzuordnen sein (s. Unterkapitel 2.2), sodass Zweifel an der EltRL-Konformität bestehen. Daher empfehlen die Gutachter eine Überführung des Status quo hin zu einer der folgenden Beschaffungsoptionen oder einer Kombination daraus:

- Beschaffung über hinreichend transparente und diskriminierungsfreie bilaterale Verträge mit regulierter Vergütung über Säule A (regulierte Erbringung)
- Beschaffung über Säule B (marktgestützte Beschaffung). Hier wären wettbewerblich organisierte, transparente und diskriminierungsfreie Direktverträge ebenso denkbar wie einstufige Ausschreibungen.

Säule C spielt im Kontext der Schwarzstartfähigkeit in der Praxis keine Rolle (s. Unterkapitel 3.3)

Effizienzbeiträge

Abschätzung Marktgröße als Grundvoraussetzung. Für neue Anbieter ist die Einschätzung der aktuellen und zukünftigen Marktgröße relevant. Erst auf dieser Basis ist überhaupt eine mögliche Angebotslegung für mögliche auch neue Anbieter möglich.

Die Säule C und damit die Bereitstellung der Schwarzstartfähigkeit über eigene Anlagen des Netzbetreibers sind wie beschrieben nicht relevant. Aktuell gibt es bilaterale Verträge zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber und Kooperationsverträge mit anderen Netzbetreibern (andere ÜNB oder auch VNB). Die Erbringung in Österreich erfolgt dabei heute über zwei große (Pump-)Speicher-Kraftwerksverbünde, die direkt an das APG-Netz angeschlossen sind. **Das Volumen der Vergütung ist nicht öffentlich bekannt**, dürfte nach Einschätzung der Gutachter aber im einstelligen Millionenbereich pro Jahr liegen. Das Volumen der vorwiegend kostenbasierten Vergütung ist der Regulierungsbehörde bekannt. **Wir empfehlen hier zu prüfen, ob möglichen Anbietern die Information über die aktuelle Vergütung zugänglich gemacht werden kann.** Neben der Höhe des Marktvolumens ist zudem die **notwendige räumliche Verteilung** relevant. Diese hängt im Wesentlichen von dem verfolgenden Netzwiederaufbaukonzept und dem angestrebten Resilienzniveau ab. Bei der Bewertung von Anbietern ist damit immer das Gesamtkonzept und nicht die Einzelanlage zu bewerten. **Aktuell gibt es keine zusätzlichen besonderen Anforderungen an potenzielle Anbieter an die Regionalität. Hinsichtlich der Netzebene sind für den Bottom-up-Ansatz für die APG ausschließlich Anlagen in den höheren Netzebene relevant** (meist mit direktem Anschluss an das Übertragungsnetz).

Für das regionale Wiederaufbaukonzept im Verteilnetz ist die Anzahl der Anlagen und das Volumen nicht unbekannt. Bei der Bedarfsbestimmung des Übertragungsnetzbetreibers wird das regionale Wiederaufbaukonzept nicht berücksichtigt, wenngleich die Konzepte aufeinander abgestimmt werden. Technisch ist sicherzustellen, dass der überregionale Ansatz Vorrang hat. Das lokale Wiederaufbaukonzept ergibt sich aus Anforderungen einzelner Bundesländer und dem dortigen Vorhandensein von schwarzstartfähigen Anlagen. Hintergrund kann z.B. das Ziel einer schnelleren

Wiederversorgung und damit ein höheres Resilienzniveau sein. *Nach unserer Einschätzung ist im Zuge eines möglichen Beschaffungskonzeptes zu klären, ob sich der Bedarf weiterhin aus Anforderungen des Übertragungs- oder zusätzlich aus Anforderungen des Verteilnetzbetreibers ergibt und damit unter Art. 31 und Art. 40 EitRL fällt.* Grundsätzlich ist eine bereits auch geübte Option aus dem Verteilnetz aus Sicht der Gutachter positiv zu bewerten, da sich hier auch zunehmend mehr Optionen durch z.B. Speicher ergeben werden. Nach aktueller Informationslage ist jedoch über den konkreten Bedarf zu wenig Information verfügbar und damit ist auch keine Aussage zu möglichen Effizienzgewinnen möglich.

Neben dem aktuellen Marktvolumen ist insbesondere auch der zukünftige Bedarf an schwarzstartfähigen Anlagen für neue Anbieter relevant. Dabei sind drei wesentliche Aspekte zu beachten:

- Steigerung des Bedarfes durch z.B. einen steigenden Stromverbrauch
- Wegfall von möglichen Erbringern
- Laufzeiten von Verträgen mit Erbringern

Nach unserem Kenntnisstand gibt es aktuell keine öffentlichen Studien/Gutachten, die sich mit dem zukünftigen Bedarf auseinandersetzen. Aus Sicht der Gutachter sollte zumindest von Seiten der Übertragungsnetzbetreiber hierzu eine Aussage vorliegen. Stiege der Bedarf sind rechtzeitig Anreize für die Schaffung der notwendigen Fähigkeiten (dynamische Effizienz) zu schaffen. *Daher sehen wir eine periodische Überprüfung bzw. Bekanntmachung als sinnvoll an.*

Mit dem Wegfall von möglichen aktuellen Erbringern ist nicht zu rechnen, da es sich um große (Pump-)Speicher-Kraftwerksverbünde handelt. Im Gegenteil werden die Erzeugungskapazitäten der aktuellen Erbringer derzeit erweitert.

Im Sinne der Transparenz empfehlen wir, dass ein Auslaufen der Verträge frühzeitig (z.B. zwei Jahre im Voraus) potenziellen Anbietern bekannt gegeben wird. Damit sind potenzielle neue Anbieter rechtzeitig in der Lage, mögliche Investitionen abzuschätzen und umzusetzen und ein Angebot abzugeben.

Allgemein ergibt sich die Marktgröße durch den technischen Bedarf an schwarzstartfähigen Anlagen unabhängig von einem Beschaffungskonzept. Anforderungen an eine erhöhte Transparenz sind ebenfalls unabhängig von der Wahl eines Beschaffungskonzeptes.

Intransparenz des Marktes auflösen. Ein wesentlicher Aspekt der EitRL ist u.a. die Schaffung von Transparenz für mögliche Marktteilnehmer. Da bereits das Marktvolumen nicht bekannt ist, ist hier eine wesentliche Anforderung an ein Beschaffungssystem zu sehen. Auf diese Weise können potenzielle Anbieter erst ihre eigene Abschätzung treffen. Dies gilt auch für den zukünftigen Bedarf an Schwarzstartfähigkeit. Wir gehen davon aus, dass der Übertragungsnetzbetreiber hierzu Untersuchungen durchführt. Die Ergebnisse sind nach unserem Kenntnisstand jedoch nicht öffentlich. Auch hier ist Transparenz für mögliche Anbieter sinnvoll. Die würde auch für die Aussage eine gleichbleibenden Niveaus gelten. In welcher Granularität die Transparenz erfolgt, sollte Teil eines Beschaffungssystems bzw. nachfolgender Bewertungen sein. Selbstverständlich sind dabei auch Interessen der Sicherheit priorisiert zu berücksichtigen und abzuwägen, ob sich beispielsweise die Gefahr von terroristischen Akten dadurch verändert. Dabei gilt es jedoch auch zu berücksichtigen, dass die heutigen Erbringer nicht direkt öffentlich bekannt gegeben werden, jedoch indirekt auch durch Recherche identifiziert werden können. Grundsätzlich ist Transparenz und Diskriminierungsfreiheit Grundvoraussetzung dafür, dass Wettbewerb unter den (potenziellen heutigen und künftigen) Erbringern stattfinden und Effizienzbeiträge gehoben werden können.

Potenzielle Anbieter

Im Übertragungsnetz (für Top-down Ansatz besonders relevant) sind es heute trotz nicht geforderter Lokalität wenige Anbieter neben den aktuell kontrahierten Speicherkraftwerksketten mit Pumpspeichern vorhanden. In der aktuellen Praxis werden im Zuge der Netzanschlussverträge mit

neuen Anlagen auch die Möglichkeiten für die Erbringung von Schwarzstartfähigkeit aufgenommen bzw. abgefragt. Dies ist Bestandteil von Musterverträgen der APG. Damit ergibt sich für die APG bereits heute ein gutes Bild über mögliche Anbieter. *Nach aktuellem Informationsstand ist heute mit wenigen neuen Anbietern zu rechnen. Damit sind mögliche Effizienzgewinne auch kaum realisierbar.*

Aktuell ist jedoch eine große Anfrage von großen Batteriespeichern auch in den Nachbarländern zu erkennen. Batteriespeicher sind grundsätzlich in der Lage, Schwarzstartfähigkeit zu erbringen, wenngleich dies ggf. in Konkurrenz zu weiteren Business-Cases steht. *Vor diesem Hintergrund ist das Feld möglicher Erbringer periodisch zu überprüfen und ggf. die Einschätzung von möglichen Effizienzgewinnen neu vorzunehmen.*

Im Verteilnetz ist über aktuelle Erbringer wenig bekannt. Grundsätzlich ist hier je nach zulässigem Konzept (z.B. Aggregation/Pooling von Anlagen) ein größerer Erbringerkreis möglich. Aggregation ist aktuell nach „Vertragsmodalitäten für Anbieter von SDL zum Netzwiederaufbau“ mindestens im Übertragungsnetz ohnehin nicht zulässig. Dies liegt unter anderem an möglichen Unsicherheiten bezüglich der Erreichbarkeit von Anlagen oder allgemein an einer höheren Komplexität und damit auch einem höheren Aufwand in der Einbindung vieler verteilter Anlagen. Die Möglichkeiten neuer Erbringer aus dem Verteilnetz bestehen theoretisch für das Übertragungsnetzes und auch für das Verteilnetz selbst. Grundsätzlich sind Anlagen des Verteilnetzes nicht Teil der Bedarfsdeckung im Übertragungsnetz und dies wird in Österreich auch nicht angestrebt. Daher erstreckt sich das Potential der Erbringer im Verteilnetz maximal auf einen möglichen Bedarf im Verteilnetz selbst.

Transaktionskosten

Wir erwarten bei allen betrachteten Beschaffungsmechanismen regulierte Beschaffung, einstufige Ausschreibung und bilaterale vertragliche Lösung größtmäßig vergleichbare Transaktionskosten zur aktuell geltenden Lösung mit Vertragskraftwerken. Nachfolgend werden die einzelnen Kategorien der Transaktionskosten diskutiert.

■ Festlegung des Marktdesigns

Bei der einmaligen Festlegung des Marktdesigns müssen im Rahmen der Entwicklung des Ausschreibungsmechanismus und des auszuschreibenden Produkts die technischen Bereitstellungsmöglichkeiten und die geographische Verfügbarkeit bzw. deren Verteilung berücksichtigt werden. Soll eine bilaterale vertragliche Lösung umgesetzt werden, müssen standardisierte (und entsprechend transparente, diskriminierungsfreie) bilaterale Verträge entwickelt werden, die ebenfalls die technischen Bereitstellungsmöglichkeiten und die geographische Verfügbarkeit berücksichtigen. Daher ist der Aufwand zur Schaffung der Wettbewerbsfähigkeit bei der Ausschreibungslösung und bei bilateralen Verträgen etwas höher als bei der aktuell regulierten Beschaffung, wenn zum Zeitpunkt der Entscheidung über einen Vertragsabschluss alle erzeugungsseitigen Informationen vorliegen. Für eine zukünftige regulierte Erbringung und für Eigenerstellung muss kein Marktdesign entwickelt werden.

■ Aufbau und Betrieb des Beschaffungsmechanismus - Netzbetreiber

Über alle Beschaffungsmechanismen hinweg handelt es sich um einen eher selten durchzuführenden Vorgang. Der Aufwand für Aufbau und Betrieb des Beschaffungsmechanismus für Schwarzstartfähigkeit ist für den Netzbetreiber bei der regulierten Beschaffung ähnlich wie heute. Für einen marktgestützten Bezug muss der Beschaffungsmechanismus neu aufgebaut werden. Das Zeitfenster der Ausschreibungslösung ändert sich dann aber nicht. Zudem ändern sich auf absehbare Zeit auch nicht oder nur unwesentlich die technischen Erbringungseinheiten in Anzahl und Leistung bzw. hinsichtlich ihrer Fähigkeiten.

Durch die häufigere Durchführung (durchaus in Abständen von mehreren Jahren) kann der Aufwand im Betrieb bei der einstufigen Ausschreibung vermutlich etwas höher sein als bei der heutigen Lösung.

■ Aufbau und Betrieb des Beschaffungsmechanismus - Erbringer

Der Aufwand für Aufbau und Betrieb des Beschaffungsmechanismus für Schwarzstartfähigkeit ist für einen Anbieter bei der regulierten Beschaffung sowie bei der bilateralen vertraglichen

Lösung ähnlich wie heute. Über alle Beschaffungsmechanismen hinweg handelt es sich um einen eher selten durchzuführenden Vorgang. Für eine Ausschreibung kann der Aufwand etwas höher sein, da ein Erbringer sein Angebot bei häufigerer Durchführung (durchaus in Abständen von mehreren Jahren) in häufigerer Frequenz überprüfen und ggf. anpassen muss.

■ **Geographische Reichweite**

Die geographische Reichweite sollte hinsichtlich Schwarzstartfähigkeit gleich sein wie im Status quo. Dies gilt zumindest, solange gleichbleibende Anforderungen an das Netzwiederaufbaukonzept gelten und sich der Bedarf durch den Wandel des Energieversorgungssystems durch z.B. mehr Elektrifizierung und Erschließung neuer Verbrauchschwerpunkte nicht ändert. Daher ist sowohl die Menge als auch die Geographische Verteilung periodisch zu prüfen.

■ **Häufigkeit Durchführung Beschaffungsprozesses**

Die Häufigkeit der Durchführung des Beschaffungsprozesses sollte bei allen Beschaffungsoptionen vergleichbar zum Status quo sein.

■ **Abwicklung Beschaffungsprozesses – Netzbetreiber und Erbringer**

Der Beschaffungsprozess sollte in seiner Komplexität für den Netzbetreiber und auch für den Erbringer über alle Beschaffungsmechanismen ähnlich hoch sein wie im Status quo, zumal ohnehin von einer eher seltenen Wiederholung auszugehen ist.

■ **Spezifikum der nfSDL: Einfluss auf Trainingsnotwendigkeit**

Eine höhere Frequenz der Durchführung als im Status quo könnte zu einer häufigeren Veränderung der Erbringer führen. Dies kann in einem höheren Aufwand für die "Einarbeitung" resultieren und den Aufbau von Routine in Tests erschweren. Andererseits können neue Testteilnehmer auch eher bestehende Prozesse kritisch hinterfragen und Fragen zur bisherigen Routine einbringen.

■ **Settlement Netzbetreiber**

Der Prozess des Settlements während des Post-Processings wird voraussichtlich ein- bis zweimal pro Jahr durchlaufen, höchstens jedoch monatsweise. Das Settlement sollte daher für den Netzbetreiber zu einem ähnlich hohen Aufwand wie heute führen unabhängig von der Beschaffungsoption. Bei der Ausschreibungslösung kann der Aufwand eventuell durch den potenziellen Wechsel der Erbringer im Zuge der Ausschreibung etwas höher sein.

■ **Settlement Erbringer**

Das Settlement sollte für den Erbringer der nfSDL im Rahmen der regulierten Beschaffung und bei der bilateralen vertraglichen Lösung zu einem ähnlich hohen Aufwand wie heute führen. Bei der Ausschreibungslösung kann der Aufwand etwas höher sein durch den potenziellen Wechsel der Erbringer im Zuge der Ausschreibung.

■ **Settlement Betreiber Transaktionsplattform**

Eine Transaktionsplattform als organisatorische Einheit wird gegebenenfalls bei einer Ausschreibungslösung benötigt, um die Unabhängigkeit bei der Auswahl der Erbringer zu gewährleisten. Daher ist der damit verbundene Aufwand höher als bei der heutigen Lösung. Wobei hier zu bedenken ist, dass perspektivisch auch bei einer heutigen Lösung mit höheren Anforderungen an Transparenz zu rechnen ist. Die Aufwände sind ggf. in einer Plattformlösung „automatisch“ enthalten. Alle anderen Beschaffungsoptionen erfordern grundsätzlich nicht notwendigerweise eine dritte Partei.

■ **Überwachung und ggf. Intervention durch Anpassung der Beschaffungsregeln bei Verdacht**

Marktgestützte Erbringungslösungen erfordern typischerweise einen höheren Überwachungsaufwand. Dieser kann für regelmäßiges Monitoring des Beschaffungsprozesses wie auch für die unregelmäßige Klärung von Einsprüchen über eine Vergabeentscheidung erfolgen. Regulierte Elemente hingegen haben einen höheren Aufwand bei der Festlegung. Das Monitoring des technischen Einsatzes sollte hingegen bei allen Beschaffungsoptionen vergleichbar zum Status quo sein.

Fazit mögliche Effizienzbeiträge vs. Transaktionskosten. Die Erbringung der nfSDL Schwarzstartfähigkeit basiert heute im Wesentlichen auf wenigen großen (Pump)Speicher-Kraftwerksverbünden mit direktem Anschluss in den überlagerten Netzebenen. Nach unserer Einschätzung ist im Vergleich zum Status quo mit sehr geringen oder keinen Effizienzgewinnen zu

rechnen. Allerdings sind heute auch wenige Informationen z.B. über die tatsächliche Marktgröße vorhanden. Hier sollte im ersten Schritt aus Sicht der Gutachter angesetzt werden. In jedem Fall ist aufgrund des verhältnismäßig geringen Effizienzpotentials im Falle einer marktgestützten Erbringungslösung auf eine (sehr) transaktionskostenarme Umsetzung zu achten.

6.3.3 Fehlanreize

Theoretisch erscheint durch eine marktgestützte Beschaffung denkbar, dass unzureichend viele Erbringer von Schwarzstartfähigkeit infolge von strategischem Verhalten durch die marktgestützte Beschaffung kontrahiert werden, weil sie sich weigern könnten, Verträge abzuschließen. Dem sind allerdings allgemeine Grundsätze des EIWOG 2010 bzw. EIWG entgegenzuhalten.

- So haben Elektrizitätsunternehmen (Erzeuger) gemäß § 6 EIWOG 2010 als kunden- und wettbewerbsorientierte Anbieter von Energiedienstleistungen nach den Grundsätzen einer sicheren, kostengünstigen, umweltverträglichen und effizienten Bereitstellung der nachgefragten Dienstleistungen sowie eines wettbewerbsorientierten und wettbewerbsfähigen Elektrizitätsmarktes zu agieren.
- Diese obigen Grundsatzbestimmungen wurden in den Ausführungsgesetzen (z.B. Kärntner EIWOG) als unmittelbar geltende Verpflichtung ausgestaltet.
- Gemäß § 24 Abs. 1 Z 1 E-ControlG obliegt der Regulierungsbehörde die Überwachung der Einhaltung aller den Marktteilnehmern durch das EIWOG 2010 auferlegten Pflichten. Erzeuger sind Marktteilnehmer (§ 7 Abs. 1 Z 47 EIWOG 2010).

Da bisherige Erbringer von Schwarzstartfähigkeit nach Einschätzung der Gutachter durch die Erbringung keine wirtschaftlichen Nachteile erlitten haben dürften, sondern vielmehr zusätzliche (wenn auch begrenzte) Deckungsbeiträge durch ebendiese Erbringung erzielen konnten, wäre ein Mangel an Geboten im Zuge einer marktgestützten Beschaffung ein Indikator für den Verstoß gegen die o.g. Grundsätze. Es erscheint daher denkbar, dass E-Control potenzielle Erbringer im Falle eines solchen Angebotsmangels auch zur Erbringung verpflichten könnte.

Die Gutachter empfehlen E-Control, dies im Zuge der Ausarbeitung eines Beschaffungskonzeptes für Schwarzstartfähigkeit juristisch zu bedenken. Sollte die Einschätzung Bestand haben, bietet das geltende Recht bereits eine Notfall-Rückfallebene zu einer möglichen marktgestützten Beschaffung. Eine darüber hinaus gehende Klarstellung der Rückfallebene erscheint den Gutachtern empfehlenswert, insofern nach aktuellem Stand Diskussionspielräume bestehen.

Ein Ausnutzen von Marktmacht wäre bereits heute durch die geringe Anzahl an potenziellen Anbietern möglich. Dies wird bereits heute durch z.B. Prozess der Bescheide mit entsprechender Prüfung durch E-Control berücksichtigt. Dies müsste ein mögliches marktgestütztes Beschaffungskonzept unter Berücksichtigung der ElrRL ebenfalls sicherstellen.

Für die Erbringung von Schwarzstartfähigkeit sind technische Voraussetzungen zu erfüllen, die auch mit entsprechenden Investitionen einhergehen. Damit muss für den Netzbetreiber sichergestellt sein, dass nicht nur ein Angebot für die Erbringung gewährleistet ist, sondern die Erbringer auch über die entsprechende technische Fähigkeit zur Erbringung verfügen. Dafür kann der Netzbetreiber bereits heute über die Terms of Reference (TOR) ein entsprechendes Angebot einfordern.

Keine Fehlanreize durch marktgestützte Beschaffung. Eine marktgestützte Erbringung führt zu keinen Ineffizienzen gegenüber den Alternativen „Mindestanforderungen an alle Anlagen“ oder der eigenen Erbringung (letztere schließt sich weitestgehend aus).

6.3.4 Auswirkungen auf Strommärkte und -preise

Schwarzstartfähigkeit erfordert insbesondere Investitionen bei den teilnehmenden Anlagen. Der Abruf der nSDL Schwarzstartfähigkeit erfolgt nur bei ohnehin nicht mehr aktivem Markt. *Daher sind keine nennenswerten Auswirkungen auf Strommärkte- und -preise zu erwarten.*

6.3.5 Systemsicherheit und Umweltverträglichkeit

Systemsicherheit

Die Systemsicherheit stellt ein zentrales Element der Energieversorgung dar. Ein Schwarzstart erfordert dabei nicht nur umfassende Fachkenntnisse, sondern auch regelmäßiges Training und ein hohes Maß an Verlässlichkeit. Daher ist eine kontinuierliche Überprüfung der entsprechenden Fähigkeiten unerlässlich. Die Anforderungen an Anlagen, die für diese Prozesse relevant sind, sind bereits heute festgelegt und in bilateralen Verträgen verankert. Es wird dringend empfohlen, dies auch bei der Überführung in ein marktgestütztes Beschaffungssystem sicherzustellen. Dabei ist festzustellen, dass durch eine jahrelange Zusammenarbeit ggf. sogar Effizienzen gehoben werden. Dies betrifft heute z.B. die jährlich häufiger durchgeführten Trainings und die Durchführung von Test zum Nachweis der Anlagenfähigkeiten. Systemsicherheit besitzt einen hohen Stellenwert, sodass Effizienzsteigerungen nur dann sinnvoll sind, wenn mindestens die bestehende Systemsicherheit erhalten bleibt.

Umweltverträglichkeit

Eine steigende Effizienz geht in der Regel mit eher sinkendem Ressourcenverbrauch einher. Die Gutachter gehen davon aus, dass eine marktgestützte Beschaffung auch nicht zu höheren CO₂-Emissionen führend wird. Letztlich sind auch die aktuellen Erbringer von Schwarzstartfähigkeit (Pump-)Speicher-Kraftwerksverbünde und damit ohne CO₂ im Betrieb verbunden. Landschaftsverbrauch ist hier ggf. ein Thema und könnte in einem Beschaffungssystem zumindest berücksichtigt werden.

Marktgestützte Beschaffung muss Systemsicherheit und Umweltverträglichkeit abbilden. Marktgestützte Beschaffung hat keine Auswirkungen auf die Systemsicherheit, solange Qualifikation eingehalten und überprüft werden. Zudem sollte ein mögliches Beschaffungskonzept Umweltverträglichkeitsaspekte in die Bewertung abbilden bzw. aufnehmen.

6.3.6 Zusammenfassung zu Schwarzstartfähigkeit

Transparenz schaffen als wichtiger Schritt. Im Zuge der Einschätzung der Effizienz einer marktgestützten Beschaffung fällt auf, dass in Österreich aktuell wesentliche Information für mögliche neue Marktanbieter nicht zur Verfügung stehen. Dies betrifft insbesondere die Marktgröße im Übertragungsnetze, die Entwicklung der Marktgröße und auch die Ziele und heutige Ausgestaltung im Verteilnetz. Hierauf sollte zu Beginn aus Sicht der Gutachter ein Fokus liegen. Dies ist unabhängig von einer möglichen Einführung eines marktgestützten Beschaffungssystems zu sehen.

Vor dem Hintergrund des aktuellen Erbringerfeldes für die Schwarzstartfähigkeit sind kaum oder keine Effizienzgewinne durch eine marktgestützte Beschaffung zu erwarten. Im Gegensatz zu anderen Ländern, die bereits eine marktgestützte Beschaffung eingeführt haben oder dies beabsichtigen, sind in Österreich durch die großen (Pump)Speicherkraftwerksverbünde, die perspektivisch sogar ausgebaut werden, besondere Gegebenheiten zu berücksichtigen. Auch der heutige bereits vorhandene kostenbasierte Ansatz inkl. Überprüfung durch die Regulierungsbehörde lassen den Schluss von nur wenigen oder keinen Effizienzpotentialen zu. Letztlich müssten neue Anbieter zunächst zur Erlangung der Fähigkeiten in Ihre Anlagen zusätzlich investieren und zusätzlich auch die Anforderungen an Trainings und Nachweise erfüllen, die bereits heute bei den bestehenden Anlagen eingeprobt sind. *Daher lässt sich durchaus für eine Ausnahmeregelung argumentieren, welche wir auch empfehlen. Auf der anderen Seite sind bereits heute bilaterale Verträge mit den Kraftwerksverbünden vorhanden, welche als marktliches Element einzuschätzen sind. Daher kann auch für die Einführung eines marktgestützten Beschaffungssystems mit der geringen Transaktionskosten nahe dem heutigen Vorgehen argumentiert werden. Große Veränderungen zum Status quo sehen die Gutachter nicht, da sich beide Wege im Ergebnis sehr ähneln werden. Durch die Schaffung von Transparenz und den Eintritt von möglichen neuen Anbietern in den Markt wie Batteriespeichern oder auch durch einen steigenden Strombedarf kann sich die Einschätzung entsprechend ändern. Daher empfehlen wir*

eine periodische Überprüfung. Diese könnte auch kurzfristiger nach der Schaffung von mehr Transparenz erfolgen.

Abschließend sehen wir folgende Handlungsfelder:

- Prüfung, ob möglichen Anbietern die Information über die aktuelle Vergütung zugänglich gemacht werden kann.
- Mindestens niederschwellige Information über zukünftigen Bedarf veröffentlichen (z.B. zwei Jahre im Voraus)
- Prüfung einer Klarstellung zur Möglichkeit einer Verpflichtung zur Abgabe eines Angebotes
- Prüfung, ob frühzeitiges Anzeigen von Vertragsendzeitpunkten dem Markt oder potenziellen Erbringern bekannt gegeben wird
- Rolle des regionalen Wiederaufbaus im Rahmen des Netzwiederaufbauplans klarer definieren und die aktuelle bzw. zukünftige Sicherstellung der Dienstleistung hinsichtlich Vergütung klären.

6.4 Inselbetriebsfähigkeit

Nachfolgend wird der Falsifizierungsansatz für die nfSDL Inselbetriebsfähigkeit angewendet.

6.4.1 Inhärente Erbringung

Inselbetriebsfähigkeit stellt keine inhärente Eigenschaft von Anlagen dar.

6.4.2 Mögliche Effizienzbeiträge vs. Transaktionskosten

In den technischen und organisatorischen Regeln wird Inselbetriebsfähigkeit als optionale Fähigkeit genannt. Der Einsatzzweck der Fähigkeit liegt stärker in der Sicherung des Eigenverbrauches der Anlagen als im netzorientierten Einsatz als Systemdienstleistung. Laut Informationen von E-Control gibt es bilaterale Verträge über die Erbringung von Inselbetriebsfähigkeit. Mangels Transparenz dürften diese Verträge jedoch eher legacy contracts sein (s. Unterkapitel 2.2). Inselbetriebsfähigkeit ist eng mit den Eigenschaften von schwarzstartfähigen Kraftwerken verbunden. Außerdem entsprechen die Anforderungen größtenteils den Anforderungen für Anlagen im Höchst- und Hochspannungsnetz, die im Normalbetrieb erfüllt werden müssen. Für direktgekoppelte, disponible Kraftwerke entstehen daher kaum Mehrkosten für die Herstellung der nfSDL Inselbetriebsfähigkeit. Windenergie- und Photovoltaikanlagen dagegen müssten um einen Speicher ergänzt werden. Sollte ein zusätzlicher Bedarf für inselbetriebsfähige Kraftwerke bestehen, könnte eine Beschaffung über die nfSDL Schwarzstartfähigkeit insgesamt effizienter sein. Zwei separate Märkte würden jeweils Transaktionskosten verursachen, die voraussichtlich die zu hebenden Effizienzbeiträge übersteigen.

6.4.3 Zusammenfassung zu Inselbetriebsfähigkeit

Aufgrund des Umstandes, dass die notwendigen Erbringungspotenziale für Inselbetriebsfähigkeit schon im Kontext der Beschaffung von Erbringern der nfSDL Schwarzstartfähigkeit kontrahiert werden, kann aktuell nicht davon ausgegangen werden, dass eine (zusätzliche, separate) marktgestützte Beschaffung von Inselbetriebsfähigkeit mehr Effizienzbeiträge hebt, als dass sie Transaktionskosten verursachen würde. Daher wird die marktgestützte Beschaffung aktuell als nicht effizient eingeschätzt. Die Notwendigkeit der bilateralen Verträge und eine Verschmelzung der Anforderungen mit der Kontrahierung von Schwarzstartfähigkeit ist zu prüfen.

6.5 Kurzschlussstrom

Nachfolgend wird der Falsifizierungsansatz für die nfSDL Kurzschlussstrom angewendet.

6.5.1 Inhärente Erbringung

Kurzschlussstrom kann von Synchronmaschinen inhärent aufgrund ihres Funktionsprinzips erbracht werden. Eine „Nicht-Erbringung“ ist damit auch nicht möglich. Daher ergibt sich vermutlich das Fehlen einer systematischen, insbesondere einer marktgestützten Beschaffung. In den technischen Anschlussregeln Österreichs und auch in den anderen betrachteten Ländern werden keine expliziten Anforderungen an die Bereitstellung von Kurzschlussstrom formuliert.

Es findet sich allerdings in den TOR folgende Fußnote als Erläuterung, warum die Übermittlung des Kurzschlussstrombeitrages im Netzanschlussantrag (Kapitel 4.2 in den TOR für Anlagen des Typs B, C und D) übermittelt werden muss:

„Eine ausreichende Kurzschlussleistung ist Basis für einen sicheren Netzbetrieb (Stabilität) und für ein sicheres Funktionieren der Schutzeinrichtungen und maßgeblich für die Dämpfung von Netzurückwirkungen. Alle Stromerzeugungsanlagen haben zur ausreichenden Sicherstellung der Kurzschlussleistung im Netz einen solidarischen Beitrag zu leisten.“ (E-Control, 2024)

Für das österreichische Stromsystem wird auch in Zukunft ein hoher Anteil an Wasserkraftwerken den Kraftwerkspark bestimmen. Diese Wasserkraftwerke sind überwiegend mit Synchrongeneratoren ausgestattet. Es ist deshalb zu erwarten, dass der Bedarf auch weiterhin inhärent durch Synchrongeneratoren gedeckt werden kann.

6.5.2 Mögliche Effizienzbeiträge vs. Transaktionskosten

Die inhärente Bereitstellung von Kurzschlussstrom durch Synchronmaschinen kann ohne Zusatzkosten erfolgen. Damit gibt es keine Grenzkosten für die nfSDL Kurzschlussstrom. Die Einführung eines Marktes würde lediglich Transaktionskosten verursachen, ohne dass ein Mehrwert entstehen kann.

6.5.3 Zusammenfassung zu Kurzschlussstrom

Aufgrund der inhärenten Bereitstellung durch Synchronmaschinen, die den Bedarf voraussichtlich auch zukünftig decken können, wird eine marktgestützte Beschaffung als nicht effizient eingeschätzt, da so aktuell keine Effizienzbeiträge gehoben werden können, aber Transaktionskosten verursacht würden.

6.6 Dynamische Blindstromstützung

Nachfolgend wird der Falsifizierungsansatz für die nfSDL Dynamische Blindstromstützung angewendet.

6.6.1 Inhärente Erbringung

Dynamische Blindstromstützung ist keine inhärente Eigenschaft von Stromerzeugungsanlagen oder HGÜ-Systemen.

6.6.2 Mögliche Effizienzbeiträge vs. Transaktionskosten

Die technischen und organisatorischen Regeln definieren Anforderungen an eine Blindstrombereitstellung im Fehlerfall für nicht-synchrone Stromerzeugungsanlagen im Rahmen der Fault-Ride-Through-Fähigkeit. (E-Control, 2024)

Anlagenbetreibern entstehen für die Bereitstellung der Fähigkeit keine Mehrkosten. Dynamische Blindstromstützung wird damit von allen betroffenen Anlagen kostenneutral bereitgestellt und eine marktgestützte Beschaffung kann keine Effizienzpotenziale heben.

6.6.3 Zusammenfassung zur dynamischen Blindstromstützung

Aufgrund des Umstandes, dass die notwendigen Erbringungspotenziale für dynamische Blindstromstützung schon hinreichend über die TOR kontrahiert bzw. sichergestellt werden, kann im Status quo nicht davon ausgegangen werden, dass eine marktgestützte Beschaffung mehr Effizienzbeiträge hebt, als dass sie Transaktionskosten verursachen würde. Zusätzlich ist

grundsätzlich fraglich, ob es ein zu adressierendes Effizienzpotenzial geben kann, da die Bereitstellung keine Mehrkosten für die Erbringer verursacht. Daher wird die marktgestützte Beschaffung aktuell als nicht effizient eingeschätzt.

7 Zusammenfassung

Dieser Bericht untersucht die Frage der ökonomischen Effizienz bei der marktgestützten Beschaffung von nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen (nfSDL) in Österreich. Konkret wurde geprüft, ob die ökonomische Effizienz einer marktgestützten Beschaffung für bestimmte nfSDL aktuell bzw. im Zeitraum bis 2030 ausgeschlossen werden kann – das heißt, ob es für einzelne nfSDL innerhalb dieses Analysehorizonts keine wirtschaftlich sinnvolle Möglichkeit einer marktgestützten Beschaffung gibt. Diese Analyse erfolgt im Kontext der EltRL, die die marktgestützte Beschaffung von nfSDL als Regelfall vorsieht, jedoch bei fehlender ökonomischer Effizienz eine Ausnahme zulässt (Art. 31 Abs. 7 und Art. 40 Abs. 5 EltRL).

Konkret geht es um die nfSDL „Trägheit der lokalen Netzstabilität“, „Dienstleistungen zur statischen Spannungsregelung“, „Kurzschlussstrom“, „Dynamische Blindstromstützung“, „Schwarzstartfähigkeit und „Inselbetriebsfähigkeit“.

Hierzu wurden zunächst die regulatorischen Vorgaben und die relevanten Charakteristika des Energiesystems dargelegt (Kapitel 1). Insbesondere sei betont, dass die marktgestützte Beschaffung regulatorisch den Standardfall repräsentiert und andernfalls eine begründete Ausnahme von der marktgestützten Beschaffung notwendig ist. Diese Ausnahme sollte nie unbegrenzt gezogen werden, sondern muss periodisch überprüft werden (z.B. alle drei bis fünf Jahre).

Anschließend wurden die drei Säulen der Beschaffung, nämlich die regulierte Beschaffung, die marktgestützte Beschaffung und die Eigenerstellung (über VINK) differenziert und ihre Abhängigkeiten beschrieben (Kapitel 2). Es wurde herausgearbeitet, dass die regulatorischen Anforderungen der Diskriminierungsfreiheit und der Transparenz für alle drei Säulen gelten und nicht nur für die marktliche Beschaffung.

Zudem wurden relevante Grundlagen der nfSDL vorweg zusammengefasst, die für das Verständnis der Analyse unabdingbar sind (Kapitel 3). Insbesondere wird im Kontext der „Dienstleistungen zur statischen Spannungsregelung“ eine Abgrenzung zum spannungsbedingten Redispatch vorgenommen und dargelegt, warum die marktgestützte Beschaffung dieser nfSDL auf die Beschaffung von regelbarer Blindleistung eingegrenzt werden kann. Zudem wird im Bereich der „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ zwischen FFR und Momentanreserve differenziert.

Vor der eigentlichen Effizienzbewertung wurde in einem internationalen Vergleich (Kapitel 4) beispielhaft geprüft, wie die nfSDL in Deutschland, Dänemark, Frankreich, Belgien und den Niederlanden aktuell beschafft werden und ob dort (je nach nfSDL) mit der Einführung der marktgestützten Beschaffung zu rechnen ist. Ebenso wurde geprüft, ob die Effizienzprüfung bereits stattgefunden hat bzw. ob hierzu Informationen öffentlich vorliegen. Im Ergebnis zeigte sich, dass insbesondere im Bereich der Blindleistung (im Übertragungsnetz und auf der Hochspannungsebene) marktgestützte Verfahren vorhanden oder in Umsetzung sind (Ausnahme: Dänemark). Analog gilt dies für die Schwarzstartfähigkeit mit Ausnahme von Frankreich. Letzteres ist insbesondere auch dadurch erklärbar, dass im Bereich der Schwarzstartfähigkeit VINK in der Praxis keine Rolle spielen. In keinem der untersuchten Länder findet eine marktgestützte Beschaffung von Kurzschlussstrom und dynamischer Blindstromstützung statt. Momentanreserve wird nur in Deutschland infolge der Annahme hoher (lokaler/regionaler) Bedarfe durch Systemsplits kontrahiert. Im dänischen Teil, der zum nordischen Verbund gehört, wird FFR im marktgestützt beschafft.

In Kapitel 5 wurde der Analyserahmen und das Vorgehen zur Effizienzprüfung erläutert und der Falsifizierungsansatz detailliert beschrieben. Dieser Ansatz soll als „Blaupause“ für die aktuelle Effizienzprüfung dienen und eine systematische Entscheidungshilfe für die Frage, ob die Ausnahme

von der marktgestützten Beschaffung gezogen werden soll oder nicht, bieten. Insbesondere wurden in diesem Kontext auch verschiedene Kategorien von Transaktionskosten differenziert. Der Falsifizierungsansatz wurde schließlich, soweit in Abhängigkeit der verfügbaren Informationen möglich, in Kapitel 6 auf die einzelnen nfSDL angewendet.

Blindleistung (Dienstleistungen zur statischen Spannungsregelung)

Im Bereich der nfSDL Dienstleistungen zur statischen Spannungsregelung ist in der Praxis nur die Beschaffung von „statischer“ Blindleistung (regelbar, Bereitstellung ab dem Sekunden Bereich aufwärts) relevant. Eingriffe in die Wirkleistung zur Spannungsregelung sind dem Rechtsregime des Redispatch (nicht aber dem der nfSDL) zuzuordnen und dürfen nur anlassbezogen erfolgen, während die Dienstleistung zur Spannungsregelung dauerhaft zur operativen Wahrung eines effizienten und sicheren Betriebs durch die Netzbetreiber anzuwenden ist. Die direkte Spannungsregelung durch VINK kann nicht marktgestützt beschafft werden, mithin verbleibt „nur“ die Frage der Beschaffung von Blindleistung von Netzbenutzern. Es ist entsprechend primär auf eine marktgestützte Beschaffung außerhalb der Säule A entsprechend der Netzanschlussanforderungen abzustellen

Die Gutachter empfehlen, dass vor der Entscheidung über die Ausnahmeregelung bei der **marktgestützten Beschaffung von Blindleistung im Übertragungsnetz** in den nächsten ein bis zwei Jahren im Rahmen einer „Prüfphase“ weitere Schritte durchgeführt werden. Insbesondere sind die Transparenzanforderungen der EitRL in Säule A hinsichtlich vergütungsfreier und zu vergütender Bereiche sowie bzgl. der Höhe der regulierten Vergütung zu erfüllen. Die regulierte Vergütung sollte dabei den Grundsätzen der Diskriminierungsfreiheit Genüge tun und entsprechend nach einheitlichen Kriterien nachvollziehbar bestimmt werden. Zudem empfehlen wir anschließend eine initiale Markterkundung für das Übertragungsnetz durchführen, um zu prüfen, ob (regional) hinreichender Wettbewerb gegeben sein könnte und Effizienzbeiträge durch die marktgestützte Beschaffung möglich erscheinen. Ist dies gegeben, sollte in einem dritten Schritt Klarheit über den (regional und zeitlich aufgelösten) Bedarf an Blindleistung im Übertragungsnetz geschaffen werden. Auf Basis dieser Informationen kann dann geprüft werden, ob hinreichende Effizienzbeiträge erwartbar sind. Sollte sich nach der Prüfung herausstellen, dass hinreichend Wettbewerber Interesse haben und Bedarf besteht, sollte die Ausgestaltung der marktgestützten Beschaffung (Säule B) für das Übertragungsnetz forciert werden. Bis dahin sollte von einer Ausgestaltung von Säule B im Übertragungsnetz abgesehen werden, da dies ggf. Transaktionskosten ohne Nutzen verursachen könnte. Parallel empfehlen wir in der Prüfphase zu eruieren, inwiefern der Blindleistungsaustausch zwischen APG und den VNB bereits (periodisch/strukturiert) auf Optimierungspotenzial geprüft wird.

Im Verteilernetz wären die Transaktionskosten der Säule B aufgrund der Vielzahl der VNB in Österreich höher als die Beschaffung über Säule A. **Aufgrund der Unklarheiten bei der Effizienz empfehlen wir daher, auf der Hochspannungsebene zunächst von einer Einführung einer marktgestützten Beschaffung von Blindleistung im Verteilernetz abzusehen und – wie im Übertragungsnetz – zunächst im Rahmen einer Prüfphase mehr Klarheit über den Blindleistungsbedarf, potenzielle Erbringer und die Aussicht auf funktionierenden Wettbewerb zu schaffen.** Unterhalb der Hochspannungsebene sollte insbesondere aufgrund des fehlenden Wettbewerbs in strangförmigen Netzen und dem größeren R-X-Verhältnis eine Ausnahme von der marktgestützten Beschaffung gezogen werden.

Momentanreserve (Trägheit der lokalen Netzstabilität)

Unter dem Rahmen der nfSDL-Trägheit der lokalen Netzstabilität lassen sich grundsätzlich FFR und Momentanreserve beschaffen. Momentanreserve ist aufgrund der instantanen Reaktion technisch als höherwertig als FFR einzustufen. Zudem leistet FFR ohne netzbildende Umrichter keinen Beitrag zur lokalen Stabilität. Schließlich wird FFR im Verbundsystem der Regional Group Continental Europe aktuell nicht beschafft und es gibt (trotz Unsicherheit) aktuell keine Indikationen für einen akuten Mangel an lokaler Trägheit. Daher raten wir Österreich von einem Sonderweg ab und fokussieren auf die Momentanreserve.

Aufgrund der Unsicherheiten hinsichtlich einer (hinreichend) verlässlichen und robusten Quantifizierungen des Bedarfs an Momentanreserve und aktuell fehlender Anzeichen für etwaige Beeinträchtigungen der Versorgungssicherheit im Status quo, **kann aktuell nicht davon ausgegangen werden, dass die marktgestützte Beschaffung der Momentanreserve (und damit der Trägheit der lokalen Netzstabilität) mehr Effizienzbeiträge hebt, als sie Transaktionskosten verursachen würde.** Daher wird die marktgestützte Beschaffung aktuell als nicht effizient eingeschätzt. Wir empfehlen, den Bedarf an Momentanreserve weiter zu untersuchen und hier zu prüfen, wie der Bedarf methodisch möglichst verlässlich bestimmt werden kann.

Schwarzstartfähigkeit

Transparenz schaffen als wichtiger Schritt. Im Zuge der Einschätzung der Effizienz einer marktgestützten Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit fällt auf, dass in Österreich aktuell wesentliche Information für mögliche neue Marktanbieter („Erbringer im Rahmen von Säule B“) nicht zur Verfügung stehen. Dies betrifft insbesondere den aktuellen Bedarf im Übertragungsnetze und die Entwicklung des Bedarfs. Darüber hinaus ist die Rolle des regionalen Wiederaufbaus im Rahmen des Netzwiederaufbauplans klarer zu definieren bzw. die zukünftige Sicherstellung der Dienstleistung hinsichtlich der Vergütung klären. Hierauf sollte zu Beginn aus Sicht der Gutachter ein Fokus liegen. Dies ist unabhängig von einer möglichen Einführung eines marktgestützten Beschaffungssystems zu sehen.

Im Bereich der Schwarzstartfähigkeit sind - vor dem Hintergrund des aktuellen Erbringerfeldes - kaum oder keine Effizienzgewinne durch eine marktgestützte Beschaffung zu erwarten. Die in Österreich zum Netzwiederaufbau eingesetzten großen (Pump)Speicherkraftwerksverbünde, die perspektivisch sogar ausgebaut werden, stellen eine besondere Gegebenheiten dar, welche in den anderen untersuchten Ländern nicht gegeben ist. Auch der heutige bereits vorhandene kostenbasierte Ansatz inkl. Überprüfung durch die Regulierungsbehörde lassen den Schluss von nur wenigen oder keinen Effizienzpotentialen zu. **Daher lässt sich durchaus für eine Ausnahmeregelung von der marktgestützten Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit argumentieren, welche wir auch empfehlen.** Parallel zur Schaffung von Transparenz bei Schwarzstartverträgen könnte möglichen neuen Anbietern wie Batteriespeichern die Möglichkeit für Interessensbekundungen eröffnet werden. Sollte sich zeigen, dass es potenzielle Anbieter gibt oder ein steigender Bedarf Änderungen bei der Beschaffung notwendig machen, sollte ein marktgestütztes Beschaffungssystem mit geringen Transaktionskosten in Erwägung gezogen werden. Daher empfehlen wir eine periodische Überprüfung. Diese könnte auch kurzfristiger nach der Schaffung von mehr Transparenz erfolgen.

Inselbetriebsfähigkeit

Aufgrund des Umstandes, dass die notwendigen Erbringungspotenziale für **Inselbetriebsfähigkeit** schon im Kontext der Beschaffung von Erbringern der nfSDL Schwarzstartfähigkeit kontrahiert werden, kann aktuell nicht davon ausgegangen werden, dass eine (zusätzliche, separate) marktgestützte Beschaffung von Inselbetriebsfähigkeit mehr Effizienzbeiträge hebt, als dass sie Transaktionskosten verursachen würde. **Daher wird die marktgestützte Beschaffung aktuell als nicht effizient bewertet.** Im Falle einer Umstellung des Beschaffungskonzeptes für Schwarzstartfähigkeit (s.o.) ist die Notwendigkeit bilateraler Verträge für Inselbetriebsfähigkeit und eine Verschmelzung der Anforderungen mit der Kontrahierung von Schwarzstartfähigkeit zu prüfen.

Kurzschlussstrom

Im Bereich des **Kurzschlussstroms** ist zu beachten, dass das österreichische Stromsystem auch in Zukunft durch einen hohen Anteil an Wasserkraftwerken charakterisiert sein wird. Diese Wasserkraftwerke sind überwiegend mit Synchrongeneratoren ausgestattet. **Es ist deshalb zu erwarten, dass der Bedarf an der nfSDL Kurzschlussstrom auch weiterhin inhärent durch Synchrongeneratoren gedeckt werden kann.** Aufgrund der inhärenten Bereitstellung durch Synchronmaschinen, die den Bedarf voraussichtlich auch zukünftig decken können, **wird eine**

marktgestützte Beschaffung als nicht effizient bewertet, da so aktuell keine Effizienzbeiträge gehoben werden können, aber Transaktionskosten verursacht würden.

Dynamische Blindstromstützung

Aufgrund des Umstandes, dass die notwendigen Erbringungspotenziale für dynamische Blindstromstützung schon hinreichend über die TOR gefordert bzw. über die Netzanschlussverträge kontrahiert werden, **kann im Status quo nicht davon ausgegangen werden, dass eine marktgestützte Beschaffung von dynamischer Blindstromstützung mehr Effizienzbeiträge hebt, als dass sie Transaktionskosten verursachen würde.** Zusätzlich ist grundsätzlich fraglich, ob es ein zu adressierendes Effizienzpotenzial geben kann, da die Bereitstellung keine Mehrkosten für die Erbringer verursacht. **Daher wird die marktgestützte Beschaffung aktuell als nicht effizient bewertet.** Sofern es zu keinen diesbezüglichen Änderungen in den TOR kommt, ist von einer Umstellung auf marktgestützte Beschaffung auch künftig, d.h. über den gegenständlichen Analysezeitraum hinaus, keine Effizienzgewinne zu erwarten.

ANHANG

- A. Abkürzungsverzeichnis
- B. Abbildungsverzeichnis
- C. Tabellenverzeichnis
- D. Literaturverzeichnis
- E. Inhaltliche Sonderthemen

A. Abkürzungsverzeichnis

ACER	EU-Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden
ACM	Autoriteit Consument & Markt
A-ESM	nicht-synchron verbundene Stromspeicher
APG	Austrian Power Grid
A-PPM	nicht-synchron verbundene Erzeuger
AT	Österreich
CNEC	Critical Network Elements with Contingency“
CRE	Commission de régulation de l'énergie
CREG	Commission for Electricity and Gas
CZ	Tschechien
DE	Deutschland
DK	Dänemark
EE	Erneuerbare Energien
EIWOG/EIWG	Elektrizitätswirtschaftsgesetz
EltRL	Richtlinie (EU) 2019/944
ElitVO	Verordnung des Wirtschaftsministeriums über elektrische Betriebsräume
EPEX	European Power Exchange
ES	Spanien
EU	Europäische Union
FCR	Frequency Containment Reserve
FFC	Fixed-Fault-Current
FFR	Fast Frequency Reserve
FRT	Fault-Ride-Through
HR	Kroatien
HU	Ungarn
IE	Irland
IT	Italien
LFSM-O Modus	Limited Frequency Sensitive Mode. – Overfrequency
LFSM-U Modus	Limited Frequency Sensitive Mode. – Underfrequency
LT	Litauen
LV	Lettland
MACZT	Margin Available for Cross-Zonal Trade
MW	Megawatt
NB	Netzbetreiber
NC DC	Netzkodex für Lastanschluss
NC E&R	Network Code Emergency & Restoration
NC RfG	Network Code Requirements for Generators
nfSDL	nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen
PV	Photovoltaik
RfG	Network Code Requirements for Generators
RoCoF	Rate of Change of Frequency
RSCT	Réglage Secondaire Coordonné de Tension
RST	Réglage Secondaire de Tension
RTE	Réseau de Transport d'Électricité
SDL	Systemdienstleistungen
SE	Schweden
SI	Slowenien
TAB	technische Anschlussbedingungen
TAR	Technische Anschlussrichtlinien

TOR	Terms of Reference
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VINK	vollständig integrierten Netzkomponenten
VNB	Verteilnetzbetreiber

B. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Alternativen der marktgestützten Beschaffung von nfSDL	10
Abbildung 2: Unterscheidung nicht marktgestützte Beschaffungsmechanismen	10
Abbildung 3: Übersicht der verglichenen Länder	18
Abbildung 4: Für den Ländervergleich kategorisierte Beschaffungsansätze im Drei-Säulen-Modell	21
Abbildung 5: Aufteilung der Netz- und Marktgebiete Dänemarks.	30
Abbildung 6: Vorgehen zur Effizienzprüfung je nfSDL	39
Abbildung 7: Vorgehen zum Vergleich der Transaktionskosten	42
Abbildung 8: Blindleistungsbereich der TOR für Anlagentyp C und (vermutete) vergütungsfreie Bereiche	48
Abbildung 9: Schätzung der durchschnittlich verfügbaren Momentanreserve je Bundesland auf Basis der Kraftwerksliste und Standardparametern für Trägheitskonstanten und Verfügbarkeit verschiedener Kraftwerkstypen	56

C. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht zu Beschaffungsansätzen mit Farbkodex	22
Tabelle 2: Überblick über aktuellen Stand der nfSDL-Beschaffung (Säulen A und B) in Deutschland	23
Tabelle 3: Überblick über aktuellen Stand der nfSDL Beschaffung (Säulen A und B) in Frankreich	26
Tabelle 4: Überblick über aktuellen Stand der nfSDL-Beschaffung (Säulen A und B) in den Niederlanden	27
Tabelle 5: Überblick über aktuellen Stand der nfSDL-Beschaffung (Säulen A und B) in Belgien	29
Tabelle 6: Überblick über aktuellen Stand der nfSDL-Beschaffung (Säulen A und B) in Dänemark	31
Tabelle 7: Übersicht über dominierende Beschaffungsansätze der jeweiligen Länder je nfSDL zum Stand des Berichtes	32
Tabelle 8: Einordnung von Transaktionskosten-Kategorien	43

D. Literaturverzeichnis

50Hertz, Amprion, TenneT & TransnetBW, 2023. *Bewertung der Systemstabilität - Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023, zweiter Entwurf*, s.l.: s.n.

ACER, 2023. *Amendments to the electricity grid connection network codes*, s.l.: s.n.

ACER, 2024. *ACER Recommendations No 01/24: proposals for amendments to (EU) 2016/1447 establishing a NC on requirements for grid connection of high voltage direct current systems and direct current-connected power park modules*. [Online]

Available

at:

https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Recommendations/ACER_Recommendation_01-2024_on_NC_HVDC.pdf

[Zugriff am 24.03.25].

Assemblée nationale, 2024. *Compte rendu n° 27, Lundi 25 novembre 2024*. France, s.n.

Assemblée nationale, 2024. *Projet de loi n° 529 portant diverses dispositions d'adaptation au droit de l'Union européenne en matière économique, financière, environnementale, énergétique, de transport, de santé et de circulation des personnes*, France: s.n.

Blumberg, G. et al., 2021. *Marktgestützte Beschaffung von Blindleistung*, Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz.

Blumberg, G. et al., 2021. *Marktgestützte Beschaffung von Blindleistung - Bericht im Vorhaben „SDL-Zukunft“*, Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (Deutschland).

Bundesnetzagentur, 2018. *Diskussionspapier Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb*. [Online] Available

at:

https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/SmartGrid/Blindleistungspapier.pdf?__blob=publicationFile&v=1

[Zugriff am 21.03.2025].

Bundesnetzagentur, 2023. *BK6-23-010 - Einleitung eines Festlegungsverfahrens zur marktgestützten Beschaffung von Trägheit der lokalen Netzstabilität*, s.l.: s.n.

Bundesnetzagentur, 2023. *Entwurf eines Konzeptes für die Spezifikationen und technischen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistung "Dienstleistungen zur Spannungsregelung"*, s.l.: s.n.

Bundesnetzagentur, 2024. *BK6-23-072 - Festlegung gem. §§ 12h Abs. 5, 29 Abs. 1 EnWG zu den Spezifikationen und technischen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung der nfdL „Dienstleistungen zur Spannungsregelung“ [...]*, Bonn: s.n.

E-Control, 2024. *TOR Stromerzeugungsanlagen: Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs B, Version 1.3. Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen*.

E-Control, 2024. *TOR Stromerzeugungsanlagen: Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs C, Version 1.3. Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen*.

E-Control, 2024. *TOR Stromerzeugungsanlagen: Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs D, Version 1.3. Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen*.

ef.Ruhr; HEMF; Neon; BBH, 2022. *Zukünftiger Bedarf und Beschaffung von Systemdienstleistungen (SDL-Zukunft) - Abschlussbericht im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz*, Berlin: BMWK.

Kommission, E., 2015. *Rahmenstrategie für eine krisenfeste Energieunion mit einer zukunftsorientierten Klimaschutzstrategie*, Brüssel: Europäische Kommission.

Meixner, M., 2022. *Dezentrale Erzeugungsanlagen und Blindleistungsregelung im 110-kV Netz der Steiermark*, Graz: Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen und Netze.

Ministère de la Transition écologique et solidaire, 2020. *Décrets, arrêtés, circulaires. Textes généraux. Arrêté du 9 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité. Journal officiel de la République française*.

Netztransparenz.de, 2024. *Marktgestützte Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit*. [Online] Available

at:

<https://www.netztransparenz.de/de->

de/Systemdienstleistungen/Versorgungswiederaufbau/Marktgest%C3%BCtzte-Beschaffung-von-Schwarzstartf%C3%A4higkeit
[Zugriff am 03.02.2025].

RTE, 2009. *Documentation Technique de Référence*, s.l.: s.n.

RTÉ, 2024. *Règles Services Système Tension*, s.l.: s.n.

Wagner, D.-I.C. et al., 2022. *Zukünftiger Bedarf und Beschaffung von Systemdienstleistungen (SDL-Zukunft). Abschlussbericht zum Vorhaben "SDL-Zukunft"*, s.l.: s.n.

E. Inhaltliche Sonderthemen

Zur Trennung von spannungsbedingtem Redispatch von der nFSDL statische Spannungsregelung

Spannungsbedingter Redispatch. Artikel 2 Nr. 4 der Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über den Elektrizitätsbinnenmarkt (EltVO) gibt Folgendes vor: „Engpass“ bezeichnet eine Situation, in der nicht allen Ersuchen von Marktteilnehmern auf Handel zwischen Netzbereichen nachgekommen werden kann, weil sie erhebliche Auswirkungen auf die physikalischen Stromflüsse in Netzelementen hätten, die diese Stromflüsse nicht bewältigen können“. Entsprechend ist Redispatch nach Art. 13 EltVO nur da, um Netzengpässe zu vermeiden oder zu beseitigen. Das Einsatzfeld von spannungsbedingtem Redispatch ist daher auf den Engpassfall begrenzt und daher ist er eine „kurzfristige und anlassbezogene Aufgabe“.

Dienstleistungen zur statischen Spannungsregelung. „Systemdienstleistung“ eine zum Betrieb eines Übertragungs- oder Verteilernetzes erforderliche Dienstleistung, einschließlich Regelreserve und nicht frequenzgebundener Systemdienstleistungen, jedoch ohne Engpassmanagement“ (vgl. Artikel 2 Nr. 48 EltRL). Die Bereitstellung von Systemdienstleistungen – insbesondere der Dienstleistungen zur Spannungsregelungen – ist entsprechend des Grundsatzes der Aufgaben eines Netzbetreibers, ein zuverlässiges und effizientes Netz zu unterhalten und zu betreiben (Art. 40 EltRL) jederzeit operativ geboten. **Das Einsatzfeld ist daher nicht, oder zumindest nicht ausschließlich anlassbezogen**

Die o.g. Unterschiede, aber auch weitere Punkte verdeutlichen die **Notwendigkeit der Abgrenzung und die „Einsatzreihenfolge“**. Das Vorhandensein zweier separater Rechtsregime (Art. 13 EltVO vs. Art. 31 und 40 EltRL) für beide Themen spricht eindeutig für eine klare Trennung von Redispatch (als Teil des „Engpassmanagements“) und Dienstleistungen zur Spannungsregelung (als „Systemdienstleistung“). Der Begriff „Stromfluss“ ist zudem im Kontext des europäischen Energierechts primär auf Wirkleistung (MW) bezogen, da diese für die Übertragung und Verteilung elektrischer Energie im Netz entscheidend ist. Wirkleistung wird (primär) im Netz „übertragen“ als Teil der Energieübertragung und trägt damit direkt zur Belastung von Netzabschnitten bei. Blindleistung hingegen ist begrenzt übertragungsfähig (insb. nicht über große Distanzen) und beeinflusst begrenzt den eigentlichen „Energiefluss“. Aus Gutachtersicht gilt der Grundsatz „erst Dienstleistungen zur Spannungsregeln, dann (wenn nicht vermeidbar) spannungsbedingter Redispatch. Dies ergibt sich zum einen aus den o.g. Grundsätzen (Betriebssicherheit gewährleisten, „schon vor dem Engpass“), aber auch aus wirtschaftlichen Erwägungen heraus (Ein Eingriff in die Wirkleistung ist deutlich kostenintensiver als die Anpassung der Blindleistung, welche nur marginale Wirkleistungsverluste hervorruft).

Zur (grundsätzlichen) Möglichkeit von Verteilnetzbetreibern an der Säule B der Beschaffung von Blindleistung der Übertragungsnetzbetreiber teilzunehmen

Die Frage, ob unterlagerte Netzbetreiber im Bereich der Blindleistung (grundsätzlich) an der Säule B des überlagerten Netzbetreibers teilnehmen dürfen, können verschiedene (rechtliche) Perspektiven eingenommen werden. Technisch kann nur der unterlagerte Netzbetreiber bestimmen, welche Blindleistungsanpassungen am Netzverknüpfungspunkt des überlagerten Netzbetreibers ankommen. Daher ist die Fragestellung auch im Kontext eines möglichen Wettbewerbs relevant, da die Teilnahme der unterlagerten Netzbetreiber das Erbringerfeld des überlagerten Netzbetreibers vergrößern würde. **Die Teilnahme ist also technisch und ökonomisch grundsätzlich wünschenswert.** Rechtlich können zwei verschiedene Sichtweisen eingenommen werden (s. auch (Blumberg, et al., 2021)):

Pro „VNB als Marktteilnehmer der marktgestützten Beschaffung von Blindleistung beim ÜNB möglich“.

- Die Bereitstellung von Blindleistung kann den Aufgaben des Energievertriebs nicht zugeordnet werden, sondern gehört zum Bereich der Netzdienstleistungen für einen sicheren Netzbetrieb.

- Eine mögliche Historische Auslegung zum Unbundling ist es, dass es seit langem üblich ist, dass sich NB gegenseitig Blindleistung bereitstellen. Bei der Schaffung der Normen zum Unbundling dürfte der Richtlinienggeber von der Bereitstellung von Blindleistung für andere NB ausgegangen sein
- Zudem ist eine Einordnung als NB-Aufgabe möglich (vgl. Art. 15 Abs. 3 des Netzkodex für einen Lastanschluss (NC DC)³⁹)

Fazit dieser Sichtweise: Gesetzessystematisch müssen die Vorgaben zur Entflechtung so ausgelegt werden, dass die Aufgabe nach NC DC nicht gegen die Entflechtungsvorgaben verstößt. Demnach kann die Bereitstellung von Blindleistung durch den VNB an den ÜNB eine zulässige Aufgabe des Netzbetriebs sein. (vgl. auch (Blumberg, et al., 2021)⁴⁰)

Contra „VNB als Marktteilnehmer der marktgestützten Beschaffung von Blindleistung beim ÜNB möglich“.

- VNB sind grundsätzlich Tätigkeiten außerhalb ihrer Kernaufgaben zum Netzbetrieb untersagt sind, sofern sie nicht ausdrücklich in der EitRL oder EitVO festgelegt sind.
- Eine Ausnahme gilt nur dann, wenn diese Tätigkeit ausdrücklich vom Mitgliedstaat zugelassen wurde. Hierfür ist erforderlich, dass eine solche Tätigkeit durch den VNB notwendig ist, damit die VNB ihren Verpflichtungen i. S. d. EitVO und der EitRL nachkommen können sowie dass die Regulierungsbehörde geprüft hat, dass eine solche Ausnahmeregelung notwendig ist.
- Zu den Marktteilnehmern i. S. v. Art. 2 Nr. 25 EitVO zählen keine VNB. Grundsätzlich können aber andere Beteiligte teilnehmen. Da VNB im Zusammenhang mit Art. 31 Abs. 7 EitRL allerdings als Abnehmer betrachtet werden, ist diese Argumentation nicht zwingend
- Denkbar ist eine Kooperationspflichten zwischen ÜNB und VNB zur Blindleistungsbereitstellung gegenüber dem ÜNB. Kooperationspflichten nach Art. 40 Abs. 1 lit. a) EitRL („enge Zusammenarbeit mit benachbarten ÜNB und VNB“) ergeben jedoch nicht zwingend eine Pflicht für VNB zur Teilnahme an der marktgestützten Beschaffung der vorgelagerten NB auslegbar, sind aber ein Anhaltspunkt für eine Möglichkeit der Blindleistungsbereitstellung durch VNB gegenüber ÜNB.

Fazit: Die Beteiligung an der marktgestützten Beschaffung der ÜNB durch VNB (oder allgemeiner: Die Beteiligung unterlagerter NB) ist ohne juristischen Anpassungsbedarf nur möglich, wenn nach Einschätzung des Regulators „notwendig“ ist (technisch oder ökonomisch begründbar). Dabei darf der VNB durch die Vergütung aufgrund der Zurverfügungstellung der Blindleistung aber nicht bessergestellt werden. Die Begründung der Notwendigkeit dürfte jedoch nicht trivial bzw. nicht unumstritten möglich sein.

Unabhängig davon, ob E-Control der Pro- oder Contra-Sicht folgt, erscheint es zumindest wirtschaftlich vorstellbar, dass Effizienzbeiträge durch verbesserte Abstimmung des Blindleistungsaustauschverhaltens zwischen ÜNB und VNB möglich sind. Dies ist auch unabhängig von der Frage der Einführung einer marktgestützten Beschaffung möglich.

³⁹ Verordnung (EU) 2016/1388 der Kommission vom 17. August 2016 zur Festlegung eines Netzkodex für den Lastanschluss

⁴⁰ Die rechtliche Einschätzung dort wurde insbesondere von BBH erarbeitet.

KOMPETENZ
IN ENERGIE

