

hybrid-VPP4DSO

Deliverable 5.1

Work Package 5

erstellt am
17/03/2017

Regulatorische Rahmenbedingungen für hybride Virtuelle Kraftwerke

Autoren:

DI Dr. Werner Friedl

Tara Esterl MSc MSc

Johanna Spreitzhofer BSc

Manuel Froschauer BSc

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	3
2	Strommarktmodell	5
3	Regulatorischer Rahmen	8
3.1	EU	8
3.2	Österreich	12
3.3	Fazit	17
4	Betreiber von hybrid-VPPs im Hinblick auf die Entflechtungsbestimmungen	18
4.1	Beispielhafte Entflechtungsumsetzung in Österreich	18
4.2	Beispielhafte Entflechtungsumsetzung in Slowenien	19
4.3	hybrid-VPP Betreiber/Vermarkter	21
5	Koordination zwischen netz- und marktdienlichem Flexibilitätseinsatz	22
5.1	Einsatzmöglichkeiten von Flexibilitäten	23
5.2	Einsatzzwecke für das hybrid-VPP	24
5.3	Koordinationsmodelle für den Einsatz von Flexibilitäten	27
6	Regulatorische Aspekte für hybrid-VPP Modelle	32
6.1	Vergütungsstrukturen für Flexibilitätseinsatz	32
6.2	Anschluss- und Netzausbaubestimmungen	38
6.3	Ausgleichsenergie	41
6.4	Anreizregulierung	42
6.5	Netzregulierungsaspekte	44
6.6	Datenhandling und Informationsflüsse	44
7	Varianten für hybrid-VPP Modelle	46
7.1	Variante Service Provider	48
7.2	Variante Single Market	50
7.3	Variante Aggregator	52
7.4	Variante Flexibilität	54
7.5	Variante DSO	56
7.6	Zusammenfassung der hybrid-VPP Varianten	58
8	Zusammenfassung	60
9	Ausblick	62
	Abbildungsverzeichnis	63
	Literaturverzeichnis	64

1 Einleitung

Die derzeit geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen für den Betrieb der elektrischen Stromnetze sind, wie das Kondea Projekt schlussfolgert (Prügler, 2010), für einen passiven Netzbetrieb entworfen. Mit dem Bekenntnis zur Energiewende, dezentraler Erzeugung sowie Energie- und Kosteneffizienz steigen die Anforderungen an den Netzbetrieb. Die von der Europäischen Kommission eingesetzte Smart Grid Task Force (SGTF) drückt dies folgendermaßen aus (SGTF EG3, 2015):

“The increasing amount of DER injection of all sizes, combined with the expected development of flexible loads at all levels of consumption, will make the electricity system much more complex to plan and balance. Grid operators need to ensure that their networks can accommodate the increasing loads from electric vehicles and heat pumps as well as distributed generation. Technologies to avoid overloading the network and avoiding interruptions or technical violations (voltage control, network restoration etc.) and inefficient reinforcement and reducing network losses are already available but have yet to be introduced into distribution networks on a large scale.”

Der Einsatz von Flexibilitäten kann in verschiedenen Bereichen nützlich sein, wie in Abbildung 1 dargestellt. Auf der einen Seite gibt es in der Elektrizitätswirtschaft den regulierten Bereich des Netzbetriebs. Hier können Flexibilitäten, beispielsweise auf Systemebene vom Übertragungsnetzbetreiber (TSO) für die Frequenzhaltung über den Regelenergiemarkt eingesetzt werden, oder lokal vom Verteilernetzbetreiber (DSO) für die Spannungshaltung in einem bestimmten Netzabschnitt genutzt werden. Auf der anderen Seite gibt es den liberalisierten Bereich der Erzeugung und des Vertriebs. Über den Handel an Märkten gleichen die Bilanzgruppen ihren geplanten Verbrauchs- und Erzeugungssaldo aus. Flexibilitäten können sowohl auf Systemebene, beispielsweise für die Portfoliooptimierung des Bilanzgruppenverantwortlichen (BGV) eingesetzt werden, als auch lokal genutzt werden, um etwa den Verteilnetzbetreiber beim Lösen eines Netzproblems zu unterstützen bzw. einen Haushalt durch Einsatz von Speichern möglichst autark zu betreiben.

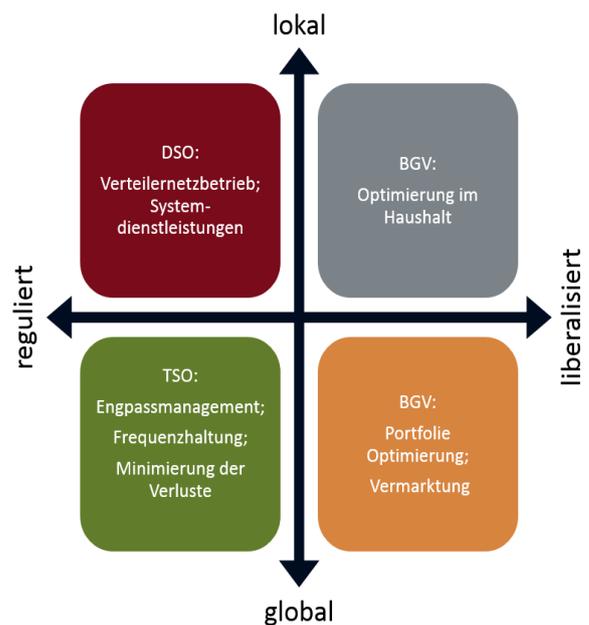


Abbildung 1: Einsatzmöglichkeiten von Flexibilitäten; in Anlehnung an (SWECCO, 2015)

Um dezentrale Verbraucher/Erzeuger nicht nur selbst zu nutzen, sondern auch vermarkten zu können, sind in den letzten Jahren virtuelle Kraftwerke (VPP) entstanden, die diese kleineren Einheiten aggregieren. Bisher wurden bei virtuellen Kraftwerken das kommerzielle VPP und das technische VPP unter-

schieden. Das kommerzielle VPP tritt am Markt auf und verkauft dort systemdienliche Flexibilitäten in Form von Regelleistung sowie marktdienliche Flexibilitäten an den Stromhandelsmärkten. Das technische VPP wird genutzt, um Dienstleistungen für das Stromnetz zur Verfügung zu stellen (Netzunterstützung). Die Idee des hybrid-VPPs ist das kommerzielle und das technische VPP zu vereinen und dadurch Synergieeffekte zu realisieren. Diese Synergieeffekte bestehen darin, dass Flexibilitäten markt-, system- und netzdienlich genutzt werden können, wodurch höhere Erlöse durch Flexibilitäten erzielt als auch die Netzausbaukosten gesenkt werden.

Nachdem das hybrid-VPP Flexibilitäten markt-, system- und netzdienlich nutzt, ist eine enge Kooperation zwischen Netz und Markt notwendig. Daher werden in diesem Bericht ausgewählte Kooperationsmodelle präsentiert. Darüber hinaus findet man beispielsweise im EU Projekt SmartNet (<http://smartnet-project.eu>) weitere Modelle. Der Betreiber des hybrid-VPPs, häufig auch als Aggregator bezeichnet, übt eine Vermarktungsfunktion aus und führt die Schaltvorgänge an der Anlage durch. Das in Österreich für die Elektrizitätswirtschaft bestimmende Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010 (EIWOG) kennt weder den Aggregator als Marktteilnehmer, noch virtuelle Kraftwerke, noch den Begriff „Flexibilitäten“. Dadurch ergeben sich zahlreiche regulatorische Fragestellungen und ein Interpretationsspielraum hinsichtlich der Einordnung „neuer“ Netzelemente wie Laststeuerung (Demand Response) sowie der Aufgabenstellungen und Marktakteure. Insgesamt ist die aktuelle Rechtslage zwar nicht für den aktiven Netzbetrieb im Rahmen von Smart Grids auslegt, sie unterbindet diesen aber auch nicht.

Das in Österreich und Slowenien stattfindende Forschungsprojekt hybrid-VPP4DSO erarbeitet bis zum Frühjahr 2017 ein Gesamtkonzept, das technische und wirtschaftliche Lösungen der Flexibilitätsnutzung verbindet. Im Rahmen von hybrid-VPP4DSO kooperieren steirische und slowenische Verteilernetzbetreiber, Elektrizitätsunternehmen und insgesamt mehr als 24 steirische Unternehmen aus Industrie und Gewerbe, die durch ihre Teilnahme von einer umfassenden und kostenfreien Stromlastganganalyse profitieren. Bei der Befragung der Betriebe wurde ein Flexibilitätpotential von mehreren Megawatt (MW) auch für mehrere Stunden erhoben und die Unternehmen haben sich sehr interessiert an diesen neuen Geschäftsmodellen gezeigt. Die von den Betrieben zur Verfügung gestellten Daten bilden die Grundlage für die Entwicklung des hybrid-VPPs. Es werden im Projekt kritische Netzabschnitte im Verteilernetz identifiziert sowie Simulationen und Tests in Laborumgebung durchgeführt. Im Frühjahr 2015 wurden die ersten Testabschnitte in der Steiermark und in Slowenien ausgewählt. Im Moment werden neben dem regulatorischen Rahmen die Netzsimulationen durchgeführt und die Geschäftsmodelle qualitativ bewertet.

In den folgenden Kapiteln werden zuerst das aktuelle Strommarktmodell und die rechtlichen Grundlagen kurz umrissen sowie die Situation hinsichtlich der Entflechtungsbestimmungen erläutert. Danach werden der mögliche Einsatz von VPPs und das Ampelmodell beschrieben, um mit den dargelegten Grundlagen die unterschiedlichen hybrid-VPP Modelle zu präsentieren und hinsichtlich verschiedener Beurteilungskriterien zu untersuchen.

2 Strommarktmodell

„Die vollständige Öffnung des Strommarktes in Österreich im Jahr 2001 wurde von großen technischen und organisatorischen Änderungen für die Marktteilnehmer begleitet. Das aktuelle österreichische Marktmodell für den liberalisierten Strommarkt beruht auf folgenden wesentlichen Grundprinzipien“ (E-Control, 2013):

- „Der Betrieb der Netze ist von den übrigen, im Wettbewerb befindlichen Bereichen, wie Erzeugung, Handel und Vertrieb, getrennt“ (E-Control, 2013).
- „Verteilernetzbetreiber sind für den sicheren Betrieb des Netzes, die Messdatenerfassung und die Verwaltung der Netzbenutzerdaten verantwortlich“ (E-Control, 2013).
- „Übertragungsnetzbetreiber haben neben dem Betrieb der Übertragungsnetze als Regelzonenführer die Aufgabe, zu jedem Zeitpunkt die Ausgeglichenheit von Erzeugung und Bedarf sicherzustellen“ (E-Control, 2013).
- „Damit Verbraucher, Erzeuger, Lieferanten und Händler beliebige Geschäfte untereinander abwickeln können, wurde ein sogenanntes Bilanzgruppensystem eingeführt. Jeder Marktteilnehmer, der Strom aus dem Netz bezieht bzw. an das Netz abgibt oder Strom verkauft bzw. handelt, muss Mitglied in einer Bilanzgruppe sein“ (E-Control, 2013).
- „Jeder Netzbenutzer (Verbraucher oder Erzeuger) hat jeweils einen Vertrag mit dem betroffenen Netzbetreiber und mit einem Lieferanten bzw. Händler seiner Wahl abzuschließen“ (E-Control, 2013).
- „Die in das Netz eingespeisten bzw. entnommenen Strommengen werden grundsätzlich als ¼-Stundenwerte prognostiziert und abgerechnet. Erzeuger und Verbraucher mit weniger als 50 kW Anschlussleistung oder weniger als 100.000 kWh Erzeugung bzw. Verbrauch pro Jahr (im Wesentlichen Haushalte und Gewerbebetriebe) werden in der Regel aber nur einmal pro Jahr gemessen. Zur Abbildung der ¼-Stundenwerte für diese Netzbenutzer werden sogenannte Standardlastprofile erstellt und diesen Netzbenutzern zugeordnet (z.B. Haushalt, Gewerbe, Landwirtschaft, PV-Anlage, etc.). Für alle anderen Netzbenutzer werden Erzeugung bzw. Verbrauch als ¼-Stundenwerte erfasst“ (E-Control, 2013).

Im früheren Monopolsystem konnten Kunden nur von dem vertikal integrierten Elektrizitätsunternehmen Strom beziehen, in dessen Netzgebiet sie sich befanden. „Im liberalisierten Markt können Kunden nun auch von anderen Elektrizitätsunternehmen Strom beziehen“ (E-Control, 2013).

In diesem System dienen die Bilanzgruppen „einerseits der Abbildung der kommerziellen, vom physikalischen Stromfluss über das Netz entkoppelten Stromhandelsaktivitäten zwischen den Marktteilnehmern und andererseits der verursachungsgerechten Zuordnung von Ausgleichsenergie zu den Marktteilnehmern. Jeder Marktteilnehmer, egal ob Erzeuger oder Verbraucher, Lieferant oder Händler, hat sich daher einer sogenannten kommerziellen Bilanzgruppe anzuschließen“ (E-Control, 2013).

In Abbildung 2 werden die unterschiedlichen Marktteilnehmer und ihre vertraglichen Beziehungen zueinander dargestellt.

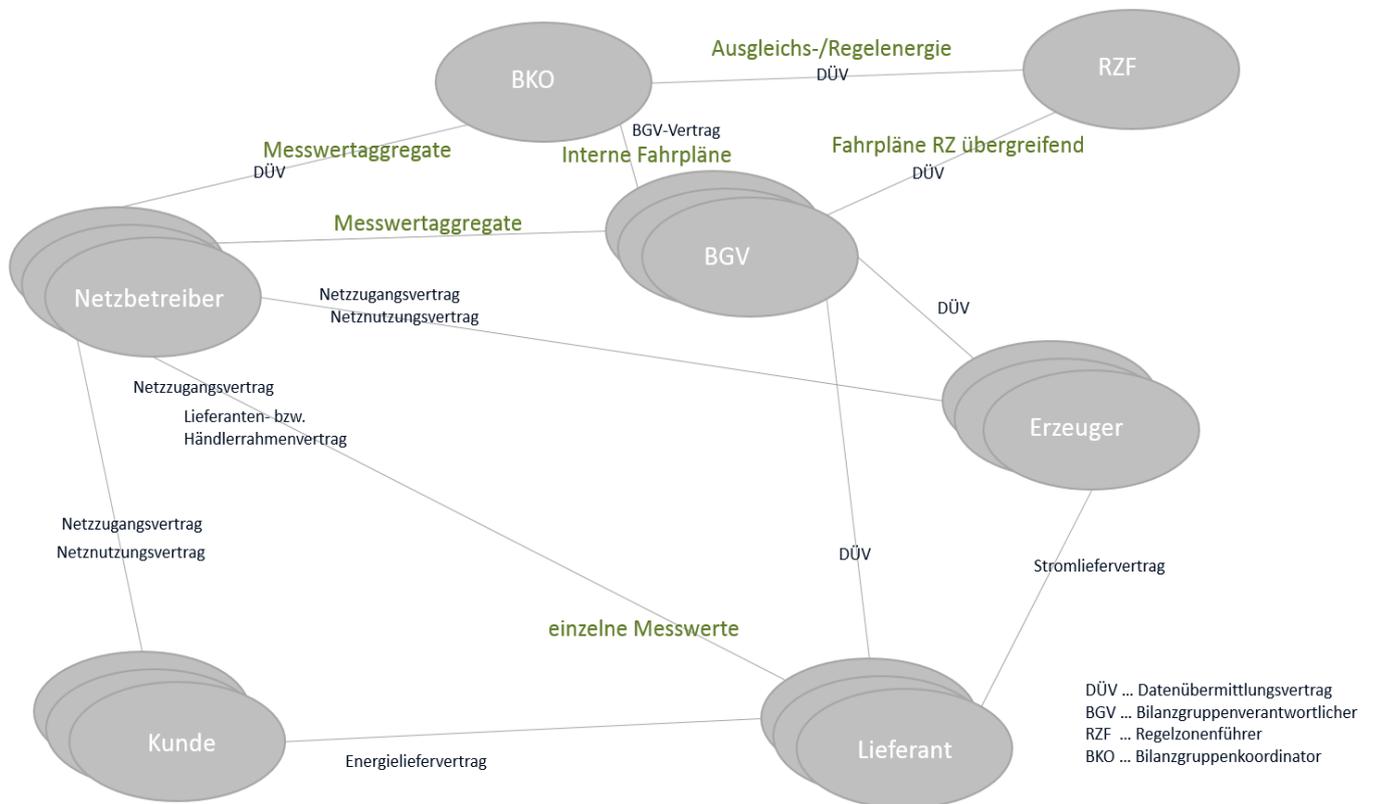


Abbildung 2: Übersicht Marktteilnehmer in Anlehnung an (E-Control, 2013); Datenaustausch ist in grüner Schrift dargestellt

Im Unterschied zum herkömmlichen Modell drängen mittlerweile zunehmend Aggregatoren in den Markt, die kleine Erzeuger und Verbraucher bündeln und an den Energie-Großhandelsmärkten oder dem Regelenergiemarkt vertreten. Die Rolle des Aggregators ist noch nicht allgemeingültig definiert und kann unterschiedlich ausgestaltet werden.

Der ‚Independent Aggregator‘ ist unabhängig von den übrigen Marktteilnehmer. Er administriert die vertraglich gesicherten Verbrauchs- und Erzeugungseinrichtungen und vermarktet diese Flexibilitäten am Regelenergiemarkt. Die Teilnahme am Regelenergiemarkt bedingt die Zuordnung zu einer Bilanzgruppe. Daneben läuft die alltägliche Energiebeschaffung/-versorgung der Flexibilität weiterhin über die bisherige Bilanzgruppe.

Außerdem kann ein Aggregator auch selber eine Bilanzgruppe sein oder ein Teil einer bestehenden Bilanzgruppe sein. Dieser Aggregator kann dann auch Lieferverpflichtungen für die Endkunden haben und nicht ausschließlich die Flexibilität vermarkten (wie der Independent Aggregator). Für die Flexibilität übernimmt der Aggregator sowohl die Vermarktung an den Energiemärkten als auch die Teilnahme am Regelenergiemarkt. Der Aggregator schlüpft damit in eine Rolle, die als intelligenter Erzeuger/Versorger verstanden werden kann. Dieses Modell des Aggregators ist in Abbildung 3 dargestellt. Die vertraglichen Beziehungen zwischen dem Aggregator und den anderen Marktteilnehmern unterscheiden sich je nach

Ausgestaltung des hybrid-VPPs. Diese unterschiedlichen Varianten werden in *Kapitel 7* beschrieben. Wenn nicht näher spezifiziert, dann ist in diesem Bericht dies die gültige Beschreibung des Aggregators.

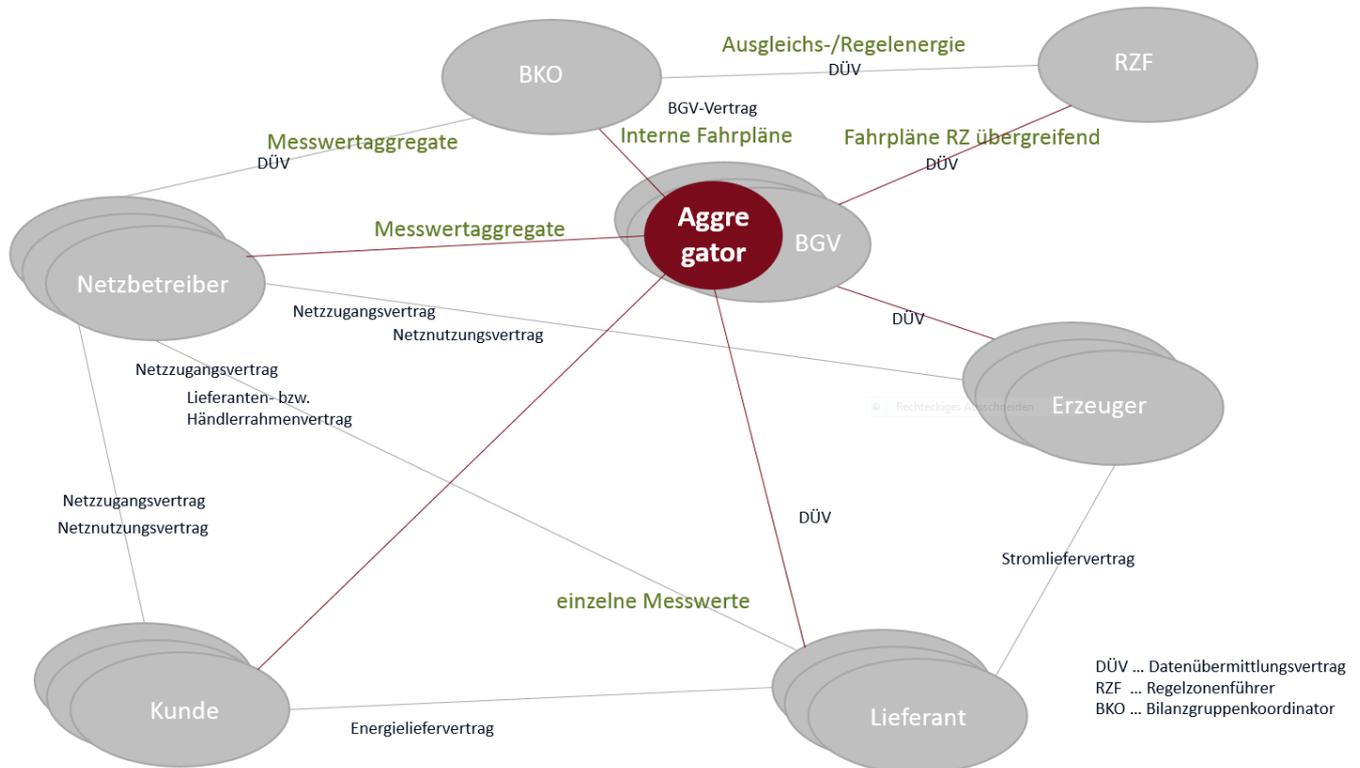


Abbildung 3: Übersicht Marktteilnehmer mit Aggregator in Anlehnung an (E-Control, 2013); Datenaustausch ist in grüner Schrift dargestellt

Um innerhalb Europas ein einheitliches Verständnis von den Rollen im Strommarkt zu haben, hat der Europäische Verband der Übertragungsnetzbetreiber für Elektrizität ENTSO-E ein Rollenmodell (ENTSO-E, 2015a) entwickelt, das sich auf den Informationsaustausch zwischen den Teilnehmern bezieht. Diese Begriffsvereinheitlichung soll den Dialog zwischen Marktteilnehmern unterstützen. Dabei ist es irrelevant welcher Akteur die einzelnen Rollen ausübt.

Das Rollenmodell soll als Basis für die Gestaltung von Geschäftsprozessen dienen. In der Ausgestaltung der hybrid-VPP Varianten werden diese unterschiedlichen Rollen daher berücksichtigt.

3 Regulatorischer Rahmen

Da ‚Energie‘ ein geteilter Kompetenzbereich zwischen der EU und den Mitgliedstaaten ist, richtet dieses Kapitel einen Blick auf die wesentlichen europäischen und nationalen Rechtsnormen hinsichtlich hybrid-VPPs. Es werden die nationalen österreichischen Rechtsnormen ausgeführt und ein Vergleich zu den Umsetzungen in Slowenien (Projektpartner) und Deutschland (alternative Umsetzung) gezogen. Dabei werden die bedeutsamen Vorschriften für den Betrieb von Verteilernetzen und hybrid-VPPs in den folgenden Unterkapiteln kurz zusammengefasst. Sie dienen als legislative Grundlage für den weiteren Bericht.

3.1 EU

Auf europäischer Ebene finden sich einerseits Richtlinien, die von den Mitgliedstaaten in nationales Recht umgesetzt werden müssen und andererseits Netzkodizes, die gemeinsam ausgearbeitete Normen für den Betrieb von elektrischen Netzen darstellen.

3.1.1 EU-Richtlinien

Die Richtlinie 2009/72/EG (EG, 2009) regelt die gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt. Grundsätzlich fordert sie eine (2009/72/EG (9)) wirksame Entflechtung des Netzbetriebs von der Erzeugung und Versorgung. Dabei stellt sich die Diskriminierungsproblematik (2009/72/EG (26)) weniger auf Ebene der Verteilung als auf Ebene der Übertragung, weshalb Übertragungsnetzbetreiber auch eine eigentumsrechtliche Entflechtung gefordert wird (2009/72/EG (11)). „Die Mitgliedstaaten unterstützen die Modernisierung der Verteilernetze — beispielsweise durch Einführung intelligenter Netze – die so gestaltet werden sollen, dass dezentrale Energieerzeugung und Energieeffizienz gefördert werden“ (2009/72/EG (27)). Bei der Planung des Verteilernetzausbaus soll der Verteilernetzbetreiber nach Art. 25 (7) 2009/72/EG „Energieeffizienz- und *Nachfragesteuerungsmaßnahmen* oder dezentrale Erzeugungsanlagen berücksichtigen, durch die sich die Notwendigkeit einer Nachrüstung oder eines Kapazitätsersatzes erübrigen könnte.“

„Die nationalen Regulierungsbehörden sollten die Möglichkeit haben, die [Netz-]Tarife [...] auf Grundlage eines Vorschlags [der Netzbetreiber] festzusetzen oder zu genehmigen. Dabei sollten die Regulierungsbehörden sicherstellen, dass die Tarife nichtdiskriminierend und kostenorientiert sind und die langfristig durch dezentrale Elektrizitätserzeugung und Nachfragesteuerung vermiedenen Netzgrenzkosten berücksichtigen“ (2009/72/EG (36)). „Auch sollte den Regulierungsbehörden die Befugnis zuerkannt werden, unabhängig von der Anwendung der Wettbewerbsregeln über geeignete Maßnahmen zu entscheiden, die [...] Vorteile für die Kunden herbeiführen“ (2009/72/EG (37)).

Entgegen der Beschreibung eines virtuellen Kraftwerks (VPP) in diesem Bericht und in der akademischen Diskussion, versteht die Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie unter virtuellen Kraftwerken „Programme

zur Freigabe von Elektrizität, durch die Elektrizitätsunternehmen dazu verpflichtet werden, eine bestimmte Menge an Elektrizität entweder zu verkaufen oder zur Verfügung zu stellen oder interessierten Versorgern für einen bestimmten Zeitraum Zugang zu einem Teil ihrer Erzeugungskapazität zu gewähren“ (2009/72/EG (37)).

In der Richtlinie 2012/27/EU zur Energieeffizienz (EU, 2012) legt die EU einige Vorschriften in Bezug auf die Rollenverteilung im Rahmen der *Laststeuerung* fest.

Entsprechend dieser Richtlinie sollen die Mitgliedstaaten sicher stellen, „dass Anreize in Übertragungs- und Verteilungstarifen, die sich nachteilig auf die Gesamteffizienz der Stromerzeugung, -übertragung, -verteilung und -lieferung auswirken oder die die Teilnahme an der Laststeuerung sowie den Zugang zum Markt für Ausgleichsdienste und zur Erbringung von Hilfsdiensten verhindern könnten, beseitigt werden. Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass Netzbetreiber Anreize erhalten, um bezüglich Auslegung und Betrieb der Infrastruktur Effizienzverbesserungen zu erzielen, und dass — im Rahmen der Richtlinie 2009/72/EG — es die Tarife gestatten, dass die Versorger die Einbeziehung der Verbraucher in die Systemeffizienz verbessern, wozu auch eine von nationalen Gegebenheiten abhängige Laststeuerung zählt“ (2012/27/EU Art. 15 (4)).

In Bezug auf die Marktteilnahme von nachfrageseitigen Ressourcen und Laststeuerungsdienstleistern regelt die Richtlinie zur Energieeffizienz in 2012/27/EU Art. 15 (8) Folgendes:

„Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass die nationalen Energieregulierungsbehörden darauf hinwirken, dass nachfrageseitige Ressourcen, wie etwa die Laststeuerung (Demand Response), neben den Versorgern an den Großhandels- und Einzelhandelsmärkten teilnehmen.

Vorbehaltlich technischer Sachzwänge im Zusammenhang mit dem Netzmanagement sorgen die Mitgliedstaaten dafür, dass Anbieter aus dem Bereich Laststeuerung — darunter auch Aggregatoren — von den Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern bei der Erfüllung der Anforderungen für Ausgleichs- und Hilfsleistungen diskriminierungsfrei, ausgehend von ihren technischen Fähigkeiten, behandelt werden.

Vorbehaltlich technischer Sachzwänge im Zusammenhang mit dem Netzmanagement fördern die Mitgliedstaaten in Bezug auf Märkte für Ausgleichsleistungen, Reservedienste und andere Systemdienste den Marktzugang und die Marktteilnahme von Laststeuerungs-Dienstleistern, unter anderem indem sie verlangen, dass die nationalen Regulierungsbehörden oder, falls dies in ihren nationalen Regulierungssystemen vorgesehen ist, die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber in enger Zusammenarbeit mit den Laststeuerungs-Dienstleistern und Verbrauchern auf der Grundlage der technischen Anforderungen dieser Märkte und der Laststeuerungsmöglichkeiten technische Modalitäten für die Teilnahme an diesen Märkten festlegen. Diese Spezifikationen beziehen die Teilnahme von Aggregatoren mit ein.“

Die Mitgliedstaaten stellen hinsichtlich Diskriminierung nach 2012/27/EU Art. 18 (3) sicher, „dass die Energieverteiler, die Verteilernetzbetreiber und die Energieeinzelhandelsunternehmen sich jeder Tätig-

keit enthalten, die die Nachfrage nach und die Bereitstellung von Energiedienstleistungen oder sonstigen Energieeffizienzmaßnahmen beeinträchtigen oder die Entwicklung von Märkten für solche Dienstleistungen oder Maßnahmen behindern könnte, wozu auch die Abschottung des Markts gegen Wettbewerber oder der Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung gehören“.

3.1.2 Entflechtungsbestimmungen

Da die „Vorschriften für eine rechtliche und funktionale Entflechtung gemäß der Richtlinie 2003/54/EG“ „jedoch nicht zu einer tatsächlichen Entflechtung der Übertragungsnetzbetreiber geführt“ haben, wurde in der aktuell gültigen Richtlinie versucht eine „wirksame Trennung der Versorgung und Erzeugung vom Betrieb der Netze“ herbeizuführen (2009/72/EG (10)). Um „den inhärenten Interessenkonflikt [zwischen Erzeugern, Lieferanten und Übertragungsnetzbetreibern (Quersubventionen, Diskriminierung der vertikal integrierten Unternehmen)] zu lösen und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten“ sowie „Investitionen in die Infrastruktur, einen fairen Netzzugang für neue Anbieter und Transparenz des Marktes zu fördern“, fordert die aktuelle Richtlinie daher, eine „eigentumsrechtliche Entflechtung [der Übertragungsnetzbetreiber], die darin besteht, dass der Netzeigentümer als Netzbetreiber benannt wird, und unabhängig von Versorgungs- und Erzeugungsinteressen ist“ (2009/72/EG (11))

Die Entflechtung von Verteilernetzbetreibern wird auf europäischer Ebene in Art. 26 der Richtlinie 2009/72/EG geregelt:

„(1) Gehört der Verteilernetzbetreiber zu einem vertikal integrierten Unternehmen, so muss er zumindest hinsichtlich seiner Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeitsbereichen sein, die nicht mit der Verteilung zusammenhängen. [...]

(2) c) Der Verteilernetzbetreiber hat in Bezug auf Vermögenswerte, die für den Betrieb, die Wartung oder den Ausbau des Netzes erforderlich sind, tatsächliche Entscheidungsbefugnisse, die er unabhängig von dem integrierten Elektrizitätsunternehmen ausübt. Um diese Aufgaben erfüllen zu können, muss der Verteilernetzbetreiber über die erforderlichen Ressourcen, einschließlich personeller, technischer, materieller und finanzieller Ressourcen, verfügen. [...]

(3) Ist der Verteilernetzbetreiber Teil eines vertikal integrierten Unternehmens, stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass die Tätigkeiten des Verteilernetzbetreibers von den Regulierungsbehörden oder sonstigen zuständigen Stellen beobachtet werden, so dass er diesen Umstand nicht zur Verzerrung des Wettbewerbs nutzen kann. Insbesondere müssen vertikal integrierte Verteilernetzbetreiber in ihren Kommunikationsaktivitäten und ihrer Markenpolitik dafür Sorge tragen, dass eine Verwechslung in Bezug auf die eigene Identität der Versorgungssparte des vertikal integrierten Unternehmens ausgeschlossen ist.“

Diese unionsrechtlichen Entflechtungsbestimmungen sind in Österreich in §42 in Verbindung mit §§8ff EIWOG und in Slowenien in Art. 78ff EZ in nationales Recht umgesetzt.

Ausdrücklich verboten sind in Österreich nach §8 Abs. 1 EIWOG „missbräuchliche Quersubventionen“.

3.1.3 Netzkodizes

Prinzipiell müssen beim Betrieb eines Netzes und beim Anschluss von Flexibilitäten die europäischen Netzkodizes beachtet werden. Die Netzkodizes wurden mit der Verordnung 2009/714/EG (EG, 2009b) über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel ins Leben gerufen und werden von ENTSO-E in Zusammenarbeit mit ACER erarbeitet. Gestützt auf die Verordnung 2009/714/EG werden die Netzkodizes im Rahmen der Komitologie (als delegierte Rechtsakte nach Art.290 AEUV) als Verordnungen der Kommission erlassen und damit in den Mitgliedstaaten zu geltendem Recht. Generell können die Netzkodizes in markt-, system- und netzanschlussbezogene Kodizes unterteilt werden (ENTSO-E und Jean-Baptiste Paquel, 2014). Diese betreffen im Wesentlichen das europäische Netz der Übertragungsnetzbetreiber, die nach Art. 4 2009/714/EG im Rahmen des ENTSO zusammenarbeiten sollen, um das Funktionieren des Elektrizitätsbinnenmarkts zu fördern. Nach Art. 8 (6) 2009/714/EG werden mit den Netzkodizes unter anderem Regeln für die Netzsicherheit, den Netzananschluss, den Netzzugang Dritter, den Datenaustausch und das Engpassmanagement erlassen. Somit betreffen sie auch das Handeln von Verteilernetzbetreibern, Aggregatoren und Flexibilitätsanbietern. Trotzdem können Mitgliedstaaten nach Art. 8 (7) 2009/714/EG nationale Netzkodizes erlassen, solange der grenzüberschreitende Handel davon nicht betroffen ist. Diese nationalen Netzkodizes entsprechen in Österreich den technischen und organisatorischen Regeln (TOR) sowie den sonstigen Marktregeln (SoMa).

In den Guidelines System Operation „wird nicht nur auf die Schnittstelle zwischen VNB und ÜNB, sondern auch auf die Kommunikation zwischen VNB und Aggregatoren bzw. flexiblen Verbrauchern/Einspeisern eingegangen. So sind Aggregatoren nach der jetzigen Fassung beispielsweise verpflichtet, dem VNB alle zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität notwendigen Informationen zukommen zu lassen. Bei einer möglichen Gefährdung der Versorgungssicherheit darf der VNB entsprechende Gegenmaßnahmen ergreifen und hierbei auch den Einsatz von Flexibilitäten einschränken. Dies gilt auch bei einem marktbasierter Einsatz von Flexibilitäten. So kann der VNB zum Beispiel im Rahmen der Präqualifikation von Flexibilitätsoptionen am Markt für Regelleistung bereits die maximal mögliche zu vermarktende Leistung begrenzen.“(Wolfgang Fritz und Andreas Cronenberg, 2015). Rechtliche Grundlage bilden in Zukunft hier auch die Guidelines System Operation die in Artikel 182 die Kooperation zwischen DSO und TSO regeln, womit auch Bestimmungen zur Teilnahme am Regelenergiemarkt einhergehen.

Die für hybrid-VPPs weiters wirksamen Netzkodizes betreffen die Requirements for Generators (NC RfG) und die Demand Connection (NC DCC). Diese sind noch nicht vollends umgesetzt, liegen aber in einem finalen Entwurf vor.

3.2 Österreich

In Österreich sind, ähnlich wie auf europäischer Ebene, die gesetzlichen Rahmenbedingungen, die technischen und organisatorischen Regeln sowie die sonstigen Marktregeln für den Betrieb von Verteilernetzen zu beachten.

3.2.1 Gesetzliche Rahmenbedingungen

Der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie wird in Österreich im Rahmen des EIWOG (Österreichischer Nationalrat, 2010) Rechnung getragen.

Die Ziele nach §4 EIWOG sind (Z1) kostengünstige Elektrizität in hoher Qualität zu erlangen, (Z4) die Netz- und Versorgungssicherheit zu erhöhen sowie (Z5) die Weiterentwicklung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energiequellen. Netzbetreiber haben nach §5 Abs. 1 EIWOG die gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen zur (Z1) diskriminierungsfreien Behandlung aller Netzkunden, zur (Z2) allgemeinen Anschlusspflicht und zur (Z3) Errichtung und Erhaltung einer für die Elektrizitätsversorgung oder die Erfüllung völkerrechtlicher Verpflichtungen ausreichenden Netzinfrastruktur.

In §7 Abs. 1 EIWOG werden die wesentlichen Begriffe definiert:

- „*dezentrale Erzeugungsanlage*‘ eine Erzeugungsanlage, die an ein öffentliches Mittel- oder Niederspannungs-Verteilernetz (Bezugspunkt Übergabestelle) angeschlossen ist und somit Verbrauchernähe aufweist oder eine Erzeugungsanlage, die der Eigenversorgung dient“ (§7 Abs. 1 Z7 EIWOG);
- „*Energieeffizienz/Nachfragesteuerung*‘ ein globales oder integriertes Konzept zur Steuerung der Höhe und des Zeitpunkts des Elektrizitätsverbrauchs, das den Primärenergieverbrauch senken und Spitzenlasten verringern soll, indem Investitionen zur Steigerung der Energieeffizienz oder anderen Maßnahmen wie unterbrechbaren Lieferverträgen Vorrang vor Investitionen zur Steigerung der Erzeugungskapazität eingeräumt wird, wenn sie unter Berücksichtigung der positiven Auswirkungen eines geringeren Energieverbrauchs auf die Umwelt und der damit verbundenen Aspekte einer größeren Versorgungssicherheit und geringerer Verteilungskosten die wirksamste und wirtschaftlichste Option darstellen“ (§7 Abs. 1 Z13 EIWOG);
- „*Erzeuger*‘ eine juristische oder natürliche Person oder eine eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität erzeugt“ (§7 Abs. 1 Z17 EIWOG);
- „*Hilfsdienste*‘ alle Dienstleistungen, die zum Betrieb eines Übertragungs- oder Verteilernetzes erforderlich sind“ (§7 Abs. 1 Z26 EIWOG);
- „*verbundenes Elektrizitätsunternehmen*‘ a) ein verbundenes Unternehmen im Sinne des §228 Abs. 3 Unternehmensgesetzbuch (UGB), b) ein assoziiertes Unternehmen im Sinne des §263 Abs. 1 UGB oder c) zwei oder mehrere Unternehmen, deren Aktionäre ident sind“ (§7 Abs. 1 Z72 EIWOG);
- „*Versorgung*‘ den Verkauf einschließlich des Weiterverkaufs von Elektrizität an Kunden“ (§7 Abs. 1 Z75 EIWOG);

- „*Verteilernetzbetreiber*‘ eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die verantwortlich ist für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Verteilernetzes in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen sowie für die Sicherstellung der langfristigen Fähigkeit des Netzes, eine angemessene Nachfrage nach Verteilung von Elektrizität zu befriedigen“ (§7 Abs. 1 Z76 EIWOG);
- „*Verteilung*‘ den Transport von Elektrizität über Hoch-, Mittel- oder Niederspannungs-Verteilernetze zum Zwecke der Belieferung von Kunden, jedoch mit Ausnahme der Versorgung“ (§7 Abs. 1 Z77 EIWOG);
- „*vertikal integriertes Elektrizitätsunternehmen*‘ ein Unternehmen oder eine Gruppe von Unternehmen, in der dieselbe Person berechtigt ist, direkt oder indirekt Kontrolle auszuüben, wobei das betreffende Unternehmen bzw. die betreffende Gruppe mindestens eine der Funktionen Übertragung oder Verteilung und mindestens eine der Funktionen Erzeugung von oder Versorgung mit Elektrizität wahrnimmt“ (§7 Abs. 1 Z78 EIWOG);

Die Entflechtungsbestimmungen wurden im entsprechenden Kapitel 3.1.2 genauer behandelt. Grundsätzlich werden sie in den §§8ff EIWOG geregelt. In §8 EIWOG wird das Verbot von missbräuchlichen Quersubventionen, in §9 EIWOG das Verbot von Diskriminierung, in §10 EIWOG die Auskunfts- und Einsichtsrechte und in §11 EIWOG die Vertraulichkeit im Umgang mit sensiblen Informationen festgehalten. Dazu kommen in §15 EIWOG die Netzanschlusspflicht und in §21 EIWOG die Verweigerungsgründe für den Netzzugang. So kann Netzzugangsberechtigten in außergewöhnlichen Netzzuständen (Störfälle) der Netzzugang verweigert werden.

Der Betrieb von Verteilernetzen, in deren Netzgebiet sich die Anlagen des hybrid-VPPs befinden, wird im 6. Hauptstück des EIWOGs geregelt. Die Pflichten des Verteilernetzbetreibers sind unter anderem:

- „Engpässe im Netz zu ermitteln und Handlungen zu setzen, um diese zu vermeiden“ (§45 EIWOG Z12);
- „sich jeglicher Diskriminierung von Netzbenutzern oder Kategorien von Netzbenutzern, insbesondere zugunsten der mit ihm *verbundenen Unternehmen*, zu enthalten“ (§45 EIWOG Z20);
- „bei der Planung des Verteilernetzausbaus Energieeffizienz-, Nachfragesteuerungsmaßnahmen oder dezentrale Erzeugungsanlagen, durch die sich die Notwendigkeit einer Nachrüstung oder eines Kapazitätsersatzes erübrigen könnte, zu berücksichtigen“ (§45 EIWOG Z22).

Erzeuger müssen nach §66 EIWOG:

- „sich einer Bilanzgruppe anschließen oder eine eigene bilden“;
- „Daten und Fahrpläne in erforderlichem Ausmaß an den Netzbetreiber melden“;
- „den Anordnungen des Regelzonenführers (zur Engpassbeseitigung und Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit) folgen“.

3.2.2 TOR

Nach §22 Z2 E-ControlG hat die E-Control im Zuge der Erledigung ihrer Regulierungsaufgaben „in Zusammenarbeit mit den Betreibern von Stromnetzen technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen zu erarbeiten und diesen zur Verfügung zu stellen“.

Für den Betreiber und die Benutzer von Netzen gilt es die technischen und organisatorischen Regeln (TOR) zu beachten.

Der Verteilernetzbetreiber erbringt Systemdienste, die zur Versorgung mit Elektrizität in ausreichender Qualität führen. Dafür ist die Spannungshaltung eine Grundvoraussetzung. Um den Blindleistungshaushalt auszugleichen vereinbart der Verteilernetzbetreiber gemäß TOR, Teil D4 die Bereitstellung der Blindleistung mit dem Kraftwerksbetreiber und ist berechtigt, den Kraftwerken die Erzeugung bzw. Aufnahme von Blindleistung unter Berücksichtigung des Netzzugangsvertrags anzuordnen (E-Control, 2009).

Prinzipiell gibt es entsprechend dem EIWOG eine Anschlusspflicht für Netzbenutzer. Der Anschluss ist zwischen dem Netzbenutzer und dem Verteilernetzbetreiber vertraglich zu regeln. Für den Anschluss von Erzeugungsanlagen gelten die besonderen technischen Regeln aus TOR, Teil D Hauptabschnitt D4. Ist der begehrte Netzzugang jedoch nicht möglich, kann der Verteilernetzbetreiber dem Netzbenutzer ein neues Konzept anbieten. Dabei könnte es sich beispielsweise um die Teilnahme an einem hybrid-VPP handeln. Beim Anschluss von neuen Kunden spielt die Konsensfindung eine wichtige Rolle. „Entsprechen die Netzverhältnisse nicht den besonderen Anforderungen des Netzbenutzers, so beraten sich der DSO und der Netzbenutzer über technisch und wirtschaftlich geeignete Maßnahmen in der geplanten Anlage des Netzbenutzers und/oder in den Anlagen des DSO unter Berücksichtigung des Ausbau- und Netzkonzeptes des DSO. Sind Maßnahmen im Verteilernetz erforderlich, so legt der DSO die für den vorgesehenen Betrieb der geplanten Anlage erforderlichen Ausbaumaßnahmen im Verteilernetz fest“ (E-Control, 2016a). Daraus geht hervor, dass neue Kunden, sollte ein reibungsloser Netzzugang nicht möglich sein, anders behandelt werden als Bestandskunden. Neuen Kunden kann damit die Teilnahme am hybrid-VPP gewissermaßen vorgegeben werden und um Bestandskunden muss seitens des DSOs geworben werden.

Der Netzbenutzer ist verpflichtet (E-Control, 2016a) Stellungsmeldungen von Schaltern und Messwerte mit dem Verteilernetzbetreiber rechtzeitig abzustimmen, so dass dieser die Auswirkungen prüfen und entsprechende Maßnahmen veranlassen kann. In der Ausgestaltung des hybrid-VPP könnte dieser Informationsaustausch wohl auch zwischen Verteilernetzbetreiber und Aggregator stattfinden.

Ist der Betrieb des Verteilernetzes störungsbehaftet, so hat die Erreichung des Normalbetriebs Vorrang vor speziellen Einzelinteressen eines Netzbenutzers (E-Control, 2016a).

Für den detaillierten technischen Anschluss müssen außerdem noch die technischen Anschlussbedingungen für den Anschluss an öffentliche Versorgungsnetze (TAEV) beachtet werden.

3.2.3 Sonstige Marktregeln

Nach §22 Z1 E-ControlG hat die E-Control im Zuge der Erledigung ihrer Regulierungsaufgaben „in Zusammenarbeit mit den Marktteilnehmern sonstige Marktregeln zu erstellen und in geeigneter Weise zu veröffentlichen“. Die Sonstigen Marktregeln („Sonstige Marktregeln Strom,“ 2016) beschreiben unter anderem das Beziehungsgeflecht zwischen den Marktteilnehmern, Fahrpläne, Datenformate, Standards zu Informationsübermittlungen und Lastprofile. Sie regeln das Verhältnis der Marktteilnehmer zueinander und sind die wesentlichen Voraussetzungen für das reibungslose Funktionieren des Strommarktes. Damit bilden sie die Grundlage für das in Kapitel 2 beschriebene Strommarktmodell und bilden die Basis für betriebliche Abläufe in einem hybrid-VPP.

3.2.4 Vergleich zu Slowenien

In Slowenien wird der regulatorische Rahmen im Wesentlichen durch den Energy Act (EZ) geregelt (Republika Slovenija, 2013). Ähnlich wie in Österreich setzt dieser die europäischen Vorgaben in nationales Recht um. Entsprechend der Richtlinie werden die Akteure definiert. In den Art. 78ff EC werden die Aufgaben und Entflechtungsbestimmungen eines Verteilernetzbetreibers dargelegt, die sich ebenfalls an den Vorgaben der Richtlinie orientieren. Im Unterschied zum österreichischen Recht ermöglicht die slowenische Richtlinienumsetzung dem Verteilernetzbetreiber in Art. 78 (4) EZ seine Pflichten an eine andere natürliche oder juristische Person auszulagern, die in weiterer Folge nicht mehr den Entflechtungsbestimmungen unterliegt, da diese nur für den DSO gelten.

Der folgenden Abschnitt zeigt die wichtigsten Auszüge aus der dritten Lesung des Energy Acts gemäß dem Originaldokument (Republika Slovenija, 2013) in englischer Sprache. Die Auszüge wurden in englischer Sprache belassen, um keine Missverständnisse durch Fehlübersetzungen zu erzeugen.

In Slovenia the Art.4.7 EZ clearly states that the term "electricity distribution system operator' (hereinafter: the electricity DSO) means a natural or legal person who carries out the function of electricity DSO and is responsible for operating, maintaining and developing the electricity distribution system in a given area".

Additionally Art 35 EZ states "(1) Electricity activities shall comprise the following: electricity generation, electricity supply, activity of the electricity TSO, activity of the electricity DSO, and activity of electricity market operator. (2) The functions of the production and supply of electricity shall be carried out freely in the market, in which participants shall freely agree on the price and quantity of electricity to be supplied, final customers shall have the right to choose and switch the supplier from which they purchase electricity, and producers shall have the right to choose and switch the supplier to which they sell electricity."

According to Art. 36.44 EZ "Vertically integrated undertaking' means an electricity undertaking or a group of electricity undertakings where the same persons are entitled [...] to exercise control [...] and where the undertaking or a group of undertakings perform at least one of the functions of transmission or distribution, and at least one of the functions of generation or supply of electricity".

Regarding the tasks of service of general economic interest for the DSO Art 78 EZ lists among others:

"(1) Electricity DSO activity shall be an obligatory state service of general economic interest.

(2) The electricity DSO service of general economic interest shall include:

1. secure, reliable and efficient operation and maintenance of the distribution system;
2. development of the distribution system,
3. long-term ability of the distribution system to meet reasonable demands for connection to the system and energy distribution; [...]

(3) When planning the development of the distribution system, energy efficiency and/or consumption-side management measures or distributed generation that might supplant the need to upgrade or replace electricity capacity shall be considered by the electricity DSO.

(4) Upon prior approval by the Government, the electricity DSO may temporarily transfer the tasks referred to in the second paragraph of this Article to a natural or legal person that has appropriate staff and technical equipment to carry out the transferred tasks, provided that this entity does not carry out the activities of electricity supply or generation. This entity shall ensure the electricity DSO direct and permanent access to all data used and obtained for the purpose of carrying out electricity DSO tasks.”

To avoid distortion of competition Article 86 EZ states: “(1) If the electricity DSO is part of a vertically integrated undertaking, the Agency shall monitor its activities so that the DSO cannot take advantage of its vertical integration to distort competition. (2) In their communications and branding, vertically integrated electricity DSOs shall not create confusion with respect of the separate identity of the supply branch of the vertically integrated undertaking”.

3.2.5 Vergleich zu Deutschland

Anders als in Österreich und Slowenien gehen die Regelungen zum Einsatz von Flexibilitäten im Verteilernetzbetrieb in Deutschland über den Rechtsrahmen des 3. Energie-Binnenmarktpakets hinaus. Relevant sind vor allem die Bestimmungen des EnWG (Deutscher Bundestag, 2005), AbLAV (Deutscher Bundestag, 2013) und EEG 2014 (Deutscher Bundestag, 2014) sowie das Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarkts (Deutsche Bundesregierung, 2016).

Im Unterschied zur österreichischen Kann-Vorschrift gibt es für die Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen in Deutschland eine Soll-Vorschrift. So regelt §14a EnWG die Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen in Niederspannungsnetzen:

„Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben denjenigen Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung [...], ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn ihnen im Gegenzug die Steuerung von vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen [...], zum Zweck der Netzentlastung gestattet wird. Als unterbrechbare Verbrauchseinrichtung [...] gelten auch Elektromobile. Die Steuerung muss für die [...] Letztverbraucher und Lieferanten zumutbar sein und kann direkt durch den Netzbetreiber oder indirekt durch Dritte auf Geheiß des Netzbetreibers erfolgen“ (Deutscher Bundestag, 2005).

Ein Bericht im Auftrag des BMVIT (Kathrin de Bruyn, 2014) schlägt für Österreich eine entsprechende Ergänzung der SNE-VO (Regulierungskommission der E-Control, 2016) vor, die eine gewisse Flexibilität

im gesamten Stromnetz ermöglichen soll, doch momentan ist eine solche Regelung noch nicht umgesetzt.

Nach dem deutschen EEG 2014 §9 müssen Anlagen >30kW technisch so ausgestattet sein, dass sie vom Netzbetreiber ferngesteuert leistungsreduziert werden können. Kleinere Anlagen können stattdessen auch mit 70% der Einspeiseleistung begrenzt werden. Netzbetreiber sind nach §12 EEG 2014 zum Netzausbau verpflichtet, sie dürfen aber ausnahmsweise nach §14 Einspeisemanagement über die Anlagenfernsteuerung betreiben.

Trotz der erweiterten Bestimmungen in Deutschland kommt der VDE (ETG im VDE Task Force RegioFlex, 2014) zu dem Schluss, dass „die Nutzung von Flexibilitäten zur Sicherstellung der Netzstabilität sich nur rudimentär in §14a EnWG und §6 EEG (2011) [§9 EEG(2014)] wieder findet.“ „Das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) bietet den Netzbetreibern in der Niederspannung nur die Möglichkeit der Abschaltung bzw. Leistungsreduzierung der Einspeisemengen im Falle einer drohenden Netzüberlastung §11 EEG [§14 EEG(2014)], also in der roten Ampelphase. [...] Die aktuelle Gesetzeslage erlaubt dem Netzbetreiber bei akuten Netzproblemen nur sogenannte ‚Ultima Ratio‘ Eingriffe. Zur Nutzung von vertraglichen, marktwirtschaftlichen Vereinbarungen in Bezug auf den Zugriff und die Nutzung dezentraler Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen sowie Flexibilitäten zum intelligenten Netzkapazitätsmanagement fehlen die gesetzlichen Voraussetzungen.“ Kritisiert wird dabei, dass noch keine Vorschriften darüber bestehen, wie Netzbetreiber einen smarten Netzbetrieb etablieren können, um eine solche Ultima Ratio Situation gar nicht erst entstehen zu lassen.

In Kapitel 6.1.3 werden die derzeit aktuellen Handlungsmöglichkeiten für Netzbetreiber resultierend aus EnWG und EEG dargestellt.

Im Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarkts (Änderung des EnWG) hat sich die Deutsche Bundesregierung dazu entschieden, eine Spitzenkappung bei 3% der jährlichen Einspeisemenge in Kombination mit einer Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchern in Niederspannungsnetzen einzuführen. Damit hat sie der Einführung eines zentralen wie auch dezentralen Kapazitätsmarktes auf regionaler Ebene eine Absage erteilt.

3.3 Fazit

Hinsichtlich des Einsatzes von Flexibilität fordern die unionsrechtlichen Vorschriften nur allgemein zu deren Nutzung auf, regeln die konkrete Anwendung jedoch nicht. Auf Basis dieser offenen Formulierung ergibt sich in Österreich für Netzbetreiber mit mehr als 100.000 Kunden ein gewisser Graubereich, der jedoch Spielraum für innovative Lösungsansätze bietet. In Slowenien werden diese Lösungsansätze nicht benötigt, da die Europäischen Entflechtungsbestimmungen anders umgesetzt sind. Eine zwischen Netzbetreiber und Netzkunden eingesetzte Electrical Distribution Company kann alle hybrid-VPP-Aktivitäten ausführen, ohne die Entflechtungsbestimmungen beachten zu müssen. In Deutschland hat diese Regulierungslücke zu einem eigenständigen Regelungsansatz geführt, der aber nach dem VDE auch noch weiterentwickelt werden sollte.

4 Betreiber von hybrid-VPPs im Hinblick auf die Entflechtungsbestimmungen

Da der Einsatz von Flexibilitäten im Verteilernetz sowohl den regulierten als auch den wettbewerblichen Bereich der Elektrizitätswirtschaft betrifft, stellt sich die Frage, ob die neuen Herausforderungen des Energiesystems im Aufgabenbereich der Verteilernetztätigkeit liegen, rein wettbewerblicher Natur sind oder gemeinsam Lösungen gefunden werden müssen. Diese verschiedenen Varianten werden in Kapitel 7 vorgestellt. Die tatsächliche Entscheidung, inwieweit die verschiedenen Modelle rechtlich umsetzbar sind, wird aber dem Gesetzgeber, der Regulierungsbehörde bzw. Gerichten obliegen.

Die Smart Grids Task Force (SGTF) der Europäischen Kommission beschreibt, dass DSOs in den Flexibilitätseinsatz involviert sein sollen, findet aber keine klare Rollenbeschreibung (SGTF EG3, 2015):

“DSOs (and TSOs) have the possibility to optimise investment in networks through the use of smart grids, including demand side flexibility. Flexible grid access and real-time flexibility can reduce or postpone investment needs. The DSO role in flexibility can co-exist along-side a supplier (or other party) data management model provided it is properly regulated. DSOs should have the opportunity to use flexibility services where this provides a benefit to the network and hence to the consumer. Through proper regulation DSO customers can benefit from new services which can enhance competitive markets. Activation of flexibility located in distribution networks for the purpose of system balancing, portfolio optimisation or transmission constraints management may lead to constraints in distribution networks and affect security of supply and quality of service. Given its responsibility of ensuring the security of the grid, the DSO should be involved in the different stages of flexibility activation.”

4.1 Beispielhafte Entflechtungsumsetzung in Österreich

In Österreich gibt es eine Vielzahl von Verteilernetzbetreibern. Im vorliegenden Projekt wird die Implementierung eines hybrid-VPPs im Netz der Energienetze Steiermark geprüft. Diese ist zu 100% Tochter der Energie Steiermark, die ein integriertes Versorgungsunternehmen ist. Im verbundenen Unternehmen werden viele Tätigkeitsbereiche der Energiewirtschaft abgedeckt.

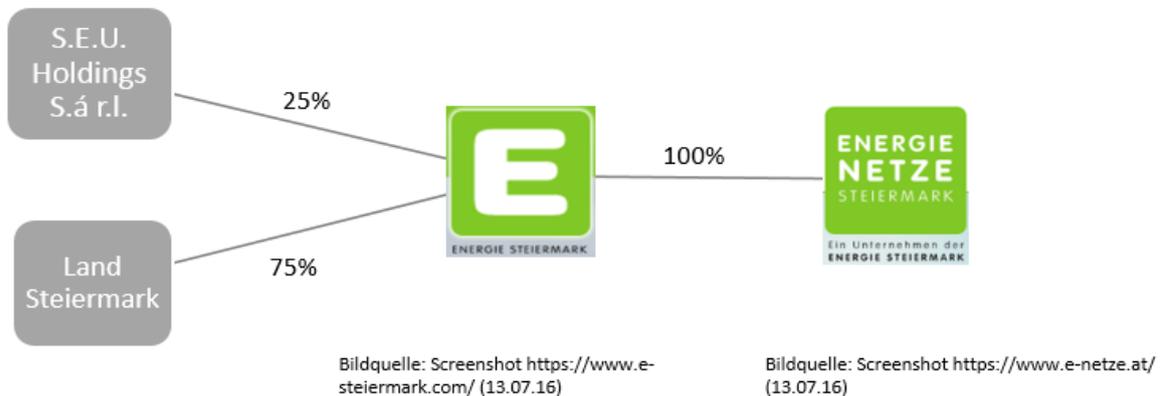


Abbildung 4: Entflechtungskonstrukt Energie Netze Steiermark

So wie es sich im Prüfbericht (Margit Kraker, 2014) des Landesrechnungshofs Steiermark darstellt, erfüllt die Energienetze Steiermark GmbH die gesetzlich geforderten Aufgaben Betrieb, Wartung und Ausbau des Netzes mit hinreichenden personellen, technischen, materiellen und finanziellen Mitteln und nützt lediglich shared services (Controlling, Recht, Rechnungswesen, Human Resources, etc.) der Konzernmutter. Da keine eigentumsrechtliche Entflechtung nötig ist und eine hinreichend große Unabhängigkeit in finanzieller, materieller und personeller Hinsicht zu den übrigen Tätigkeitsbereichen gegeben ist, ist dieses Konstrukt entflechtungskonform.

4.2 Beispielhafte Entflechtungsumsetzung in Slowenien

In der slowenischen Umsetzung gibt es im ganzen Land nur einen DSO (SODO), der 38 Mitarbeiter ("SODO eng - Organization," 2016) beschäftigt und im Wesentlichen eine Überwachungs-/Planungseinheit darstellt, der die Verantwortung für den Verteilernetzbetrieb obliegt. Dieser DSO least [Art.82 EZ] von Elektro Ljubljana das Verteilernetz und schließt gleichzeitig einen Service Vertrag mit Elektro Ljubljana ab [Art. 78 (4) EZ], in dem die gesamten für den DSO vorgesehenen Aufgaben an Elektro Ljubljana übertragen werden ("SODO eng - About SODO," 2016) und nur auf dem zuständigen geografischen Gebiet.

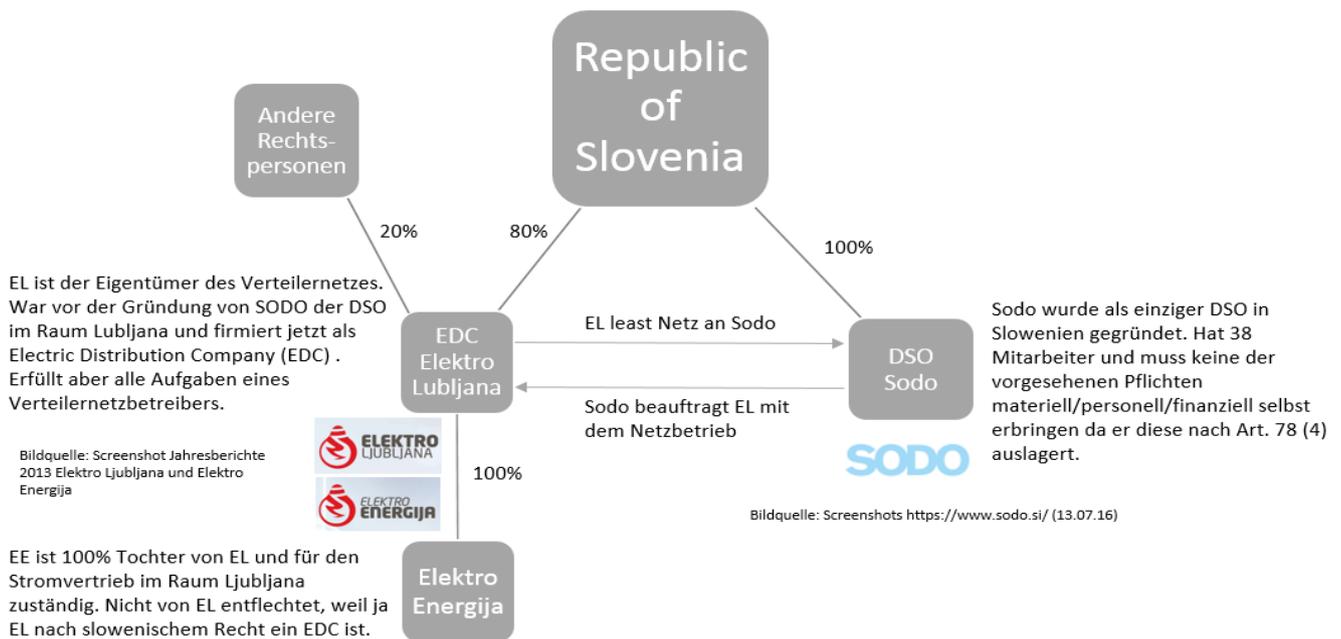


Abbildung 5: Entflechtungskonstrukt Elektro Ljubljana

In der herrschenden Auffassung der Regulierungsbehörde ("Slovenia - Agencija za energijo," 2016) und der Europäischen Kommission (Europäische Kommission, 2014) ist Elektro Ljubljana kein DSO sondern sie firmiert als Electricity Distribution Company (EDC), womit die strengen Entflechtungsbestimmungen (Art 84-87 EZ) für Elektro Ljubljana nicht gelten. Nach Art. 78 (4) EZ dürfen die Aufgaben vorübergehend (temporarily) an Unternehmen übertragen werden, die keine Tätigkeiten in Erzeugung und Versorgung übernehmen. Dies ist dadurch sichergestellt, dass die Betriebsführung vom DSO (SODO) nur für einen gewissen Zeitraum an die EDC übertragen wird und Elektro Ljubljana selbst nicht in Erzeugung und Versorgung tätig ist. Da diese EDC keinen weiteren Entflechtungsbestimmungen unterliegt, kann sie alle Rollen in der Betriebsführung eines hybrid-VPPs übernehmen. Dieses EDC Modell stellt einen slowenischen Sonderfall dar. Hinsichtlich der Entflechtung erfolgt damit im weiteren Verlauf keine gesonderte rechtliche Beurteilung für das slowenische Modell. Es wird aber in den Ausgestaltungsvarianten eines hybrid-VPP Modell mit einem solchen Service Provider gesondert dargestellt.

Seit Dezember 2016 ist Elektro energija keine Tochterfirma mehr von Elektro Ljubljana, da Elektro energija an den slowenischen Lieferanten GEN-i d.o.o verkauft wurde, wobei Elektro Ljubljana noch ein kleiner Anteilseigner an Elektro energija geblieben ist. Auch das Virtuelle Kraftwerk wurde dabei verkauft, wodurch dieses mittlerweile komplett dem Lieferanten zugeordnet ist. Somit ist seit 2017 der Betrieb des (derzeit rein marktbetrieben) VPPs beim Lieferanten GEN-i angesiedelt.

4.3 hybrid-VPP Betreiber/Vermarkter

In diesem Kapitel wird unter anderem analysiert inwiefern das Betreiben eines hybrid-VPPs durch den Verteilernetzbetreiber mit den Entflechtungsbestimmungen in Einklang gebracht werden kann. Unter dem Betreiber eines hybrid-VPPs wird in dem vorliegenden Bericht derjenige verstanden, der über die Schaltinfrastruktur verfügt und die Schaltanweisungen gibt. Zusätzlich kann es einen Vermarkter geben, der die Arbeit/Leistung des hybrid-VPP vermarktet.

Drittanbieter und im Wettbewerbsbereich arbeitende Energieunternehmen haben aus regulatorischer Sicht in jedem Fall die Möglichkeit als hybrid-VPP Betreiber aufzutreten und system-, netz- und markt-dienliche Flexibilität anzubieten und Verteilernetzbetreiber können auf netzdienliche Flexibilität eines hybrid-VPP zurückgreifen das von einem unabhängigen Anbieter betrieben wird.

Eine Studie im Auftrag des BMVIT (Kathrin de Bruyn et al., 2012) über die rechtlichen Aspekten von intelligenten Stromnetzen in Österreich kommt zu dem Schluss, dass es bei der Zuordnung von Steuerungs- und Entscheidungsberechtigungen für die Stabilisierung intelligenter Stromnetze nicht um eine Frage der Behördenorganisation geht, sondern um die optimale Aufgabenbalance zwischen vorhandenen und künftigen Marktteilnehmern. Da der Netzbetreiber über die entsprechende Technik verfügt, geht diese Studie davon aus, dass der Netzbetreiber die Steuerung und Regelung im Rahmen eines Smart Grids übernimmt. Dieses Ab- und Zuschalten von Verbrauchern soll so weit wie möglich aufgrund vorheriger privater Vereinbarungen zwischen dem Netzbetreiber und dem Verbraucher erfolgen (Kathrin de Bruyn et al., 2012). Der Netzbetreiber könnte im Falle des Zugriffs auf die Speicher- oder Verbrauchsanlage dem Verbraucher dessen Bereitstellung der Dienstleistung zahlen. Aus der Perspektive des Energierechts steht laut diesem Bericht solchen Praktiken (vertraglichen Vereinbarungen) im Prinzip nichts entgegen (Kathrin de Bruyn et al., 2012).

Da einzig der Verteilernetzbetreiber über die Zustände im Verteilernetz Bescheid weiß, hat er einen Informationsvorteil gegen über anderen Stakeholdern. Ein Aggregator hingegen müsste für den Einsatz von netzdienlicher Flexibilität erst vom Verteilernetzbetreiber die notwendigen Informationen bereitgestellt bekommen, wodurch zweifelsfrei zusätzliche Aufwände in der Kommunikation und Abwicklung entstehen.

Unter Berücksichtigung der Verpflichtung des Netzbetreibers für eine hohe Versorgungssicherheit zu sorgen, ist aus Netzbetreibersicht auch das Risiko der Nichtverfügbarkeit von netzdienlicher Flexibilität zu beachten, welche damit im Wettbewerb mit dem konventionellen Leitungsausbau mitunter im Nachteil steht. Da netzdienliche Flexibilität auch nur räumlich begrenzt einsetzbar ist und in bestimmten Fällen nur von (sehr) wenigen Anbietern auszugehen ist, scheint die Preisfindung bzw. die Feststellung des monetären Wertes der Flexibilität nicht einfach und muss, um als Alternative zum konventionellen Ausbau bestehen zu können, zweifelsfrei unter den Kosten des konventionellen Leitungsaubaus liegen.

Die E-Control legt in ihren Auslegungsgrundsätzen (E-Control, 2012) zu den energierechtlichen Entflechtungsbestimmungen dar, dass sie die Möglichkeit hat, durch Bescheid eine gemeinsame Betriebsführung von Netzen für elektrische Energie sowie die Ausübung anderer Tätigkeiten zuzulassen, wenn dadurch die Unabhängigkeit der Netzbetreiber nicht beeinträchtigt wird.

In der aktuellen Rechtsauffassung des Vorstands der E-Control (Wolfgang Urbantschitsch, 2017) ist der Betrieb von Speichern zur ausschließlichen netzdienlichen Zwecken dem Netzbetrieb zuzuordnen sofern die Vermarktung der Energie durch eine unabhängige Gesellschaft erfolgt. Konsequenterweise muss diese Rechtsauffassung auch analog für den Betrieb von hybrid-VPP gelten.

Die bisherigen Ausführungen zeigen somit, dass auch ein Verteilernetzbetreiber ein hybrid-VPP betreiben kann, jedoch darf er die im hybrid-VPP zur Verfügung stehende Arbeit/Leistung nicht vermarkten bzw. nicht als Erzeuger am elektrischen Energiemarkt auftreten, da dies klarerweise eine Tätigkeit außerhalb der reinen Verteilernetzbetriebstätigkeit darstellen würde. Daher wird für die Vermarktung in jedem Fall ein Aggregator benötigt, der sich um den optimalen Einsatz der Anlagen kümmert.

5 Koordination zwischen netz- und marktdienlichem Flexibilitätseinsatz

Das VPP kann als Aggregation von flexiblen Verbrauchern und Erzeugern (Flexibilitäten) definiert werden (SGTF EG3, 2015) (BMW, 2015). Der Betreiber des VPP wird gemeinhin Aggregator genannt. Der Aggregator ist nicht Eigentümer der Anlagen, sondern übt lediglich eine Bündelung der Daten und eine Vermarktungsfunktion aus. Im Diskussionspapier (BDEW Bundesverband et al., 2015) zum Smart Grids Ampelkonzept stellt BDEW Folgendes über Flexibilitäten fest:

„Flexibilität kann auf unterschiedliche Weise genutzt werden. Einerseits kann sie vom Übertragungsnetzbetreiber zum Erhalt der Systemstabilität genutzt werden. Hierbei sprechen wir von systemdienlicher Flexibilität. Andererseits kann sie Marktteilnehmern als Energieausgleich oder dem Handel bei stark volatilen Marktpreisen dienen. Dies wird als marktdienliche Flexibilität bezeichnet. Darüber hinaus kann Flexibilität vom Verteilernetzbetreiber zur Beherrschung lokaler kritischer Netzsituationen angefordert werden. Auf diese Weise kann Netzausbau vermieden, reduziert oder zeitlich verschoben werden. In diesem Fall handelt es sich um netzdienliche Flexibilität.“

Grundsätzlich gibt es zwei Arten, wie der zukünftige Flexibilitätsabruf das Verteilernetz beeinflussen kann.

1. Einerseits kann der verstärkte Einsatz von marktdienlicher oder systemdienlicher Flexibilität Probleme in kritischen Netzabschnitten verstärken. Unter der derzeitigen Regulierung kann der Verteilernetzbetreiber einer Teilnahme von Flexibilitäten am Regelenergiemarkt widersprechen, wenn er Probleme für sein Netz befürchtet. „Die Anforderung einer Abstimmung mit den Bilanzgruppenverantwortlichen und den Verteilernetzbetreibern gilt als erfüllt, wenn die Bilanzgruppenverantwortlichen und Verteilernetzbetreiber nachweislich informiert wurden. Allfällige Widersprüche von Bilanzgruppenverantwortlichen und/oder Verteilernetzbetreibern sind APG bekannt zu geben“ (APG, 2015). Da Netzprobleme oft saisonal auftreten, führt das derzeitige Regulativ dazu, dass

weniger Flexibilitäten am Markt teilnehmen als möglich wäre, wenn es eine Koordination gäbe. Dies kann mit der gelben Phase im Ampel-Modell gleichgesetzt werden.

2. Es gibt andere Probleme im Netz, die durch die Flexibilität gelöst werden können. Dies sind vor allem unvorhergesehene Ereignisse, wie beispielsweise der Ausfall von Infrastruktur oder ein plötzlicher Wetterumschwung. Außerdem könnten Probleme auftreten, wenn die Koordination fehlerhaft bzw. keine Flexibilität verfügbar war.

Dies entspricht in etwa der roten Phase im Ampel-Modell.

In diesem Kapitel werden zuerst die generellen Einsatzmöglichkeiten von Flexibilitäten erläutert. Anschließend werden die verschiedenen Zwecke für den koordinierten Einsatz von Flexibilitäten aus Sicht des hybrid-VPP4DSO Projekts dargestellt und aus regulatorischer Sicht evaluiert. Danach wird auf weitere Koordinationsmodelle eingegangen.

5.1 Einsatzmöglichkeiten von Flexibilitäten

VPP arbeiten im Wesentlichen marktdienlich oder bieten den Netzbetreibern systemdienliche Produkte an. Die Aggregatoren übernehmen für flexible Erzeuger und Verbraucher die Marktteilnahme in der Masse, da meist eine gewisse Mindestgröße erforderlich ist und ein hoher administrativer Aufwand hinter der Marktteilnahme steht.

Der Bedarf an hybrid-VPPs entsteht daraus, dass diese Flexibilitäten zusätzlich noch netzdienlich genutzt werden sollen und hierdurch ein gesamtwirtschaftlicher Zusatznutzen entsteht. Die von der Europäischen Kommission eingesetzte Smart Grid Task Force (SGTF EG3, 2015) stellte fest, dass DSOs Flexibilitäten für lang- und kurzfristiges Engpassmanagement, Spannungshaltung, Blindleistungsmanagement und die Abdeckung/Vermeidung von Netzverlusten benötigen. Diese Einsätze sind technischer Art und werden lokal benötigt.

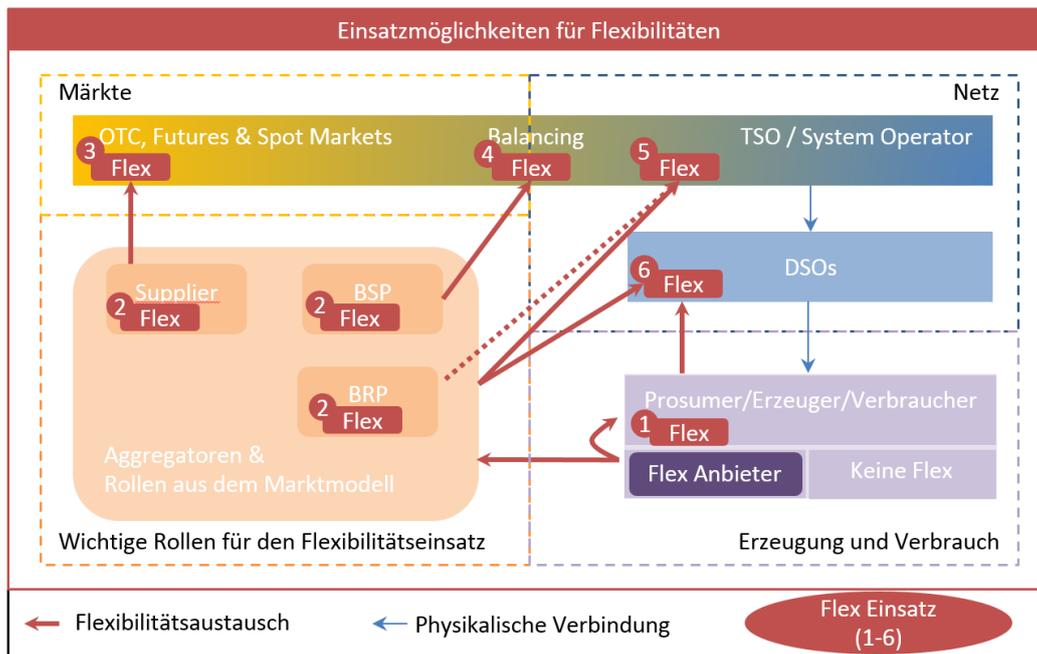


Abbildung 6: Verschiedene Arten des Flexibilitätseinsatzes

Die in Abbildung 6 aufgewiesenen Arten des Flexibilitätseinsatzes sind:

1. Eigenverbrauch des Prosumers zur Minimierung der Energie- und Netzkosten,
2. Portfoliooptimierung von Supplier, BSP und BRP,
 - a. Ausnutzung von Preisdifferenzen an den Energiemärkten,
 - b. Minimierung der Ausgleichsenergiekosten,
 - c. Teilnahme am Regelenergiemarkt,
3. Integration von Energieerzeugungsanlagen in den Spotmarkt,
4. Systemdienliche Flexibilität als Regelreserve für TSO,
5. Netzdienliche Flexibilität für den TSO (Engpassmanagement, Schwarzstart, Inselfähigkeit, etc.),
6. Netzdienliche Flexibilität für den DSO (Engpassmanagement, Spannungshaltung, etc.).

5.2 Einsatzzwecke für das hybrid-VPP

Die Ausgangssituation für das hybrid-VPP ist, dass ein Netzabschnitt durch Flexibilität entweder zum jetzigen Zeitpunkt oder in absehbarer Zukunft zusätzlich belastet wird oder dass die Flexibilität den Netzbetreiber aktiv bei der Lösung von Problemen unterstützen kann, wie beispielsweise bei erhöhter Gleichzeitigkeit oder Engpassproblemen in der übergeordneten Spannungsebene. Abhängig davon ergeben sich unterschiedliche Implikationen für die Verantwortlichkeiten und auch die Vergütung der Flexibilität.

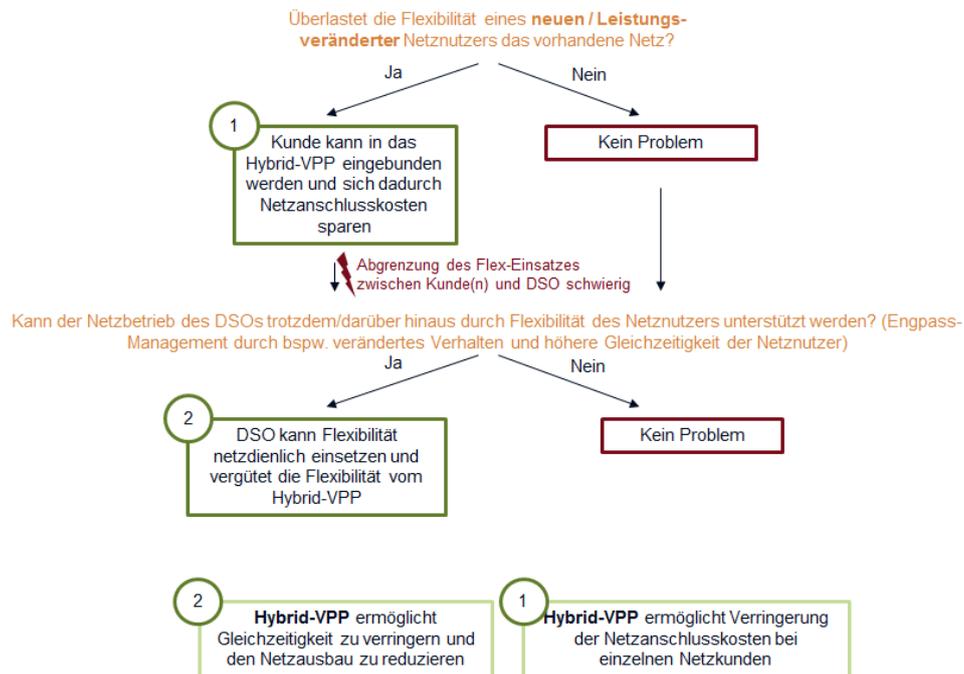


Abbildung 7: Zusammenhänge der Verantwortlichkeiten zwischen Flexibilität und Netzbetreiber im hybriden virtuellen Kraftwerk

Die Einsatzzwecke eines hybrid-VPPs werden in diesem Projekt in folgende markt-, kunden- und netzbezogene Einsatzzwecke unterteilt werden:

Marktbezogene Einsatzzwecke:

- 1a. Flexibilitätsmärkte
- 1b. Flexibilitätsmärkte mit Restriktionen aus Netzbetrieb
- 1c. Energiehandel (Intraday, day ahead...)

Kundenbezogene Einsatzzwecke:

- 2a. Minimierung der Netzanschlusskosten für neue Einspeiser
- 2b. Minimierung der Netzanschlusskosten für neue Verbraucher

Netzbezogene Einsatzzwecke:

- 3a. Optimierung der Netzausbaukosten des DSOs
- 3b. Unterstützung des Netzbetriebs bei Wartung und Sonderschaltungen
- 3c. Unterstützung des Netzbetriebs bei Wartung und Sonderschaltungen bei Qualitätsregulierung

Eine Notwendigkeit der Kooperation zwischen Flexibilität, DSO und Aggregator ist für Netzanwendungsfälle eindeutig, ergibt sich aber aus unterschiedlichen Gründen auch für die anderen Einsatzzwecke. Diese werden bei der Evaluierung der oben genannten Einsatzzwecke berücksichtigt und erläutert. Aus regulatorischer Sicht können die Einsatzzwecke in vier Hauptgruppen unterteilt werden:

- **Marktbezogene Einsatzzwecke (1):**

Die Teilnahme einer Flexibilität am Regelenergiemarkt aus dem Verteilernetz erfordert die Zustimmung des DSOs. Entsprechend dem Mustervertrag für diese Teilnahme (bzw. in Zukunft den

Guidelines System Operation) kann der DSO im Sinne der Versorgungssicherheit eine Begrenzung der Regelreserveerbringung vorgeben. Eine Kooperation zwischen Aggregator und DSO kann aber auch auf Freiwilligkeit basieren, um eventuellen Problemen im Vorhinein zu begegnen.

- *Minimierung der Netzanschlusskosten (2a und 2b):*

Den DSO trifft nach §5 (1) Z2 EIWOG eine allgemeine Anschlusspflicht. Aus den Vorschriften der allgemeinen Anschlussbedingungen des DSOs und den TOR ergibt sich für den DSO hier kein Nutzen aus einem hybrid-VPP, da ein DSO bei einem neuen Netzanschluss bei Kunden einen Netzanschlusspunkt zuweist, der für den DSO wirtschaftlich vertretbar ist. Für den Netznutzer besteht zwar kein Rechtsanspruch auf einen günstigeren Anschlusspunkt nur weil dieser an einem hybrid-VPP teilnimmt. Da der DSO jedoch die wirtschaftlichen Interessen des Netznutzers berücksichtigt, kann in beidseitigem Interesse eine Win-Win-Situation hergestellt werden. Ob in einem solchen Fall ein hybrid-VPP die sinnvollere Alternative zu einem herkömmlichen in den TOR D4 vorgesehenem Erzeugungsmanagement darstellt, muss in einer wirtschaftlichen Überprüfung festgestellt werden. In diesem Fall ist eine Kooperation notwendig.

- *Optimierung der Netzausbaukosten (3a):*

Im Hinblick auf einen steigenden Leistungsbedarf im Niederspannungsnetz auf Grund von wachsender Durchdringung von Photovoltaik und Elektromobilität ist es denkbar, dass ein DSO mit Kapazitätsengpässen im übergelagerten Netz konfrontiert sein wird. Da er gemäß §5 (1) Z3 EIWOG für die Erhaltung und Errichtung ausreichender Netzinfrastruktur verantwortlich ist, ergibt sich in diesem Anwendungsfall ein theoretischer Nutzen eines hybrid-VPPs für den DSO, da er Flexibilitätspotential nutzen könnte, anstatt in Leitungsausbau zu investieren. In der aktuellen Praxis wird der Nutzen aus diesem Einsatzzweck jedoch noch als gering bewertet, da der Großteil der Netzinvestitionen die routinemäßige Erneuerung alter Leitungen betrifft und der Anteil bei Netzinvestition für die tatsächliche Leitungskapazität nur gering ist.

- *Wartung und Sonderschaltung (bei Qualitätsregulierung) (3b und 3c):*

Im Gegensatz zur deutschen Regelung nach §13 iVm §14 EnWG ist der DSO in Österreich rechtlich nicht dazu verpflichtet eine Gefährdung oder Störung vorrangig durch marktbezogene Maßnahmen zu beseitigen, sondern kann im Falle von außergewöhnlichen Netzzuständen den Netzzugang schadensersatzlos verweigern. Da sich in der „Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber“ auch noch keine gemäß §59 (1) iVm §19 EIWOG vorgesehenen Qualitätselemente finden, ergibt sich aus diesen Einsatzzwecken, unter den aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen, kein direkter Nutzen eines hybrid-VPPs für den DSO. Bei einer zukünftigen Einführung der Qualitätsregulierung könnte ein DSO zusätzliche Erlöse erwirtschaften.

5.3 Koordinationsmodelle für den Einsatz von Flexibilitäten

Wie in Kapitel 5.1 „Einsatzmöglichkeiten von Flexibilitäten“ gezeigt kann eine Flexibilität für verschiedene Märkte genutzt werden. Das hybrid-VPP versucht Flexibilitäten möglichst effizient an diesen verschiedenen Märkten teilhaben zu lassen. Um potentielle Konflikte in der Nutzung einer Flexibilität zu vermeiden ist ein erhöhter Koordination- bzw. Kooperationsbedarf notwendig. Diese Koordination wird in den verschiedenen in Kapitel 7 „Varianten für hybrid-VPP Modelle“ gezeigten Umsetzungsvarianten unterschiedlich umgesetzt da auch die handelnden Akteure unterschiedliche sind.

Damit die verschiedenen Varianten des hybrid-VPP und das Beziehungsgeflecht des hybrid-VPP in den verschiedenen Zuständen des Stromnetzes besser beschrieben und verstanden werden können, werden in den nachfolgenden Unterkapiteln der Ansatz eines marktorientierte Koordinationsmodell von ENTSO-E und das Ampelkonzept des BDEW gezeigt. Um den aktuellen Diskurs über den koordinierten Einsatz von Flexibilitäten zu zeigen werden auch noch das Zwiebelmodell, das Flughafen Tower Modell sowie ein Schweizer Koordinationsmodell hinsichtlich Engpassbeseitigung und -bewirtschaftung erläutert.

5.3.1 Marktorientierte Koordinationsmodelle

Der Verband europäischer Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E erkennt in den „General Guidelines for reinforcing the cooperation between TSOs and DSOs“ (ENTSO-E, 2015b) ebenfalls, dass mit dem Wandel es Energiesystems auf den DSO neue Herausforderungen zukommen. Um den neuen Herausforderungen zu begegnen werden sich DSO aber auch TSO einem gemeinsamen Pool an flexiblen Einheiten bedienen können. Daher ist eine Koordination essentiell um die Kosten gering zu halten und die Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit zu erhöhen. Als mögliche Koordinationsoptionen sieht ENTSO-E dabei:

- Single Market Place: Volle Integration der Gebote für Regelenergie und Engpassmanagement. Eine mögliche Realisierung stellen markierte Gebote dar; DSO oder TSO markieren ein Gebot, sobald die geografische Informationen beinhaltet ist. Falls eine solche Option umgesetzt wird, sollte der TSO in enger Koordination mit den DSOs das Marktdesign und –management übernehmen. (ENTSO-E, 2015b)
- Lokale Engpassmanagement Märkte: Lokale Flexibilitätsmärkte benötigen ein hohes Niveau an Koordination zwischen DSO und TSO sowie Kohärenz zu den bestehenden Märkten und doppeltes Anbieten zu verhindern, Sicherheit und eine globale Optimierung zu gewährleisten. (ENTSO-E, 2015b)

5.3.2 Ampelkonzept

Das Ampelkonzept (BDEW Bundesverband et al., 2015) beschreibt die Nutzung von netzdienlicher Flexibilität. Im Wesentlichen werden beim Ampelkonzept den unterschiedlichen Situationen im Netz Farben zugeteilt. Wie bei einer Verkehrsampel signalisieren diese den Teilnehmern wer was zu tun hat. Das Ampelkonzept wird in den verschiedenen in Kapitel 7 gezeigten Varianten eines hybrid-VPPs ver-

wendet um das netzzustandsbezogene Handeln der Akteur zu erläutern. Da dies darüber hinaus für die Vorstellung/Diskussion hilfreich ist und sinngemäß in ähnlicher Form versucht wurde beim ‚hybrid-VPP4DSO‘-Projekt zu implementieren, wird das Ampelkonzept folglich ausführlich vorgestellt.

Das Ampelkonzept (BDEW Bundesverband et al., 2015) setzt voraus, „dass es eine verstärkte Interaktion von Marktteilnehmern und Netzbetreibern gibt“. Im heutigen Stromnetz existiert die „grüne“ Phase (Marktphase), die im Extremfall, bei einer netzkritischen Situation, schlagartig „rot“ werden kann (Netzphase) (BDEW Bundesverband et al., 2015). „Da dieser Übergang in Zukunft an Bedeutung gewinnen wird, ist die Zielsetzung [des Ampelkonzepts], die Ausgestaltung der „gelben“ Phase – d.h. die Interaktion von Markt und Netz – zu konkretisieren“ (BDEW Bundesverband et al., 2015).

„Das Zusammenwirken von Verteilernetzen und netzdienlicher Flexibilität hat für die gelbe Phase im Smart Grid eine besondere Bedeutung. Im Gegensatz zu den beiden anderen Flexibilitätsformen ist die netzdienliche Flexibilität durch die lokale Komponente mit seiner Wirkung in einem konkreten Netzsegment geprägt“ (BDEW Bundesverband et al., 2015).

Neben der Nutzung netzdienlicher Flexibilität stellen „weitere Optionen wie Einspeisemanagement und Kappung von Einspeisespitzen“ unabhängig vom Ampelkonzept Alternativen zum Ausbau des Verteilernetzes dar.

„Da Flexibilität netz-, system- oder marktdienlich genutzt werden kann, müssen Regeln für die Anforderung und Zuordnung für die Mehrfachvermarktung geschaffen werden. Netzdienliche Flexibilität muss, um den lokalen Netzausbaubedarf zu reduzieren, verbindlich verfügbar sein. Unverbindliche und nicht einplanbare Flexibilität ist zur netzdienlichen Nutzung durch den Verteilernetzbetreiber ungeeignet. Sie bietet sich eher für die marktdienliche Nutzung an“ (BDEW Bundesverband et al., 2015).

Für den Einsatz von Netzdienlicher Flexibilität hält das Ampelkonzept (BDEW Bundesverband et al., 2015) Folgendes fest:

„In Netzsegmenten, in denen sich der Verteilernetzbetreiber nach technisch-wirtschaftlicher Betrachtung für eine Bewirtschaftung des Netzes mit Flexibilität entscheidet oder entschieden hat, muss ein diskriminierungsfreier Zugang zum Flexibilitätsmarkt gewährleistet sein. Dies bedeutet, dass der Verteilernetzbetreiber nach technisch-wirtschaftlichen Kriterien den Einsatz von Flexibilität zur Vermeidung von Netzausbau in seinem Netz prüft. Der Einsatz von Flexibilität muss technisch der Entlastung des Netzes dienen und sollte langfristig kostengünstiger sein als der Netzausbau. Im Fall eines positiven Prüfungsergebnisses legt der Verteilernetzbetreiber die relevanten Netzsegmente längerfristig verbindlich fest, die für einen Einsatz von Flexibilität aus seiner Sicht geeignet sind und diesen Kriterien genügen. Der Verteilernetzbetreiber veröffentlicht seinen Bedarf an erforderlicher netzdienlicher Flexibilität auf geeignete Art und Weise. Er stellt sicher, dass die Auswahl und die Kontrahierung von Flexibilität nach transparenten und objektiven Kriterien erfolgen und gewährleistet damit einen diskriminierungsfreien Zugang zum Flexibilitätsmarkt.“

In dem Diskussionspapier (BDEW Bundesverband et al., 2015) werden die Ampelphasen wie folgt beschrieben:

„In der *grünen Ampelphase*, der Marktphase, liegen keine kritischen Netzzustände vor. Angebot und Nachfrage von Flexibilität finden ausschließlich zwischen nicht regulierten Marktteilnehmern statt. Netzbetreiber greifen nicht in den Markt ein. Die grüne Phase dient daher ausschließlich der marktdienlichen Nutzung von Flexibilität. In dieser Phase können alle Marktprodukte ohne Einschränkungen angeboten und nachgefragt werden. Der Markt kann seine Potentiale innerhalb der Energieversorgung über finanzielle Anreize ausschöpfen und damit einen Beitrag zur Integration fluktuierender Einspeisungen leisten.“

„In der *gelben Ampelphase*, der Interaktionsphase, liegt ein potentieller oder tatsächlicher Netzengpass im definierten Netzsegment vor. Der Netzbetreiber behebt diesen, indem er von Marktteilnehmern angebotene Flexibilität abrufft. Es findet eine Interaktion zwischen Marktteilnehmern und Netzbetreibern statt. Daneben kann der Markt weiter verbleibende Flexibilität marktdienlich nutzen. In der gelben Phase greift der Verteilernetzbetreiber unter Berücksichtigung der Wirkung auf den Netzengpass auf vertraglich zugesicherte Flexibilität zu. Dies sollte im Regelfall mittelbar über mit Lieferanten/Aggregatoren vereinbarte Maßnahmen oder im Ausnahmefall bei Fehlen dieser Maßnahmen unmittelbar entsprechend direkter Verträge erfolgen. Hierbei ist eine Einbindung der Bilanzkreisverantwortlichen unbedingt erforderlich und ein Modell für die Umlage der entstehenden Kosten zu finden. Die ordnungsgemäße Bilanzierung muss durch den Anbieter der Flexibilität gewährleistet werden. Eingriffe während der gelben Ampelphase sind stets mit einer Vergütung der Flexibilität durch den Netzbetreiber verbunden. Im Ergebnis können Netznutzer ihr Verhalten anpassen und von der Beteiligung an der Sicherung der Systemstabilität profitieren. Auf Basis vorliegender Erfahrungswerte und der aktualisierten Systemprognosen meldet der verantwortliche Netzbetreiber den prognostizierten Flexibilitätsbedarf an die Marktteilnehmer, mit denen er den Abruf von Flexibilität vertraglich vereinbart hat.“

„In der *roten Ampelphase*, der Netzphase, liegt eine unmittelbare Gefährdung der Systemstabilität und somit der Versorgungssicherheit vor. Zusätzlich zu den beschriebenen Maßnahmen in der gelben Ampelphase muss der Netzbetreiber unmittelbar steuernd oder regelnd in eigene Betriebsmittel, die Betriebsmittel von nachgelagerten Netzbetreibern und den Markt eingreifen. Dies geschieht durch direkte Anweisungen an die geeigneten Erzeugungs- oder Verbrauchseinheiten. Systemgefährdende Situationen erstrecken sich häufig über mehrere Netzgebiete. Aus diesem Grund interagieren Übertragungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber, um die Systemstabilität zu gewährleisten. Hierbei kommen Abschaltmaßnahmen bei Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen nach §13 Absatz 2 EnWG bzw. im Verteilernetz nach §14 EnWG zum Einsatz. Auch bestimmte EEG Einspeisemanagementmaßnahmen nach §11 EEG fallen in diese Rubrik. Sobald der Netzbetreiber zur Sicherung der Systemstabilität außerhalb des Marktes regeln und steuern muss, ändert sich die gelbe oder grüne Phase in Rot. Die rote Phase ist im Sinne der Versorgungssicherheit weitgehend zu vermeiden.“

5.3.3 Zwiebelmodell

Bei dem in der „Tarife 2.0“-Studie zur Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Stromnetzbereich (E-Control, 2016b) vorgestellten Zwiebelmodell kann bei der Nutzung von Flexibilitäten ein Konkurrenzverhältnis zwischen TSO und DSO entstehen. Es ist für den stabilen Netzbetrieb von außerordentlicher Bedeutung dass diese beiden Marktteilnehmer nicht in Konflikt geraten.

In Bezug auf Demand Side Management schlägt die E-Control für die Hierarchie der Eingriffe ein Zwiebelmodell vor, bei dem lokale Eingriffe globalen zu bevorzugen sind (E-Control, 2016b). In dieser Hierarchie steht im Zentrum der Verteilernetzbetreiber, der bei lokal netzkritischen Situationen das Recht hat unterbrechbare Lasten bzw. Erzeuger diskriminierungsfrei über Netzbetreiberanlagen vollkommen automatisiert zu schalten (E-Control, 2016b). Danach folgt der Übertragungsnetzbetreiber, wofür laut E-Control jedoch wesentliche systemische Änderungen nötig wären. Dies könnte unter Umständen zu globalen Problemen im Übertragungsnetz führen. An der Peripherie dieser Hierarchie befindet sich der reguläre Energiemarkt.

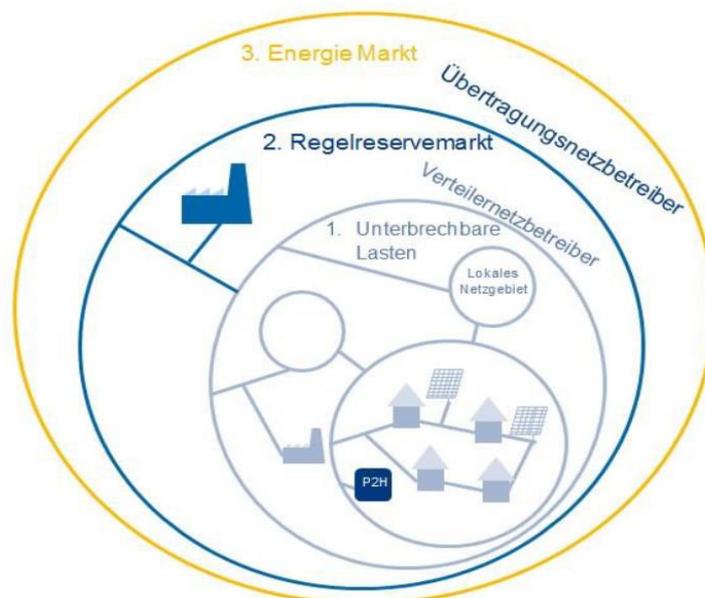


Abbildung 8: Zwiebelmodell der E-Control für DSM (E-Control, 2016b)

5.3.4 Flughafen Tower Modell

In einer Stellungnahme zum Zwiebelmodell aus der „Tarife 2.0“-Studie (E-Control, 2016b) schlägt Österreichs Energie (Ursula Tauschek, 2016) vor, mit Hilfe des Flughafen Tower Modells klar zu definieren, „dass der DSO zu jedem Zeitpunkt die entsprechenden Informationen von dem in seinem Netz angeschlossenen Anlagen erhält, um bei Bedarf die entsprechenden Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit/-qualität setzen zu können“. Die Idee der Analogie des Flughafen Tower Modells

ist, dass der TSO das Radar für den gesamten Flugraum bildet und der DSO als Tower zur Koordination des lokalen Luftraums dient (Franz Streppl, 2015).

5.3.5 Schweizer Engpass-Koordinationsmodell

Eine Studie für das Schweizer Bundesamt für Energie über die Koordination von Markt und Netz (Wolfgang Fritz und Andreas Cronenberg, 2015) beschreibt verschiedene Arten der Koordination, um mit Engpässen umzugehen. Unter Flexibilität wird in dieser Studie die Fähigkeit verstanden, die Prosumer direkt (Steuerung) oder indirekt (Anreize oder Nutzenbeschränkungen) in ihrem Verhalten zu beeinflussen. Koordinationsbedarf entsteht, weil einerseits ein Nutzungskonflikt der Flexibilität zwischen Markt und Netz entstehen kann und andererseits können durch eine große Gleichzeitigkeit der marktdienlichen Flexibilitätsnutzung Netzprobleme verursacht werden. Zur Behebung der Netzprobleme werden in dieser Studie zwei grundlegende Ansätze ausgearbeitet:

- Engpassbeseitigung: Der Verteilernetzbetreiber veranlasst auf eigene Kosten geeignete Maßnahmen, um den Engpass ohne Auswirkungen auf die Marktteilnehmer zu beseitigen.
- Engpassbewirtschaftung: Der Verteilernetzbetreiber verhindert Engpässe durch Vorgabe von Einsatzbeschränkungen für marktseitige Transaktionen.

Einer der Schlüsse dieser Studie ist: „[W]enn primär das Paradigma vorherrscht, dass die Flexibilitätsnutzung nur im Rahmen vorhandener Netzkapazitäten zugestanden werden sollte, ist die dauerhafte Anwendung von Modellen zur [Engpass]-Bewirtschaftung durchaus konsequent. Das gegenteilige Paradigma, wonach die Netzkapazität (mittel- oder längerfristig) an den auch durch Einsatz kundenseitiger Flexibilitäten bedingten Transportbedarf angepasst werden sollte, ist hingegen eher mit den Koordinationsmodellen kompatibel, die auf der EP-Beseitigung beruhen, nicht hingegen mit einer dauerhaften EP-Bewirtschaftung.“ Eine generelle Empfehlung für eines dieser Paradigmen kann die Studie an dieser Stelle nicht geben, da hierzu die Kosten des Netzausbaus und der ökonomische Nutzen von Flexibilitäten miteinander abgewogen werden müssten.

Die Autoren der Studie fordern eine Nachweispflicht, um einer ineffizienten, diskriminierenden und übermäßigen Nutzung dieses Instruments vorzubeugen.

6 Regulatorische Aspekte für hybrid-VPP Modelle

Um die im nächsten Kapitel vorgestellten Ausgestaltungsmöglichkeiten des hybrid-VPP Modells beurteilen zu können, werden in diesem Kapitel verschiedene Aspekte des Flexibilitätseinsatzes erläutert. Diese drehen sich um monetäre Belange, wie Vergütungsstrukturen, Bestimmungen zu Netzanschluss und Netzausbau, Ausgleichsenergiekosten und Anreizregulierung, sowie um generelle Netzregulierungsaspekte, den Umgang mit Daten und das Verhältnis zwischen Übertragungsnetz- und Verteilernetzbetreiber.

6.1 Vergütungsstrukturen für Flexibilitätseinsatz

In der Diktion des Ampelkonzepts (vgl. Kapitel 5.3.2) richtet sich die Vergütung in der grünen Phase nach den am Markt erzielten Erlösen. Hierzu zählt sowohl die marktdienliche als auch die systemdienliche Nutzung der Flexibilität. Ruft der Netzbetreiber in der gelben Phase die Flexibilität ab, so richtet sich die Vergütung nach rechtlichen Vorgaben, bilateralen Verträgen oder besonderen Netztarifen. In der roten Phase (störbehafteter Betrieb) kann der Netzbetreiber den Netzzugang frei einschränken, da die Wiederherstellung des normalen Netzbetriebs Vorrang gegenüber den Einzelinteressen eines Netznutzers hat.

Die Sachlage wird in den folgenden Unterkapiteln für Österreich, Slowenien und Deutschland dargestellt, um den unterschiedlichen Stand der Rechtsmaterie zu erörtern. Dabei werden an Hand der unterschiedlichen Nutzungsarten von Flexibilitäten die rechtlichen Grundlagen und die entsprechenden Vergütungsstrukturen erläutert.

6.1.1 Status quo Österreich

In der folgenden Tabelle sind die Vergütungsregelungen für die unterschiedlichen Einsätze von Erzeuger-Flexibilitäten in Österreich zusammengefasst.

Diese sind weitgehend geregelt, doch zu dem netzdienlichen Flexibilitätseinsatz in der gelben Phase auf Verteilernetzebene sind keine Bestimmungen vorhanden. Es ist daher fraglich, auf welcher gesetzlichen Grundlage die netzdienliche Flexibilitätsnutzung des DSOs durchgeführt werden kann und in welcher Höhe sie vergütet werden soll. Die Höhe der Vergütung bei einem netzdienlichen Flexibilitätseinsatz durch den TSO richtet sich in der gelben Phase auf vertraglicher Basis nach dem erlittenen wirtschaftlichen Schaden sowie den entstandenen Kosten. Im Unterschied dazu wird in Deutschland, wie in Kapitel 6.1.3 gezeigt, aus nachvollziehbaren Gründen, nicht der ‚Schaden‘ sondern nur der ‚Aufwand‘ vergütet.

Tabelle 1: Vergütung für den Flexibilitätseinsatz von Erzeugern in Österreich

Erzeuger - AT	Regelung	Vergütung
marktdienlicher Einsatz	- Wettbewerb	Vergütung der Energie nach Marktpreisen
systemdienlicher Einsatz	- Präqualifikation der Anlage nötig (für jede Regelreserve-Art extra) - Wettbewerb	Vergütung spezifisch für die jeweilige Regelreserve-Art; für Sekundär- und Tertiär-Regelreserve: - Vergütung der Leistung nach dem Auktionspreis - Vergütung der Energie nach dem Abrufpreis
netzdienlicher Einsatz	- rote Phase: §21(1) EIWOG	keine Vergütung. Systemstabilität hat Vorrang vor Einzelinteressen
	- gelbe Phase TSO: §23(2)Z5 oder §23(9) iVm §66(1)Z7 EIWOG	Vergütung entsprechend Schadenersatz (wirtschaftlicher Nachteil und Kosten)
	- gelbe Phase DSO: nicht näher ausgeführt	----

Aus der Rechtsmaterie geht nicht hervor, ob es in der gelben Phase eine Möglichkeit oder eine Verpflichtung für netzdienliche Flexibilitätseinsatz von Verbrauchern gibt, weder auf DSO- noch TSO-Ebene. Eine Möglichkeit um netzdienliches Verhalten von Verbrauchern zu erwirken, liegt für Netzbetreiber in der Nutzung von Tarifen für unterbrechbare Netznutzung, sofern der Kunde davon Gebrauch machen will. Um das Modell der unterbrechbaren Verbraucher auf einen lokal spezifischen Flexibilitätseinsatz anzuwenden, besteht Bedarf einer rechtlichen Festlegung hinsichtlich der gezielten technischen Ansteuerung (bisher über Rundsteuerung) und der damit einhergehenden ungleichen Behandlung verschiedener unterbrechbarer Netznutzer. Die Vergütungsstruktur für den einzelnen Netzkunden ist noch offen (gerade bei häufigem Unterbrechen von einzelnen Kunden relevant). Außerdem müsste geklärt werden, wer die anfallenden Ausgleichsenergiekosten zu zahlen hat, da die Bilanzgruppen dann nicht mehr wie bisher diese Unterbrechungen in den Fahrplänen berücksichtigen können.

Tabelle 2: Vergütung für den Flexibilitäts Einsatz von Verbrauchern in Österreich

Verbraucher - AT	Regelung	Vergütung
marktdienlicher Einsatz	- Wettbewerb	Vergütung der Energie nach Marktpreisen
systemdienlicher Einsatz	- Präqualifikation der Anlage nötig - Wettbewerb	- Vergütung der Leistung nach dem Auktionspreis - Vergütung der Energie nach dem Abrufpreis
netzdienlicher Einsatz	- rote Phase: §21(1) EIWOG	keine Vergütung. Systemstabilität hat Vorrang vor Einzelinteressen
	- gelbe Phase: nicht näher ausgeführt, aber Möglichkeit zu unterbrechbaren Tarifen (§3 Z7 SNE)	reduziertes Netzentgelt in Form des unterbrechbaren Tarifs

Den Autoren der Consentec Studie (Wolfgang Fritz und Andreas Cronenberg, 2015) zur Koordination von Markt und Netz erscheint es „zielführend eine Vergütung der zwangsweise eingesetzten Flexibilität durch den Netzbetreiber vorzusehen, die die hiermit beim Erbringer der Flexibilität verbundenen Kosten einschließlich Opportunitätskosten (also z. B. entgangene Vermarktungserlöse und/oder Förderbeiträge bei Abregelung von EE-Anlagen) reflektiert. Eine solche kostenorientierte Vergütung führt bei beiden betroffenen Parteien zu angemessenen Wirkungen.“

6.1.2 Status quo Slowenien

In Slowenien sehen die gesetzlichen Regelungen Ähnliches vor wie in Österreich. Die Rechte zur Verbindungsunterbrechung durch den DSO sind weitreichend und eine gelbe Phase kann aus dem Gesetz nicht abgeleitet werden.

Unter außergewöhnlichen Umständen kann nach Artikel 146 des slowenischen Energiegesetzes (EZ) ein Netzbetreiber Maßnahmen zur Verringerung der Energieversorgung bestimmter Kategorien von Kunden [...] erlassen und eine verpflichtende Energieerzeugung bestimmen. Ein Netzbetreiber, der die Lasten begrenzt, ist nach Artikel 146 (5) EZ von jeglichen Schadensersatzansprüchen befreit [...].

Entsprechend Artikel 152 kann der Netzbetreiber einen Systembenutzer ohne vorherige Ankündigung abtrennen, wenn im Falle eines Elektrizitätsmangels der Systembenutzer nicht die besonderen Schutzmaßnahmen einhält.

Weiters kann der Netzbetreiber nach Artikel 150 EZ einen Systembenutzer aus folgenden Gründen vorübergehend ausschalten:

- ordentliche oder außerordentliche Instandhaltung;
- Inspektion oder Reparatur;
- Netzwerkerweiterung

Tabelle 3: Vergütung für den Flexibilitätseinsatz von Erzeugern in Slowenien

Erzeuger - SLO	Regelung	Vergütung
netzdienlicher Einsatz	- rote Phase: Artikel 146 (1) und Artikel 146 (5) EZ	keine Vergütung. Systemstabilität hat Vorrang vor Einzelinteressen
	- gelbe Phase	Keine Regelung

Für Verbraucher konnten keine gesonderten Regelungen festgestellt werden. Es gelten dieselben Bestimmungen wie für Erzeuger:

Tabelle 4: Vergütung für den Flexibilitätseinsatz von Verbrauchern in Slowenien

Erzeuger - SLO	Regelung	Vergütung
netzdienlicher Einsatz	- rote Phase: Artikel 146 (1) und Artikel 146 (5) EZ	keine Vergütung. Systemstabilität hat Vorrang vor Einzelinteressen
	- gelbe Phase	Keine Regelung

6.1.3 Status quo Deutschland

Anders als in Österreich, wie in Kapitel 3.2.5 gezeigt wurde, ist der Einsatz von Flexibilitäten in Deutschland weitgehend, wenn auch noch nicht ganz eindeutig, geregelt.

So sind in der folgenden Tabelle die Vergütungsregelungen für die unterschiedlichen Einsätze von Erzeugerflexibilitäten in Deutschland zusammengefasst. Da nach §14 (1) EnWG die Bestimmungen des für TSOs gültigen §13 EnWG entsprechend auf DSOs anzuwenden sind, wird beim netzdienlichen Einsatz von flexiblen Verbrauchern keine Unterscheidung nach Spannungsebene gemacht.

Tabelle 5: Vergütung für den Flexibilitätseinsatz von Erzeugern in Deutschland

Erzeuger - DE	Regelung	Vergütung
marktdienlicher Einsatz	- Wettbewerb	Vergütung der Energie nach Marktpreisen
systemdienlicher Einsatz	- Präqualifikation der Anlage nötig (für jede Regelreserve-Art extra) - Wettbewerb	Vergütung spezifisch für die jeweilige Regelreserve-Art; für Sekundär- und Tertiär-Regelreserve: - Vergütung der Leistung nach dem Auktionspreis - Vergütung der Energie nach dem Abrufpreis
netzdienlicher Einsatz	- rote Phase: §13(2) EnWG	keine Vergütung
	- gelbe und rote Phase EEG-Anlagen: §15(1) EEG iVm §13(4) und §13(2) EnWG	Härtefallregelung: 95% Entschädigung bis 1% der Jahreseinnahmen danach 100%
	- gelbe (Zwangs-)Phase: §13(1a) EnWG	angemessene Vergütung (Aufwandsersatz)
	- gelbe (Markt-)Phase: §13(1) EnWG	vertragliche Vereinbarung

Da die Maßnahmen nach §13(1) ausgeschöpft werden müssen bevor §13(2)-Maßnahmen ergriffen werden dürfen, kann man es so auslegen, dass §13(1) der gelben Phase zuzuordnen ist, da erst §13(2) die rote Phase begründet. Laut Gesetz sollen diese §13 (1)-Maßnahmen netz- oder marktbezogen sein – darunter werden vertragliche Lösungen sowie angemessene Vergütungen für zwangsweise Maßnahmen nach §13 (1a) subsummiert. Somit fordert das EnWG für die gelbe Phase keinen generellen Flexibilitätmarkt, sondern lediglich Vergütungshöhen für den Flexibilitätseinsatz, die sich an den Aufwänden orientieren. Um eine diskriminierungsfreie Durchführung und Vergütung der Redispatch-Maßnahmen nach §13 (1a) EnWG zu gewährleisten, erscheint es der Regulierungsbehörde notwendig konkretisierende Vorgaben zu erlassen. Die Grundidee der angemessenen Vergütung liegt darin, dass die Regulie-

rungsbehörde erkennt, dass im Falle von Redispatch-Maßnahmen nur wenige regional begrenzte Kraftwerke in Frage kommen. Daher existiert kein funktionierender Markt und, um keine systemdestabilisierenden Anreize zu setzen sowie Wettbewerbsverzerrung zu verhindern, soll die Erstattung den notwendigen Aufwandsersatz nicht übersteigen. (Bundesnetzagentur, 2012)

Durch Redispatch-Maßnahmen sollen Erzeugern „weder Vorteile noch Nachteile entstehen, um sicherzustellen, dass es nicht zu Wettbewerbsverzerrungen auf dem Erzeugermarkt kommt“ (Bundesnetzagentur, 2012). Daher spiegeln ‚angemessene Vergütungen‘ die tatsächlich verursachten zusätzlichen Aufwendungen wider (Aufwandsersatz) – diese werden im jeweiligen Fall mittels echter Betriebsdaten ermittelt. Bei absenkenden Erzeugungsanlagen sind dem Netzbetreiber die ersparten Aufwendungen zu vergüten. Marktprämien, Gewinnzuschläge und Opportunitäten sind nicht zu vergüten (Bundesnetzagentur, 2012).

Unterhalb der Bagatellgrenze von 0,9% der Einspeisemenge kann unter einer angemessenen Vergütung für den netzdienlichen Einsatz von konventionellen Erzeugern für Redispatch-Maßnahmen verstanden werden (Bundesnetzagentur, 2012):

- das Produkt aus veränderter Einspeisemenge und den aus den EPEX-Spot-Preisen abgeleiteten Grenzkosten sowie
- Aufwendung für An- und/oder Abfahren.

Erst nachrangig dürfen Einspeisemanagement-Maßnahmen gegenüber EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen durchgeführt werden. Eine angemessene Vergütung für diese Technologien, muss sich an den jeweiligen entgangenen Einnahmen nach Maßgabe der Härtefallregelung von §15 (1) EEG 2014 orientieren (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2016). Wird die Einspeisung solcher Technologien zur Verhinderung eines Netzengpasses vom Netzbetreiber reduziert, muss der Netzbetreiber auch in der roten Phase die von der Maßnahme betroffenen Anlagen für 95% „der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen entschädigen. Übersteigen die entgangenen Einnahmen [daraus] in einem Jahr 1 Prozent der Einnahmen dieses Jahres, sind die von der Regelung betroffenen Betreiber ab diesem Zeitpunkt zu 100 Prozent zu entschädigen. Der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Regelung nach §14 liegt, muss dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, die Kosten für die Entschädigung ersetzen“ (Deutscher Bundestag, 2014). Nach §15 (2) EEG 2014 kann der Netzbetreiber diese entstandenen Kosten bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz bringen.

Im Unterschied zu flexiblen Erzeugern wird bei flexiblen Verbrauchern sehr wohl nach Netzebene unterschieden. So findet sich in §13(4a) EnWG eine Regelung für Übertragungsnetzbetreiber und in §14a EnWG eine Regelung für abschaltbare Verbraucher in Niederspannungsnetzen.

Tabelle 6: Vergütung für den Flexibilitätseinsatz von Verbrauchern in Deutschland

Verbraucher - DE	Regelung	Vergütung
marktdienlicher Einsatz	- Wettbewerb	Vergütung der Energie nach Marktpreisen
systemdienlicher Einsatz	- Präqualifikation der Anlage nötig - Wettbewerb - nur TRL und SRL	- Vergütung der Leistung nach dem Auktionspreis - Vergütung der Energie nach dem Abrufpreis
netzdienlicher Einsatz	- rote Phase: §13(2) EnWG	keine Vergütung
	- gelbe Phase auf TSO Ebene: §13(4a) EnWG iVm AbLaV	Vergütung nach Auktionspreisen
	- gelbe Phase auf DSO Ebene: §14a EnWG	reduziertes Netzentgelt

Wie genau sich eine netzdienliche Flexibilitätsnutzung von Verbrauchern konstituiert und wie ein reduziertes Netzentgelt angewendet werden soll, ist noch nicht abschließend geregelt, da sich die entsprechende Lastmanagement-Verordnung des BMWi seit 2014 verzögert. Mögliche Gründe für die Verzögerung des Verordnungspakets intelligente Netze sind, dass es „womöglich an einer ausreichenden Rechtsgrundlage zur Umsetzung der Prosumer-Aspekte [fehlt] und [es] droht eine Kollision mit den geltenden EEG-Vorschriften zum Messwesen und Einspeisemanagement“ (Holger Schneidewindt, 2015).

Anders als hier dargelegt, ist der VDE der Ansicht, dass die in §14a EnWG und §14 EEG (2014) vorgegebenen Regeln lediglich Eingriffe im Falle einer drohenden Netzüberlast, also in der roten Ampelphase, definieren. Daher wären laut VDE die Paragraphen entsprechend zu ergänzen (ETG im VDE Task Force RegioFlex, 2014). Der VDE (wie auch BDEW) versteht die gelbe Phase als reine Marktphase, in der Netzbetreiber nötige Flexibilitäten von einem regionalen Flexibilitätsmarkt oder bilateral verhandelten Verträge beziehen soll und sich die Vergütungen individuell abbilden (ETG im VDE Task Force RegioFlex, 2014).

6.2 Anschluss- und Netzausbaubestimmungen

Im Rahmen der Diskussion um hybrid-VPPs gelten der vermiedene Netzausbau bzw. die geringeren Netzanschlusskosten als wesentliche Business Cases. In diesem Kapitel werden die wesentlichen Bestimmungen zu Netzanschluss und Netzausbau in Österreich, Slowenien und Deutschland dargestellt. Dabei zeigt sich, dass die Anschlussbestimmungen in der Intention gleich geregelt sind, mit Unterscheidungen in der Formulierung. Die einzige Ausnahme stellen deutsche EEG-Anlagen <30kW mit bestehendem Netzanschluss dar, für die der günstigste Anschlusspunkt am Grundstück liegt.

6.2.1 Netzausbau Österreich

Nach §5 (1) Z2 EIWOG haben die Ausführungsgesetze den Netzbetreibern den Abschluss von privatrechtlichen Verträgen mit Netzbenutzern über den Anschluss an ihr Netz aufzuerlegen (Netzanschlusspflicht). Verteilernetzbetreiber müssen dafür nach §45 Z2 EIWOG allgemeine Bedingungen veröffentlichen und zu diesen mit Endverbrauchern und Erzeugern privatrechtliche Verträge abschließen. Die Ausführungsgesetze der Länder können nach §46 EIWOG Ausnahmen von der allgemeinen Anschlusspflicht vorsehen. Beispielsweise in der Steiermark ist eine solche Ausnahme nach §30 Z1 Stmk EIWOG unter anderem, wenn der Anschluss wirtschaftlich und technisch nicht zumutbar ist.

Die allgemeinen Bedingungen für den Zugang zum jeweiligen Verteilernetz werden gemäß §23 Stmk EIWOG durch den Vorstand der E-Control Austria genehmigt und sollen nach §19 (2) E-ControlG durch den Regulierungsbeirat harmonisiert werden. Die Neuerrichtung oder Änderung des Netzanschlusses muss der Netzkunde beim Netzbetreiber beantragen. Können sich der Netzbetreiber und der Netzzugangsberechtigte über den Netzanschlusspunkt nicht einigen, so hat nach §23 (7) Stmk EIWOG die Behörde über Antrag der Netzbetreiberin/des Netzbetreibers oder der/des Netzzugangsberechtigten den Netzanschlusspunkt mit Bescheid festzustellen.

Die allgemeinen Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz der Energienetze Steiermark legen Folgendes dar (ENERGIENETZE STEIERMARK GMBH, 2014):

„Die Anlage des Netzkunden ist grundsätzlich mit dem System des Netzbetreibers am technisch geeigneten Netzanschlusspunkt zu verbinden. Dabei sind die wirtschaftlichen Interessen des Netzkunden zu berücksichtigen. Bei der Ausarbeitung des Anschlusskonzepts sind die technische Zweckmäßigkeit (insbesondere die Vermeidung von technischen Überkapazitäten und die Versorgungsqualität), die wirtschaftlichen Interessen aller Netzkunden (Verteilung von Netzkosten auf alle Netzkunden) und die Interessen des Netzkunden angemessen zu berücksichtigen. Darüber hinaus sind die gesetzlichen Anforderungen an den Netzbetreiber hinsichtlich Ausbau, Betrieb und Sicherheit seines Netzes zu beachten. Es besteht somit kein Rechtsanspruch des Netzkunden auf den ausschließlich für ihn wirtschaftlich günstigsten Netzanschlusspunkt und die günstigste Übergabestelle/Eigentumsgrenze.“

6.2.2 Netzausbau Slowenien

In Slowenien sehen die Regelungen zu Netzzugang bzw. Netzausbau ähnlich aus wie in Österreich.

Nach Artikel 112 (Grundsatz des geregelten Zugangs zum System) des slowenischen Energiegesetzes haben "Personen, die Systembenutzer und Elektrizitätsnetzbetreiber werden wollen, das Recht, mit dem System verbunden zu sein [...]."

Gemäß Artikel 113 (Verweigerung des Netzzugangs) des Energiegesetzes kann der Netzbetreiber dem Systembenutzer aufgrund fehlender Kapazitäten oder allgemeiner Interessen den Netzzugang verweigern oder eine betriebliche Einschränkung fordern. Aber ein Netzbetreiber, der einen Zugang [...] wegen fehlender Kapazitäten verweigert [...] ist verpflichtet, das Netz auf Verlangen [...] entsprechend auszubauen, soweit dies wirtschaftlich ist, oder wenn der Antragsteller [...] bereit ist die Kosten für die Erweiterung zu übernehmen.

Entsprechend dem slowenischen Gesetz kann kein Unterschied hinsichtlich des Typs (Einspeiser, Verbraucher, erneuerbar, konventionell, etc.) an Netzbenutzern erkannt werden.

Nach Artikel 147 (Anschluss an das System) kann der Netzbetreiber in der Anschlussgenehmigung den Anschlusspunkt und die Bedingungen für die Verbindung bestimmen. Detaillierte Bedingungen für die Anschlussgenehmigung sind im Netzkodex festgelegt, der sich aus den entsprechenden europäischen Netzkodizes ergibt.

Artikel 147 (8) legt weiter fest, dass ein potenzieller Nutzer des Systems in den folgenden Fällen nicht berechtigt ist, einen Zugang herzustellen:

- wenn die Verbindung zu schweren Störungen der Stromversorgung führen würde, oder
- wenn dem Netzbetreiber wegen der Verbindung unverhältnismäßige Kosten entstehen würden.

Die genannten unverhältnismäßigen Kosten sind die Baukosten für die Verbindung zu dem zugewiesenen Anschlusspunkt, oder Kosten, die auf Grund der Verstärkung des bestehenden Netzes oder aus deren Kombination erforderlich sind.

6.2.3 Netzausbau Deutschland

Bestimmungen zum Netzausbau in Deutschland finden sich im EnWG und im EEG.

So verpflichtet das EnWG nach §11 (1) Betreiber von Energieversorgungsnetzen das Energieversorgungsnetz bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist. Da ein Netzausbau bis zum letzten kW der Spitzenlast/-einspeisung gesamtwirtschaftlich sinnlos ist, ermöglicht der Gesetzgeber nach §11 (2) EnWG den Verteilernetzbetreibern in den Berechnungen zur Auslegung eines wirtschaftlich zumutbaren Netzausbaus eine Spitzenkappung um 3% der Einspeisemenge je unmittelbar angeschlossener Anlage einzukalkulieren.

Für den Anschluss von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und Grubengas gelten erweiterte Bestimmungen. Nach §8 (1) EEG müssen die Netzbetreiber solche Anlagen unverzüglich vorrangig an jener Stelle in ihr Netz anschließen, die im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet ist und in der Luftlinie die kürzeste Entfernung aufweist, wenn es keinen wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt gibt (Berücksichtigung der unmittelbar entstehenden Kosten). Für Anlagen <30 kW auf einem Grundstück mit bestehendem Netzanschluss gilt der Verknüpfungspunkt des Grundstücks mit dem Netz als günstigster Anschlusspunkt. Die Pflicht zum Netzanschluss besteht nach §8 (4) EEG auch dann wenn die Abnahme des Stroms erst durch Optimierung, Verstärkung oder Ausbau des Netzes nach §12 EEG möglich wird. Entsprechend §12 muss der Netzbetreiber und der Betreiber des vorgelagerten Netzes auf Verlangen eines Einspeisewilligen das Netz und alle dazugehörigen technischen Einrichtungen soweit ausbauen, als dass die Abnahme sichergestellt ist, es sei denn, dies ist wirtschaftlich nicht zumutbar. Die notwendigen Kosten des Anschlusses an den Verknüpfungspunkt trägt nach §16 EEG der Anlagenbetreiber, die Kosten der Kapazitätserweiterungen nach §17 EEG der Netzbetreiber.

Wie die tatsächliche Kostenteilung ermittelt wird, hält das BGH in einem Urteil fest (Bundesgerichtshof, 2007):

„Für die Abgrenzung zwischen Netzanschluss- und Netzausbaumaßnahmen kommt es darauf an, wo der technisch und wirtschaftlich günstigste Verknüpfungspunkt zwischen der stromerzeugenden Anlage und dem für die allgemeine Versorgung bestimmten Netz liegt, dessen Betreiber zum Anschluss der Anlage und zur Abnahme des Stroms verpflichtet ist. [...] Für die nähere Bestimmung, welches Netz und welcher Verknüpfungspunkt bei mehreren in Betracht kommenden Möglichkeiten zu den Anlagen des Energieerzeugers die "kürzeste Entfernung" aufweist, ist es deshalb entscheidend, bei welchem der möglichen Anschlüsse die geringsten Gesamtkosten für die Herstellung des Anschlusses und für die Durchführung der Stromeinspeisung zu erwarten sind. Es ist ein Kostenvergleich durchzuführen, bei dem, losgelöst von der jeweiligen Kostentragungspflicht, die Gesamtkosten miteinander zu vergleichen sind, die bei verschiedenen in Betracht kommenden Verknüpfungspunkten für den Anschluss der betreffenden Anlage sowie für einen eventuell erforderlichen Netzausbau anfallen.“

Prinzipiell besteht für die Netzbetreiber nach §11 EEG eine Abnahmepflicht von EEG-Strom, vorbehaltlich §14, unbeschadet §15 können jedoch ausnahmsweise vertragliche Vereinbarungen zur besseren Integration der Anlagen in das Netz getroffen werden, für die die Kosten in Folge entsprechend §18 (1) EEG bei der Ermittlung des Netzentgeltes in Ansatz gebracht werden können. Auf Basis beidseitigen Einverständnisses könnte der Anlagenbetreiber somit freiwillig an einem hybrid-VPP teilnehmen, da ihm die entstanden Kosten entschädigt werden.

6.3 Ausgleichsenergie

Nach §7 Z3 EIWOG ist Ausgleichsenergie „die Differenz zwischen dem vereinbarten Fahrplanwert und dem tatsächlichen Bezug oder der tatsächlichen Lieferung der Bilanzgruppe je definierter Messperiode“. Weicht eine Bilanzgruppe somit von der Prognose ab, so verursacht sie Ausgleichsenergie („Regelreserve und Ausgleichsenergie,“ 2016). Der Einsatz von Flexibilität kann eine Abweichung vom Fahrplan sowohl bei Abruf als auch als Nachholeffekt verursachen. Ist die Nutzung oder der Abruf einer Flexibilität vorab bekannt, kann dies im Fahrplan/der Prognose berücksichtigt werden. Wird die Flexibilität kurzfristig benötigt, kommt es zu einer Abweichung vom Fahrplan und es fallen in der entsprechenden Bilanzgruppe Kosten für Ausgleichsenergie an. Auch bei einem Abruf von netzdienlicher Flexibilität für den Verteilnetzbetreiber fallen somit Kosten für Ausgleichsenergie an. Wie mit diesen Kosten umgegangen wird ist noch nicht ganz eindeutig geregelt und prinzipiell gibt es mehrere Möglichkeiten damit umzugehen.

- Beispielsweise beim Abruf von Tertiärregelenergie werden die Fahrpläne von Regelenergieanbietern nach der Aktivierung von Regelenergie angepasst. Eine Möglichkeit wäre, dies für den Abruf im Verteilnetz ähnlich zu gestalten.
- Eine weitere Möglichkeit wäre, den netzdienlichen Abruf als Teil des Netzes zu definieren und diese Kosten über die Verlustbilanzgruppe abzurechnen.

- Außerdem könnten die Ausgleichsenergiekosten von dem Betreiber des VPPs übernommen werden und in das Dienstleistungsentgelt für den Flexibilitätsabruf eingepreist werden

Die Berechnung der Kosten für Ausgleichsenergie richtet sich nach den anfallenden Kosten für Regenergie des Regelzonenführers der nach §7 Z60 EIWOG für die Leistungs-Frequenz-Regelung verantwortlich ist. Die Kosten für Primärregelung werden über das Systemdienstleistungsentgelt von den Erzeugern getragen. Die angefallenen Kosten für Tertiärregelung und sowie zu gesetzlich festgelegten Anteilen von 22% auch die Sekundärregelung werden nach §69 EIWOG über die Verrechnung der Ausgleichsenergie den verursachenden Bilanzgruppen in Rechnung gestellt (Sekundärregelung wird zu 78% den großen Erzeugern als Systemdienstleistungsentgelt weiterverrechnet).

6.4 Anreizregulierung

Um den für Verteilernetzbetreiber angemessenen Erlös zu ermitteln, werden zuerst nach §48 EIWOG seine Kosten nach dem Grundsatz der Kostenwahrheit §59 EIWOG festgestellt. Diese Ausgangskostenbasis wird einmal festgelegt und danach an Hand von vorab definierten Regulierungsformeln jährlich im Kostenbescheid übergeleitet (E-Control, 2014). Durch Effizienzvergleich (Benchmarking) und generelle Produktivitätsentwicklungen der Branche werden für den Verteilernetzbetreiber Zielvorgaben definiert. Der Anreiz für die Verteilernetzbetreiber besteht nun darin, dass sie Zusatzgewinne erzielen können, wenn sie besser wirtschaften, als es die Zielvorgaben verlangen. Die Kosten für die Nutzung von Flexibilitäten durch den Netzbetreiber sollten Eingang in die Anreizregulierung finden (ETG im VDE Task Force RegioFlex, 2014).

Die Smart Grid Task Force (SGTF) der Europäischen Kommission erkennt, dass Netzbetreiber als regulierte Unternehmungen ihre Kosten (CAPEX+OPEX) über regulierte Umsätze in Form von Netztarifen decken (SGTF EG3, 2015). Ihrer Ansicht nach wird die Gewichtung der anrechenbaren Kosten eine Schlüsselrolle in der Integration verteilter erneuerbarer Energiequellen spielen. Netzbetreiber sollten Anreize dafür bekommen langfristige Investitionen zu tätigen und Flexibilitäten dann zu nutzen, wenn dies kosteneffektiv ist und eine stabile Alternative zum konventionellen Netzausbau darstellt. In der Zukunft soll dies den Netzbetreibern im Rahmen der Anreizregulierung ermöglicht werden (SGTF EG3, 2015).

Das Problem der hybrid-VPPs ist, dass durch einen höheren OPEX- und niedrigeren CAPEX-Bedarf der Kapitalertrag sinkt. Das bedeutet, dass der Eigentümer grundsätzlich ein Interesse an einem kapitalintensiven Netzbetrieb hat, wobei aufgrund der implementierten Benchmarkingsystematik und der daraus resultierenden individuellen Effizienzabschlägen letztendlich ein Gesamtkosten- bzw. TOTEX-Optimum anzustreben ist. Analog dazu beschreibt der Averch-Johnson Effekt die Anreizverzerrung bei regulierten natürlichen Monopolen; durch die „rate-of-return“-Regulierung wird der Faktorinput verzerrt. In der Consentec Studie (Wolfgang Fritz und Andreas Cronenberg, 2015) zur Koordination von Markt und Netz

wird ebenfalls angemerkt, „dass ein verzerrungsfreier Wettbewerb von Technologieoptionen mit stark unterschiedlicher Kapitalintensität nicht leicht zu erreichen ist“.

Zwar sollen in Österreich bei einer effizienten Implementierung neuer Technologien die entstehenden Kosten nach §59 Abs. 1 EIWOG in den Entgelten unter Berücksichtigung der beschriebenen Grundsätze und der Nutzung von Synergieeffekten angemessen berücksichtigt werden, jedoch sinkt auch hier das eingesetzte Kapital und damit der zugestandene Kapitalertrag. Demnach ist für zukünftige Regulierungsperioden zu überlegen, innovative „OPEX-lastige“ Implementierungen neuer Technologien analog zu aktivierbaren innovativen Netzinvestitionen (CAPEX) zu vergüten. Jedenfalls sollten, dem Regulierungsansatz in Deutschland und Norwegen entsprechend, F&E Kosten für innovative Netztechnologien als nicht beeinflussbare Kosten sowohl im Prüfungsjahr als auch innerhalb der Periode behandelt werden. Wie zuvor erläutert, sollen die Mitgliedstaaten nach Art. 15 (4) der Energieeffizienzrichtlinie 2012/27/EU sicher stellen, dass Anreize in Verteilungstarifen, die die Teilnahme an der Laststeuerung (Demand Response) sowie den Zugang zum Markt für Ausgleichsdienste und zur Erbringung von Hilfsdiensten verhindern könnten, beseitigt werden. Die Mitgliedstaaten haben weiters sicher zu stellen, dass Netzbetreiber Anreize erhalten, um bezüglich Auslegung und Betrieb der Infrastruktur Effizienzverbesserungen zu erzielen. Die Tarife sollen gestatten, dass die Versorger unter Einbeziehung der Verbraucher die Systemeffizienz verbessern, wozu auch eine von nationalen Gegebenheiten abhängige Laststeuerung zählt. Nachdem die Regulierung technologie-neutral sein soll, muss geprüft werden, ob der regulatorische Rahmen der Anreizregulierung bei der Nutzung von hybrid-VPPs verändert werden sollte (SGTF EG3, 2015).

Diese allgemeine Problematik stellt sich auch im DNV GL Bericht (Tim Mennel et al., 2015) dar. Verteilernetzbetreiber wählen in der Regel die gewinnmaximierende Lösung, während aus volkswirtschaftlicher Sicht die kostenminimale Lösung besser wäre. Auch in Österreich stellt sich die Regulierungsbehörde die Frage, wie sie zwischen „konventionellen“ Technologien einerseits und technischen Neuerungen und Weiterentwicklungen andererseits differenzieren kann“ (E-Control, 2014). Dabei sieht sie als mögliches Hindernis, dass „das Festhalten am Outputparameter Netzhöchstlast ohne die Einbeziehung eines Auslastungsgrades die Entwicklung hin zu intelligenten Stromnetzen behindern“ könnte. Das Problem mit dem Outputparameter „Netzhöchstlast“ ist, dass den Verteilernetzbetreibern dadurch kein Anreiz geboten wird die Netzhöchstlast durch einen aktiven Netzbetrieb zu reduzieren, da in diesem Fall mitunter auch höhere Kostensenkungen zu befürchten wären. Bei zunehmendem intelligentem Netzausbau könnte somit eine Anpassung des Effizienzvergleichs notwendig werden (E-Control, 2014). Allerdings sieht die Behörde keinen Bedarf für einen Erweiterungsfaktor im Rahmen der Anreizregulierung, sondern sieht die Entwicklung hin zu Smart Grids als evolutionäre Entwicklung an, die im Rahmen des generellen Produktivitätsfortschritts (XGen) berücksichtigt wird, wobei diese These im Zuge der konkreten Ausgestaltung der zukünftigen Regulierungssystematik kritisch zu hinterfragen sein wird.

6.5 Netzregulierungsaspekte

Nach Ansicht der E-Control (E-Control, 2016b) soll der Verteilernetzbetreiber bei lokal kritischen Netzsituationen Lasten bzw. Erzeugung, unter Anwendung eines unterbrechbaren Tarifs diskriminierungsfrei über Netzbetreiberanlagen schalten und die Informationen über Unterbrechungen den erforderlichen Marktteilnehmern zur Verfügung stellen. Weiter erwartet die E-Control neue Dienstleistungsaufgaben für die Verteilernetzbetreiber, die sich jedoch im Rahmen der Aufgaben des Netzbetreibers, unter Einhaltung der Entflechtungsbestimmungen und der Nicht-Diskriminierung befinden müssen (E-Control, 2016b). Die vorgestellten hybrid-VPP Varianten sollten diesen Vorgaben entsprechen. Die Aufwendungen, sofern sie im Rahmen des Netzbetriebs stattfinden, werden über das Netznutzungsentgelt abgedeckt. Anzumerken bleibt, dass der Betrieb von hybrid-VPPs als mögliche Alternative zu den unterbrechbaren Netztarifen gesehen werden kann und noch nicht absehbar ist, ob die Regulierungsbehörde zugunsten von unterbrechbaren Tarifen eingreifen wird. Nach Ansicht eines Gutachtens von Consentec/Bogner für Oesterreichs Energie (Stefan Bogner und Consentec GmbH, 2015) sind explizite Vergütungen aufgrund der saubereren Trennung der Netzentgeltbestandteile tendenziell vorzugswürdig. Nach der Arbeitsunterlage SWD(2013)442 der Europäischen Kommission (EC, 2013) sollten die Tarife schon jetzt Flexibilität im Netz berücksichtigen:

“In Member States that have adequately transposed and implemented the Electricity Directive, infrastructure tariffs as well as capacity and infrastructure planning should already take account of demand side participation in line with corresponding national measures. This EU framework requires transmission and distribution tariffs to be fair, transparent and cost-reflective, taking into account the long-term avoided network costs from distributed generation and demand-side management measures. As regards new capacity, the possibility of providing energy efficiency or demand-side management measures through a tendering or equivalent procedure (in terms of transparency and non-discrimination) should be guaranteed. From the infrastructure point of view, when planning the transmission and distribution, demand side measures have to be taken into consideration.”

In Österreich gibt es auf der Netzebene 7 in allen Bundesländern unterbrechbare Tarife, auf Netzebene 6 in der Steiermark, Burgenland und Niederösterreich und auf Netzebene 5 nur in Burgenland und Niederösterreich (SNE-VO 2012 in der Fassung von 2016). In den Netzebenen 1-4 gibt es keine unterbrechbaren Tarife.

6.6 Datenhandling und Informationsflüsse

Schon jetzt vereinbart der DSO mit Regelreserveanbietern, dass ihm diese eine Liste mit den Regelreserveerbringern zur Verfügung stellen (“Mustervertrag,” n.d.). Weiters wird in dieser Vereinbarung geregelt, dass der Anbieter die ¼-h-Werte des Regelenergieabrufs je Zählpunkt dem DSO übermittelt. Der DSO verfügt somit über alle relevanten Daten von flexiblen Einheiten, da er diese sowieso für Verrech-

nungszwecke benötigt. Aller Voraussicht nach wird in den GL SO Artikel 48ff vorgesehen, dass signifikante Netznutzer (SGU), also vereinfacht Erzeugungseinheiten über einem Megawatt Engpassleistung, den Netzbetreiber in großem Ausmaß generelle Daten, Fahrpläne sowie Echtzeitwerte übermitteln müssen.

Im Hinblick auf den Umgang mit Daten stellt die SGTF der Europäischen Kommission fest (SGTF EG3, 2015), dass nicht-diskriminierender Zugang zu Daten essentiell für das Funktionieren des Energiemarkts ist. Dabei soll ein Daten-Manager mittels geeigneter Services diese Daten zur Verfügung stellen. Datensicherheit und Datenschutz müssen sichergestellt sein und die Daten dürfen nur für die vereinbarte Nutzung verwendet werden. In vielen Mitgliedstaaten ist der DSO der Daten-Manager und hat die Funktion den Informationskreis zu schließen (SGTF EG3, 2015).

Ähnlich wird dies auch an Hand des Flughafen Tower Modells vorgeschlagen (vgl. Kapitel 5.3.4), in dem der „Verteilernetzbetreiber als neutrale Datendrehscheibe (Daten Hub) und Market Facilitator die Basis für innovative Dienstleistungen im Markt bereit stellt und gleichzeitig durch den unmittelbaren und schnellen Zugriff auf alle relevanten Daten und Netzbetriebskennzahlen die Versorgungssicherheit gewährleistet“ (Franz Strepfl, 2015).

Durch den steigenden Datenaustausch im Stromnetz kommen auf den Datenmanager/-verwalter Aufgaben zu, die den „Datenschutz, i.S.v. Schutz personenbezogener Daten vor Missbrauch und Datensicherheit, i.S.v. Schutz von Daten vor Verlust, Verfälschung, Beschädigung oder Löschung durch organisatorische und technische Maßnahmen“ betreffen (AWK Group AG et al., 2014). Datenschutz und -sicherheit sind essentiell für das Funktionieren von hybrid-VPPs sowie anderer Smart Grid Technologien. Im Projekt hybrid-VPP4DSO wird eine Bedrohungsanalyse für die notwendige IT-Infrastruktur durchgeführt. In diesem Bericht ist dies kein Hauptaugenmerk, fließt aber in die Bewertung der verschiedenen Ausgestaltungsvarianten mit ein.

7 Varianten für hybrid-VPP Modelle

In diesem Abschnitt wird die Ausgestaltung von VPPs mit zusätzlicher Nutzung von netzdienlicher Flexibilität betrachtet (hybrid-VPP). Es werden fünf verschiedene Varianten der hybrid-VPP Ausgestaltung präsentiert, die sich hinsichtlich der Handlungsbefugnisse der Akteure im hybrid-VPP unterscheiden. Mit dem Betreiben der Schaltinfrastruktur geht das Verwalten der anlagenbezogenen Daten einher. Je nach Ausgestaltung haben die betroffenen Akteure unterschiedlich viele Informationen über diese Daten. Außerdem variieren die Transaktionskosten für den Austausch der Informationen. Die Varianten können als Zielmodelle verstanden werden, für deren Umsetzung teilweise noch die notwendigen Voraussetzungen geschaffen werden müssen, wie ein Flexibilitätsmarkt auf Verteilernetzebene oder eine Plattform des Verteilernetzbetreibers an dem Flexibilitätsbedarf ausgeschrieben wird.

Ein Problem bei einer wettbewerblichen Beschaffung von netzdienlicher Flexibilität ist, dass es eventuell zu sehr hohen Preisen kommen kann, da der Flexibilitätsanbieter auf Grund des lokal benötigten Einsatzes in eine gewisse Monopolsituation kommen kann.

Wie in den obigen Ausführungen (siehe Kapitel 4.3) diskutiert, gibt es keine gesetzliche Bestimmungen, die den Verteilernetzbetreiber vom Betrieb eines hybrid-VPPs ausschließen, aber auch keine Bestimmungen, die den Netzbetreiber dazu verpflichten. Jedoch gibt es klare rechtliche Bestimmungen, die dem Verteilernetzbetreiber die Teilnahme an Märkten (wie z.B. Regelenergie- oder Spotmärkte) untersagen, da die Marktteilnahme jedenfalls einen Tätigkeitsbereich abseits der Verteilung darstellt. Deswegen benötigt der DSO, wenn er die Schaltinfrastruktur eines hybrid-VPPs betreiben möchte, einen zusätzlichen Vermarkter der die Flexibilitäten auf den Märkten vertreibt. Auf Grund einiger Besonderheiten werden in der Variante SP die Rolle des Vermarkters und Betreibers eines hybrid-VPPs von dem Service Provider eingenommen.

Die vorgestellten Varianten beinhalten vier Akteure: (1) den Flexibilitätsbesitzer, (2) den Verteilernetzbetreiber, (3) den Aggregator und (4) den „Markt“.

Auf Grund der Fragestellung dieses Forschungsprojekts wird im Wesentlichen die Kombination aus dem netz-, system- und marktdienlichen Flexibilitätseinsatz im Rahmen eines hybrid-VPPs betrachtet.

Ein Überblick über die unterschiedlichen hybrid-VPP Ausgestaltungsvarianten wird in Abbildung 9 gegeben.

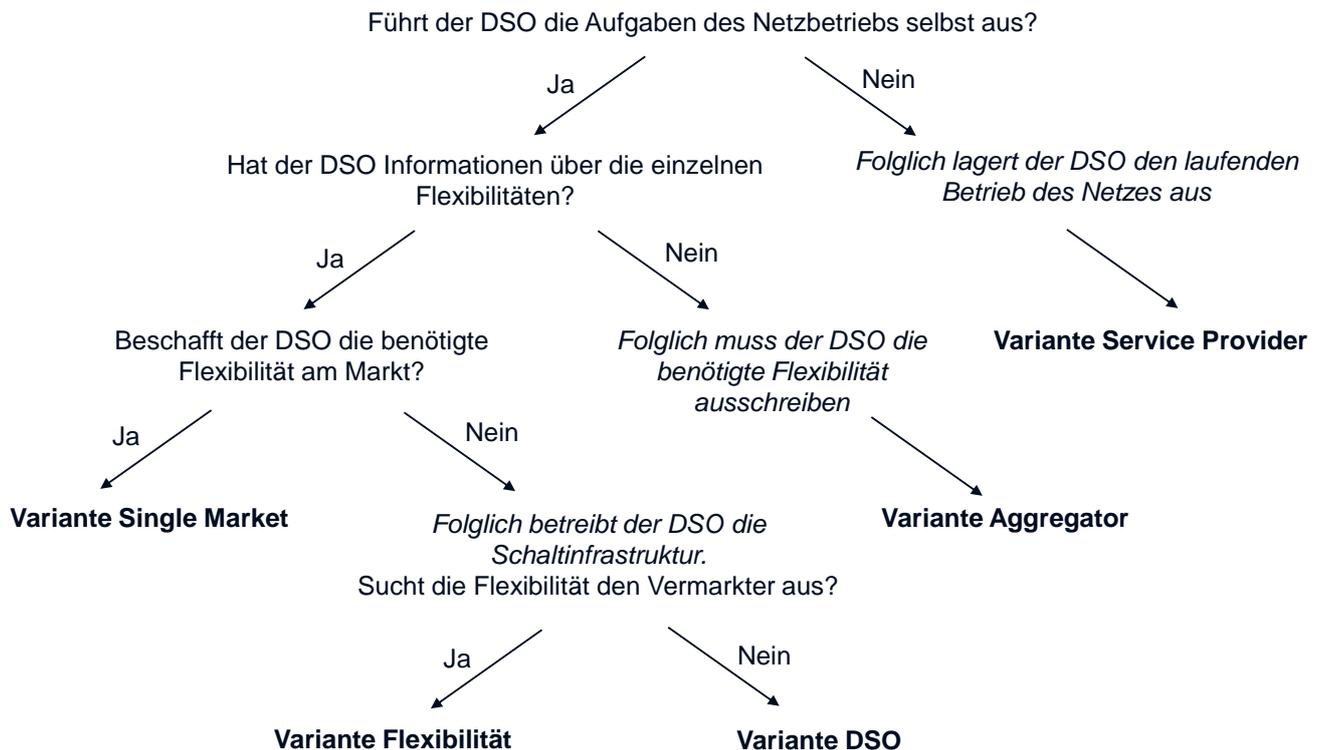


Abbildung 9: Überblick über die verschiedenen hybrid-VPP Ausgestaltungsvarianten

In den folgenden Unterkapiteln werden folglich diese fünf Varianten dargestellt, bei denen zusammenfassend die Kompetenzen im hybrid-VPP Betrieb von einem unabhängigen Service Provider hin zum Verteilernetzbetreiber wandern:

- Variante Service Provider: 1 unabhängiger Akteur übernimmt alle Rolle im Betrieb eines hybrid-VPP.
- Variante Single Market: Der DSO ruft die Flexibilität an einem Single Market for Flexibility ab.
- Variante Aggregator: Der DSO gibt nur Netzzustand weiter. Der Aggregator kümmert sich um den Dispatch.
- Variante Flexibilität: Der DSO betreibt die Schaltinfrastruktur. Der Flexibilitätsanbieter wählt den Aggregator aus.
- Variante DSO: Der DSO betreibt die Schaltinfrastruktur. Der DSO aggregiert die Einheiten und wählt einen gemeinsamen Vermarkter aus.

7.1 Variante Service Provider

In der Variante ‚Service Provider‘ wird der Betrieb eines hybrid-VPPs von einem unabhängigen Service Provider durchgeführt, der als Dienstleister für den DSO auch das Verteilernetz betreibt. Die Besonderheit dieser Variante ist, dass der Service Provider sowohl den Netzbetrieb, den Betrieb des hybrid-VPPs als auch die Vermarktung übernehmen kann. Es wird davon ausgegangen, dass der Service Provider die Schaltinfrastruktur betreibt und besitzt. Da unter gewissen regulatorischen Rahmenbedingungen, beispielsweise wenn unter 100.000 Kunden im Versorgungsgebiet sind, der Service Provider nicht den Entflechtungsbestimmungen unterliegt, kann er auch direkt die Vermarktung der Flexibilitäten übernehmen. Der Service Provider verwaltet alle relevanten Daten und übermittelt die vertraglich vereinbarten Daten über das hybrid-VPP an den DSO. In Abbildung 10 sind die relevanten Akteursbeziehungen dieser Variante dargestellt.



Abbildung 10: Akteursbeziehungen der Variante Service Provider

Der Flexibilitäts Einsatz in den unterschiedlichen Netzzuständen wird wieder an Hand der Ampelfarben dargestellt:

Rote Phase: Der Service Provider nutzt die Flexibilität und entweder wird der Flexibilitätsbesitzer nach noch festzulegenden individuellen Vertragsbestimmungen oder Kriterien der Regulierungsbehörde vergütet. Es ist fraglich, ob der Service Provider in dieser Phase dem Flexibilitätsbesitzer entsprechend den rechtlichen Möglichkeiten des Netzbetreibers (Verweigerung des Netzzugangs) den Netzzugang verweigern kann.

Gelbe Phase: Der Service Provider nutzt die Flexibilität und vergütet den Flexibilitätsbesitzer nach individuellen Vertragsbestimmungen oder falls geregelt nach Kriterien der Regulierungsbehörde. Die nicht netzdienlich genutzte Flexibilität kann weiterhin am Markt teilnehmen.

Grüne Phase: Der Service Provider vermarktet die Flexibilität (Regelenergie, Spotmarkt) und vergütet den Flexibilitätsbesitzer nach individuellen Vertragsbestimmungen.

Der reguläre Ablauf des Flexibilitätsabrufs in dieser Variante ist in Abbildung 11 zu sehen.

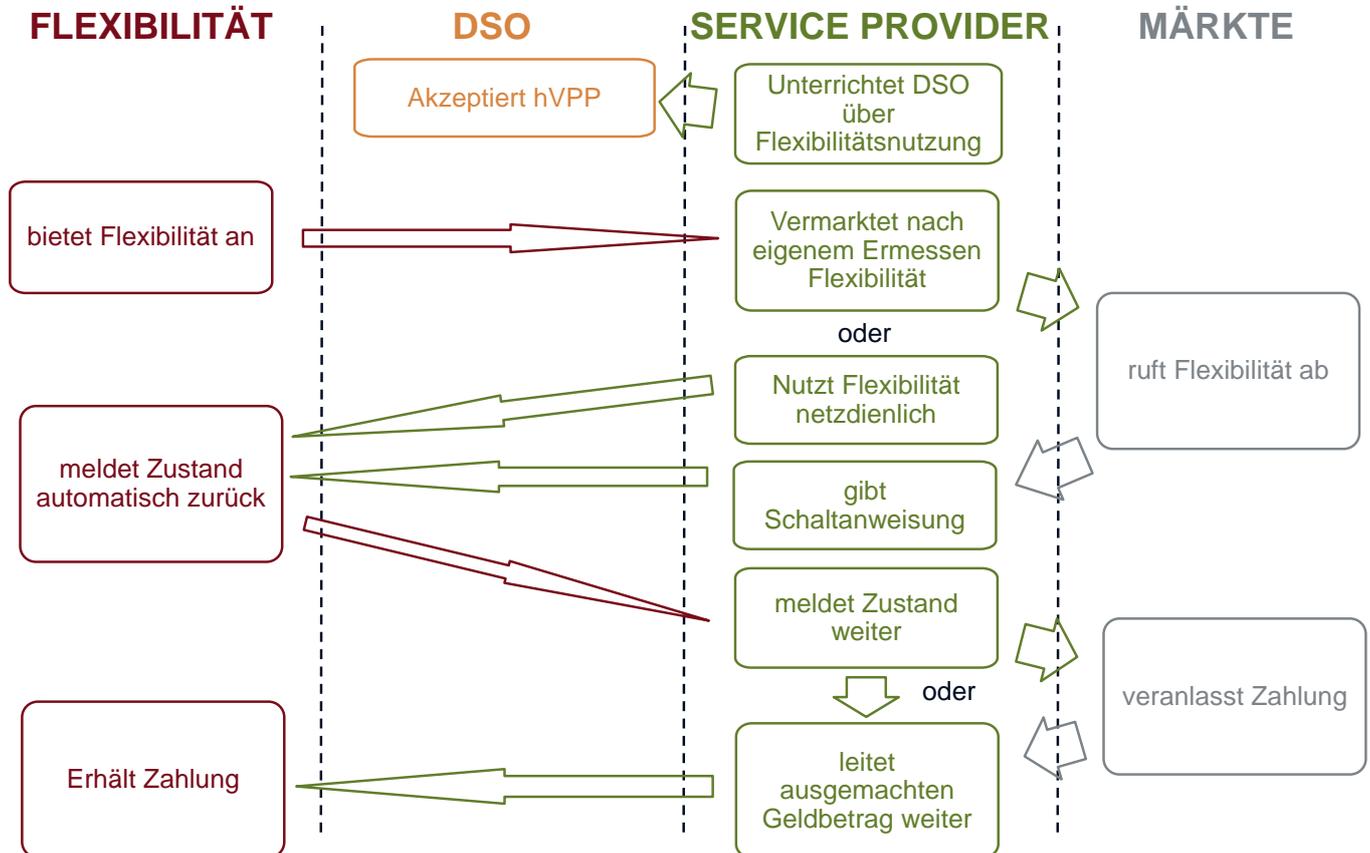


Abbildung 11: Prozesskette des Flexibilitätsesinsatzes in der Variante Service Provider

Beurteilung: In diesem Modell betreibt der Service Provider die Infrastruktur. Da der Service Provider aber nicht den Entflechtungsbestimmungen unterliegt, kann der Service Provider eine wirtschaftlich und technisch optimale hybrid-VPP Ausgestaltung umsetzen. Die Teilnahme am Markt führt der Service Provider selbst durch. Der Vorteil dieser Variante liegt darin, dass wenig Koordinationsaufwand besteht. Als Nachteil wird gesehen, dass diese Variante nur wenig Wettbewerb zulässt. Ob diese Variante regulatorisch umsetzbar ist, hängt mit nationalen Gesetzgebungen zusammen.

7.2 Variante Single Market

In der Variante ‚Single Market‘ betreibt und besitzt ein Aggregator die Schaltinfrastruktur für die Flexibilitäten und verwaltet die Daten. Diese Variante versucht die in Kapitel 5.3.1 gezeigte Idee eines gemeinsamen Marktes für Flexibilitäten umzusetzen. Die Umsetzung ist ähnlich der der herkömmlichen Ausgestaltung eines VPPs, mit dem Unterschied, dass der Aggregator zusätzlich die Flexibilität dem DSO über einen einheitlichen Markt für netzdienliche Flexibilitäten anbietet. Der DSO hat Kenntnis über die angebotenen Flexibilitäten und ruft kurzfristig die gewünschte Flexibilität über den Markt ab. Die Beziehungen der Akteure untereinander sind in Abbildung 12 dargestellt.

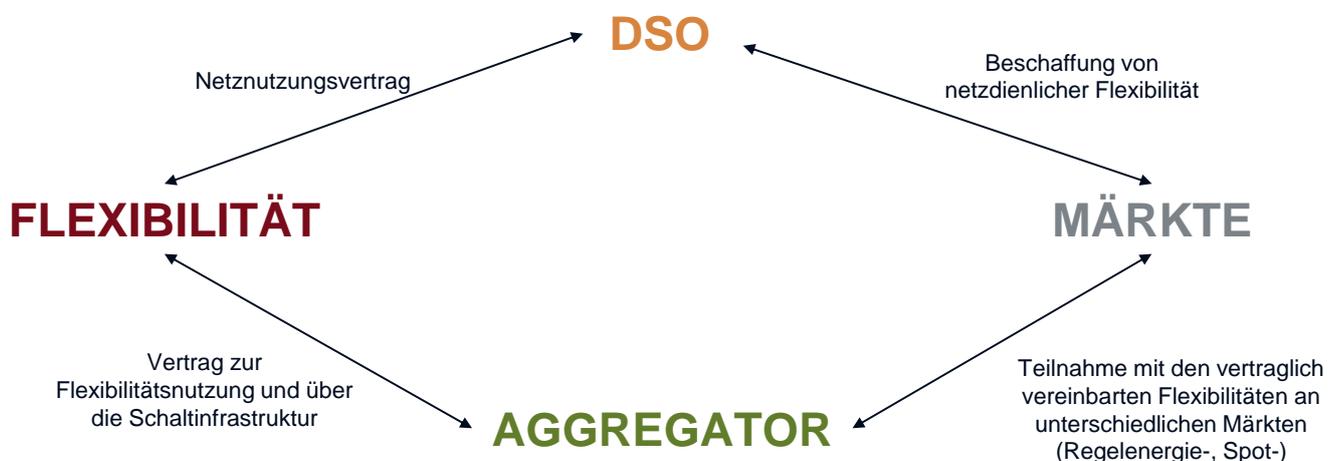


Abbildung 12: Beziehungen in der Variante Single Market

Der Flexibilitätsseinsatz in den unterschiedlichen Netzzuständen wird an Hand der Ampelfarben (siehe Kapitel 5.3.2) dargestellt:

Rote Phase: Der Verteilernetzbetreiber verweigert weiterhin in dieser Phase dem Flexibilitätsbesitzer entsprechend den rechtlichen Möglichkeiten (§21 EIWOG „Verweigerung des Netzzugangs“) den Netzzugang.

Gelbe Phase: Der Verteilernetzbetreiber besorgt sich die benötigte Flexibilität am Flexibilitätsmarkt und vergütet den Aggregator nach den vorliegenden Marktpreisen. Die nicht netzdienlich genutzte Flexibilität kann weiterhin am Markt teilnehmen.

Grüne Phase: Der Aggregator vermarktet (Regelenergie, Spotmarkt) die Flexibilität und vergütet den Flexibilitätsbesitzer nach individuellen Vertragsbestimmungen.

In Abbildung 13 ist der Ablauf des regulären Flexibilitätsseinsatzes zu sehen. Der Verteilernetzbetreiber besorgt sich die benötigte netzdienliche Flexibilität auf einem erst zu schaffenden Flexibilitätsmarkt (Single Market Place for Flexibility).

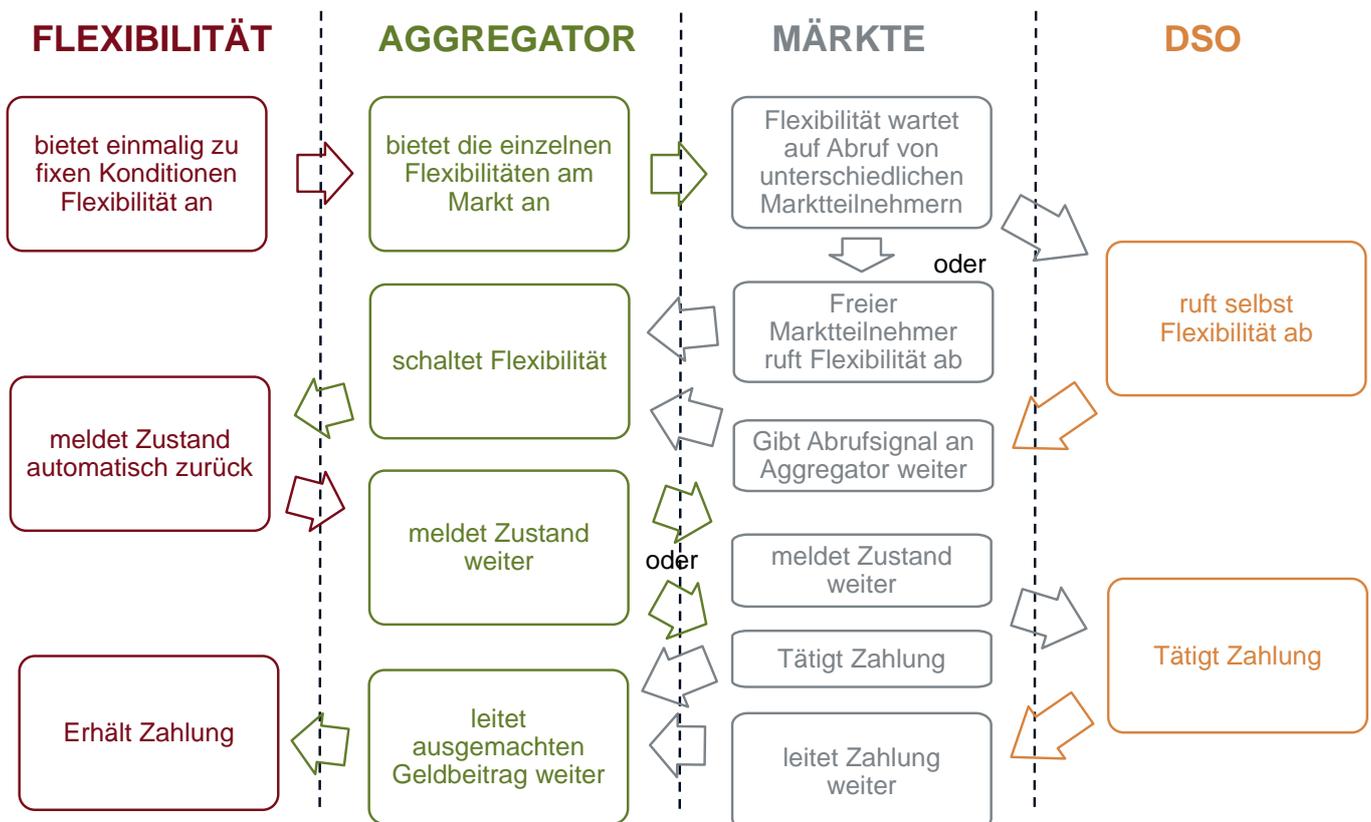


Abbildung 13: Prozesskette des Flexibilitätseinsatzes in der Variante Single Market

Beurteilung: In diesem Modell betreibt der Aggregator die Infrastruktur, und der Verteilernetzbetreiber besorgt sich die benötigte Flexibilität am Markt. Hinsichtlich der Entflechtung kann kein rechtlicher Konflikt festgestellt werden, da der Verteilernetzbetreiber in keiner Weise mit Erzeugung und Versorgung in Berührung kommt. Die Frage bleibt, ob der Verteilernetzbetreiber die für den Netzbetrieb erforderlichen Ressourcen nutzen will, wenn diese Flexibilität nur über eine marktbasierende Beziehung mit dem Aggregator genutzt werden kann und für den Netzbetreiber keine technische Möglichkeit besteht auf diese als Betriebsmittel geplante Anlage einzuwirken. Im realen Betrieb stellt sich darüber hinaus die Frage, ob der Verteilernetzbetreiber beim Betrieb des Netzes bereit ist, das Risiko der potenziellen Nichtverfügbarkeit der Flexibilitäten einzugehen. Charmant an dieser Variante wäre, dass entsprechend einer europäischen Initiative ein gemeinsamer Markt für Flexibilitäten aufgebaut werden kann. Ob diese Variante regulatorisch umsetzbar ist, hängt damit zusammen, ob es dem DSO gestattet ist, seinen Flexibilitätsbedarf mit marktbezogenen Maßnahmen zu befriedigen.

7.3 Variante Aggregator

In der Variante ‚Aggregator‘ betreibt und besitzt der Aggregator ebenfalls die *Schaltinfrastruktur* für die Flexibilitäten und verwaltet auch die *Daten*. Diese Variante ist ähnlich der herkömmlichen Ausgestaltung eines VPPs, mit dem Unterschied, dass nicht nur die Märkte sondern auch der Verteilernetzbetreiber Flexibilität nachfragt. Der DSO fragt die Flexibilität aber nicht über einen Markt nach, sondern kann dem Aggregator/den Aggregatoren direkte Schaltvorgaben für gewisse Netzabschnitte auferlegen. Dabei stehen im Idealfall mehrere Aggregatoren in Konkurrenz zueinander, die sich um den optimalen Dispatch ihrer gepoolten Anlagen kümmern. Anders als in den übrigen Varianten hat der Verteilernetzbetreiber keine Informationen über den genauen Standort, Verfügbarkeit und Leistung der einzelnen Flexibilitäten sondern benötigt nur die aggregierte Information in dem jeweiligen Netzabschnitt. Auf einer verteilernetz-eigenen Plattform gibt der Verteilernetzbetreiber den Bedarf an Flexibilität bekannt und der günstigste Anbieter erhält den Zuschlag.

In dieser Variante verwaltet der Aggregator alle Daten der Flexibilität. Um die ständige Verfügbarkeit der zugesagten Flexibilitäten sicherstellen zu können braucht der Aggregator einen verteilten Pool und ein Flexibilitäts-Backup (er verkauft beispielweise nur einen Teil der Leistung als Regelreserve). Dabei muss sichergestellt sein, dass die Flexibilität bei Bedarf für den Verteilernetzbetreiber zur Verfügung steht und dass Probleme im Netz nicht durch den Flexibilitätsabruf vergrößert werden. Haben mehrere Aggregatoren in einem Netzabschnitt Flexibilitäten, besteht ein hoher Koordinationsbedarf zwischen den Akteuren. Die Beziehungen der Akteure sind in Abbildung 14 dargestellt.



Abbildung 14: Beziehungen in der Variante Aggregator

Der Flexibilitäts Einsatz in den unterschiedlichen Netzzuständen wird an Hand der Ampelfarben (siehe Kapitel 5.3.2) dargestellt:

Rote Phase: Der Verteilernetzbetreiber gibt an den Aggregator einen Schaltbefehl und entweder wird der Aggregator/Flexibilitätsanbieter nach noch festzulegenden Kriterien des Gesetzgebers vergütet oder der Verteilernetzbetreiber verweigert weiterhin in dieser Phase dem Flexibilitätsbe-

sitzer entsprechend den rechtlichen Möglichkeiten (§21 EIWOG „Verweigerung des Netzzugangs“) den Netzzugang.

Gelbe Phase: Der Verteilernetzbetreiber schreibt die benötigte Flexibilität in den jeweiligen Strängen aus und der günstigste Anbieter erhält den Zuschlag. Die nicht netzdienlich genutzte Flexibilität kann weiterhin am Markt teilnehmen.

Grüne Phase: Der Aggregator vermarktet (Regelenergie, Spotmarkt) die Flexibilität und vergütet den Flexibilitätsbesitzer nach individuellen Vertragsbestimmungen.

In Abbildung 15 ist der Ablauf des regulären Flexibilitätseinsatzes zu sehen.

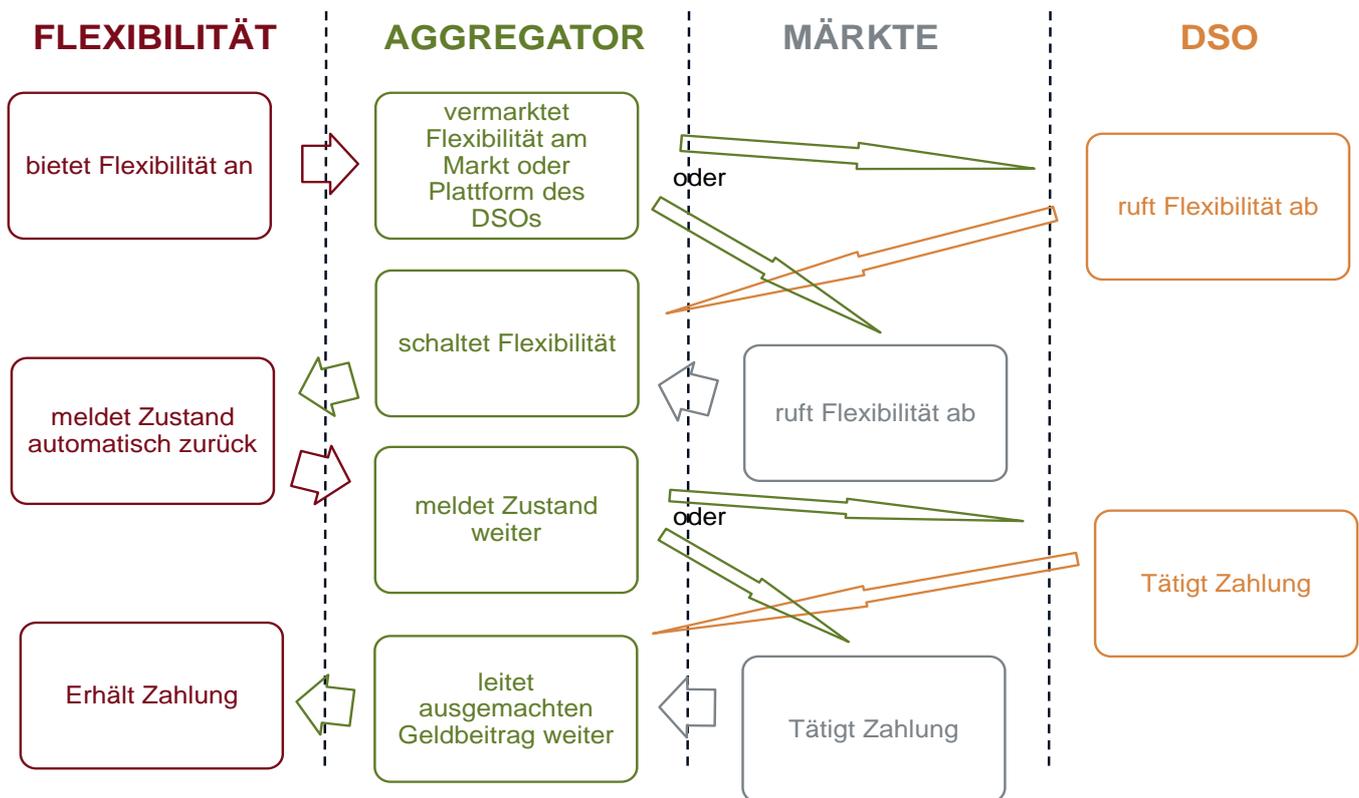


Abbildung 15: Prozesskette des Flexibilitätseinsatzes in der Variante Aggregator

Beurteilung: In diesem Modell betreibt der Aggregator die Infrastruktur, und der Verteilernetzbetreiber beschafft sich die benötigte Flexibilität über seine eigene Plattform. Hinsichtlich der Entflechtung sollte diese Variante rechtskonform sein. Es bleibt wiederum die Frage bestehen, ob der Verteilernetzbetreiber die für den Netzbetrieb erforderlichen Ressourcen nutzen will, wenn die Flexibilität nur über eine vertragliche Beziehung mit dem Aggregator genutzt werden kann und für den Netzbetreiber keine technische Möglichkeit besteht auf diese als Betriebsmittel genutzte Anlage einzuwirken.

Der Vorteil dieser Variante ist, dass entsprechend der Idee des liberalisierten Marktes ein Wettbewerb um die Flexibilitätsbereitstellung herrscht. Ob diese Variante regulatorisch umsetzbar ist, hängt damit zusammen, ob es dem DSO gestattet ist, seinen Flexibilitätsbedarf mit marktbezogenen Maßnahmen zu befriedigen.

7.4 Variante Flexibilität

In dieser Variante ‚Flexibilität‘ betreibt und besitzt der Verteilernetzbetreiber die Schaltinfrastruktur für die Flexibilitäten in dem Gebiet seines Verteilernetzes. Der Flexibilitätsbesitzer schließt einen Vertrag mit dem Verteilernetzbetreiber zur Flexibilitätsnutzung im Verteilernetz sowie über die Schaltinfrastruktur. Der Verteilernetzbetreiber verwaltet die an der Flexibilität anfallenden Daten und leitet dem Aggregator im Wesentlichen nur die Erfüllung bzw. Abweichung des Fahrplans weiter. Die Flexibilität wählt einen Aggregator aus, der die Marktteilnahme übernimmt. Der Aggregator bietet die Flexibilität auf den Märkten an und muss beim Verteilernetzbetreiber präqualifiziert sein, um einen ausreichenden Informationsaustausch sicher zu stellen. In dieser Variante versteht sich der DSO als Market Facilitator. Diese Beziehungen sind in Abbildung 16 dargestellt.

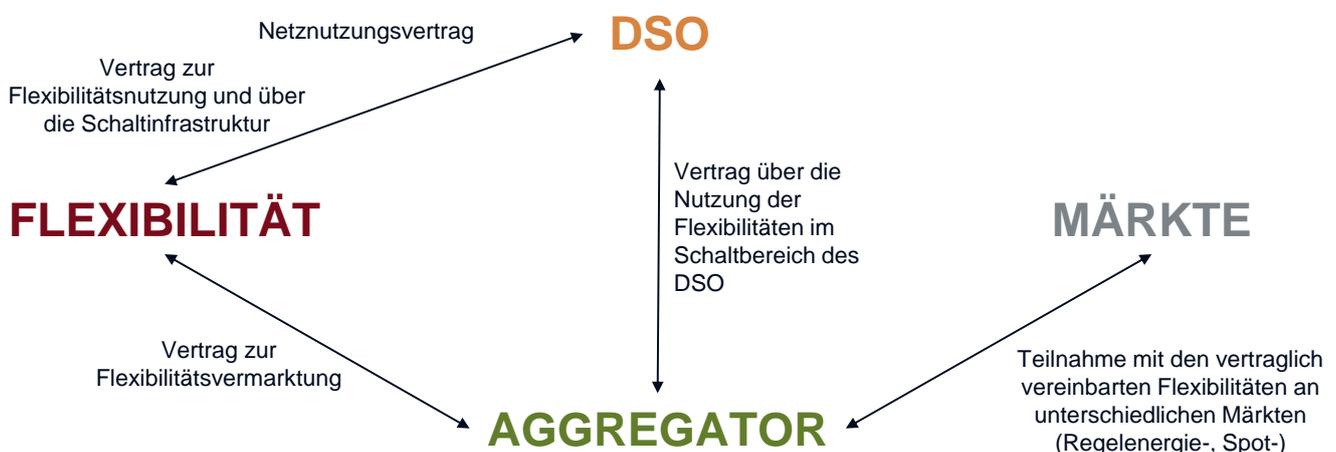


Abbildung 16: Beziehungen in der Variante Flexibilität

Der Flexibilitätseinsatz in den unterschiedlichen Netzzuständen wird wieder an Hand der Ampelfarben dargestellt:

Rote Phase: Der Verteilernetzbetreiber nutzt die Flexibilität und entweder wird der Flexibilitätsbesitzer nach festzulegenden individuellen Vertragsbestimmungen oder Kriterien der Regulierungsbehörde vergütet oder der Verteilernetzbetreiber verweigert in dieser Phase dem Flexibilitätsbesitzer entsprechend den rechtlichen Möglichkeiten (§21 EIWOG „Verweigerung des Netzzugangs“) den Netzzugang.

Gelbe Phase: Der Verteilernetzbetreiber nutzt die Flexibilität und vergütet den Flexibilitätsbesitzer nach individuellen Vertragsbestimmungen oder Kriterien der Regulierungsbehörde. Die nicht netzdienlich genutzte Flexibilität kann weiterhin am Markt teilnehmen.

Grüne Phase: Der Aggregator vermarktet (Regelenergie, Spotmarkt) die Flexibilität und vergütet den Flexibilitätsbesitzer nach individuellen Vertragsbestimmungen. Um die Anlage zu schalten gibt der Aggregator eine Anweisung an den Verteilernetzbetreiber.

Der reguläre Ablauf des Flexibilitätsabrufs in dieser Variante ist in Abbildung 17 zu sehen.

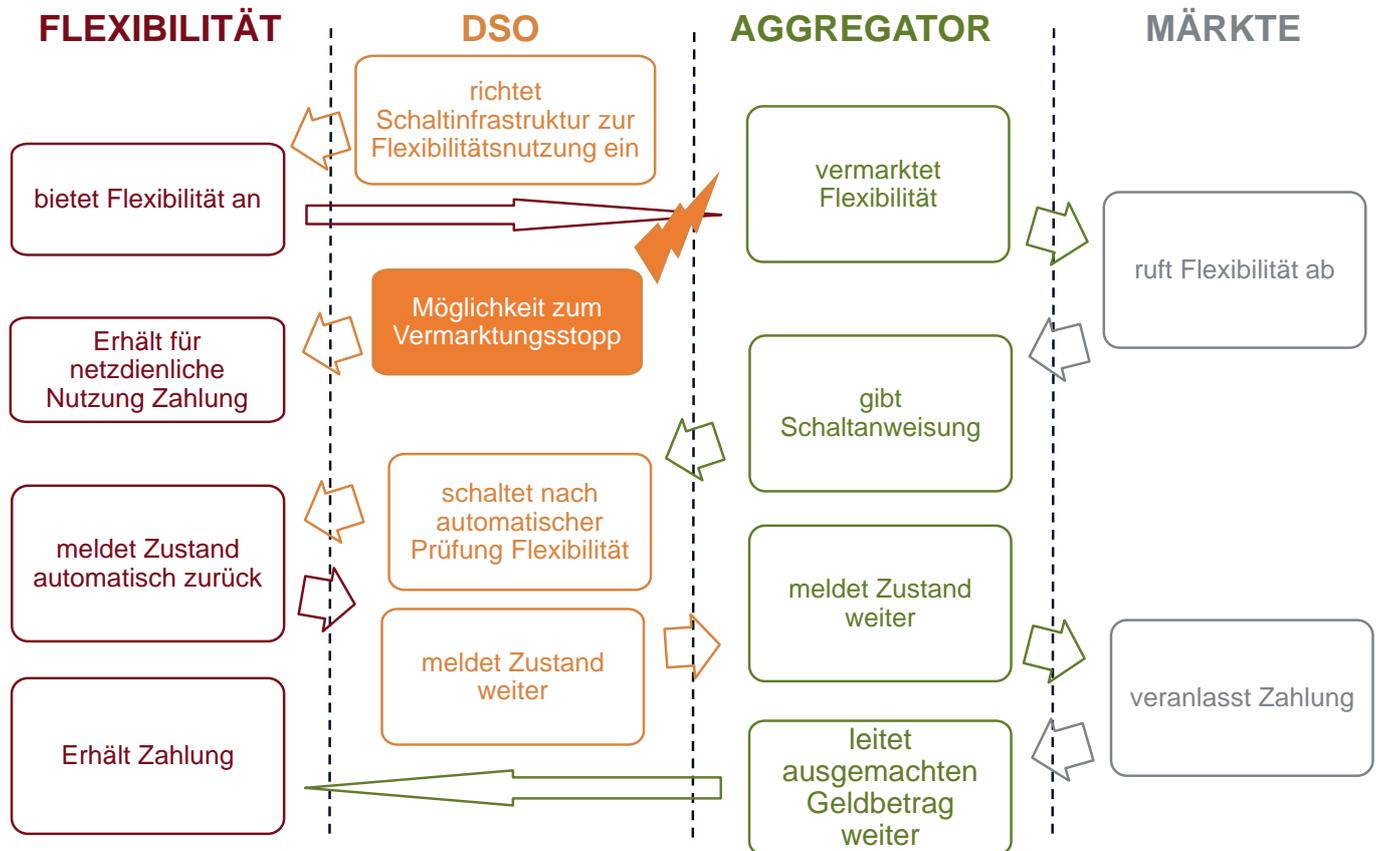


Abbildung 17: Prozesskette des Flexibilitätsabrufs in der Variante Flexibilität

Beurteilung: In diesem Modell betreibt der Verteilernetzbetreiber die hybrid-VPP Infrastruktur in seinem Netz, nimmt aber nicht aktiv am Markt teil. Sofern der Netzbetreiber netzdienliche Flexibilität benötigt, vergütet er dem Flexibilitätsbesitzer seinen Bedarf nach individuellen Vertragsbestimmungen oder Kriterien der Regulierungsbehörde. Dieses Modell ist vergleichbar mit der gegenwärtigen Situation der Stromversorgung, bei der der Verteilernetzbetreiber über die Infrastruktur verfügt und die Zählerdaten des Endkunden erhält. In Folge leitet er die Daten an einen vom Kunden frei wähl- und wechselbaren Versorger weiter. Ein wesentlicher Vorteil dieser Variante ist, dass für den Flexibilitätsanbieter ein Wechsel des am Markt agierenden Aggregators leicht möglich ist, da keinerlei Infrastruktur getauscht werden muss. Die Nutzung von Flexibilitäten durch den Verteilernetzbetreiber erfolgt in der gelben Phase diskriminierungsfrei und nach marktwirtschaftlichen Kriterien, da der Verteilernetzbetreiber versuchen wird, den kostengünstigsten Flexibilitätsabruf in dem betreffenden Netzabschnitt zu tätigen.

Diese Variante ist entflechtungskonform, weil der DSO nicht an den Märkten teilnimmt und durch den leichten Aggregatorenwechsel auch kein Diskriminierungspotential seitens des DSO vorhanden ist.

Aus Sicht des Verteilernetzbetreibers besteht ein großer Anreiz für diese Variante, da dieser weiterhin die Hoheit über die Vorgänge in seinem Netz behält. Der Verteilernetzbetreiber dient als Schnittstelle zum Aggregator.

7.5 Variante DSO

In dieser Variante ‚DSO‘ betreibt und besitzt der Verteilernetzbetreiber die *Schaltinfrastruktur* für die Flexibilitäten in seinem Verteilernetz. Der Verteilernetzbetreiber verwaltet dabei alle wesentlichen Daten und übermittelt an Dritte (Aggregatoren und damit in Folge auch Märkte) nur aggregierte Informationen über die Verfügbarkeit des gesamten Flexibilitätspools in seinem Einflussbereich. Der Flexibilitätsanbieter schließt nur mit dem Verteilernetzbetreiber einen Vertrag. In Folge lässt der Verteilernetzbetreiber die aggregierten Flexibilitäten vom bestbietenden Aggregator system- und marktdienlich vermarkten. Diese Akteursbeziehungen sind in Abbildung 18 dargestellt.



Abbildung 18: Beziehungen in der Variante DSO

Der Flexibilitäts Einsatz in den unterschiedlichen Netzzuständen wird wieder an Hand der Ampelfarben dargestellt:

Rote Phase: Der Verteilernetzbetreiber nutzt die Flexibilität und entweder wird der Flexibilitätsbesitzer nach noch festzulegenden individuellen Vertragsbestimmungen oder Kriterien der Regulierungsbehörde vergütet oder der Verteilernetzbetreiber verweigert in dieser Phase dem Flexibilitätsbesitzer entsprechend den rechtlichen Möglichkeiten (§21 EIWOG „Verweigerung des Netzzugangs“) den Netzzugang.

Gelbe Phase: Der Verteilernetzbetreiber nutzt die Flexibilität und vergütet den Flexibilitätsbesitzer nach individuellen Vertragsbestimmungen oder Kriterien der Regulierungsbehörde. Die nicht netzdienlich genutzte Flexibilität kann weiterhin am Markt teilnehmen.

Grüne Phase: Der Verteilernetzbetreiber lässt die Flexibilitäten vermarkten (Regelenergie, Spotmarkt) und vergütet den Flexibilitätsbesitzer nach individuellen Vertragsbestimmungen.

Der reguläre Ablauf des Flexibilitätsabrufs in dieser Variante ist in Abbildung 19 zu sehen.

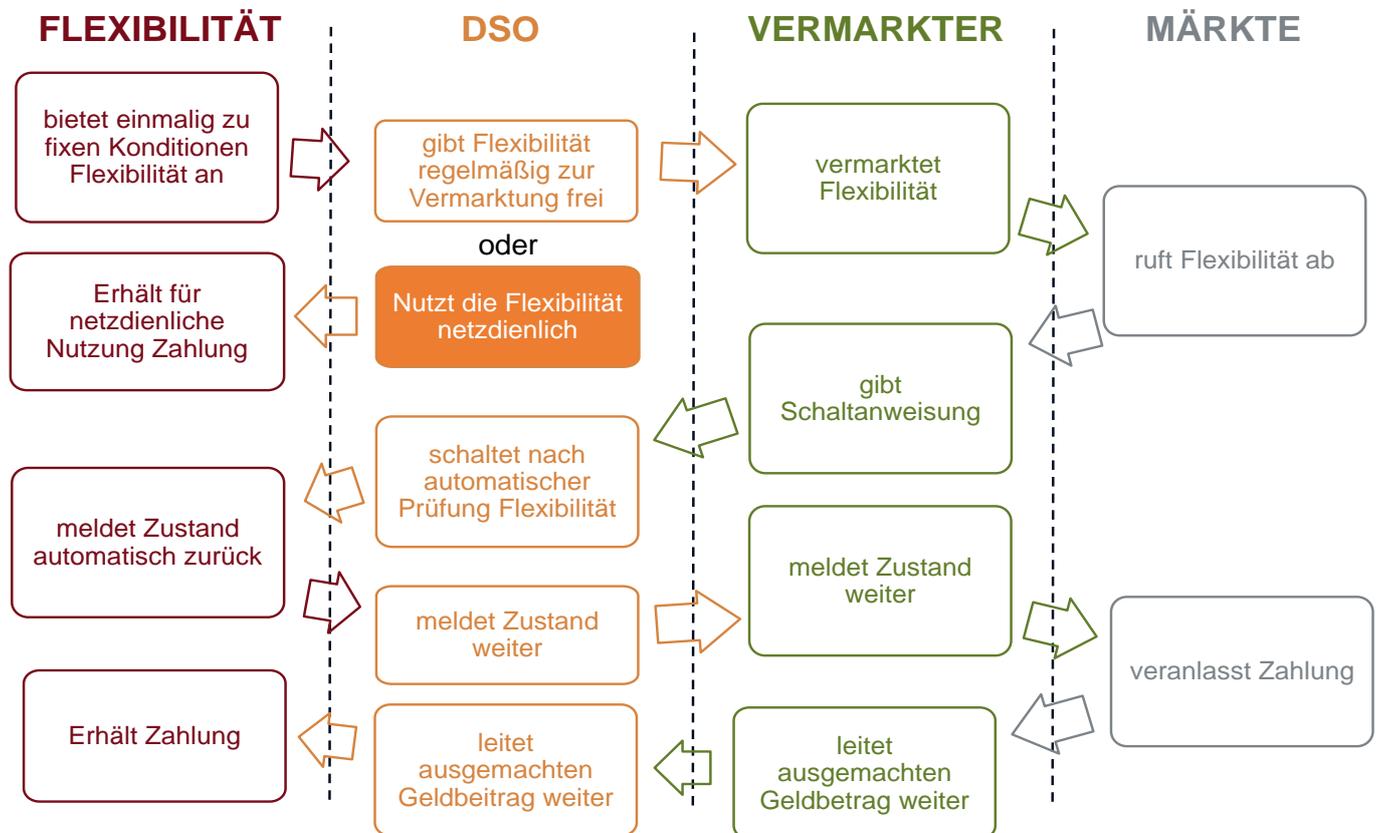


Abbildung 19: Prozesskette des Flexibilitätseinsatzes in der Variante DSO

Beurteilung: In diesem Modell betreibt der Verteilernetzbetreiber die Infrastruktur in seinem Netz. Die Teilnahme am Markt lagert der Verteilernetzbetreiber an den bestbietenden Aggregator aus.

Vorteilhaft an dieser Variante sind die simple Ausgestaltung und die Konzentration des Aggregators auf die Kerntätigkeit der Vermarktung von Flexibilitäten an den unterschiedlichen Märkten. Umgekehrt kann von manchen als nachteilig angesehen werden, dass der Aggregator auf eine reine Vermarkterrolle reduziert wird.

Ob diese Variante regulatorisch umsetzbar ist, hängt davon ab, ob die Aggregatorenwahl durch den DSO als diskriminierend betrachtet wird. Das Diskriminierungspotential besteht darin, dass die Wettbewerbsparte des vertikal integrierten Unternehmens einen unerlaubten Informationsvorsprung haben könnte bzw. die Vergabe intransparent erfolgt. Um eine schiefe Optik zu vermeiden, sollte in dieser Variante die Vermarktung nicht dem vertikal integrierten Unternehmen übertragen werden.

7.6 Zusammenfassung der hybrid-VPP Varianten

Auf den vorangegangenen Seiten wurden verschiedene Ausgestaltungen von hybrid-VPPs präsentiert. In diesen Varianten verschieben sich die Handlungskompetenzen im Betrieb eines hybrid-VPPs von einem unabhängigen Service Provider über einen Aggregator hin zum Verteilernetzbetreiber. Die wesentlichen Elemente werden hier noch einmal in übersichtlicher Form dargestellt und an Hand der Beurteilungsaspekte verglichen.

Tabelle 7: Vergleich der unterschiedlichen hybrid-VPP Varianten

	Service Provider	Single Market	Aggregator	Flexibilität	DSO
Beschreibung	Betriebsbeauftragter des Verteilernetzes steuert hybrid-VPP und ist Vermarkter	Benötigt eine Art Single Market Place for Flexibility	Der DSO gibt nur Netzzustand weiter. Der Aggregator kümmert sich um den Dispatch	Der DSO betreibt die Schaltinfrastruktur. Flexibilitätsanbieter wählt den Aggregator aus	Der DSO betreibt die Schaltinfrastruktur. Der DSO aggregiert die Einheiten und wählt einen gemeinsamen Vermarkter aus
Besonderheit	1 Akteur übernimmt alle Rollen	DSO ruft die Flexibilität vom Markt ab	DSO hat keine Information über einzelne Flexibilität	Leichter Aggregatortausch möglich	Keine Kommunikation zw. Aggregator und Flex-Anbieter
Entflechtung	entspricht dem slowenischen Recht und DSO <100.000 Kunden	konform	konform	konform	problematisch weil Flexibilität-Vergabe von DSO an AGG
Vergütungsstruktur	Markterlöse von SP/DSO (<100.000) an Flexibilität	Markterlöse über AGG an Flexibilität	Erlöse über AGG an Flexibilität	Markterlöse über AGG direkt an Flexibilität	Markterlöse über AGG an DSO weiter zu einzelner Flexibilität
Ausgleichsenergie	nur wenn Flexibilität-Schaltung anders als in Fahrplan	Flexibilität nur über Markt daher in Fahrplänen -> keine AE	Je nach Zeitpunkt Vermarktungsstopp -> manchmal AE	Je nach Zeitpunkt Vermarktungsstopp -> manchmal AE	Je nach Zeitpunkt Vermarktungsstopp -> manchmal AE
Netzregulierung	Konkurrenzprodukt zu unterbrechbaren Tarifen.	Konkurrenzprodukt zu unterbrechbaren Tarifen. TSO-DSO Konflikt, weil beide holen sich die Flexibilität vom Markt	Aggregator setzt Flexibilität erlösmaximierend ein. Dadurch teuer für Nachfrager	Konkurrenzprodukt zu unterbrechbaren Tarifen. Kein Konflikt, weil Flexibilität für TSO nur sichtbar wenn auch verfügbar	Konkurrenzprodukt zu unterbrechbaren Tarifen. Kein Konflikt, weil Flexibilität für TSO nur sichtbar wenn auch verfügbar

	Service Provider	Single Market	Aggregator	Flexibilität	DSO
Anreiz-regulierung	für SP/DSO (<100.000) CAPEX und OPEX	für DSO viel OPEX	für DSO viel OPEX	für DSO CAPEX und OPEX	für DSO CAPEX und OPEX
Daten	Daten sind nur bei der SP/DSO (<100.000)	VPP-Daten müssen auf den Märkten abrufbar sein. Gelangen von AGG auch an DSO	VPP-Daten sind nur beim Aggregator	VPP-Daten gelangen von DSO auch an AGG und werden dort aggregiert. Nur aggregierte Daten am Markt	Daten sind nur beim DSO. DSO gibt nur aggregierte Daten weiter.
Vorteile	SP/DSO (<100.000) ist in einer starken Position. Einfach wegen geringem Koordinationsbedarf	Wettbewerbliche Ausgestaltung	Wettbewerbliche Ausgestaltung - DSO muss keine Kenntnis über Anlagen haben, sondern gibt nur Netzzustand weiter	Flexibilitätsanbieter kann leicht Aggregator wechseln. DSO behält Schalthoheit im Netz	höhere Erlöse für Flexibilitätsanbieter möglich. Relativ simple Ausgestaltung
Nachteile	Wenig Wettbewerb	Im Betrieb riskant für den DSO	unattraktiv für DSO, da er sich für einen stabilen Netzbetrieb auf Drittanbieter verlassen muss	Aggregator ist auf den DSO angewiesen	Geringer Wettbewerb – Gefahr der Diskriminierung

8 Zusammenfassung

Der vorliegende Bericht beschäftigt sich mit den regulatorischen Rahmenbedingungen für den Betrieb von hybrid-VPPs. Diese hybrid-VPPs stellen eine Form von virtuellen Kraftwerken dar, bei denen Flexibilitäten sowohl technisch als auch wirtschaftlich genutzt werden. Der zusätzliche Nutzen entsteht im Wesentlichen dadurch, dass der Verteilernetzbetreiber die Flexibilitäten für einen aktiven Netzbetrieb nutzt und dadurch die Möglichkeit bekommt Investitionen im Netzausbau zurückzustellen oder zu vermeiden. Die dadurch verringerten Netzkosten kommen in weiterer Folge dem Netzbetreiber in Form einer höheren Rendite im Rahmen der Anreizregulierung (Effizienzverbesserung im Benchmarking) und den Netzbenutzern in Form von sinkenden Netzentgelten zugute. Weiters sollte dies zu verringerten Kosten für den Einsatz von Regelenergie führen und für eine effizientere Einbindung von dezentralen Energieerzeugungsanlagen sowie unterbrechbaren Verbrauchern wie Elektroautos oder Wärmepumpen in das Stromnetz sorgen. Damit sollten alle beteiligten Akteure an der Realisierung von hybrid-VPPs interessiert sein.

Das grundlegende Interesse dieses Berichts dreht sich um die Fragestellung nach dem möglichen Betreiber eines hybrid-VPP und den Vergütungsstrukturen für Flexibilitätsanbieter. Die vorliegenden Fragestellungen wurden mit Hilfe einer Analyse der rechtlichen Materie (Richtlinien, Gesetze, Verordnungen, Normen, etc.) sowie der Einbeziehung von vorangegangenen Studien und Berichten zu ähnlichen Aspekten bearbeitet. Wie einleitend festgehalten, entsteht der Zusatznutzen des hybrid-VPPs beim Verteilernetzbetreiber. Im Bericht werden die potenziellen Möglichkeiten sowie Vor- und Nachteile von Betreibern eines hybrid-VPPs aufgezeigt. Neben der Möglichkeit, dass der Verteilernetzbetreiber das hybrid-VPP betreibt, gibt es auch die Möglichkeit, dass ein Aggregator das hybrid-VPP betreibt und dem Verteilernetzbetreiber entsprechende Dienstleistungen anbietet. Nachdem keine explizite Gesetzgebung für den Einsatz von netzdienlichen Flexibilitäten bzw. den Betrieb von hybrid-VPP vorhanden ist, werden in diesem Bericht aus den gewonnenen Erkenntnissen rechtlich mögliche Umsetzungsvarianten für hybrid-VPPs abgeleitet. Um dies klarer darstellen zu können, wird die Rolle des hybrid-VPP Betreibers aufgeteilt in den Betreiber der Schaltinfrastruktur und den Vermarkter der erzeugten Energie.

Aus dem bestehenden rechtlichen Rahmen wird in diesem Bericht hervorgehoben, dass Verteilernetzbetreiber hinsichtlich der Entflechtungsbestimmungen jegliche Tätigkeiten ausüben dürfen, solange sie nicht an den Strommärkten teilnehmen, missbräuchliche Quersubventionen stattfinden oder sie direkt in Erzeugung oder Vertrieb involviert sind. Das reine Betreiben der Schaltinfrastruktur eines hybrid-VPP wird unter diesen Gesichtspunkten der Verteilertätigkeit zugeschrieben und begründet keinen separaten Tätigkeitsbereich. Hinsichtlich der vorgeschriebenen Pflichten nach §42 (3) Z3 und §45 Z22 EIWOG verfügt der Verteilernetzbetreiber auch noch über die tatsächliche Entscheidungsgewalt, wenn er sich netzdienliche Flexibilität von Dritten beschafft.

Anders als ein regulierter Verteilernetzbetreiber, kann ein nicht-regulierter Service Provider der mit dem Netzbetrieb betraut ist oder ein Netzbetreiber mit weniger als 100.000 Kunden, alle Rollen entlang der

Wertschöpfungskette eines virtuellen Kraftwerks übernehmen, da für ihn keine bzw. reduzierte regulierenden Vorschriften existieren.

Eine mögliche Vergütung für den Flexibilitätsanbieter würde so aussehen, dass in der grünen Phase (regulärer Netzbetrieb) der Anbieter durch den Markt vergütet wird. In der gelben Phase (potentieller Netzengpass) wird der Anbieter, wenn die Flexibilität netzdienlich genutzt wird, durch den Verteilernetzbetreiber nach individuellen Vertragsbestimmungen (z.B. wie in Deutschland in Höhe des entstandenen Schadens) bzw. neuen gesetzlichen Bestimmungen und Kriterien der Regulierungsbehörde oder bei marktdienlicher Nutzung durch den Markt vergütet. Bei netzdienlicher Nutzung in der roten Phase (unmittelbar gefährdeter Netzbetrieb) kann der Verteilernetzbetreiber in dieser Phase dem Flexibilitätsbesitzer entsprechend den rechtlichen Möglichkeiten (§21 EIWOG „Verweigerung des Netzzugangs“) den Netzzugang verweigern.

Die Ausgestaltungsvarianten für hybrid-VPPs wurden so konstruiert, dass für die praktische Umsetzung keine gesetzlichen Änderungen nötig sind, sondern sie sich in den vorhandenen regulatorischen Rahmen einpassen. Die Ausarbeitungen ergeben verschiedene denkbare Varianten und der Name der Variante steht sinngebend für den hauptverantwortlichen Akteur beim Betrieb des hybrid-VPPs:

- Variante Service Provider: 1 unabhängiger Akteur übernimmt alle Rolle im Betrieb eines hybrid-VPP.
- Variante Single Market: Der DSO ruft die Flexibilität an einem Single Market for Flexibility ab.
- Variante Aggregator: Der DSO gibt nur Netzzustand weiter. Der Aggregator kümmert sich um den Dispatch.
- Variante Flexibilität: Der DSO betreibt die Schaltinfrastruktur. Der Flexibilitätsanbieter wählt den Aggregator aus.
- Variante DSO: Der DSO betreibt die Schaltinfrastruktur. Der DSO aggregiert die Einheiten und wählt einen gemeinsamen Vermarkter aus.

Über die vorgestellten Möglichkeiten hinaus ist zu beachten, dass die Einbindung von netzdienlicher Flexibilität in den Verteilernetzbetrieb auch in anderer Form als hybrid-VPPs erfolgen kann. So könnte auch eine starrere regulatorische Umsetzung nach deutschem Vorbild umgesetzt werden, bei der der Netzbetreiber ermächtigt ist Erzeugungsanlagen gegen angemessene Vergütung zeitweise abzuregeln und vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen ein reduziertes Netzentgelt zu verrechnen.

9 Ausblick

Im Vorwort zum sogenannten Winterpaket erkennt die Europäische Kommission in COM2016(864) dass die Netzkosten erheblich verringert werden könnten, „würde es den Verteilernetzbetreibern (VNB) gestattet, bestimmte Probleme bei der Stromerzeugung aus variablen Energiequellen stärker lokal anzugehen“ etwa durch das Management lokaler Flexibilitätsressourcen. Die Kommission vermutet dass Aggregatoren „eine wichtige Rolle als Vermittler zwischen den Kundengruppen und dem Markt spielen“ werden (26). Das Paket sieht vor, dass Kunden einen Aggregator frei wählen können ohne Zustimmung ihres Anbieters - jedoch muss der Vertrag innerhalb von drei Wochen kündbar sein (Artikel 13). Den „Aggregator“ definiert die Kommission in Artikel 2 als „einen Marktteilnehmer, der mehrere Kundenlasten oder erzeugten Strom zum Kauf, Verkauf oder zur Versteigerung auf einem organisierten Energiemarkt bündelt“; und einen „unabhängiger Aggregator“ als einen solchen „Aggregator, der mit keinem Anbieter oder sonstigen Marktteilnehmer verbunden ist“. An sich sind Aggregatoren nach Artikel 17 nicht verpflichtet Ausgleichszahlungen an Anbieter oder Erzeuger zu leisten, um jedoch die „entstehenden Vorteile gerecht auf die Marktteilnehmer verteilt werden, können die Mitgliedstaaten ausnahmsweise die Leistung von Ausgleichszahlungen zwischen Aggregatoren und Bilanzkreisverantwortlichen genehmigen“. Im Gegensatz zu der detaillierten Ausführung zu Aggregatoren und Laststeuerung findet der Term „virtuelle Kraftwerke“ keine Erwähnung im Kommissionsvorschlag. Als neue Aufgabe des Verteilernetzbetreibers definiert die Kommission in Artikel 31 die er zur Deckung von nicht frequenzgebundenen Hilfsdiensten in seinem Netz verwendete Energie, nach transparenten, nichtdiskriminierenden und marktbasieren Verfahren zu beschaffen, es sei denn eine Kosten-Nutzen-Analyse rechtfertigt eine andere Vorgehensweise.

„Auf dem Weg zur Umgestaltung des Energiemarkts“ ist das Europäische Parlament (Europäisches Parlament, 2016) „der Ansicht, dass einer Neugestaltung des Energiemarktes [unter anderem] durch die [...] Entwicklung der intelligenten Stromnetze und neue dezentrale Technologien der Energieerzeugung, die den Verbrauchern eine aktivere Rolle als Verbraucher und Erzeuger einräumen und eine bessere nachfrageseitige Steuerung ermöglichen“ erforderlich geworden ist.

Wenngleich sich die zitierten Diskussionen zur Umgestaltung des Energiemarktes noch in einem frühen Stadium befinden, ist absehbar, dass in den nächsten Jahren tiefgreifende Änderungen bezüglich der Rolle der Verteilernetzbetreiber und Aggregatoren stattfinden werden.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Einsatzmöglichkeiten von Flexibilitäten; in Anlehnung an (SWECO, 2015)	3
Abbildung 2: Übersicht Marktteilnehmer in Anlehnung an (E-Control, 2013); Datenaustausch ist in grüner Schrift dargestellt.....	6
Abbildung 3: Übersicht Marktteilnehmer mit Aggregator in Anlehnung an (E-Control, 2013); Datenaustausch ist in grüner Schrift dargestellt.....	7
Abbildung 4: Entflechtungskonstrukt Energie Netze Steiermark	19
Abbildung 5: Entflechtungskonstrukt Elektro Ljubljana.....	20
Abbildung 6: Verschiedene Arten des Flexibilitätseinsatzes	24
Abbildung 7: Zusammenhänge der Verantwortlichkeiten zwischen Flexibilität und Netzbetreiber im hybriden virtuellen Kraftwerk	25
Abbildung 8: Zwiebelmodell der E-Control für DSM (E-Control, 2016b).....	30
Abbildung 9: Überblick über die verschiedenen hybrid-VPP Ausgestaltungsvarianten.....	47
Abbildung 10: Akteursbeziehungen der Variante Service Provider	48
Abbildung 11: Prozesskette des Flexibilitätseinsatzes in der Variante Service Provider	49
Abbildung 12: Beziehungen in der Variante Single Market	50
Abbildung 13: Prozesskette des Flexibilitätseinsatzes in der Variante Single Market	51
Abbildung 14: Beziehungen in der Variante Aggregator	52
Abbildung 15: Prozesskette des Flexibilitätseinsatzes in der Variante Aggregator.....	53
Abbildung 16: Beziehungen in der Variante Flexibilität	54
Abbildung 17: Prozesskette des Flexibilitätseinsatzes in der Variante Flexibilität	55
Abbildung 18: Beziehungen in der Variante DSO	56
Abbildung 19: Prozesskette des Flexibilitätseinsatzes in der Variante DSO	57

Literaturverzeichnis

- APG, 2015. Erläuterungen Regelreserven.
- AWK Group AG, VISCHER AG, FIR-HSG, 2014. Datensicherheit und Datenschutz für Smart Grids: Offene Fragen und mögliche Lösungsansätze.
- BDEW Bundesverband, der Energie- und, Wasserwirtschaft e.V., 2015. Smart Grids Ampelkonzept - Ausgestaltung der gelben Phase (Diskussionspapier). BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Berlin.
- BMWi, 2015. Ein Strommarkt für die Energiewende - Weißbuch (Ergebnispapier (Weißbuch)). Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Berlin.
- Bundesgerichtshof, 2007. Urteil VIII ZR 306/04.
- Bundesnetzagentur, 2012. Beschluss BK8-12-019.
- Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt, 2016. Monitoringbericht 2015.
- Deutsche Bundesregierung, 2016. Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes.
- Deutscher Bundestag, 2014. Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien.
- Deutscher Bundestag, 2013. Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten.
- Deutscher Bundestag, 2005. Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung.
- EC, 2013. Incorporating demand side flexibility, in particular demand response, in electricity markets (No. SWD(2013) 442 final).
- E-Control, 2016a. Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen - Teil D: Besondere technische Regeln Hauptabschnitt D4: Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen.
- E-Control, 2016b. Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Stromnetzbereich („Tarife 2.0“) (Konsultationsentwurf). Wien.
- E-Control, 2014. Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber. Wien.
- E-Control, 2013. Das österreichische Strommarktmodell.
- E-Control, 2012. AUSLEGUNGSGRUNDSÄTZE zu den energierechtlichen Entflechtungsbestimmungen.
- E-Control, 2009. Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen - Technische Regeln für Netze mit Nennspannung < 110 kV.
- EG, 2009. RL 2009/72/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt.
- Energienetze Steiermark, 2014. Allgemeine Bedingungen Bereich „STROM“ für den Zugang zum Verteilernetz der ENERGIEKETZE STEIERMARK GMBH.
- ENTSO-E, 2015a. The harmonised electricity market role model.
- ENTSO-E, 2015b. General Guideline for reinforcing the cooperation between TSOs and DSOs.

- ENTSO-E, Jean-Baptiste Paquel, 2014. An Introduction to Network Codes & The Links Between Codes April.
- ETG im VDE Task Force RegioFlex, 2014. REGIONALE FLEXIBILITÄTSMÄRKTE - Marktbasierete Nutzung von regionalen Flexibilitätsoptionen als Baustein zur erfolgreichen Integration von erneuerbaren Energien in die Verteilnetze (VDE-Studie). VERBAND DER ELEKTROTECHNIK ELEKTROINFORMATIONSTECHNIK e.V., Frankfurt am Main.
- EU, 2012. RL 2012/27/EU zur Energieeffizienz.
- Europäische Kommission, 2014. Annex 2 - Progress towards completing the Internal Energy Market.
- Europäisches Parlament, 2016. Auf dem Weg zur Umgestaltung des Energiemarkts.
- Franz Strepfl, 2015. Retailmarkt Design Die Rolle der DSO als Market-Facilitator und Data Hub.
- Holger Schneidewindt, 2015. Umgeht das BMWi den Bundestag beim Smart Meter-Rollout? - Warum das Verordnungspaket Intelligente Netze nicht zur Umsetzung des Eckpunktepapiers ausreicht.
- Kathrin de Bruyn, 2014. LoadShift: Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur Potenzialanalyse für Smart Grids (No. 7i/2015), Energie- und Umweltforschung. BMVIT, Linz.
- Kathrin de Bruyn, Andrea Kollmann, Bettina Bartos, Beatrice Markl, Markus Schwarz, Andreas Hauer, Verein Energieinstitut an der, Johannes Kepler Universität Linz, 2012. Smart Grids - Rechtliche Aspekte von Intelligenten Stromnetzen in Österreich (No. 14/2014), Energie- und Umweltforschung. BMVIT, Linz.
- Margit Kraker, 2014. PRÜFBERICHT Stromnetz Steiermark GmbH (Prüfbericht No. LRH 20 S 2/2014-13). Landesrechnungshof Steiermark, Graz.
- Mustervertrag: Vereinbarung Netzbetreiber / Regelreserveanbieter über die Teilnahme am Regelreservemarkt, n.d.
- Österreichischer Nationalrat, 2010. Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010.
- Prügler, W., 2010. KONDEA - Konzeption innovativer Geschäftsmodelle zur aktiven Netzintegration dezentraler Verbraucher und Erzeugeranlagen (No. 18/2010), Energie- und Umweltforschung. BMVIT, Wien.
- Regelreserve und Ausgleichsenergie [WWW Document], 2016. . E-Control Austria. URL <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/strommarkt/regelreserve-und-ausgleichsenergie> (accessed 8.3.16).
- Regulierungskommission der E-Control, 2016. Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012 in der Fassung der Novelle 2016.
- Republika Slovenija, 2013. ENERGY ACT PROPOSAL (EZ-1).
- SGTF EG3, 2015. Regulatory Recommendations for the Deployment of Flexibility.
- Slovenia - Agencija za energijo [WWW Document], 2016. URL <https://www.agenrs.si/web/en/slovenia> (accessed 11.7.16).
- SODO eng - About SODO [WWW Document], 2016. . SODO Eng. URL <http://predogled-en.sodo.si/about-sodo> (accessed 8.3.16).
- SODO eng - Organization [WWW Document], 2016. . SODO Eng. URL <http://predogled-en.sodo.si/organization> (accessed 8.3.16).

- Sonstige Marktregeln Strom [WWW Document], 2016. . E-Control Austria. URL <https://www.e-control.at/recht/marktregeln/sonstige-marktregeln-strom> (accessed 8.1.16).
- Stefan Bogner, Consentec GmbH, 2015. Evaluierung der Grundlagen und Weiterentwicklung der Systemnutzungs-/entgelte/-regelungen im Bereich der öffentlichen Elektrizitätsnetze.
- Tim Mennel, Ulf Häger, Daniel Grote, Lutz Itschert, Jan Kays, André Seack, Oliver Werner, KEMA Consulting GmbH, DNV GL, 2015. Kosten-Nutzen-Analyse einer Ampelmodelllösung für den Strommarkt der Schweiz (Abschlussbericht No. 9015-898-02). Schweizer Bundesamt für Energie.
- Ursula Tauschek, 2016. Stellungnahme von OesterreichsEnergie Sparte Netze zum Konsultationsentwurf der E-Control Austria "Weiterentwicklung der Netzenteltstruktur für den Stromnetzbereich ("Tarife2.0")."
- Wolfgang Fritz, Andreas Cronenberg, 2015. Koordination von Markt und Netz – Ausgestaltung der Schnittstelle (Abschlussbericht). Consentec GmbH.
- Wolfgang Urbantschitsch, 2017. Speicher für die Netze.

Kontaktinformationen

DI Dr. Werner Friedl
Werner.Friedl@ait.ac.at
+43 50550 6037

Tara Esterl MSc, MSc
Tara.Esterl@ait.ac.at
+43 50550 6077

AIT Austrian Institute of Technology GmbH
Electric Energy Systems - Energy Department
Giefinggasse 2 - 1210 Wien

Weiter Informationen über das Projekt hybrid-VPP4DSO:
<http://www.hybridvpp4dso.eu>