

2.4 Blaupause 4: Methoden zur Netzebenen-übergreifenden Koordination der Netzbetreiber für das Engpassmanagement

Blaupause	
Zielgruppen	<ul style="list-style-type: none"> ■ Netzbetreiber ■ Flexplattformbetreiber
Ausgangslage und Problemstellung	<p>Maßnahmen des Engpassmanagements sind in ihrer Auswirkung nicht auf das Markt- bzw. Netzgebiet des jeweiligen Netzbetreibers beschränkt. Um negative Auswirkungen der Maßnahmen auf andere Netzebenen oder Netzgebiete auszuschließen, müssen Maßnahmen des Netzengpassmanagements daher horizontal und vertikal zwischen den Netzbetreibern koordiniert werden. Die Ausgestaltung der Netzbetreiberkoordination ist daher unumgänglich für die Umsetzung von Flexplattformen. Hierfür mussten in SINTEG neue Lösungen entwickelt werden.</p>
Lösungsansatz	<p>Zwei grundlegende Ausgestaltungsvarianten wurden umgesetzt: zentrale und dezentrale Koordination. Die Ansätze unterscheiden sich und zeigen Trade-offs im Hinblick auf Ergebnisgüte, Komplexität, Governance-Fragen und Prozessausgestaltung. Unabhängig von der Ausgestaltung erfordern beide Ansätze Netzebenen-übergreifenden Austausch von Informationen und damit die Zusammenarbeit der Netzbetreiber. In SINTEG wurden damit wichtige Grundlagen für die Ausgestaltung der Redispatch 2.0 Prozesse gelegt.</p>
Einordnung in Prozessschema der Flexplattformen	
Technologiereifegrad	<p>1 2 3 4 5 6 7 8 9</p> <p>TRL 8: Verkaufsmuster/-prototyp liegt vor und erfüllt alle Anforderungen der Endanwendung.</p>
Eingeflossene SINTEG-Aktivitäten	<ul style="list-style-type: none"> ■ ReFlex, ALF, comax ■ Flexmarkt ■ ENKO ■ Flexibilitätsplattform
Innovationsgehalt	<p>Netzebenen-übergreifende Koordination zwischen Netzbetreibern aller Ebenen wurde erstmalig umfangreich in Deutschland demonstriert</p>
Bedingungen für Übertragbarkeit und Skalierbarkeit	<ul style="list-style-type: none"> ■ Aufbau entsprechender IKT-Systeme für den Datenaustausch bei beteiligten Netzbetreibern. ■ Skalierbar durch Entwicklung einer Datenaustauschplattform und einheitlicher Schnittstellen.

PROBLEMSTELLUNG

Lokale Flexplattformen verfolgen das Ziel, Netzengpassmanagement im Verteilnetz unter Nutzung neuer Flexibilitäten zu ermöglichen. Maßnahmen des Engpassmanagements sind in ihrer Auswirkung jedoch nicht auf das Markt- bzw. Netzgebiet des jeweiligen Netzbetreibers beschränkt. Um negative Auswirkungen der Maßnahmen auf andere Netzebenen oder Netzgebiete auszuschließen, müssen Maßnahmen des Netzengpassmanagements daher über die Netzebenen hinweg (vertikal) und auch über die Grenzen eines Netzgebietes (horizontal) hinweg koordiniert werden. Ziel der vertikalen und horizontalen Netzbetreiberkoordination ist es, unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen, die Einsatzreihenfolge der Flexibilitäten festzulegen. Dabei wird eine effektive (Beseitigung der Netzengpässe) und effiziente (Auswahl der relativ zu ihrer Wirksamkeit kostengünstigsten Flexibilitäten) Lösung angestrebt.

Bei der Operationalisierung der Netzebenen-übergreifenden Netzbetreiberkoordination in den SINTEG-Schaufenstern zeigten sich folgende Herausforderungen:

- **Abwägung zwischen Ergebnisgüte und Komplexität des Koordinationsprozesses:** Es ist eine Abwägung notwendig zwischen der Komplexität des Koordinationsprozesses und einem möglichst effektiven und effizienten Engpassmanagement als Ergebnis der Koordination. Ein technisch-wirtschaftlich optimales Ergebnis des Engpassmanagements kann mit einem zentralisierten Ansatz unter Zusammenführung aller relevanten Informationen erreicht werden. Ein gutes, wenngleich nicht zwingend optimales Ergebnis, kann auch erreicht werden, wenn Netzbetreiber lediglich zwingend notwendige Informationen austauschen, bspw. hinsichtlich vorhandener Flexibilitätpotenziale und Restriktionen. In SINTEG wurden beide Richtungen untersucht.
- **Klärung von Governance-Fragen:** Derzeit ist die Verantwortlichkeit der Netzführung eines Netzbetreibers auf das eigene Netzgebiet begrenzt. Sowohl der Datenaustausch über die organisatorischen Grenzen eines Netzbetreibers hinweg als auch der Flexibilitätsabruf über die Grenzen seines Netzgebietes hinweg werfen die Frage nach der Verantwortlichkeit auf. Diese Governance-Fragen betreffen damit bspw. den Aufbau und Betrieb von robusten Prozessen und Systemen für Datenbereitstellung und -austausch sowie Verifikation der Flexpotenziale im eigenen Netzgebiet. Je nach gewähltem Ansatz (zentral oder dezentral) wurden hier in SINTEG unterschiedliche Wege erprobt.
- **Ausgestaltung eines einheitlichen Prozesses:** Die Planungsprozesse der verschiedenen Netzbetreiber sind unterschiedlich strukturiert und folgen verschiedenen Zeitschienen. Dies birgt Herausforderungen für die Ausgestaltung eines einheitlichen Koordinationsprozesses zwischen den beteiligten Netzbetreibern. Zudem muss der Prozess vereinbar sein mit den bestehenden Prozessen des Engpassmanagements, also dem Redispatch. Dies ist notwendig, da die Netzbetreiber ggf. zwischen Redispatch und Flexplattform wählen können, um einen Engpass zu beseitigen. Ein erster Schritt in diese Richtung war, dass in SINTEG diskutierte Ansätze für die Umsetzung der Koordination auf lokalen Flexplattform in den Redispatch 2.0-Prozess eingeflossen sind. Hierzu gehören insbesondere erprobte, robuste Prozesse zum Datenaustausch.
- **Abhängigkeit des Netzengpassmanagements von der Netztopologie:** Die Wirkrichtung von Netzengpassmaßnahmen ist abhängig von der Netztopologie. So liegt beim Strahlnetz eine eindeutige Wirkrichtung der Maßnahmen vor – ausgehend von den niede-

ren Spannungsebenen kann auf die höheren Spannungsebenen Einfluss genommen werden. Diese Eindeutigkeit ist bei vermaschten Netzen hingegen nicht gegeben; hier können sich theoretisch auch Maßnahmen in der überlagerten Ebene auf die unterlagerte Ebene auswirken. Die Praxiserfahrung der Schaufenster zeigt jedoch, dass auch im vermaschten Netz die Wirkrichtung von unten nach oben entscheidend ist.¹⁷

AUSSERHALB VON SINTEG ERREICHTER KENNTNIS- UND ENTWICKLUNGSSTAND

In Bezug auf Netzebenen-übergreifendes Netzengpassmanagement stellt Deutschland durch seine Vielzahl an Netzbetreibern eine Besonderheit dar. In vielen anderen europäischen Ländern, in denen nur ein ÜNB und wenige VNB in mehreren Spannungsebenen operieren, stellen sich die Herausforderungen der Koordination nicht in diesem Maße.

Netzebenen-übergreifendes Netzengpassmanagement wurde in Deutschland bislang durch den Einbezug der Hochspannungsebene in den Redispatch umgesetzt (Umsetzung von EU-Netzcodes). Im Rahmen der Umsetzung von Redispatch 2.0 wurden auch netzebenen-übergreifende Prozesse entwickelt. Hierfür wurden zum einen eine Anwendungshilfe zum Datenaustausch zur Abrechnung zwischen den Netzbetreibern (BDEW, 2021b) entwickelt sowie ein Netzbetreiberkonzept (BDEW, 2021c). Hierhin wurden durch an SINTEG beteiligte Akteure Erkenntnisse im Bereich der Netzbetreiberkoordination aus den SINTEG-Schau fenstern übertragen. Dies sind insbesondere die Abstimmungskaskade der Netzbetreiber (Schwerd feger, Orlishausen & Enzenhöfer, 2019) sowie die Entwicklung von komplexen Prognosen, die Nachweisführung und Stammdatenhaltung. Das neue Redispatch-Regime startete zum 01.10.2021. Durch absehbare kurzfristige Umsetzungsschwierigkeiten wurde eine Übergangslösung erarbeitet (BDEW, 2021a), die sicherstellen sollte, dass bis spätestens 1. März 2022 die Betriebsbereitschaft von allen Prozessteilnehmern sichergestellt ist.

IN SINTEG AUFGEZEIGTE WEITERFÜHRENDE LÖSUNGSANSÄTZE BZW. ALTERNATIVE LÖSUNGSANSÄTZE

In den SINTEG-Schau fenstern wurden zwei grundlegende Gestaltungsoptionen für die Netzebenen-übergreifende Koordination von Maßnahmen des Engpassmanagements identifiziert und umgesetzt (C/sells, 2021, S. 230):

- Zum einen wurde die zentralisierte Koordination aller beteiligten Netzbetreiber erprobt. Dabei werden alle notwendigen Informationen (Netztopologie, Engpässe bzw. Flexbedarf, verfügbare Flexangebote inklusive Netzstandort und Preis) aller beteiligten Netzbetreiber an eine gemeinsame Plattform übermittelt. Die notwendige Koordinationsplattform kann als Bestandteil der Flexplattform ausgestaltet sein oder als zusätzliche, externe Plattform. Die Netzsicherheitsberechnung (Optimierung) wird in einem Schritt für alle Netzebenen durchgeführt. In einer limitierten zentralisierten Koordination können die Netzsicherheitsberechnungen auch dezentral ausgeführt werden, anstatt einer zentralisierten Optimierung. In diesem Fall werden über die zentrale Koordinationsplattform lediglich Informationen zum Bedarf, Flexpotenziale und Sensitivitäten sowie Restriktionen der Netzbetreiber zentral ausgetauscht. Dieser Ansatz wurde für die comax-Plattform in C/sells gewählt.

Zum anderen kam eine **dezentrale Koordination** zum Einsatz, wobei jeder Netzbetreiber

¹⁷ Diese Überlegungen zur Eindeutigkeit der Wirkrichtung von Engpassmaßnahmen gelten nur für wirkleistungsbedingte Engpässe. Auch im Strahlnetz können Maßnahmen auf überlagelter Ebene spannungsbedingte Engpässe im unterlagerten Netz hervorrufen.

die Netzsicherheitsberechnung für sein Netzgebiet selbst vornimmt. Die Netzbetreiber teilen Informationen zu verfügbaren Flexibilitäten (Sensitivität auf Netzverknüpfungspunkt und Kosten) und eigene netztechnischen Restriktionen auf den Flexabruf mit benachbarten/ nachgelagerten/ vorgelagerten Netzbetreibern. Die Koordinierung wird sequenziell durchgeführt, beginnend beim Netzbetreiber der niedrigsten Spannungsebene. Darauf folgt der vorgelagerte Netzbetreiber. Die Restriktionen des Netzbetreibers der niedrigsten Spannungsebene haben also Priorität und es wird also eine Koordinierung „von unten nach oben“, entlang der Hauptwirkungsrichtung der Maßnahmen vorgenommen. Gegebenenfalls kann die Koordinierung iterativ durchgeführt werden. Dieser Ansatz wurde von der Mehrzahl der SINTEG-Flexplattformen umgesetzt, so bspw. in WindNODE, bei der NEW 4.0 ENKO-Plattform sowie in enera (Goldkamp et al., 2021, 264f, 2021, S. 239). Die Netzbetreiberkoordination lag bei der Erprobung der Plattformen ALF und ReFlex aus C/sells nicht im Fokus. Bei ALF wurde konzeptionell auf eine dezentrale Koordination gesetzt, während in ReFlex Elemente aus beiden Ansätzen kombiniert wurden. Nach dem Konzept von ReFlex wird eine technische Optimierung des Netzbetriebs zentral vorgenommen und die Optimierung der Preise erfolgt dezentral.

In Bezug auf die zuvor genannten Herausforderungen zeigen die Erfahrungen aus SINTEG heraus, dass die beiden Ansätze jeweils unterschiedliche Vor- und Nachteile bieten, dargestellt in Tabelle 6.

Untersuchungskriterium	Zentrale Koordination	Dezentrale Koordination
Technisch-wirtschaftliches Ergebnis und Abhängigkeit von Netztopologie	Führt zu einem optimalen Ergebnis (effektiv und effizient) unabhängig von der Netztopologie und damit der Wirkrichtung der Maßnahmen; es wird nur ein Optimierungsdurchlauf benötigt.	Im Strahlnetz mit nur einem Übergabepunkt zur überlagerten Netzebene, also bei eindeutiger Wirkrichtung der Engpassmanagementmaßnahmen wird durch die Koordination „von unten nach oben“ eine sehr gute Annäherung an das optimale Ergebnis (effektiv und effizient) erreicht; ¹⁸ bei einem Netz mit mehreren Übergabepunkten und damit ohne eindeutige Wirkrichtung kann durch iteratives Vorgehen eine Lösung nah am Optimum erreicht werden.
Komplexität (Anforderungen an Datenaustausch, Infrastruktur)	Es müssen mehr Daten geteilt werden, inklusive vollständiger Netztopologie; eine neue, gemeinsame Optimierungsplattform wird benötigt.	Es wird nur ein Mindestmaß an Informationen zwischen den Netzbetreibern geteilt; jeder NB kann auf seine bereits bestehende Infrastruktur zum Netzengpassmanagement zurückgreifen; es wird keine Optimierungsfunktionalität auf der Plattform benötigt.
Governance-Fragen	Gleiche Fragen wie bei dezentraler Koordination sowie im Hinblick auf das zentrale Zusammenfließen der Daten. Dadurch keine Vor- bzw. Nachteile zwischen den Ansätzen erkennbar.	Fragen stellen sich im Hinblick auf zu definierende Schnittstellen; Verantwortlichkeiten der Netzbetreiber, u. a. für Betrieb robuster Prozesse und Systeme, Datenverfügbarkeit, Verifikation der Flexpotenziale.
Prozessausgestaltung	Einmalige Optimierung erfordert weniger Zeit; ob ein optimales Ergebnis erreicht werden kann, hängt u. a. von der notwendigen Vorlaufzeit der Koordinierung ab (bspw. für interne Prozesse der NB).	Sequenzielle (und ggf. iterative) Prozesse nehmen mehr Zeit in Anspruch; ist dadurch ggf. schwieriger mit internen Prozessen der NB vereinbar.

Tabelle 6: Vor- und Nachteile von zentraler und dezentraler Netzbetreiberkoordination

¹⁸ Die Eindeutigkeit der Wirkrichtung gilt nur für Maßnahmen zur Anpassung der Wirkleistung.

INNOVATIONSGEHALT

Netzebenen-übergreifende Koordinationsprobleme wurden bislang in der theoretischen Literatur kaum behandelt. Dies könnte darauf zurückzuführen sein, dass Lösungen stark abhängig von der Netztopologie sind, die über Abhängigkeiten der Netzebenen entscheidet. Weiterhin ist die Herausforderung vor allen Dingen dort relevant, wo viele unterschiedliche Netzbetreiber existieren. In vielen Ländern sind die Netzebenen stark integriert oder es existieren nur wenige Netzbetreiber. Von daher stellt die Situation in Deutschland einen Spezialfall dar.

Aufgrund der hohen Spezifität der Lösungen, sind die in SINTEG untersuchten und erprobten Lösungen auf Deutschland bezogen innovativ, da sie erstmalig umfänglich zwischen den Akteuren diskutiert wurden.

WEITERE ENTWICKLUNGSMÖGLICHKEITEN

Die im Rahmen von SINTEG aufgebauten Erkenntnisse bei den involvierten Akteuren (Netzbetreiber, Anbieter / Einsatzverantwortliche) bildeten die Grundlage für die Umsetzung des Redispatch 2.0-Prozesses. Dies sind im Besonderen das Wissen über den Aufbau robuster Prozesse und Prozesse für den Datenaustausch zwischen Netzbetreibern und Anbietern. Ein konkretes Beispiel zur Ausgestaltung der Kommunikation zur Netzbetreiberkoordination ist in Goldkamp et al. (2021, S. 265) beschrieben. Der dort skizzierte und im Rahmen von SINTEG erprobte Prozess wurde in ähnlicher Form auch für die Umsetzung des Redispatch 2.0-Prozesses genutzt. Eine Abwägung zwischen den verschiedenen Ansätzen (zentral, stufenweise) kann aus SINTEG-Schaufenstern heraus, aufgrund der begrenzten Zahl involvierter Netzbetreiber, nicht durchgeführt werden. Hierfür bietet sich die Diskussion im Rahmen eines Branchenprozesses zur Spezifikation von Flexplattformen an.

Im Rahmen theoretischer Analysen wurde im Rahmen von enera gezeigt, dass die dezentrale Koordination von Netzbetreibern im Rahmen des Netzengpassmanagements aufgrund eines Informationsproblems (Unkenntnis über die Wirkung eines Flexibilitätsabrufes im Netzgebiet eines anderen NB) sowie eines Anreizproblems (betriebswirtschaftlich optimales Handeln eines NB führt nicht zwingend zur optimalen Lösung aus Sicht des Gesamtsystems) zu Ineffizienzen führen kann. Als mögliche Lösungsansätze für das Anreizproblem wurde die Internalisierung externer Effekte auf der Flexibilitätsplattform, sowie ein Kostenteilungsmechanismus vorgeschlagen (Goldkamp et al., 2021, S. 386–388). Für eine tiefergehende Untersuchung der Wirksamkeit und praktischen Anwendbarkeit der Ansätze bedarf es aufbauend auf den SINTEG-Ergebnissen (siehe die folgenden Detail-Blaupausen) die Erprobung in einem größeren Maßstab.

Die dezentrale Koordination „von unten nach oben“ wurde in SINTEG ausschließlich für Lasterhöhungen erprobt, nicht jedoch für Lastverringern bzw. eine erhöhte Einspeisung, was auch an der Art von Netzengpässen, die im Rahmen der Tests auftraten, und Flexibilitätsanbieter lag. Daher bedarf es noch weiterer Untersuchungen und der Demonstration in der Praxis, um unerwünschte Rückwirkungen wie spannungsbedingte Probleme in allen Fällen ausschließen zu können.

BEDINGUNGEN FÜR ÜBERTRAGBARKEIT UND SKALIERBARKEIT

Die Übertragung der Lösungen setzt den Aufbau eines entsprechenden IKT-Systems für Kommunikation und Datenaustausch zwischen beteiligten Netzbetreibern voraus. Wichtige Erkenntnisse hierzu konnten bereits in der Umsetzung der Abstimmungskaskade zwischen Netzbetreibern in SINTEG erreicht werden, bspw. durch Umsetzung der teilautomatisierten

Kaskade (TAKA) in C/sells (C/sells, 2021, S. 278–281)¹⁹ sowie durch die Umsetzung des Konzepts der Koordinierungsfunktion (KOF) des VDE|FNN (Springmann et al., 2020). Skalierbarkeit der Ansätze kann kurz- bis mittelfristig erreicht werden, indem einheitliche Schnittstellen oder auch eine Datenaustauschplattform entwickelt werden – ähnlich den Entwicklungen in der Umsetzung des Redispatch 2.0-Prozesses.

HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Weitere Vor- und Nachteile der zwei Ansätze würden sich deutlicher bei einer Erprobung der Konzepte in größerem Umfang (in Bezug auf Anzahl teilnehmender Netzbetreiber, Flexibilitätsanbieter und Abrufe über die Plattform) zeigen und eine bessere Einordnung erlauben. Daher gilt, wie auch schon bei den anderen Themenpunkten rund um die lokalen Flexibilitätsplattformen, dass als nächster Schritt praktische Erfahrungen im relevanten Maßstab gesammelt werden müssen, beispielsweise durch Verstetigung der bestehenden Plattformen und Ausweitung auf weitere Netzebenen bzw. Netzgebiete. Wie für die Produktdefinition gilt, dass das Koordinationskonzept in einem branchenübergreifenden Diskussionsprozess aufgegriffen werden müsste und dort ausgearbeitete Konzepte im Rahmen einer Roadmap für die Konzeption von Flexibilitätsmärkten behandelt werden (vgl. Abschnitt 2.1).

ENTHALTENE DETAIL-BLAUPAUSEN

- Detail-Blaupause: Zentrale Koordination der Netzbetreiber, Abschnitt 2.4.1
- Detail-Blaupause: Dezentrale, gestufte Koordination der Netzbetreiber „von unten nach oben“, Abschnitt 2.4.2

2.4.1 DETAIL-BLAUPAUSE 4.1: ZENTRALE KOORDINATION DER NETZBETREIBER

IN SINTEG AUFGEZEIGTER LÖSUNGSANSATZ

Die zentrale Koordination der Netzbetreiber fußt auf der Zusammenführung von Daten und der gemeinsamen Netzsicherheitsberechnung (Optimierung) über alle Netzebenen hinweg in einem Schritt. Alternativ zu einer zentralisierten Optimierung mittels Zusammenführung von Netzdaten können die Netzsicherheitsberechnungen nach Datenaustausch auch getrennt bei jedem Netzbetreiber einzeln stattfinden.

- **Comax-Plattform in C/sells:** Die Bedarfe aller Netzbetreiber werden bei der comax-Plattform über die Netzebenen hinweg gemeinsam optimiert, alle notwendigen Daten werden auf der Plattform zusammengeführt (u. a. Sensitivitäten, Restriktionen). Diese Datenzusammenführung und Bedarfskoordination ist aus Netzsicht optimal und kann bis nah an Echtzeit durchgeführt werden. Die Netzsicherheitsberechnungen erfolgen jedoch je Netzbetreiber getrennt, weshalb keine Netzdaten an die Plattform übertragen werden müssen. Dadurch wird jedoch nicht zwangsläufig das globale Optimum erreicht. Ein gemeinsamer koordinierter Abruf mehrerer NB-Bedarfe über eine Merit Order-Liste ist möglich. Dabei führen Abrufe des ÜNB nicht zu Grenzwertüberschreitungen beim VNB. Das Plattformkonzept sieht alternativ vor, dass der VNB Einzelanlagen gezielt abrufen kann. Beträge der Flexabrufe der verschiedene Netzbetreiber werden saldiert und anschließend der energie-

¹⁹ Eine Demonstration der teilautomatisierten Kaskade zeigte Dauern für die Datenübertragung zwischen NB und den mittels iMSys-Infrastuktur angebotenen Flexibilitäten zwischen 5s und 15s, womit Praxistauglichkeit nachgewiesen wurde. C/sells (2021, S. 279)

tische und bilanzielle Ausgleich gemeinsam kostenminimal erbracht.

Im Pilotbetrieb konnte die Umsetzung des Gesamtprozesses des Abrufs von Flexibilität über die Plattform (inklusive Netzbetreiberkoordination) erfolgreich demonstriert werden. Dieser Pilotbetrieb umfasste Tests mit verschiedenen Anbietern, die Flexibilitätspotenzial aus verschiedenen dezentralen Anlagen (u. a. Biogasanlagen, Blockheizkraftwerken (BHKW), EVs / Ladesäulen) anboten. Die Anlagen waren dabei in unterschiedlichen Regionen verortet, so dass verschiedene Modellnetze auf der Plattform hinterlegt wurden.

- **Schaufensterübergreifend (comax in C/sells und enera Flexmarkt):** Ein SINTEG-übergreifender Flexibilitätseinsatz mit den Flexplattformen der Schaufenster enera und C/sells (comax) wurde realisiert. Hierfür wurden im Rahmen einer erfolgreichen Demonstration die Plattformen gekoppelt, um das Flexibilitätspotenzial dezentraler Anlagen für die Behebung von Engpässen auf Übertragungsnetzebene einzusetzen (TenneT, 2020).

TECHNOLOGY READINESS LEVEL (TRL)

TRL 8 – Verkaufsmuster/-prototyp liegt vor und erfüllt alle Anforderungen der Endanwendung

BEDINGUNGEN FÜR ÜBERTRAGBARKEIT

Bislang wurden die Prozesse nur kleinmaßstäblich durchgeführt. Daher muss geprüft werden, ob die getesteten Prozesse für eine größere Anzahl an unterlagerten Netzbetreibern und Engpassituationen skalierbar und stabil sind. Da es sich um Schnittstellen zwischen Netzbetreibersystemen handelt, ist die Gewährleistung der IT-Sicherheit Grundvoraussetzung für Übertragung und Skalierung der Lösungen.²⁰

RELEVANZ FÜR ANDERE BLAUPAUSEN

Es ergeben sich Wechselwirkungen mit allen Blaupausen in dieser Kategorie, insbesondere der Blaupause zur Aggregation (Abschnitt 2.2).

2.4.2 DETAIL-BLAUPAUSE 4.2: DEZENTRALE, GESTUFTE KOORDINATION DER NETZBETREIBER „VON UNTEN NACH OBEN“

IN SINTEG AUFGEZEIGTER LÖSUNGSANSATZ

Die dezentrale Koordination der Netzbetreiber fußt auf einer sequenziellen Optimierung des Flexeinsatzes (Netz Sicherheitsberechnungen) eines jeden Netzbetreibers für sich. Zwischen den Stufen tauschen die Netzbetreiber Informationen aus (verfügbare Flexibilitäten, Restriktionen des Flexabrufs). Es beginnt der Netzbetreiber der niedrigsten Spannungsebene.

- **NEW 4.0 ENKO, WindNODE:** Diese Plattformen führen selbst keine Optimierung durch, sondern stellen nur Informationen über verfügbare Flexibilitäten zur Verfügung (Austauschplattform). Die Netzbetreiber optimieren den Flexibilitätseinsatz auf Basis dieser Informationen selbst. Hierbei werden die möglichen Interaktionen der Netzebenen berücksichtigt. Durch die Reihenfolge des Flexibilitätszugriffs wird die NB-Koordination „von unten nach oben“ durchgeführt.

²⁰ Security und Privacy im IT-Kontext werden im Bericht des Synthesefeldes 3 „Digitalisierung“ in der Kategorie IT-Sicherheit aufgegriffen.

- **enera:** Es wurde ein standardisierter Prozess zur Netzbetreiberkoordination entwickelt. Wird zum Beispiel der Bedarf eines Übertragungsnetzbetreibers von einer Anlage gedeckt, die in einem Verteilnetz angeschlossen ist, handelt es sich um einen Eingriff in das Netz eines anderen Betreibers. Ehe eine Bedarfsmeldung auf der Marktplattform platziert wird, müssen sämtliche nachgelagerten Netzbetreiber ihre Freigabe erteilen. Diese berechnen etwaige Kapazitätsbeschränkungen und teilen diese dem vorgelagerten Netzbetreiber in einem Bottom-up-Prozess mit (Goldkamp et al., 2021, S. 239).

TECHNOLOGY READINESS LEVEL (TRL)

TRL 8 – Verkaufsmuster/-prototyp liegt vor und erfüllt alle Anforderungen der Endanwendung

BEDINGUNGEN FÜR ÜBERTRAGBARKEIT

Bisher wurden die Lösungen nur in einem kleinen Maßstab getestet. Da in diesem Rahmen nur der Abruf von Lasterhöhung koordiniert wurde, ist die Skalierbarkeit der Lösung für das Auftreten zahlreicher Engpasssituationen noch abschließend zu prüfen.

RELEVANZ FÜR ANDERE BLAUPAUSEN

Es ergeben sich Wechselwirkungen mit allen Blaupausen in dieser Kategorie, insbesondere der Blaupause zur Aggregation (Abschnitt 2.2).