

4.4 Blaupause 11: Netzebenen-übergreifendes Blindleistungsmanagement im Verteilnetz

Blaupause	
Zielgruppen	<ul style="list-style-type: none"> ■ Netzbetreiber ■ Regulator
Ausgangslage und Problemstellung	<p>Im Zuge des Ausbaus dezentraler und erneuerbarer Erzeugung im Verteilnetz ist aktives Blindleistungsmanagement eine Voraussetzung für einen sicheren und effizienten Netzbetrieb und eine hohe Versorgungsqualität. Ohne effektives Blindleistungsmanagement ist in den Verteilnetzen mit spannungsbedingten Engpässen zu rechnen. Zudem steigt potenziell der Blindleistungsbedarf im Übertragungsnetz. Die spezifischen Anforderungen an das Blindleistungsmanagement im Verteilnetz sind dabei abhängig von der jeweiligen Netz- und Belastungssituation, d. h. grundsätzlich variabel und standortspezifisch.</p>
Lösungsansatz	<p>In SINTEG wurde demonstriert, dass durch die gezielte Steuerung von Kundenanlagen das Blindleistungsmanagement und die Spannungshaltung aus dem MS- oder HS-Netz auch auf überlagerten Netzebenen unterstützt werden kann (durch Bereitstellung kapazitiver oder induktiver Blindleistung in einem breiten Stellbereich). Die Schaufenster zeigten, dass verschiedene Regelungsstrategien für das Blindleistungsmanagement, angepasst an die jeweiligen Anforderungen der Netzsituation verfügbar sind. Weiterhin wurde demonstriert, dass durch Koordination der Netzebenen und Netzbetreiber untereinander das vorhandene Blindleistungspotenzial optimal genutzt werden kann.</p>
Einordnung in Prozessschema der Flexplattformen	<div style="text-align: center;"> <p>SDL für den gestörten Betrieb</p> </div>
Technologiereifegrad	<div style="text-align: center;"> </div> <p>TRL 7 – 8: Z. T. Prototyp mit systemrelevanten Eigenschaften existiert und wird im Betriebsumfeld getestet. Z. T. Verkaufsmuster/-prototyp liegt vor und erfüllt alle Anforderungen der Endanwendung.</p>
Eingeflossene SINTEG-Aktivitäten	<div style="display: flex; justify-content: space-around; align-items: flex-start;"> <div style="text-align: center;"> <p>■ Intelligentes VN Schwäbisch Hall ■ Aktivitäten der SW Kassel</p> </div> <div style="text-align: center;"> <p>■ Automatisierter Netzbetrieb</p> </div> <div style="text-align: center;"> <p>■ Batteriespeicher Jardelund</p> </div> <div style="text-align: center;"> <p>■ Dynamische Blindleistung</p> </div> <div style="text-align: center;"> </div> </div>
Innovationsgehalt	<ul style="list-style-type: none"> ■ Demonstration der systemischen Einbindung und Koordination der dezentralen Blindleistungsbereitstellung in die Prozesse der deutschen Netzbetreiber. ■ Ansätze der Netzebenen-übergreifenden Koordination wurden auf das Blindleistungsmanagement ausgeweitet und deren Machbarkeit nachgewiesen.



Bedingungen für Übertragbarkeit und Skalierbarkeit

- Voraussetzungen für die Übertragung sind Ertüchtigung von Erzeugungsanlagen, hohe Durchdringung von Aktorik und Sensorik sowie Integration von Abstimmungskaskade und Blindleistungsmanagement in das Netzmanagement.
- Die Skalierung des Ansatzes ist kurzfristig möglich, erfordert aber auch eine Anpassung des regulativen Rahmens (Anerkennung der Mehraufwendungen in Anreizregulierung, Sicherstellung von Diskriminierungsfreiheit) sowie einheitliche Protokolle und Standards für die Einbindung von Blindleistungsmanagementsystemen in die Netzleitwarten sowie die Kommunikation mit den Erzeugungsanlagen.

PROBLEMSTELLUNG

Im Zuge der Transformation des Systems der elektrischen Energieversorgung kommt einem aktiven, Netzebenen-übergreifenden Blindleistungsmanagement im Verteilnetz zunehmende Bedeutung für einen sicheren und effizienten Netzbetrieb und eine hohe Versorgungsqualität zu. So stehen durch die Verdrängung konventioneller Erzeugungsanlagen (EZA) auf Übertragungsebene perspektivisch weniger Anlagen zur Verfügung, um den Blindleistungsbedarf im Netz zu decken. Gleichfalls wird der Blindleistungsbedarf durch die Integration volatiler erneuerbarer Energien im Verteilnetz dynamisiert und zu niedrigeren Spannungsebenen hin verschoben. Ohne Netzebenen-übergreifende Blindleistungsbereitstellung, auch durch dezentrale Anlagen werden potenziell Spannungstoleranzen verletzt, Betriebsmittel überlastet und eine Versorgung der Endkunden auf dem gewohnten Qualitätsniveau gefährdet. Für einen effektiven Betrieb der Übertragungs- und unterlagerten Verteilnetze müssen die Maßnahmen im operativen Betrieb zudem permanent koordiniert und aufeinander abgestimmt werden.

In Abhängigkeit von der konkreten Engpasssituation – also in Abhängigkeit von Erzeuger-, Verbraucher- und Netzstruktur – gibt es auch schon heute Netzgebiete in denen aktives Blindleistungsmanagement dazu beiträgt, spannungsbedingte Engpasssituationen auf HS- und in einzelnen Fällen auf der MS-Ebene zu beheben.

AUSSERHALB VON SINTEG ERREICHTER KENNTNIS- UND ENTWICKLUNGSSTAND

Den Rahmen für das Blindleistungsmanagement bilden die TAR in ihrer jeweils aktuellen Fassung, welche für neu zu errichtende Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen die erforderlichen Fähigkeiten zur Blindleistungsbereitstellung am Netzverknüpfungspunkt der Anlage verbindlich definieren. Diese werden ergänzt durch weitere Anwendungsregeln für das Netzmanagement inklusive Netzebenen-übergreifender Koordination (z. B. VDE-AR-N-4141).

Grundsätzlich ist es zielführend, das Blindleistungsmanagement so auszurichten, dass jede Netzebene für sich eine weitgehend ausgeglichene Blindleistungsbilanz aufweist und dazu die vorhandenen Regelpotenziale ausschöpft. Blindleistungsbedarfe an überlagerte Netzebenen werden so reduziert und die Übertragungskapazitäten des überlagerten Netzes und Transformatoren stehen für den Wirkleistungstransport zur Verfügung. Diese lokale Bereitstellung von Blindleistung, d. h. auf derselben Netzebene wurde im Bereich der HS und zunehmend auch in der MS eingeführt. In naher Zukunft wird eine marktliche Beschaffung von Blindleistung gefordert werden – die Schaulinien haben die technischen Voraussetzungen und Möglichkeiten dazu umfänglich demonstriert.

Darüber hinaus ist es möglich, aus dem Verteilnetz Blindleistung für die überlagerte Netzebene bereitzustellen. Eine Netzebenen-übergreifende Bereitstellung von Blindleistung wurde vielfach diskutiert und durch theoretische Überlegungen und Modellierungen gestützt, in Deutschland bislang aber nur ansatzweise demonstriert (Hagemann & Häger, 2019; TWENTIES, 2013).

IN SINTEG AUFGEZEIGTE WEITERFÜHRENDE LÖSUNGSANSÄTZE, ALTERNATIVEN

In den Schaufenstern wurde demonstriert, dass es möglich ist, durch die gezielte Steuerung von Kundenanlagen das Blindleistungsmanagement und die Spannungshaltung auch auf überlagerten Netzebenen zu unterstützen. Beispielsweise kann durch aktives Blindleistungsmanagement auf der HS-Ebene in einem breiten Bereich kapazitive oder induktive Blindleistung für das Übertragungsnetz bereitgestellt werden.

Die Untersuchungen zeigen, dass vorhandene Regelpotenziale sich stark, je nach Standort, unterscheiden können – eine Koordination der Netzebenen und Netzbetreiber untereinander wird damit unerlässlich. Das an einem Netzknoten gesichert abrufbare Blindleistungspotenzial ist vordergründig von der Erzeugerstruktur, aber auch von der Netztopologie und dem (elektrischen) Standort der beteiligten Anlagen abhängig. Hohe Leitungslängen sowie ein hoher Kabelanteil in der HS wirken begrenzend auf das nutzbare Blindleistungspotenzial.

Die Zielstellung des Blindleistungsmanagements und der Blindleistungsbereitstellung unterscheidet sich je nach Netzebene (und damit auch die Regelparameter und Sollgrößen). Die Schaufenster C/sells, WindNODE und NEW 4.0 demonstrierten, dass es möglich ist, aus dem HS-Netz Blindleistung für das ÜN bereitzustellen und damit das ÜN zu unterstützen. Die Schaufenster C/sells und enera demonstrierten, dass auch aus dem MS-Netz an die überlagerte HS-Ebene Blindleistung bereitgestellt werden kann. In der MS-Ebene dient die Blindleistungsbereitstellung allerdings auch künftig vorrangig der lokalen Spannungshaltung und der Sicherstellung einer ausgeglichenen Blindleistungsbilanz. Der Blindleistungstransport aus der MS über zwei Netzebenen und Transformatoren hinweg ist in der Regel nicht zielführend. Die Wirkung auf die übernächste Ebene ist wegen der physikalischen Gesetzmäßigkeiten vergleichsweise gering und rechtfertigt nicht den Aufwand und die Zunahme der operationellen Komplexität.

In SINTEG konnten zudem Erkenntnisse über die mit Blindleistungsmanagement und -bereitstellung aus dem Verteilnetz verbundenen Kosten erlangt werden. Dies sind investive Kosten zur Ertüchtigung der Netzinfrastruktur, operative Kosten durch den organisatorischen Aufwand beim VNB sowie Kosten durch die Netzverluste beim Blindleistungstransport. Ein Vergleich verschiedener Optionen zur Blindleistungsbereitstellung in NEW 4.0 zeigt, dass in Stufen schaltbare Kompensationsanlagen vor allem bei hohem Nutzungsgrad Kostenvorteile gegenüber PV-Anlagen, WEA und STATCOM besitzen, wenn ausschließlich kapazitive oder induktive Blindleistung benötigt wird. Bei volatiler Nutzung der Anlagen und Bezug von kapazitiver und induktiver Blindleistung können dezentrale und erneuerbare Anlagen zielführend sein (NEW 4.0 - Norddeutsche Energiewende, 2021a, S. 350–377).

Investive Kosten entstehen in begrenztem Maße durch die Erweiterung der vorhandenen Sensorik und Aktorik. Nachholbedarf gibt es ggf. auf der MS-Ebene. Im Extremfall muss für den Blindleistungstransport Netzkapazität vorgehalten werden und in der Netzplanung berücksichtigt werden. Andernfalls können sich Zielkonflikte zwischen dem Wirkleistungstransport und der Blindleistungsbereitstellung ergeben. In solchen extremen Fällen sind Mehrkosten für größer dimensionierte Netze und Netzbetriebsmittel eine mögliche Folge.

Operative Kosten des Blindleistungsmanagements finden sich im organisatorischen Mehraufwand, der von den Netzbetreibern zu leisten ist. Entsprechende Prozesse – auch zur Netzbetreiberkoordination – müssen eingeführt und unterhalten werden. Weiterhin bedingt die mit der Blindleistungsbereitstellung aus dem Verteilnetz einhergehende erhöhte Be-

triebsmittelauslastung unter Umständen einen erhöhten Verschleiß bzw. beschleunigte Alterung der Betriebsmittel, der sich in höheren Kosten für Betrieb und Wartung niederschlägt.

Die zusätzliche Belastung des Verteilnetzes durch den Blindleistungstransport bedingt zudem höhere Netzverluste in Leitungen und Netzbetriebsmitteln. Die in SINTEG gesammelten Erfahrungen der Verteilnetzbetreiber zeigen jedoch, dass diese Mehrbelastung von Transformatoren Netzbetreiber-seitig keine wirtschaftlich relevanten Verluste nach sich zieht.

Die in SINTEG aufgezeigten Lösungen für das Netzebenen-übergreifende Blindleistungsmanagement sind im Einzelnen:

- Im Schaufenster C/sells wurde bei den SW Schwäbisch Hall eine Anlagensteuerung zur Blindleistungsbereitstellung (alle Anlagen >100kW) und Netzebenen-übergreifender Koordination gemäß FNN VDE 4140 praktisch erprobt. Die Netzebenen-übergreifende Bereitstellung durch das Einstellen des Phasenwinkels pro Netzverknüpfungspunkt (MS/HS) wurde demonstriert.
- Ebenfalls im Schaufenster C/sells wurde die Bereitstellung von Blindleistung aus dem Verteilnetz der SW Kassel an das HöS-Netz (TenneT) untersucht. Die Effektivität unterschiedlicher Regelstrategien (Cosphi-Regelung, VDE FNN 4120, STATCOM) konnte demonstriert werden. Darüber hinaus zeigen die Untersuchungen, dass die Verluste bei Blindleistungsbereitstellung im Trafo relativ gering sind und hierdurch keine wirtschaftlich relevanten Einbußen für den Netzbetreiber entstehen.
- Im Schaufenster NEW 4.0 wurde demonstriert, dass aus einem Batteriespeicher, der an das HöS/HS-Umspannwerk angebunden ist (Batteriespeicher Jardelund), für beide angeschlossene Netzebenen (ÜN – TenneT, VN – Schleswig-Holstein Netz AG) Blindleistung bereitgestellt werden kann. Dadurch kann die Spannungshaltung in beiden Netzebenen unterstützt werden. Weiterhin wurde die Netzebenen-übergreifende Bereitstellung von Blindleistung aus Windparks in der Region Jardelund demonstriert (NEW 4.0 - Norddeutsche Energiewende, 2021a, S. 420–431).
- Im Schaufenster WindNODE (TAP 3.3B, Dynamische Blindleistung) untersuchte der VNB WEMAG Netz das Netzebenen-übergreifende Blindleistungsmanagement und die Blindleistungsbereitstellung. Die automatisierte Blindleistungsbereitstellung aus dezentralen EZA in der HS-Ebene an das ÜN wurde mittels intelligentem Blindleistungsmanagementsystem in die Netzsteuerung eingebunden. (WindNODE, 2020, 90f)
- Im Schaufenster enera (AP 3) wurde automatisiertes Blindleistungsmanagement mittels Netzregler demonstriert. Der an die Netzleitwarte angebundene Netzregler ermöglicht es innerhalb des vorgegebenen Rahmens der TAR die Blindleistungsbereitstellung aus EZA zu optimieren. Dadurch kann der Blindleistungsbedarf am Übergabepunkt zum vorgelagerten Netzbetreiber (HS/MS-Transformator) ausgeregelt bzw. reduziert werden (Treydel, Veigt, Verheggen & Groning, 2020).

Allen Lösungen wird ein TRL von 7 zugeordnet (Prototyp mit systemrelevanten Eigenschaften).

NETZEBENENÜBERGREIFENDES BLINDLEISTUNGSMANAGEMENT

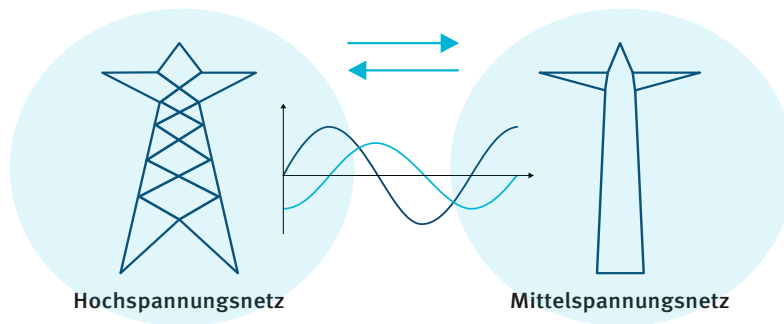


Abbildung 21: Netzebenen-übergreifendes Blindleistungsmanagement

INNOVATIONSGEHALT

Die demonstrierten Neuerungen betrafen in erster Linie die systemische Einbindung und die Koordination der technischen Fähigkeiten der Anlagen. Ansätze für diese Netzebenen-übergreifende Koordination gab es bereits unabhängig von SINTEG.

BEDINGUNGEN FÜR ÜBERTRAGBARKEIT UND SKALIERBARKEIT

Die technischen Konzepte zur Bereitstellung von Blindleistung aus Kundenanlagen sind weitgehend ausgereift und universell anwendbar. Technische Voraussetzung für ein koordiniertes Blindleistungsmanagement ist eine hohe Durchdringung von Aktorik und Sensorik, um Anlagen auf den betroffenen Netzebenen per Fernwirktechnik zu steuern, den Netzzustand zu überwachen und Engpässe zu erkennen. Dies ist in der Regel gegeben, zumindest auf den relevanten Netzebenen (HS und MS Sammelschiene im HS-MS Umspannwerk). Für die Übertragbarkeit des Ansatzes ist es erforderlich, dass das Blindleistungsmanagement und die Abstimmungskaskade in die bestehenden IT-Systeme des Netzbetreibers und Netzleitwarte integriert werden kann. SINTEG hat gezeigt, dass dies im Regelfall kurzfristig möglich ist. Eine Motivation für die Übertragung ergibt sich kurzfristig jedoch nur dort, wo ein akuter Bedarf an Blindleistungsmanagement besteht, beispielsweise durch wiederkehrend auftretende spannungsbedingte Engpässe auf der HS-Ebene.

Für eine Skalierung des Ansatzes ist in erster Linie eine Anpassung des regulativen Rahmens notwendig. Die Blindleistungsbereitstellung durch Anlagenbetreiber müsste vergütet werden (siehe hierzu auch Blaupause 10: Bereitstellung von Blindleistung durch Wechselrichterbasierte Anlagen (Batteriespeicher, dezentrale Erzeugungsanlagen, STATCOM)), da bei Blindleistungsbereitstellung – abhängig von der Intensität der Abrufe – zusätzliche relevante Kosten bzw. Mindereinnahmen für die beteiligten Anlagenbetreiber entstehen.

Von technischer Seite ist die Skalierbarkeit der Netzebenen-übergreifenden Blindleistungsbereitstellung durch die üblichen Grenzwerte der Netzbetriebsmittel im operativen Betrieb begrenzt. Begrenzt wird die Blindleistungsbereitstellung darüber hinaus durch die Verfügbarkeit der EZA, welche bei volatilen EE stark eingeschränkt sein kann, im Falle der Photovoltaik sogar saisonal. Weiterhin stellt die Vielzahl an vorhandenen und sehr individuellen

Lösungen für das Netzmanagement bei den Netzbetreibern eine Herausforderung für die Integration kommerzieller Lösungen für das Blindleistungsmanagement dar. Bei fest definierten Schnittstellen kann Skalierung jedoch auch kurzfristig erreicht werden.

WEITERE ENTWICKLUNGSMÖGLICHKEITEN

Die SINTEG-Schaufenster haben Möglichkeiten der technischen Umsetzung demonstriert. Die implementierten Lösungen wurden zum Teil in die Bedienumgebungen auf den Leitwarten integriert. Eine branchenübergreifende Verständigung auf allgemein, industrieweit anwendbare Schnittstellen und Protokolle erleichtert die künftige breite Anwendung der demonstrierten Konzepte. So werden Schnittstellen in den Netzleitwarten für die Einbindung eines Blindleistungsmanagementsystems benötigt und Protokolle, um Blindleistungsstellbefehle an die Erzeugungsanlagen zu übermitteln. Inzwischen bieten die Anbieter von Netzleittechnik-Software auf die Anwenderbedürfnisse zugeschnittene Module an.

Eine rechtlich verbindliche Methodik für die Bewertung der Kosten und Nutzeffekte wird die breite Einführung der Ansätze in die Netzplanung und den Netzbetrieb unterstützen. Dabei sollten betriebswirtschaftliche Sicht der betroffenen Akteure (Anlagenbetreiber, Netzbetreiber, ggf. Dienstleister und Aggregatoren) einerseits und die volkswirtschaftliche Perspektive andererseits verknüpft werden.

HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Die Verbreitung der demonstrierten Möglichkeiten erfordert neben der zielgerichteten Kommunikation und der Entwicklung kommerzieller Lösungen vor allem adäquate wirtschaftliche Anreize für die Akteure. Die Abwägung zwischen dem Bezug von Blindleistung aus unterlagerten Netzen oder aus Kraftwerken auf der Übertragungsebene findet momentan bei keinem der involvierten Akteure systematisch statt. Hier kann eine Weiterentwicklung des regulativen Rahmens helfen, die Optimierung des Gesamtsystems zu stimulieren.