

5.1 Blaupause 13: Einbindung von Betriebsdaten aus der MS-/NS-Ebene in das Netzleitsystem für effizienteren Netzbetrieb, automatisiertes Netzengpassmanagement sowie automatische Fehlererkennung und -behandlung

Blaupause	
Zielgruppen	<ul style="list-style-type: none"> ■ Verteilnetzbetreiber ■ Gesetzgeber/ Regulator
Ausgangslage und Problemstellung	<p>MS- und NS-Verteilnetze werden überwiegend passiv betrieben. Der Netzbetreiber hat keine oder sehr begrenzte Möglichkeiten den Lastfluss zu beeinflussen. Deshalb werden selten auftretende extreme Lastfälle in der Netzplanung als Auslegungsfälle genutzt. Gleichfalls ist im Betrieb keine Optimierung der Lastflüsse möglich und Schalthandlungen müssen manuell ausgeführt werden.</p>
Lösungsansatz	<p>Durch die Installation von Sensorik und Aktorik in den Betriebsmitteln des Verteilnetzes und deren Integration in die Netzleitsysteme können Effizienzpotenziale im Netzbetrieb gehoben werden (exaktere Netzplanung, verbesserte Fehlerortung und -behebung, verbesserte Betriebsführung und Netzengpassmanagement).</p>
Einordnung in Prozessschema der Flexplattformen	
Technologiereifegrad	<p>1 2 3 4 5 6 7 8 9</p> <p>TRL 7 – 9: Von z. T. Prototyp mit systemrelevanten Eigenschaften existiert und wird im Betriebsumfeld getestet bis zu z. T. kommerziellem Einsatz.</p>
Eingeflossene SINTEG-Aktivitäten	<ul style="list-style-type: none"> ■ Intelligentes VN Schwäbisch Hall ■ Monitoring NS-/MS-Netze ■ Verteilnetzinformationssystem Ulm ■ Energiestudio - Netz ■ EMIL (Energienetze mit innovativen Lösungen) ■ Smart Station ■ Energiewabe Rhein-Hunsrück ■ Automatisierter Netzbetrieb ■ Active Network Management ■ Online Ortsnetzstation (ONS) ■ Quartier Marienthal
Innovationsgehalt	<ul style="list-style-type: none"> ■ Bereits erprobte technische Einzellösungen bzw. Konzepte aus höheren Spannungsebenen werden im VN (MS, NS) ausgerollt, wodurch auf systemischer Ebene Nutzeffekte erzielt werden. ■ Umfang und die Vielfalt an Netzbetriebsmitteln und anderen Datenquellen, die in die Netzleitsysteme eingebunden wurden, haben Neuigkeitswert.
Bedingungen für Übertragbarkeit und Skalierbarkeit	<ul style="list-style-type: none"> ■ Übertragung der Ansätze erfordert Anpassung der Lösungen an jeweils genutzte Leittechnik und Durchdringung mit Aktorik/Sensorik im VN. ■ Kurz- bis mittelfristige Skalierung erfordert Anpassung der Anreizregulierung, um notwendige Investitionen zu berücksichtigen.

PROBLEMSTELLUNG

Der bisher übliche passive Betrieb von Verteilnetzen lässt wesentliche Effizienzpotenziale ungenutzt. Das betrifft einerseits die Netzplanung und die damit ausgelösten Investitionen in Betriebsmittel. Der hier verwendete Auslegungsfall muss sehr selten auftretende, extreme Belastungsfälle berücksichtigen, weil eine operative Beeinflussung der Netzlast durch den VNB nicht möglich ist. Aber auch im operationellen Betrieb ist eine Optimierung von Lastflüssen nicht möglich. Auftretende Fehler werden manuell geortet und die Versorgung der Kunden während der Reparaturarbeiten durch manuelle Umschaltung wiederhergestellt. Die Dauer der Versorgungsunterbrechungen ist angesichts dieser Umstände unter Umständen erheblich.

Die Erschließung der brachliegenden Effizienzpotenziale setzt eine im Vergleich zur gegenwärtigen Situation sehr viel umfangreichere Ausstattung der Verteilnetze mit Messtechnik und Steuerbarkeit voraus. Verstärkend kommt hinzu, dass bei hoher Durchdringung dezentraler Erzeuger und steuerbaren Verbrauchern im Verteilnetz auch deutlich höhere Anforderungen an Art und Umfang notwendiger Informationen erfüllt werden müssen, um eine Zustandsbeschreibung des Netzes ableiten zu können. Die Integration vielfältiger Daten in das Netzleitsystem stellt gleichfalls eine Herausforderung dar und erfordert Automatisierung (C/sells, 2021, S. 327).

AUSSERHALB VON SINTEG ERREICHTER KENNTNIS- UND ENTWICKLUNGSSTAND

Die für eine Automatisierung der Verteilnetze erforderlichen Technologien und Einzellösungen sind vorhanden, ihre systemische Integration steht aber noch aus. Eine weitere Herausforderung stellt der für die Aufrüstung vorhandener Ortsnetzstationen verfügbare Bauraum dar – zusätzliche Komponenten wurden bei der Spezifikation und Herstellung der Anlagen nicht vorgesehen. Bei der Implementierung von Lösungen muss diese Herausforderung adressiert werden.

IN SINTEG AUFGEZEIGTE WEITERFÜHRENDE LÖSUNGSANSÄTZE BZW. ALTERNATIVE LÖSUNGSANSÄTZE

Die in den verschiedenen Schaufenstern demonstrierten Lösungen verfolgten unterschiedliche Ziele und nutzten verschiedene Ansätze. Ihnen war gemein, dass umfangreiche Sensorik und Aktorik in die Betriebsmittel der Verteilnetzebene installiert und damit Betriebsdaten in die Netzleitsysteme integriert wurden. Erzielte Nutzeffekte waren u. a.:

- **Verbesserte Netzplanung:** Im Schaufenster WindNODE (TAP 3.3e, Online ONS) stattete Stromnetz Berlin ONT mit eigens entwickelten Messgeräten aus, die zeitlich aufgelöste Lastgänge an den Abgängen der Ortsnetzstation liefern und zum Teil direkt per IKT an die Netzleitstelle angeschlossen sind (WindNODE, 2020, 98f). Die installierten Betriebsmittel werden durch Stromnetz Berlin auch über die Projektlaufzeit hinaus weiter genutzt. Durch die genaue Kenntnis der zeitlichen Profile der Auslastung der Betriebsmittel werden Gleichzeitigkeiten sichtbar und es können Rückschlüsse auf die Ursachen der Jahreshöchstlast gezogen werden. Die Daten ermöglichten das Kalibrieren der Lastflussrechnung und die exakte Planung von Netzerweiterungsmaßnahmen (bspw. in Bezug auf Hochlauf der Elektromobilität). Weiterhin wurde im Schaufenster DESIGNETZ eine Weiterentwicklung der Planungs- und Betriebsgrundsätze für das Verteilnetz unter Berücksichtigung innovativer Lösungen vorgenommen und anhand von Simulationen getestet (DESIGNETZ, 2021c, S. 258–269).

- **Verbesserte Fehlererkennung und -behebung:** Im Schaufenster DESIGNETZ (Demonstrator Galerie Netz) wurde untersucht, wie auf der Basis zusätzlicher Messpunkte im Netz Fehler präzise geortet werden können und mit Hilfe von automatisierten Umschaltungen behoben werden können. In einem Umspannwerk (UW)-Gebiet wurden dafür mehr als ein Drittel aller ONT mit Sensorik und Aktorik ausgestattet, die in Kombination mit dem Netzmanagementsystem ein „selbstheilendes Netz“ ermöglichen, welches Fehler automatisiert lokalisieren und durch Schalthandlungen isolieren kann.

- **Verbesserte Betriebsführung und Engpassmanagement:**

 - Im Schaufenster DESIGNETZ wurden im Rahmen des Teilprojektes Energiestudio Rheinhessen Galerie Netz gemessene und regelbare ONT, ein MS-Längsregler sowie eine Weitbereichsregelung in ein Netzmanagementsystem für die MS-Ebene eingebunden. Spannungsbedingte Engpässe infolge von EE-Einspeisung konnten erkannt und automatisiert behoben werden. Der MS-Längsregler ermöglichte eine Spannungsanhebung von 3 % im Lastfall sowie eine Spannungsabsenkung von 3 % im Einspeisefall. Durch Kombination von Längsregler und Weitbereichsregelung konnte die Abregelung von EE-Anlagen situativ um 50 % gesenkt werden. Die Weitbereichsregelung ermöglicht zudem die Integration von bis zu 25 % mehr EE-Kapazität bzw. bis zu 50 % mehr Last (DESIGNETZ, 2021c, S. 768–781).
 - Weiterhin wurde im DESIGNETZ-Teilprojekt EMIL Automatisierungstechnik in städtischen und ländlichen NS- und MS-Netzen eingesetzt (MS-Netzautomatisierungssystem iNES (Firma SPIE SAG GmbH), Netzautomatisierungssystem Venios Energy Plattform (Firma Venios), fernsteuerbare ONT, rONT, Einbindung von iMSys (DESIGNETZ, 2021c, 281ff)). Auf Basis dieser Technologien konnte in Netzgebieten mit hoher Auslastung Netzstabilität und Einhaltung der Grenzwerte gewährleistet werden. Es kamen sowohl zentrale (Verarbeitung von Daten und Signalen in zentraler Leitstelle) als auch dezentrale Ansätze (Verarbeitung in intelligenten ONT) zur Netzautomatisierung zum Einsatz (DESIGNETZ, 2021c, S. 805).
 - Im DESIGNETZ-Teilprojekt Energiewabe Rhein-Hunsrück wurde zudem eine Steuerung für Flexibilitäten in der NS (Smart Operator) mit einer übergeordneten Steuerung für weitere Flexibilitäten (Großspeicher) in der MS kombiniert. So konnte der Netzbetrieb optimiert werden und Flexibilität an das übergeordnete Systemcockpit aggregiert zur Verfügung gestellt werden. Die Optimierung erfolgte nach dem Prinzip lokal vor regional vor überregional (DESIGNETZ, 2021c, S. 632–636).
 - In DESIGNETZ wurden im Rahmen des Teilprojektes Smart Station die Betriebsmittel einer HS/MS-Umspannanlage digital angebunden. Dadurch wurden eine Analyse und Überwachung der Betriebsmittel, insbesondere des Transformators, möglich. Weiterhin kamen temporär überlastfähige Transformatoren und innovative Messgeräte (optische Stromwandler) zur Netzzustandsüberwachung zum Einsatz. Zudem wurden in einem MS-Netzgebiet ausgewählte ONT mit Messtechnik ausgestattet und an die Netzleitstelle angebunden. Auf Basis von Netzzustandsschätzungen wurden durch einen Optimierungsalgorithmus (Smart Station Box) automatisiert Netzoptimierungen (Schalthandlungen) der Netzleitstelle vorgeschlagen (DESIGNETZ, 2021c, S. 745–767).
 - Im Schaufenster C/sells demonstrierten die SW Schwäbisch Hall, dass Daten aus MS- und NS-Ebene in das Netzführungssystem eingebunden werden können und zur Visualisierung genutzt werden können (C/sells, 2021, 313f). Dies unterstützt neben Betriebsführung und Engpassmanagement (Redispatch) auch die Planung von Baumaßnahmen, weil die erhobenen Lastprofile eine verlässliche Bewertung möglicher Umschaltungen möglich machen.

- Ebenfalls in C/sells wurde durch das Energieversorgungsunternehmen EAM ein MS-/NS-Monitoringsystem implementiert, welches mittels Regel-, Mess- und Steuerungsboxen an neuralgischen Punkten im Netz eine Beobachtung des Netzes und den Eingriff bei kritischen Netzsituationen ermöglicht (C/sells, 2021, S. 315–317).
- Weiterhin implementierten in C/sells die TH Ulm/Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm ein Verteilnetzinformationssystem. Für die Zustandserfassung in der Niederspannung wurden hierfür beispielsweise Datenerfassung über iMSys sowie Messtechnik in ONT (mittelspannungsseitig, aber auch abgangsscharfe Messung in der NS) eingesetzt. Zudem wurde eine Lösung für die automatisierte Datenintegration eines CLS-Gateways in das Leitsystem erstellt (C/sells, 2021, S. 327–340).
- Im Schaufenster enera (AP 3) wurde die Einbindung eines digitalen Netzreglers für die MS-Ebene in die Netzleitwarte demonstriert. Dieser ermöglichte die (Teil-) Automatisierung des Einspeisemanagements sowie Blindleistungsmanagement und reagierte selbstständig auf Engpasssituationen. Engpässe wurden auf Basis von Messwerten aus dem Netz automatisch identifiziert (Goldkamp et al., 2021, S. 68–76; Treydel et al., 2020). Um dies zu ermöglichen wurden MS- und NS-Netzgebiete mit Messtechnik und Aktorik (rONT) ausgestattet (Goldkamp et al., 2021, 38ff).
- In enera wurde seitens Siemens das Netzautomatisierungssystem Active Network Management (ANM) weiterentwickelt. Dieses ermöglicht auf Basis einer Netzzustandschätzung und -prognose die Steuerung von Betriebsmitteln und Flexibilitäten, um Spannung-/Blindleistung zu optimieren (Goldkamp et al., 2021, 64f).
- In WindNODE wurde im TAP 8.1 eine intelligente Steuerung für das NS-Netz im Quartier Marienthal umgesetzt. Mittels Netzzustandsüberwachung, rONT, steuerbarer Verbraucher und Batteriespeichern wurden spannungsbedingte Engpässe verhindert. (WindNODE, 2020, 176f)

INNOVATIONSGEHALT

Die im Rahmen von SINTEG erprobten Lösungen greifen auf bewährte Komponenten und Systeme zurück. Bekannte Konzepte werden aus höheren Spannungsebenen auf die MS- und NS-Ebene übertragen. Die Neuerung liegt vor allem in der breiten systemischen Nutzung der Lösungen in niederen Spannungsebenen und der damit möglichen Erschließung der Effizienzpotenziale.

BEDINGUNGEN FÜR ÜBERTRAGBARKEIT UND SKALIERBARKEIT

Die Lösungen können ohne wesentliche Weiterentwicklungen – mit der Ausnahme von Lösungen für Freileitungsnetze – auf andere geografische Netzgebiete übertragen werden. In den SINTEG-Schaufenstern konnten folgende zahlreiche technische und nicht-technische Übertragbarkeitsbedingungen identifiziert werden:

- Eine Anpassung der Systeme an die jeweils genutzte Leittechnik der Netzbetreiber ist erforderlich. Die konkreten Erfahrungen der Schaufenster zeigen, dass hierbei die Komplexität der verschiedenen Hardware- und Softwaresysteme eine Herausforderung darstellt und oftmals auf die Leittechnik und Systeme zugeschnittene Protokolle notwendig sind. Eine Einbindung automatisierter Netzregler in die Leittechnik ist erforderlich, um Abrechnungs- und Veröffentlichungspflichten erfüllen zu können (Goldkamp et al., 2021, S. 68).
- Anpassungen in Betriebsablauf und Geschäftsprozessen sind notwendig, um eine Einbindung der Systeme in die Leittechnik zu ermöglichen (DESIGNETZ, 2021b, S. 39).

- Die Verfügbarkeit einer Kommunikationsinfrastruktur für die Anbindung von Aktorik und Sensorik (bspw. Mobilfunk-Netzabdeckung (insbesondere mit den Standards Global System for Mobile Communications/GSM und Long Term Evolution/LTE), Glasfaseranschluss, Netzabdeckung durch 450MHz-Funknetz, oder Ausstattung mit Powerline Communication), stellt eine weitere Übertragbarkeitsbedingung dar. Nur so können die hohen Sicherheitsanforderungen für die Integration neuer Lösungen in die kritische Infrastruktur erfüllt werden und sichere, störungsfreie Kommunikationsverbindungen aufgebaut werden (DESIGNETZ, 2021c, 247ff, 791).
- Voraussetzung für die automatisierte Netzführung auf Basis von Netzzustandsschätzungen ist die Digitalisierung vorhandener Netzinformationen beim Netzbetreiber. Darüber hinaus müssen Datenqualität und -verfügbarkeit von Netzzustandsdaten hinreichend sein, um eine Netzzustandsschätzung bzw. -prognose zu ermöglichen ((DESIGNETZ, 2021c, S. 764), siehe auch Kategorie: Prognosesysteme für das Verteilnetz, Kap. 6)). Nur so können Zeitpunkt, Höhe und Dauer von Engpässen rechtzeitig erkannt werden (Goldkamp et al., 2021, S. 66). Entsprechend (DESIGNETZ, 2021c, S. 293) sind in der MS-Ebene Messwerte von 20 – 30 % der Netzknoten erforderlich, um Transparenz zu schaffen, in der NS-Ebene wird Messtechnik an 10 – 15 % der Netzknoten benötigt.
- Eine Übertragung der Ansätze erfordert zudem, dass die spezifischen Eigenarten des Netzgebietes für den Einsatz innovativer Lösungen beachtet werden müssen. Dies erfordert einen engen Austausch zwischen Systemlieferanten und Netzbetreibern, um bestmögliche Auslegungsvarianten zu identifizieren (DESIGNETZ, 2021c, S. 785).

Als Bedingungen für eine Skalierung der Lösungen konnten folgende Punkte identifiziert werden:

- Die notwendige Personalqualifikation bei Netzbetreibern schränkt derzeit eine schnelle Übertragung und Skalierung ein. Neue Komponenten stellen neue Anforderungen an das Personal bei Installation, Netzführung und -betrieb. Entsprechende Betriebshandbücher, Montage- und Wartungsanleitungen und sonstige Dokumentation müssen überprüft und angepasst oder neu erstellt und Personal geschult werden (DESIGNETZ, 2021c, 762f).
- Wichtiger Faktor für die Skalierbarkeit der Systeme zur Netzautomatisierung ist die Herstelleroffenheit der Systemanbieter sowie standardisierte Kommunikationsprotokolle zwischen dem jeweiligen Leitsystem und den Feldkomponenten. So können Aktorik und Sensorik verschiedener Anbieter genutzt und mit begrenztem Aufwand in das jeweilige Leitsystem eingebunden werden (DESIGNETZ, 2021c, S. 816, DESIGNETZ, 2021c, S. 804).
- Die wirtschaftliche Skalierbarkeit der Lösungen wird eingeschränkt durch die teils hohen Mehrkosten für die Einführung innovativer Lösungen. Diese sind bedingt durch Investitionen in neue Betriebsmittel, den Projektierungsaufwand, höhere Betriebskosten durch vermehrten Bedarf an Wartung und Instandhaltung inklusive Softwareupdates sowie höheren Verschleiß und Abschreibungen bei elektronischen Komponenten (DESIGNETZ, 2021b, S. 39). Die Erfahrungen in DESIGNETZ (DESIGNETZ, 2021c, S. 252) sowie in C/sells (C/sells, 2021, S. 315–317) zeigen, dass der Nutzen eines NS-Managementsystems nur dann die Mehrkosten übersteigt, wenn die Netzbereiche bereits heute nahe an den Grenzwerten betrieben werden. Skalierbarkeit wird damit erst bei höheren Auslastungen der Netzinfrastruktur erreicht bzw. auch durch kostengünstigere Hard- und Softwaresysteme. Ein wichtiger Faktor, um Wirtschaftlichkeit zu erreichen, stellt auch der fortschreitende Rollout von iMSys-Infrastruktur dar. So kann durch die Einbindung von Smart-Me-

ter-Daten zur Netzzustandsbestimmung teilweise auf kostenintensive Sensortechnik verzichtet werden (DESIGNETZ, 2021c, S. 828, DESIGNETZ, 2021c, 817f).

- Eine weitergehende Skalierung erfordert kleinteilige Installation der technischen Komponenten. Das wird selbst bei gegebener Wirtschaftlichkeit eine gewisse Zeit in Anspruch nehmen und erst mittel- bis langfristig zu einer flächendeckenden Umsetzung führen. Voraussetzung ist, dass die zugehörigen Investitionen in der Anreizregulierung berücksichtigt werden können (siehe Beschreibung der übergeordneten Kategorie).

WEITERE ENTWICKLUNGSMÖGLICHKEITEN

Eine breite Markteinführung der demonstrierten Lösungen geht zweifellos mit einer Weiterentwicklung der Komponenten und Systeme einher. Diese Weiterentwicklung stellt aber eher die normale Produktentwicklung als Innovation im Sinne der SINTEG-Schaufenster dar. Wichtige Ansatzpunkte, um eine Skalierung der Ansätze zu unterstützen sind dabei standardisierte Schnittstellen, Datenprotokolle und Interoperabilität verschiedener Systeme, wie Netzleitsystem und dezentralen Netzautomatisierungssystemen (DESIGNETZ, 2021c, S. 252).

Weiterentwicklungsbedarf besteht im Besonderen bei Lösungen für die Ausrüstung von Freileitungsnetzen mit Sensorik und Aktorik, da hier Komponenten den Witterungseinflüssen ausgesetzt sind. Als Herausforderung konnte ebenso das begrenzte Platzangebot für die Ausrüstung mit Sekundärtechnik in Kompaktstationen sowie Kabelverteilerkästen identifiziert werden. Dies erfordert die Weiterentwicklung existierender Lösungen (DESIGNETZ, 2021c, S. 790).

HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Die Erfahrungen des Schaufensters DESIGNETZ zeigen, dass ein zweischrittiges Vorgehen zur Einführung von Netzautomatisierung in der MS-/NS-Ebene zielführend ist: Zunächst wird ein Monitoring implementiert, um für das Netzgebiet spezifische Störgrößen zu identifizieren. Darauf aufbauend kann das System für die Netzautomatisierung erweitert werden. (DESIGNETZ, 2021c, S. 246).

Die Nutzung von iMSys zur Erhebung von Netzzustandsdaten durch den Netzbetreiber bzw. grundzuständigen Messstellenbetreiber ist in § 56 MsbG auf bestimmte Anwendungsfälle, wie beispielsweise EEG-, KWKG- und § 14a-EnWG-Anlagen beschränkt. Darüber hinaus sind Einverständniserklärungen mit den einzelnen Anschlussnehmern notwendig. Dieses aufwändige Verfahren sollte entsprechend vereinfacht werden, um den Aufbau einer parallelen – aber nicht zustimmungspflichtigen – Messinfrastruktur durch den VNB zu erübrigen (DESIGNETZ, 2021c, S. 69–72).

Abgesehen von den Anpassungen in der Regulierung setzt eine Verbreitung in erster Linie Wissen um die Möglichkeiten und Nutzeffekte und Kompetenzen bei der Erschließung voraus. Branchenkommunikation, Publikationen in Fachzeitschriften, Fachkonferenzen und Messen können einen Beitrag zur Verbreitung der Ergebnisse leisten. Zudem ist eine Anpassung der Planungs- und Betriebsgrundsätze sowie die Weiterbildung des Personals von Netzbetreibern notwendig, um innovative Netzbetriebsmittel einführen und betreiben zu können. Durch den flächendeckenden Rollout innovativer Netzbetriebsmittel können Skaleneffekte realisiert werden, die zur Wirtschaftlichkeit der Lösungen beitragen.