

Integration dezentraler Energien: Mehr als eine Frage der Technik

Dr.-Ing. Lars Jendernalik¹, Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz²

¹ Westfalen-Weser-Ems Verteilnetz GmbH, Assetmanagement Strom/TK-Netze,
Bochumer Straße 2, 45661 Recklinghausen, Deutschland,
T +49 2361 2275, F +49 201 1212 30920,
E lars.jendernalik@rwe.com, <http://www.wwe-verteilnetz.com/>

² Technische Universität Dortmund, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und
Energiewirtschaft, Emil-Figge-Straße 70, 44221 Dortmund,
T +49 231 755 2395, F +49 231 755 2694,
E christian.rehtanz@tu-dortmund.de, <http://www.ie3.tu-dortmund.de/>

Kurzfassung: Die „Energiewende“ in Deutschland und daraus resultierende gesetzliche Vorgaben führen zu einer weiteren Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energieformen. Zentrale Drehscheibe zwischen Einspeisern und Kunden stellt das elektrische Versorgungsnetz dar. Netzbetreiber in Deutschland sind zum unverzüglichen Netzausbau verpflichtet, um den Strom aus erneuerbaren Energieformen vollständig aufnehmen zu können und somit die Netzintegration gewährleisten zu können. Die sich hieraus ergebenden Anforderungen an die Netzbetreiber gehen deutlich über technische Fragestellungen hinaus und werden im Folgenden beschrieben. Anhand aktueller Projekte werden erste Lösungsansätze aufgezeigt.

Keywords: Energiewende, Verteilnetze, dezentrale Energien, Netzplanung, Prozesse

1 Steigender Integrationsbedarf

Die über viele Jahrzehnte erarbeitete und fortgeführte Versorgungsqualität elektrischer Verteilnetze stellt auch heute noch ein zentrales Gütekriterium dar. Die definierten Anforderungen resultieren aus den Kernaufgaben eines Netzbetreibers, der aus Kundensicht angenommenen technischen Leistungsfähigkeit der Netze sowie dem aktuellen hohen Niveau der Versorgungszuverlässigkeit (Abb. 1). Diverse externe, gesetzlich vorgegebene Regulierungsmechanismen wie die Anreizregulierung in Deutschland erhöhen ebenso den Druck auf die Kostenseite des Netzgeschäftes wie unternehmensinterne Renditeanforderungen. Das hierzu in den letzten Jahren aufgebaute Know-How muss dabei die finanziellen Aspekte gleichermaßen wie ihre technische Umsetzbarkeit umfassen.

Der bereits seit Jahren zu beobachtende Anstieg dezentraler Einspeiser wird in Deutschland durch die „Energiewende“ in 2011 in den nächsten Jahren noch deutlich an Dynamik gewinnen. Dabei sind der Ausbau von Windenergie und Fotovoltaik an erster Stelle zu nennen. Zukünftige Themenfelder zeichnen sich bereits in Form erster Pilotanwendungen ab. Hierzu zählen deutlich kundenorientiertere Steuerungs- und Informationsmöglichkeiten auf der Lastseite ebenso wie der prognostizierte Ausbau der Elektromobilität.

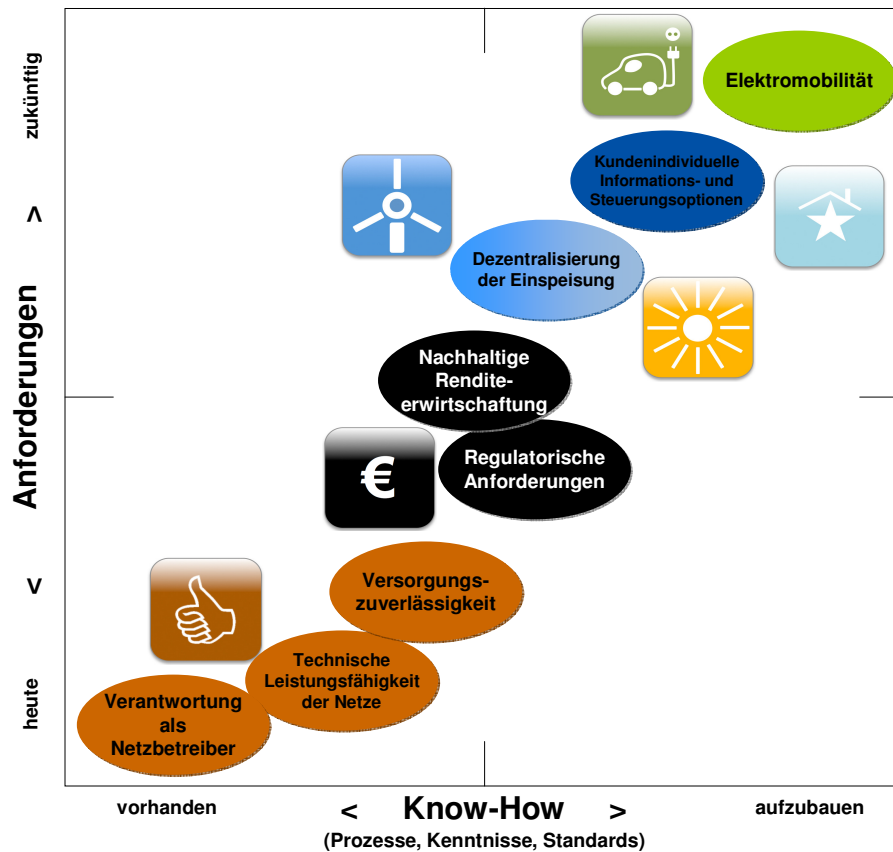


Abb. 1: Integration neuer Anforderungen an das Netzgeschäft

1.1 Anforderungen an zukünftige Netzstrukturen

Die Integration einer deutlich steigenden Anzahl kleiner und mittlerer dezentraler Einspeisungen (siehe 1.2) führt bereits heute in ländlich geprägten Versorgungsbereichen zu einer Umkehr der Leistungsflüsse. Damit verbunden ist oftmals die Anforderung der Einhaltung der vorgegebenen Spannungsbänder in den Mittel- und Niederspannungsnetzen. Dezentrale Energie wird im Regelfall außerhalb der Lastzentren erzeugt, so dass heutige Verteilnetze zu zukünftigen regionalen Transportnetzen ausgebaut werden müssen. Hinzu kommen steigende Anforderungen an die Prognose und den möglichen Ausgleich dieser fluktuierenden Einspeisungen.

Das Kundenverhalten wird zunehmend durch eine aktive Beeinflussung der Lasten bestimmt, wobei neue informationstechnische Monitoring- und Steuerungsmöglichkeiten unterstützend wirken. Eine Substitution anderer Energiequellen zeigt sich derzeit durch den vermehrten Einsatz von Wärmepumpen und perspektivisch sicherlich auch in Form der viel diskutierten Elektromobilität.

Der eingangs beschriebene regulatorische Druck auf die Erlösseite des Netzgeschäftes schlägt sich unter der Annahme wirtschaftlich orientierter Margen unmittelbar in tendenziell sinkenden Netzbudgets nieder. Dieser Effekt lässt sich heute nur in einem sehr geringen Maß durch innovative Netzkonzepte und Betriebsmittel auffangen, da hier die Wirtschaftlichkeit oft noch nicht gegeben ist. Des Weiteren sind die externen Anreize für technische Innovationen nur in einem sehr begrenzten Umfang vorhanden, so dass der klassische Netzausbau auch in naher Zukunft noch oftmals das Mittel der Wahl sein wird. Als weitere Facette

der Anforderungen müssen die alternden Netzstrukturen beachtet werden, die neben den beschriebenen funktionalen Anforderungen ein wesentlicher treibender Faktor der notwendigen Netzbudgets darstellen. Diese konkurrierenden Anforderungen sind außerdem unter der Annahme zu verstehen, dass Versorgungsqualität und Leistungsfähigkeit der Netze auf konstant hohem Niveau gehalten werden.

1.2 Steigende dezentrale Einspeisung

Die System- und Netzintegration dezentraler Energieformen stellt bereits heute eine der wesentlichen Herausforderungen europäischer Netzbetreiber dar. Die klassischen, hierarchisch geordneten und historisch gewachsenen Netzstrukturen werden langfristig ersetzt oder angepasst, um einer dezentralen Einspeisung Rechnung tragen zu können. Neben der Vielzahl von Einzelanlagen und Energieparks wird dabei die jeweilige Zusammensetzung verschiedener Energieformen eine wesentliche Rolle spielen. Im Bereich eines großen Verteilnetzbetreibers in Deutschland wird sich die installierte Leistung dezentraler Einspeiser mehr als verdoppeln, wobei die Anlagenanzahl von etwa 35.000 (Stand Ende 2010) auf über 100.000 im Jahr 2020 ansteigen wird (Abb. 2).

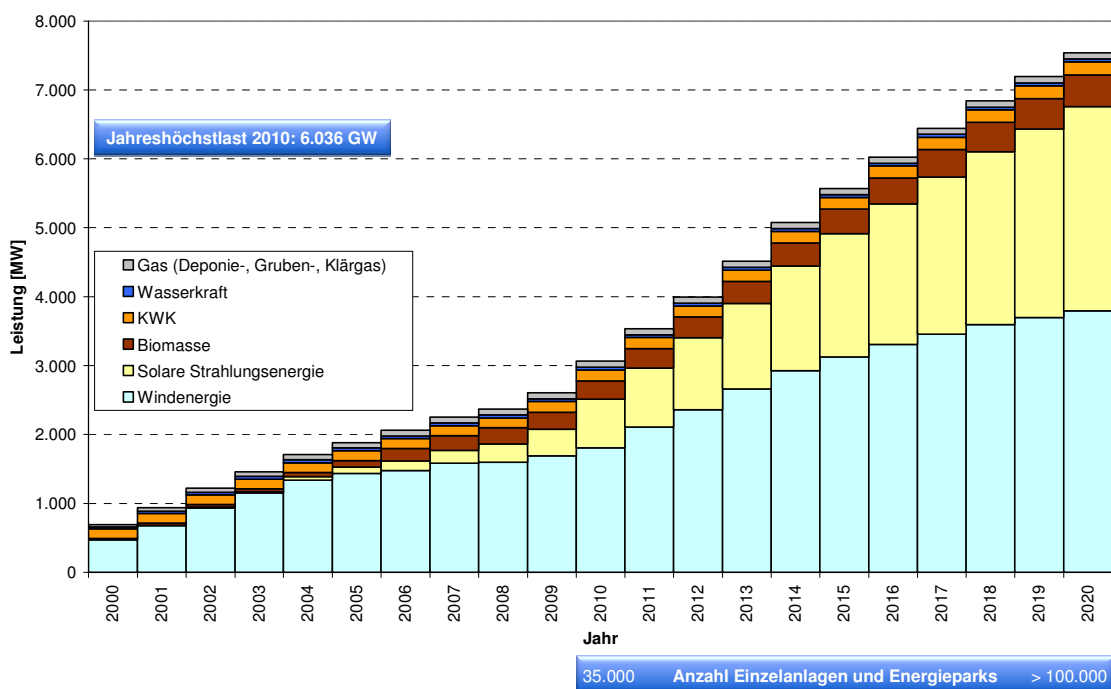


Abb. 2: Prognose der installierten Leistung und Anzahl regenerativer Energieformen am Beispiel eines deutschen Verteilnetzbetreibers

Der klassische Netzausbau mittels konventioneller Betriebsmittel stellt mit den bekannten Umsetzungszeiträumen vor dem Hintergrund der ansteigenden Dynamik im Anschlussgeschäft oftmals eine zeitliche Hürde dar und ist im Regelfall wirtschaftlich zu hinterfragen. Technische Alternativen, beispielsweise in Form einer erhöhten Intelligenz in den unteren Spannungsebenen oder ausgeprägter Monitoring-Systeme zur höheren Ausnutzung bestehender Netzinfrastrukturen, werden zur Zeit technisch und wirtschaftlich intensiv untersucht.

1.3 Chancen und Risiken

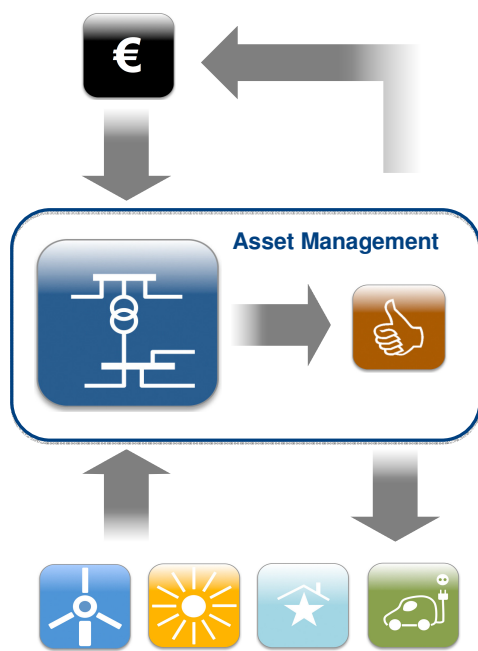


Abb. 3: Steuerungsfunktion des Asset Managements

Diese neuen technischen Möglichkeiten müssen in das bestehende Portfolio des Netzausbaus integriert werden und folglich im Planungsprozess als Erweiterung des heutigen Instrumentariums verstanden werden. Das Asset Management muss hierbei in seiner Rolle einer aktiven Steuerungsfunktion (Abb. 3) neue und weiterhin bestehende Anforderungen an das Netzgeschäft in ein Zukunftsbild des Netzes überführen. Die steigende Intelligenz eines „smarten“ Ansatzes muss sich im Prozess und den Werkzeugen des zukünftigen Asset-Managers wiederfinden lassen. Im Rahmen dieses Regelungskreises werden neue technische Möglichkeiten entwickelt bzw. bewertet und letztlich auch Rückwirkungen auf die Kostenseite sowie die Ausprägung der eingangs beschriebenen Anforderungen auf das Netzgeschäft haben.

Daher führt die notwendige Netzintegration erneuerbarer Energieformen zwangsläufig zu weitergehenden Anforderungen an den Prozess der Netzplanung. Die Integration der einzelnen Planungsschritte muss auf Grund der steigenden Komplexität der Planungsaufgabe an einigen Stellen deutlich steigen. Weiterhin sind die Durchlaufzeiten einzelner Planungsabschnitte zu reduzieren. Dies gelingt prinzipbedingt jedoch nicht durch eine weitere Parallelisierung der Aufgaben. Vielmehr muss die systemtechnische Unterstützung des Netzplaners gezielt verstärkt werden, um die zur Verfügung stehende Zeit auf die Ergebnisanalyse zu fokussieren.

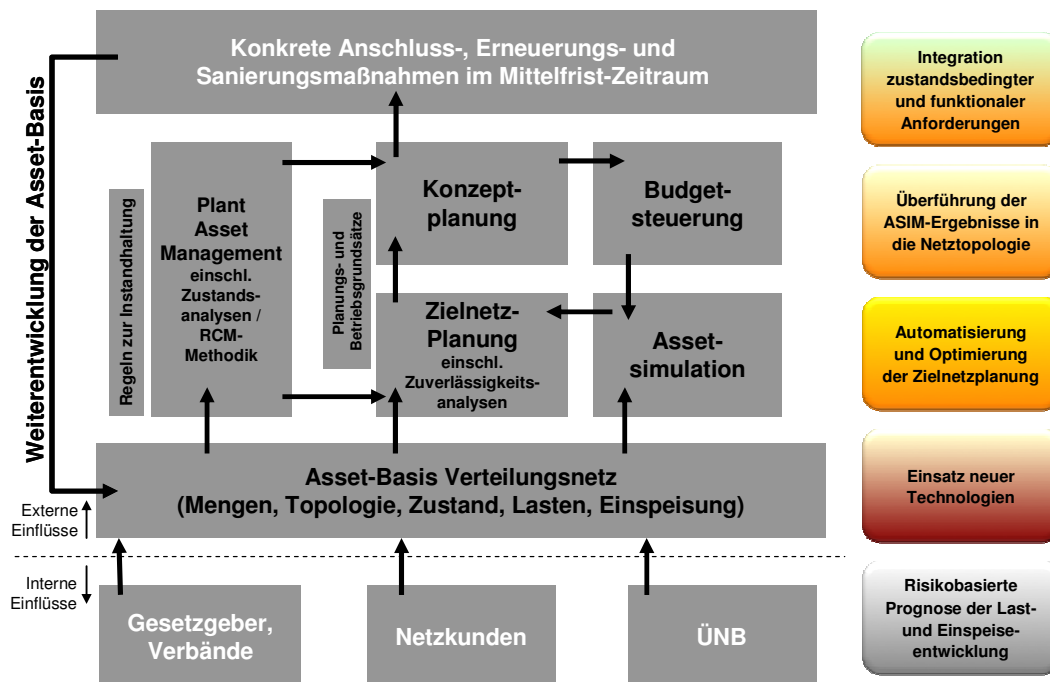


Abb. 4: Aufgaben des Asset Managements - Integrationsbedarf

Abb. 4 zeigt den notwendigen Integrationsbedarf anhand einer Weiterentwicklung der in [1] vorgestellten Aufgabenmatrix des Asset Managements. Die Integration zustandsbedingter und funktionaler Anforderungen wurde ebenfalls bereits in [1] beschrieben und wird daher an dieser Stelle nicht weiter ausgeführt. Die im Regelfall nicht topologisch gegliederten Ergebnisse einer Assetsimulation sind eine wichtige Randbedingung für nachgelagerte Schritte der Netzplanung und bedürfen daher einer topologischen Zuordnung. Im Bereich der Zielnetzplanung kann der in [1] gezeigte Planungsprozess durch aktuelle Werkzeuge gezielt unterstützt und optimiert werden. Neue „smarte“ Technologien und Betriebsmittel müssen schrittweise ins Verteilnetz aufgenommen werden und stehen aktuell oftmals noch im Status von Pilotanwendungen. Letztlich ist die Prognose der Last- und Einspeiseentwicklung durch risikobasierte Ansätze zu verbessern und stärker in die Szenario-Analysen des Asset Managements zu integrieren.

Diese technischen und prozessualen Verbesserungspotentiale werden aktuell im Rahmen laufender F&E-Projekte untersucht und schrittweise in die Planungspraxis überführt.

2 Aktuelle Projekte

Im Rahmen dieses Beitrags werden laufende Projekte und Aktivitäten aufgezeigt, die die beschriebenen steigenden Anforderungen an die Netzintegration dezentraler Energieformen zur Aufgabe haben.

2.1 Erhöhung der Intelligenz im Versorgungsnetz durch neue Technologien

Im Fokus einer Erhöhung der „Netzintelligenz“ stehen eine erweiterte Automatisierung im Mittelspannungsnetz sowie die witterungsabhängige Anpassung der Übertragungsfähigkeit von Freileitungsnetzen im Hochspannungsbereich.

2.1.1 Erhöhung des Automatisierungsgrades im Mittelspannungsnetz

Im Rahmen des EU-weiten Forschungsprojektes ‘Grid4EU’ werden kosteneffiziente Möglichkeiten zur Erhöhung des Automatisierungsgrades und des Datenmonitorings in der Mittelspannung untersucht, die als wirtschaftliche Alternative den konventionellen Netzausbau reduzieren bzw. unterstützen sollen. Im Fokus liegen die höhere Ausnutzung bestehender Assets, eine automatische Fehlererkennung sowie der resultierende Aufbau möglichst „selbstheilender“ Strukturen. Ein zentraler Leitgedanke ist dabei, dass diese regionalen Aufgaben möglichst durch regionale Entscheidungen gelöst werden sollen, so dass der Aufbau eines vollständigen SCADA-Systems in der Mittelspannung vermieden wird oder nur regional ausgeprägt werden muss. Die hierzu im Netz installierten autonomen Agenten agieren daher zunächst lokal und beziehen nur fallweise übergeordnete, zentrale Instanzen ein.

2.1.2 Leiterseil-Temperatur-Monitoring im Hochspannungsbereich

Die Kapazitätserhöhung bestehender Hochspannungsnetze ist oftmals mit Maßnahmen verbunden, die einen faktischen Neubau darstellen. Die Aufnahme dezentraler Energien, speziell Windenergie, ist aber üblicherweise mit Witterungsbedingungen verknüpft, die deutlich von den Normbedingungen abweichen. Die damit verbundene höhere Belastbarkeit bestehender Freileitungen kann durch ein gezieltes Witterungsmonitoring ausgenutzt werden.

Die Auslegung des maximalen Betriebsstroms von Stromkreisen auf Freileitungen erfolgt gemäß DIN EN 50182 unter Annahme von Worst-Case-Umgebungsbedingungen, die nur sehr selten in Westeuropa zusammen treffen („Hochsommerwetterlage“):

- 35°C Außentemperatur,
- 900 W/m² Globalstrahlung und
- 0,6 m/s senkrechte Windanströmung.

Maßgeblich für den zulässigen Betriebsstrom sind dabei die maximal zulässige Leitertemperatur und die Mindestabstände des Leiters zum Boden. Sofern die Witterungsbedingungen von den o.g. Werten abweichen (z. B. höhere Windanströmung oder niedrigere Außentemperatur), so sind auch höhere Betriebsströme möglich. Gemäß VDE-Anwendungsregel (FNN) VDE-AR-N 4210-5:2011-04 „Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb“ ist „ein sicherer Netzbetrieb unter Ausnutzung der sich bei diesen Wetterbedingungen ergebenden Strombelastbarkeit ... möglich“, wenn „... die Umgebungsbedingungen ... mit ausreichender Genauigkeit prognostiziert bzw. erfasst“ werden.

Die genannte Erfassung der Umgebungsbedingungen kann prinzipiell mittels einer direkten oder indirekten Überwachung erfolgen. Systeme zur direkten Überwachung messen direkt die Seiltemperatur bzw. leiten diesen Wert aus Messungen am Leiterseil ab (Seilzugkräfte, Ströme, Umgebungsbedingungen in unmittelbarer Nähe der Stromkreise). Diese Messwertfassung erfordert die Ausrüstung des Stromkreises mit entsprechender Messtechnik (aktive oder passive Messaufnehmer), die systemabhängig den Austausch primärtechnischer Komponenten (Leiterseile, Garnituren) oder sogar eine Mastverstärkung erfordern (Mastverstärkungen bei Einbau von netzunabhängigen Spannungsversorgungen mittels Solarpanels). Die damit verbundenen hohen Kosten und Aufwände zur Ertüchtigung der Stromkreise/Maste haben daher den flächigen Einsatz derartiger Systeme bislang verhindert.

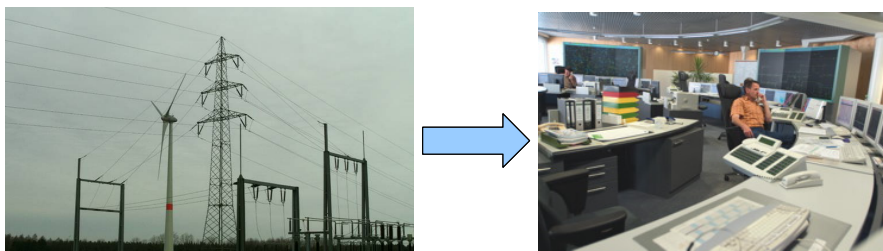


Abb. 5: Prinzip des Leiterseil-Temperatur-Monitoring im Hochspannungsbereich

Der Ansatz einer indirekten Überwachung der Leiterseiltemperaturen durch Monitoring der relevanten Umgebungsbedingungen hingegen kann kostengünstig verfolgt werden (Abb. 5). Das Monitoring der Witterungsbedingungen wird dabei durch den engmaschigen Einsatz von Klimastationen sichergestellt. Da diese Wetterstationen aktive Technik beinhalten und somit eine eigenständige Stromversorgung erfordern, erfolgt ihr Einsatz vornehmlich in Umspannstationen oder in ausgewählten Kundenstationen (z. B. Windparks).

Zentraler Baustein des Monitoring-Systems ist eine Erweiterung des Netzleitsystems in Form einer „Klimaformel“, die den Zusammenhang zwischen den Witterungsbedingungen und der möglichen dynamischen Leiterseilbelastbarkeit beschreibt.

Durch die Einführung eines witterungsabhängigen indirekten Leiterseil-Temperaturmonitoring-Systems können die bestehenden Hochspannungsfreileitungen deutlich höher ausgelastet und somit der Zubau neuer Assets auf Grund steigender Windenergieeinspeisung vermieden oder verzögert werden.

2.2 Verstärkte Integration der Prozessschritte in der Netzplanung

Die notwendige Integration zustandsbedingter und funktionaler Anforderungen an die Zielnetzplanung, zu denen insbesondere die Netzintegration dezentraler Energieformen gehört, wurde bereits an anderer Stelle dokumentiert [1]. Weitere Verbesserungspotentiale werden an der Schnittstelle zwischen Assetstrategien und konkreten Zielnetzplanungen gesehen [2]. Hierbei ist es notwendig, die im Regelfall von der Netztopologie losgelösten Strategieansätze in die netzorientierte Sichtweise der Folgeprozesse zu überführen.

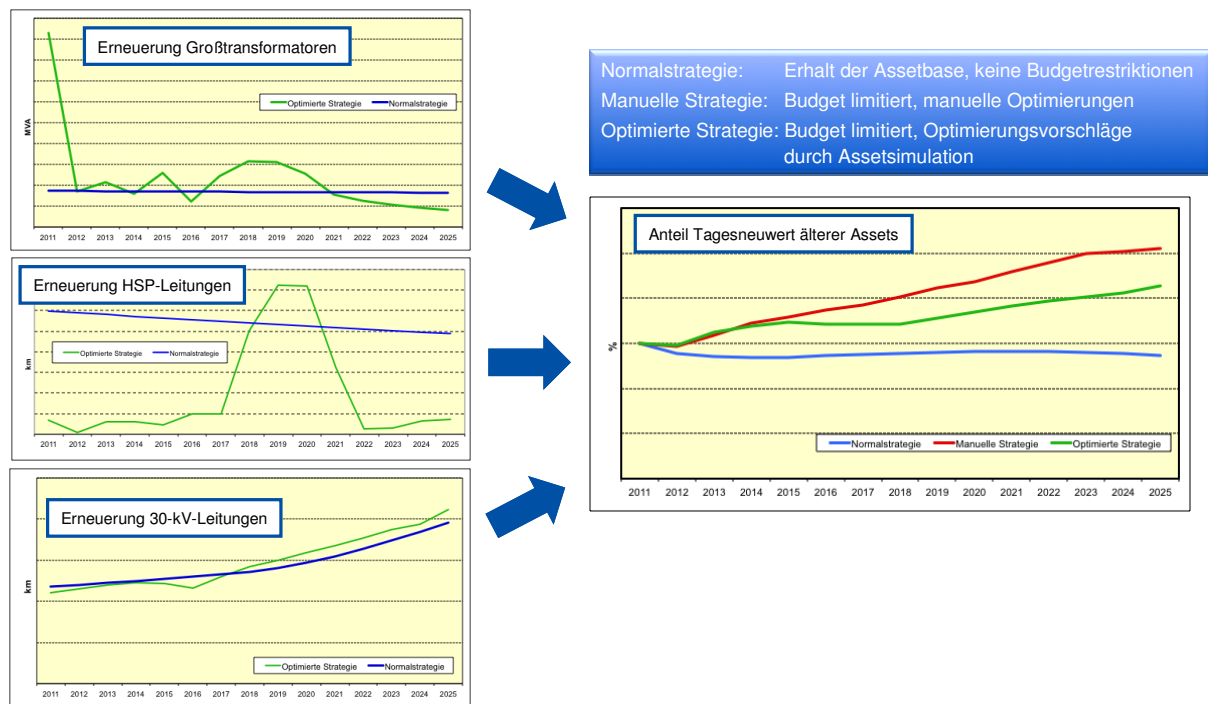


Abb. 6: Optimierungsstrategien der Assetsimulation

Abb. 6 zeigt exemplarisch die Überführung verschiedener Optimierungsstrategien der Assetsimulation für einzelne Betriebsmittelklassen in die Umsetzung konkreter Zielnetzprojekte. Basis für die Optimierung im Rahmen der Zielnetzplanung ist eine "Normalerneuerungs-Strategie". Diese ist so parametrisiert, dass die in der Zielnetzplanung berücksichtigten Betriebsmittel innerhalb ihrer Lebensdauer erneuert werden. Dies wird in Form eines funktionalen Zusammenhangs in der Assetsimulation definiert. Die Mengenvorgabe der jährlich zu erneuernden Betriebsmittel wird dabei je Betriebsmittel als Quotient des Betriebsmittelbestandes und der technischen Lebensdauer beschrieben. Dabei werden von der Simulation jedoch nur die älteren Assets am Ende der technischen Lebensdauer für den Maßnahmen-

vorrat berücksichtigt. Die Normalerneuerungs-Strategie ist die vereinfachte Abbildung einer linearen Erneuerung, wonach Anlagen und Betriebsmittel nach Ablauf ihrer technischen Lebensdauer ohne Berücksichtigung von Budgetrahmenvorgaben erneuert werden. Die dabei entstehenden Maßnahmenkosten für die Erneuerung, welche sich aus den Kosten für „Ersatzneubau“, „Umbau“ und „Stilllegung“ zusammensetzen, übersteigen in der Regel die zur Verfügung stehenden Mittel aus der Zielkostenrechnung. Hier setzt eine Optimierung an und versucht eine Strategie zu ermitteln, die die Budgetrahmenvorgaben im Bereich der Erneuerung einhält. Dabei werden die Maßnahmenmengen der Normalerneuerungs-Strategie für Ersatzneubau und Umbau dahingehend verändert, dass die Kosten der Erneuerung die Budgetvorgaben einhalten. Die auf Basis dieser Optimierungsvorschläge für die einzelnen Betriebsmittelklassen ermittelte „Optimierte Strategie“ zeigt einen deutlich geringeren Anstieg des Tagesneuwertes älterer Assets als eine auf Basis der konkreten Einzelprojekte durchgeführte „Manuelle Strategie“. Die zeitliche Neusortierung der topologisch aufgesetzten Einzelprojekte auf Basis der Optimierungsvorschläge der Assetsimulation liefert somit auch für die Zielnetzplanung einen deutlichen Mehrwert.

2.3 Automatisierung und Optimierung der Zielnetzplanung

Die steigende Komplexität der Planungsaufgabe führt tendenziell zu umfangreicheren Planungsszenarien und somit zu einer auch zeitlichen Erhöhung des Planungsaufwandes. Dabei sind viele Arbeitsschritte methodisch und inhaltlich dazu geeignet, einen höheren Automatisierungsgrad zu ermöglichen, ohne die Qualität der Ergebnisse zu belasten. Im Rahmen des F&E-Projektes 'IO-Netz' mit Unterstützung des BMWi werden vorhandene Optimierungswerkzeuge aus dem Strategiebereich [3] auf die konkreten Fragestellungen einer Zielnetzplanung adaptiert. Besondere Herausforderungen stellen dabei die multikriteriellen Optimierungsmodelle dar, die zur hinreichenden Abbildung der realen Planungsaufgabe aufgestellt werden müssen.

Vielfältige Strategieparameter sind hierbei unter Berücksichtigung unsicherer und risikobehafteter Faktoren miteinander zu verknüpfen und in eine wirtschaftliche und technisch optimale Netzentwicklung zu überführen. Das Ziel dieses Projektes ist es, den Prozess der Lösungsfindung unter Berücksichtigung der Unsicherheiten sowie technischer und wirtschaftlicher Randbedingungen zu modellieren und ein praxisrelevantes Optimierungsverfahren zu entwerfen, prototypisch umzusetzen und zu testen (Abb. 7).

Den Ausgangspunkt der Aufgabenstellung stellt die zukünftige nachfrage- und erzeugungsgerechte Zielnetzstruktur dar, die initial identifiziert werden muss. Diese Sollstruktur dient als Ziel der strategischen Asset-Management-Maßnahmen und des taktischen Netzneubaus. Aufgrund der Komplexität der bislang manuell durchgeführten Simulation zum Asset Management wird ein Ansatz gesucht, der den Anlagenneubau, -umbau und Ersatzneubau handhabbar gestaltet. So beträgt der Aufwand zur Erstellung eines Zielnetzes inkl. Basisstrategie heutzutage einige Wochen, wodurch die Gewinnung einer optimalen Strategie durch die geringe Anzahl an möglichen Variationen, die so untersucht werden können, nicht möglich ist.

Die mögliche Entwicklung einer „Optimierten Strategie“ setzt auf der Simulation verschiedener Übergangspfade von der bestehenden Anlagenstruktur in die zukünftige Soll-Struktur des Zielnetzes in unterschiedlichen repräsentativen Szenarien auf. Darauf aufbauend wird

eine optimale Übergangsstrategie zu einem optimierten Zielnetz durch multikriterielle und robuste Optimierung bezüglich der konkurrierenden Entwurfsgrößen Investitionskosten und Versorgungsqualität unter Berücksichtigung regulatorischer Vorgaben, Beschränkungen im Ressourceneinsatz und bilanzieller Kenngrößen identifiziert.

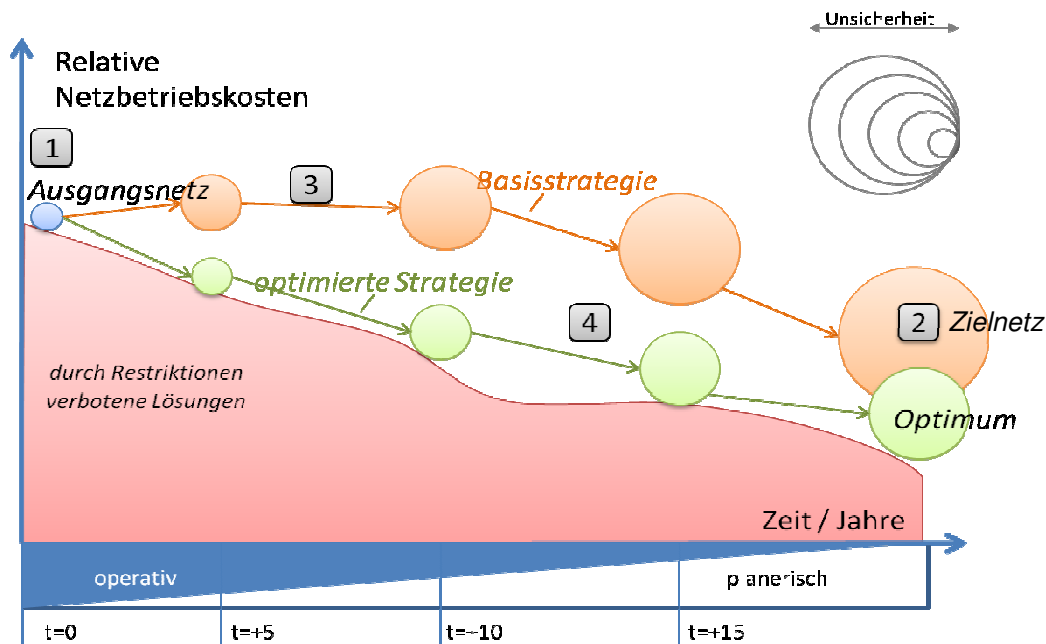


Abb. 7: Automatisierung und Optimierung der Zielnetzplanung

2.4 Risikobasierte Prognose der Last- und Einspeiseentwicklung

Die allen planerischen Aktivitäten zugrunde liegende Prognose der Last- und Einspeiseentwicklung ist mit diversen Risiken und Nebenbedingungen verbunden, die im Planungsprozess berücksichtigt werden müssen. Im Rahmen eines in 2012 anlaufenden F&E-Projektes 'Agent.Netz', gefördert durch das Land NRW mit Mitteln der EU, wird ein agentenbasierter Ansatz verfolgt, der eine wahrheitsbasierte Modellierung der vollständigen Versorgungsaufgabe in Verteilnetzen erlauben soll.

Die Abhängigkeiten zwischen den Agenten können explizit dargestellt und im Detail berücksichtigt werden. Zugleich können durch Verknüpfung und Interaktion der technischen und wirtschaftlichen Agenten komplexe Zusammenhänge und Einflüsse simuliert und in einem Softwaretool zusammengefasst werden. Das Verhalten der Netznutzer und dessen Bestimmungsfaktoren können hierdurch nachvollziehbar und somit transparent modelliert werden, so dass hieraus die Basis für Netzplanung generiert werden kann. Die energiewirtschaftlichen Aspekte werden hierbei konsequent einbezogen, insbesondere auch die Auswirkungen der Anreizregulierung für den Netzbetreiber. Unterschiedliche Aggregationsebenen ermöglichen die Abbildung zentraler Agenten wie z.B. des Energiemarktes oder der dargebotsabhängigen zentralen Erzeugung, aber genauso auch das Herunterbrechen auf Agenten, die das Verhalten an einzelnen Netzknoten abbilden, wie z.B. dezentrale Erzeuger oder Speicher. Die Simulation dient letztendlich dazu, eine möglichst bedarfsgerechte Netzinfrastruktur effizient zu entwerfen und zu nutzen.

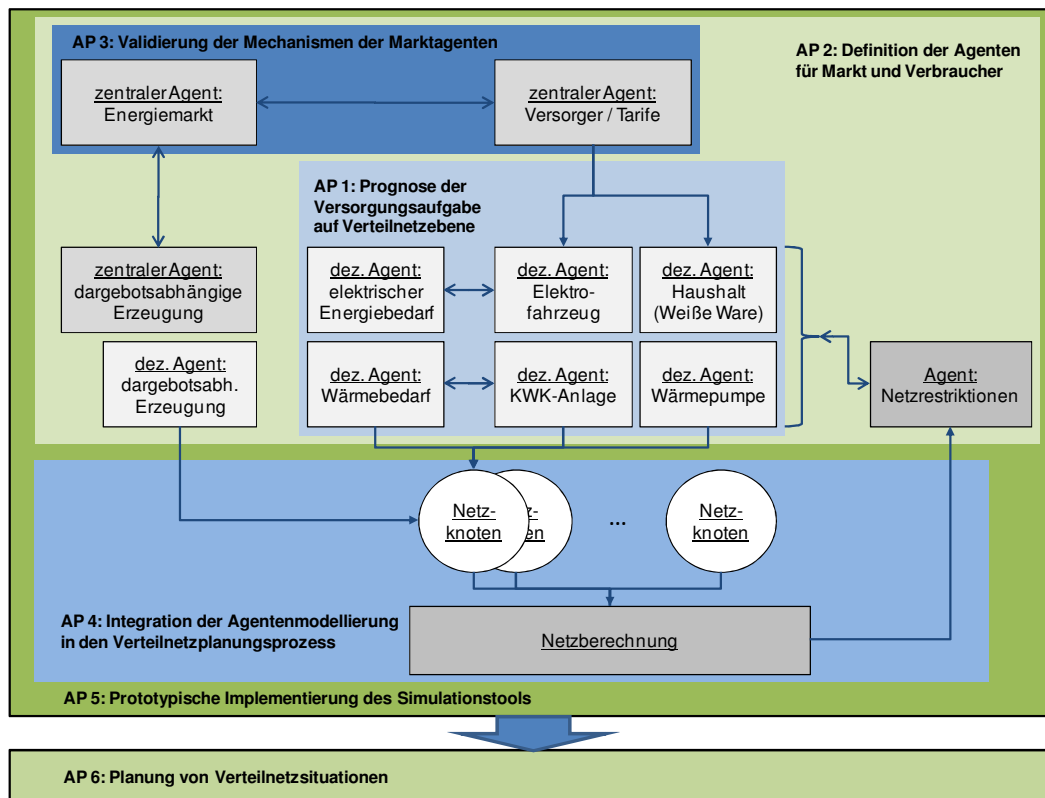


Abb. 8: Agentenbasierter Ansatz zur Prognose der Last- und Einspeiseentwicklung

3 Zusammenfassung

Neue Anforderungen in Form einer dynamisch steigenden Anzahl dezentraler Einspeiser oder eines aktiven Lastmanagements auf Kundenseite sind in das heutige Geschäftsmodell der Verteilnetze zu integrieren und werden nachhaltig heutige Netzstrukturen verändern. Eine Antwort in Form des Einsatzes neuer „smarter“ Technologien allein wird nicht ausreichen. Vielmehr müssen planerische und betriebliche Prozesse im gleichen Maß auf die neuen Anforderungen adaptiert werden. Die Integration dezentraler Energien in die Verteilnetze ist somit deutlich mehr als nur eine Frage der Technik und bedarf eines ganzheitlichen Integrationsansatzes auf verschiedenen Ebenen.

- [1] L. Jendernalik: "Neuausrichtung des Assetmanagements auf die Herausforderungen von morgen"; 11. Symposium Energieinnovation, 10.-12. Februar 2010, Graz
- [2] L. Jendernalik, D. Schlüter, H. Wohlfarth: "Development of target grid strategies supported by the asset simulation optimization core having regard to target costing"; Proc. of CIRED, June 06-09, 2011, Frankfurt
- [3] A. Gaul, H. Spitzer, C. Engels, E. Nockmann, Asset simulation and automatic asset optimization, CIRED Workshop, Lyon, 2010.