

GRID OPTIMIZER: WERKZEUG ZUR RÜCKWIRKUNGSARMEN NETZEINBINDUNG VON ERNEUERBARE-ENERGIEN-ANLAGEN UND FÜR OPTIMIERTEN NETZBETRIEB

Darius France Mengapche¹, Eckehard Tröster², Bernhard Betz³, Rolf Schnell¹

¹aX grid solutions GmbH, Otto-Hahn-Straße 36, 63303 Dreieich, +4961039242610, rolf.schnell@automationX.com / darlusfrance.mengapche@automationX.com, www.aXgrid.com

²Energynautics GmbH, Robert-Bosch-Straße 7, 64293 Darmstadt, +4961517858103, e.troester@energynautics.com, www.energynautics.com

³EWR Netz GmbH, Klosterstraße 16, 67547 Worms, +496241848645, betz@ewr.de, www.ewr-netz.de

Kurzfassung: Den EU-Klimazielen entsprechend ist in Europa eine Reduktion des CO₂-Ausstosses durch eine Steigerung der Energieeffizienz sowie eine Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien angestrebt. Diese Entwicklung wurde insbesondere durch die jüngsten Ereignisse in Fukushima (Japan) beschleunigt, welche deutliche Impulse zum vermehrten Bau von Erzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energien gegeben haben. Da solche Anlagen in der Regel dezentral errichtet werden, besteht die Herausforderung darin, diese nach Möglichkeit in existierende Verteilnetze zu integrieren. Hierbei ist die Einhaltung von technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen zu berücksichtigen. Des Weiteren können beim Betrieb von Netzen mit einem hohen Anteil regenerativer Erzeuger je nach Wetterlage und Netzgegebenheiten etliche Situationen auftreten (z.B. Lastflussumkehr, Spannungsinstabilität, Betriebsmittelüberlastungen, ...usw.), welche schnell zu erkennen und sicher zu bearbeiten sind.

In diesem Beitrag wird zunächst untersucht, wie das Auffinden des optimalen Netzverknüpfungspunktes für den Anschluss einer regenerativen Erzeugungsanlage an das Netz automatisiert werden kann. Dabei werden die entscheidungsrelevanten Informationen (Daten, Rahmenbedingungen, ...), die Abläufe und die Methoden für diese Automatisierung aufgezeigt. Darüber hinaus werden auch die Ziele und Vorteile einer solchen Automatisierung sowie die Einbindungsmöglichkeiten in die bestehende Infrastruktur in einer Leitstelle vorgestellt. Hieraus ergibt sich die Entwicklung eines „Netzanschlussassistenten“.

Schließlich wird eine Untersuchung der Fragestellung nach den neuen Aufgaben und Lösungen in der Betriebsführung von Netzen mit hohem Anteil regenerativer Erzeuger durchgeführt. Daraus abgeleitet werden Methoden, Strategien und Funktionen vorgestellt, mit deren Hilfe das Personal der Netzführung ein Netz optimal, sicher und zuverlässig betreiben kann. Weiterhin werden die Integrationsmöglichkeiten in die Leitstelle vorgestellt. Hieraus ergibt sich die Entwicklung eines Unterstützungswerkzeuges: „Netzführungsassistent“.

Im Beitrag wird über das Kooperationsprojekt zwischen dem regionalen Verteiler EWR Netz GmbH (Worms), aX grid solutions GmbH (Dreieich) und Energynautics GmbH (Langen) berichtet, welches zum Ziel hat, einen Grid Optimizer (Netzanschlussassistent + Netzführungs-Assistent) zu entwickeln.

Keywords: Netzanschlussassistent, Netzführungsassistent

1 Der Weg zum Grid Optimizer

Basis der hier vorgestellten Entwicklung sind zwei Projekte: Eine Studie, in der für den regionalen Energieversorger EWR Netz GmbH aus der Ermittlung der aktuellen Netzstrukturen und einer Analyse der künftigen Entwicklung, Randbedingungen für die künftige Unterstützung der Netzfürung erarbeitet wurden.

Parallel dazu wurde die eigentliche Produktentwicklung des „Grid Optimizers“ aufgesetzt, die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie in Berlin gefördert wird. Wesentliche Ergebnisse der Studie sind in die Produktentwicklung eingeflossen.

Im den nächsten beiden Abschnitten werden zunächst die Motivation des Netzbetreibers und die Ergebnisse der Studie dargelegt. Daran schließen die Lösungsbeschreibungen im Einzelnen und ein Ausblick aus Sicht des Anwenders und der Produktentwicklung an.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

2 Dezentrale Einspeisungen – Eine Herausforderung der Netzfürung

EWR ist ein regional verankertes Energieunternehmen mit Sitz in Worms und steht für 100 Jahre Energie in der Region Rheinhessen und dem Ried. Der Vertrieb liefert Strom, Erdgas und Wasser an die Kunden in der Region, bundesweit hat die EWR AG auch Energie-Großkunden. Die Tochtergesellschaft EWR Netz GmbH betreibt die Verteilnetze und die EWR Neue Energien GmbH investiert in Sonne, Wind & Co. Im Konzernverbund arbeiten rund 500 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter für eine sichere, günstige Versorgung der Kunden und an neuen Geschäftsfeldern wie der Elektromobilität.

Im Netzgebiet der EWR Netz GmbH sind in den letzten Jahren viele neue Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (EE-Anlagen) errichtet worden. Aktuell speisen über 4.500 Photovoltaikanlagen und ca. 110 Windkraftanlagen ihre elektrische Energie in das Netz ein.

In den nächsten 10 Jahren ist im EWR-Netzgebiet mit einem deutlichen Zubau, insbesondere von Windkraftanlagen, in Rheinhessen zu rechnen. Nach einer EWR-Prognose wird bereits im Jahr 2012 die gesamte Erzeugungsleistung die im Netzgebiet benötigte Höchstlast übersteigen. Bereits heute erfolgt in mehreren Umspannwerken regelmäßig eine Rückspeisung in die überlagerte Netzebene.

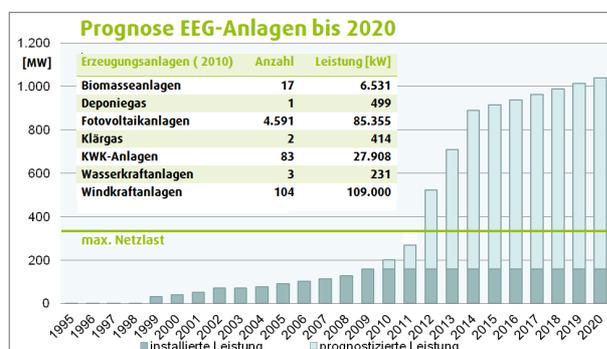


Bild 1: EWR-Prognose EE-Anlagen bis 2020

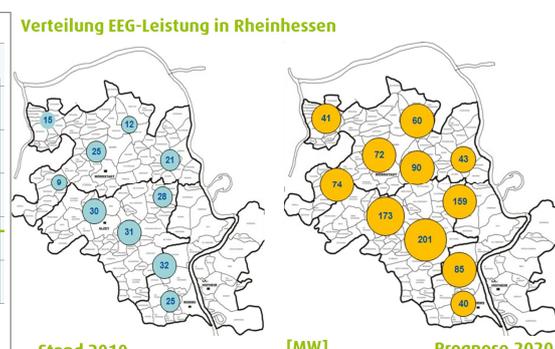


Bild 2: EE-Leistung in Rheinhessen

Aus dem starken Zubau erwachsen hohe Anforderungen an den Um- und Zubau der Verteilungsnetze, aber auch an die Netzführung. Da dies aber nur mittel- bis langfristig realisierbar ist, müssen die Entwicklungen frühzeitig analysiert und integriert werden.

Gleichzeitig ist die Energiewende auch eine Infrastrukturwende, d.h. Netzkapazitäten müssen rechtzeitig den künftigen Energieflüssen angepasst und durch zusätzliche Intelligenz (Stichwort: Smart Grids) optimal verteilt werden.

Die Zunahme von EE-Anlagen und der Netzbetrieb mit starken Einspeisungen aus diesen Anlagen führen zu neuen Herausforderungen in der Netzplanung und im Netzbetrieb:

- Anschluss von EE-Anlagen am Netz
- Wechselnde Lastflüsse / Richtungen
- Änderungen am Netzschutz (Anregegrenze, Richtung)
- Spannungsqualität (Einhaltung des Spannungsbandes, Flicker, ...)
- Leistungsfluktuationen
- Kommunikation
- Vermeiden unnötiger Netzverluste
- Netzstützung durch regenerative Erzeuger optimieren
- Bedienpersonal der Leitwarte bestmöglich unterstützen

Dies führte bei der EWR Netz GmbH dazu, in einem gemeinsamen Projekt mit dem Hersteller der Leitstellensoftware aX grid solutions und unter wissenschaftlicher Begleitung von Energynautics Lösungsansätze zu erarbeiten und in die bei EWR vorhandene Technik zu integrieren.

3 Einbindung regenerativer Einspeisungen – Analysen, Chancen + Risiken – Ergebnisse der Studie

Um die verschiedenen Untersuchungen bezüglich des Netzanschlusses von EE-Anlagen, der Netzsteuerung und der Netzoptimierung durchführen zu können, wurde ein Modell des Verteilnetzes der EWR Netz GmbH erstellt.

3.1 Ermitteln des optimalen Anschlusspunktes

Mit Hilfe des Netzmodells lässt sich unter Berücksichtigung von verschiedenen Randparametern und Kriterien ein optimaler Anschlusspunkt einer EE-Anlage ermitteln.

Zunächst müssen dafür mögliche Anschlusspunkte definiert werden. Im Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2012 [1] heißt es dazu in §5 „Netzbetreiber sind verpflichtet, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas unverzüglich vorrangig an der Stelle an ihr Netz anzuschließen (Verknüpfungspunkt), die im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet ist, und die in der Luftlinie kürzeste Entfernung zum Standort der Anlage aufweist, wenn nicht ein anderes Netz einen technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt aufweist.“ Demnach ist in jedem Fall ein Anschlusspunkt in kürzester Entfernung zwischen EE-Anlage und Netz mit in die Untersuchung einzubeziehen. Zur Ermittlung weiterer möglicher Anschlusspunkte sollten Anschlusspunkte in Betracht gezogen werden, die elektrisch näher an der Umspannanlage (UA) liegen. Ein Anschluss direkt in der UA ist insbesondere bei höheren Leistungen mit zu untersuchen, diese stellen dann in der

Regel den geeigneten Anschlusspunkt dar. Benachbarte Abgänge sind in gleicher Weise zu berücksichtigen.

Die so definierten Abgänge sind zunächst einer technischen Untersuchung zu unterwerfen. Hierzu stellt die BDEW Mittelspannungsrichtlinie [2] einen ausführlichen Kriterienkatalog zur Verfügung. Zunächst sind Lastflussberechnungen durchzuführen, die zur Bestimmung möglicher Betriebsmittelüberlastung (z.B. Kabel, Trafos) im Netz herangezogen werden. Hierfür sollte von einer maximalen Erzeugung aller im Netz vorhandener Erzeuger bei gleichzeitig minimaler Belastung durch Verbraucher ausgegangen werden. Die Lastflussberechnung kann ebenfalls zur Bestimmung der statischen Spannungsanhebung durch die neu anzuschließende EE-Anlage genutzt werden. Hierbei ist eine maximale Spannungsanhebung am Anschlusspunkt von 2% erlaubt. In jedem Fall ist zu überprüfen, ob im gesamten Netz das zulässige Spannungsband eingehalten wird.

Im zweiten Schritt wird eine Kurzschlussberechnung durchgeführt, um mögliche Überlastungen von Betriebsmitteln im Kurzschlussfall zu ermitteln. In der Regel stellt dieses Kriterium kein Problem dar, da EE-Anlagen in vielen Fällen mit Umrichter ausgeführt sind, welche in der Regel nur einen maximalen Kurzschlussbeitrag in Höhe des Nennstroms der Anlage liefern. Bei Einbindung eines BHKWs oder Wasserkraftwerks mit Synchrongenerator ist dies allerdings ein ernstzunehmendes Kriterium.

Netzurückwirkungen spielen ebenfalls eine wichtige Rolle bei der Ermittlung des optimalen Anschlusspunkts. Hierbei sind zu nennen: schnelle Spannungsänderungen, Flicker, Oberschwingungen und Zwischenharmonische, Kommutierungseinbrüche und Beeinträchtigung von Tonfrequenz-Rundsteuer Anlagen. Die beiden letzten Punkte spielen im EWR Netz keine Rolle, da Tonfrequenz-Rundsteueranlagen keine Verwendung finden und bei den heute verwendeten Umrichtern keine Kommutierungseinbrüche entstehen oder diese weitestgehend kompensiert sind.

Schnelle Spannungsänderungen und Flicker hängen stark von der Kurzschlussleistung am Netzverknüpfungspunkt ab. Da Windkraftanlagen meist an vergleichsweise abgelegenen, windreichen Standorten aufgestellt werden sollen und diese in vielen Fällen netzinfrastrukturrell nicht besonders gut erschlossen sind, liegen dort oft auch nur niedrige Kurzschlussleistungen vor. Aufgrund niedriger Kurzschlussleistungen kann es z.B. beim Einschalten oder Ausschalten einer EE-Anlage zu schnellen Spannungsänderungen kommen, die einen erheblichen Einfluss auf die an das Versorgungssystem angeschlossenen Verbraucher haben. Das gleiche gilt für Flicker, welche sich bei schwachen Kurzschlussleistungen besonders bemerkbar machen. Diese Kriterien sind daher meist ausschlaggebend für die maximale mögliche Anschlussleistung an das Verteilnetz und somit entscheidend, ob ein Anschlusspunkt technisch geeignet ist.

Insbesondere durch den verstärkten Einsatz von Leistungselektronik in EE-Anlagen kommt es zu einem hohen Anteil von Oberschwingungen und Zwischenharmonischen im Netz. Um diese in zulässigen Grenzen zu halten, muss eine Überprüfung der durch die neu anzuschließende EE-Anlage erzeugten Oberschwingungen und Zwischenharmonischen erfolgen. Da bisher noch keine bzw. nur eingeschränkt Modelle zur Verfügung stehen, erfolgt die Beurteilung nach der BDEW Mittelspannungsrichtlinie auf Basis von Messwerten, die in dem sogenannten Einheitenzertifikat angegeben sind. Diese Messwerte werden mit den zulässi-

gen Werten verglichen, welche wiederum von der Leistung des Mittelspannungsnetzes (in der Regel die Transformatornennleistung) abhängen.

Nach der technischen Beurteilung des Anschlusspunktes erfolgt eine wirtschaftliche Beurteilung auf Basis der notwendigen Investitionen in Netzanschluss (Entfernung, Kabelquerschnitt, Trafo) und Netzausbau (Verstärkungsmaßnahmen, Neubau).

Durch Bewertung der wirtschaftlichen und technischen Kriterien lässt sich schließlich der optimale Anschlusspunkt ermitteln.

3.2 Optimieren des Netzbetriebs mit Hilfe von EE-Anlagen

Zur Verbesserung des Spannungsprofils und Reduzierung der Netzverluste kann der Blindleistungsstellbereich von EE-Anlagen herangezogen werden. Ziel der Studie war es, zu ermitteln, welche Auswirkung die Einbeziehung der Blindleistung der EE-Anlagen auf das EWR Netz hat und welche Möglichkeiten sich daraus ergeben.

Zu diesem Zweck wurde ein spezieller Abgang des EWR Netzes herausgesucht, an dessen Ende Pläne für den Anschluss mehrerer MW Einspeiseleistung durch Windenergieanlagen vorliegen. Unter Annahme einer maximal möglichen Einspeisung entsprechend einer Netzanschlussuntersuchung wurden verschiedene mögliche Betriebsweisen bezüglich der Kriterien Spannungshaltung, Netzverluste und Anzahl der Schalthandlungen des Hochspannungstrafos in der Umspannanlage (UA) untersucht.

Die folgenden Betriebsweisen kamen dabei zum Einsatz:

Status Quo: Die EE-Anlagen werden auf einen festen Verschiebungsfaktor $\cos \phi = 1$ eingestellt und die Spannungsregelung erfolgt auf der Mittelspannungsseite des Hochspannungstrafos in der UA. Aufgrund der Spannungsanhebung durch die EE-Anlagen muss die Sollspannung des Trafos deutlich reduziert werden. Dies bedeutet, dass das Netz überwiegend auf einem niedrigeren Spannungsniveau betrieben wird, was höhere Netzverluste zur Folge hat und dazu führen kann, dass das zulässige Spannungsband in den an diesen Trafo angeschlossenen Abgängen bei (starken) Verbrauchern unterschritten werden kann.

Fernregelung des Trafos: Durch den Trafo wird die Spannung an dem Netzanschlusspunkt der EE-Anlage, wo die höchste Spannung erwartet wird, so eingestellt, dass das obere Spannungslimit dort nicht überschritten wird. Somit kann das Netz die meiste Zeit auf einem höheren Spannungsniveau betrieben werden, die Anzahl der Stufenschalterschalthandlungen nimmt allerdings zu.

Blindleistungsbereitstellung durch EE-Anlagen: In dieser Betriebsweise wird die Spannung am Netzanschlusspunkt der EE-Anlage durch Blindleistungsbezug (untererregter Betrieb) entsprechend der Möglichkeiten der EE-Anlagen auf die obere Grenze des zulässigen Spannungsbands begrenzt. Hierdurch kann auf der einen Seite das Netz mit einer höheren Spannung betrieben werden (geringere Verluste), auf der anderen Seite kommt es zu einem starken Blindleistungsfluss von der Hochspannungsebene bis zum Ende des Abgangs, was mit zusätzlichen Netzverlusten verbunden ist.

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebnisse für die verschiedenen Betriebsweisen:

	Status Quo	Trafofernregelung	Regelung durch EE-Anlagen
Spreizung der Trafostufungen	6 - 8	6 - 11	9 – 10
Anzahl jährliche Schaltheandlungen des HS-Trafos	938	5377	466
Verluste	2.117 MWh/a	1.877 MWh/a	1.924 MWh/a

Tabelle 2: Ergebnisse Netzbetriebsweisen

Das größte Einsparpotential ist somit durch Trafofernregelung zu erreichen, allerdings ist auch mit einer hohen Anzahl an Schaltheandlungen des Trafos zu rechnen. Im Vergleich dazu ist die Anzahl der Schaltheandlungen durch Einsatz der EE-Anlagen deutlich niedriger bei gleichzeitig reduzierten Netzverlusten gegenüber dem Status Quo. Beim Einsatz moderner Hochspannungstrafos mit wartungsarmen Stufenstellern ist daher die Trafofernregelung zu bevorzugen, bei älteren Transformatoren sollte eine Regelung über die EE-Anlagen erfolgen.

4 Grid Optimizer – Werkzeuge unterstützen EE-Einspeisungen

Seit Jahren wird eine vermehrte Verbreitung von EE-Anlagen für die Energieerzeugung beobachtet. Deren Einsatz findet auf allen Spannungsebenen statt und die Leistungen der Erzeugungsanlagen gehen vom MW-Bereich bei großen Offshore Windparks in Hochspannungsnetzen bis hin zum kW-Bereich bei kleinen Photovoltaikanlagen (PV) in Niederspannungsnetzen. Einige dieser Anlagentypen (vor allem PV und WKA) weisen wegen deren wetterabhängigen Energieerzeugungseigenschaften Fluktuationen auf, die negative und unerwünschte Einflüsse auf den Netzbetrieb haben können. Trotzdem sind die Netzbetreiber gesetzlich verpflichtet, einen Anschluss der Anlagen an ihre Netze zu ermöglichen, die Aufnahme der von den Anlagen erzeugten Energie sicherzustellen, und gleichzeitig die Sicherheit, Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit des Netzes zu gewährleisten. Um dies zu erreichen, muss der optimale Anschlusspunkt der Anlage am Netz bestimmt werden. Dafür kann als Werkzeug der Netzanschlussassistent des Grid Optimizers eingesetzt werden.

Andererseits stellt der Betrieb von Netzen mit hohem Anteil regenerativer Erzeuger die Betriebsführung vor neue Herausforderungen. Wegen Fluktuationen bei der Einspeisung können Netzzustände auftreten, die die Netzsicherheit und -zuverlässigkeit beeinträchtigen können. Dazu zählen Spannungsinstabilitäten, ständige Lastflussumkehr, kurzzeitige und maschierte Überlastungen im Netz. Wenn nicht rechtzeitig geeignete Gegenmaßnahmen eingeleitet werden, kann das in manchen Fällen schwerwiegende Folgen und eine Gefährdung des Netzbetriebes nach sich ziehen. Der Netzbetrieb wird somit komplexer, da die Beobachtung und Überwachung des Netzzustandes, die Erkennung aller (möglicher) Gefahren, die Einleitung von Gegenmaßnahmen unter Einhaltung bestimmter Faktoren auch im Störfall schnell und sicher ablaufen soll. Dies kann für das Leitstellenpersonal eine große Belastung oder Überlastung darstellen. Abhilfe und Unterstützung der Netzführung können in die Leitstelle integrierte Werkzeuge schaffen. Der Netzführungsassistent des Grid Optimizer ist eines dieser adäquaten Werkzeuge.

In den nächsten Abschnitten werden beide Werkzeuge vorgestellt.

5 Netzanschlussassistent

Mit dem Netzanschlussassistent können Netzbetreiber die Abwicklung des Netzanschlusses von Kundenanlagen, die Bestimmung des optimalen Netzanschlusspunktes von Anlagen sowie die Erstellung und Sicherung von Dokumenten aus dem Verfahren durchgängig und datenbankgestützt durchführen. Die Ermittlung des optimalen Anschlusspunktes läuft unter Berücksichtigung von aktuellen rechtlichen und technischen, und auch betriebswirtschaftlichen Randbedingungen. Das Modul kann sowohl stand-alone wie auch im Umfeld der Leitstelle eingesetzt werden. Somit kann zu jeder Zeit aus vorhandenen aktuellen und aktualisierten Netzdaten eine schnelle Berechnung, Auswertung und Dokumentation der Anschlussmöglichkeiten von neuen Anlagen, des Repowering von existierenden Anlagen und der Änderungen an bestehenden Anlagen durchgeführt werden.

Bild 3 zeigt ein Workflow des Vorganges.

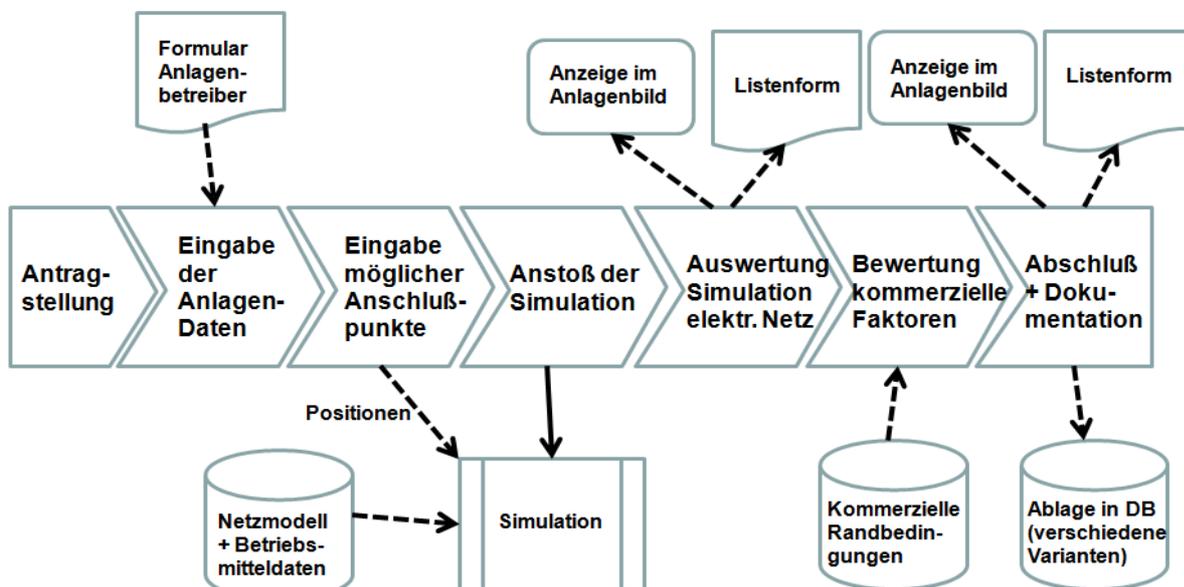


Bild 3: Workflow zur Ermittlung des optimalen Anschlusspunktes einer Anlage

Die Anlagendaten aus der vom Anlagenbetreiber übermittelten Antragstellung werden vom Netzbetreiber in das System eingegeben. Danach erfolgt eine Auswahl der möglichen Netzanschlusspunkte (Leitungen, Sammelschienen) durch den Netzbetreiber direkt aus dem Netzbild des Leitsystems. Je Anlage ist die Eingabe von mehreren möglichen Netzanschlusspunkten (sogenannte Varianten) möglich. Mit all diesen Informationen und dem Netzmodell wird eine Simulation angestoßen. Danach findet eine Auswertung aller Varianten statt. Sollten die technischen Randbedingungen bei einer Variante nicht eingehalten werden, wird diese verworfen. Andernfalls ist sie für den nächsten Schritt qualifiziert. Beim nächsten Schritt werden alle qualifizierten Varianten einer wirtschaftlichen Auswertung unterzogen. Als Ergebnis erhält der Netzbetreiber neben dem technischen nun auch ein wirtschaftliches Ranking. Daraus kann er dann die Entscheidung über den Anschlusspunkt treffen. Die Ergebnisse werden gemeinsam mit einem Snapshot der Netzstruktur zum Zeitpunkt der Ermittlung archiviert und dienen als Nachweis der getroffenen Entscheidungen. Darüber hinaus bietet der Netzanschlussassistent viele Modi für das Anlegen von neuen Datensätzen (d.h. Anlagen + Varianten), die Bearbeitung, Stornierung und Verwaltung von bereits angelegten

Datensätze. Er führt eine Dokumentation der Ergebnisse und Auswertungen durch, macht eine Protokollierung von allen Schritten (Änderungen, Bearbeiter, Bearbeitungszeitpunkte, ...) und verfügt über Freigabemechanismen für die Gewährleistung von mehr Sicherheit.

Grundsätzlich ist die Ermittlung des optimalen Anschlusspunktes abhängig von:

- der Bemessungsleistung der Betriebsmittel (Dauerbelastung / Lastflussrechnung, Kurzschlussstrom)
- den Grenzwerten der zulässigen Spannungsänderungen (Prüfung an der Sammelschiene der Umspannanlage, Anschluss an das Mittelspannungsnetz, ...)
- den Netzwirkungen (schnelle Spannungsänderungen, Flicker, Oberschwingungen / Zwischenharmonische, Kommutierungseinbrüche, Tonfrequenz-Rundsteuer-Anlagen, ...)

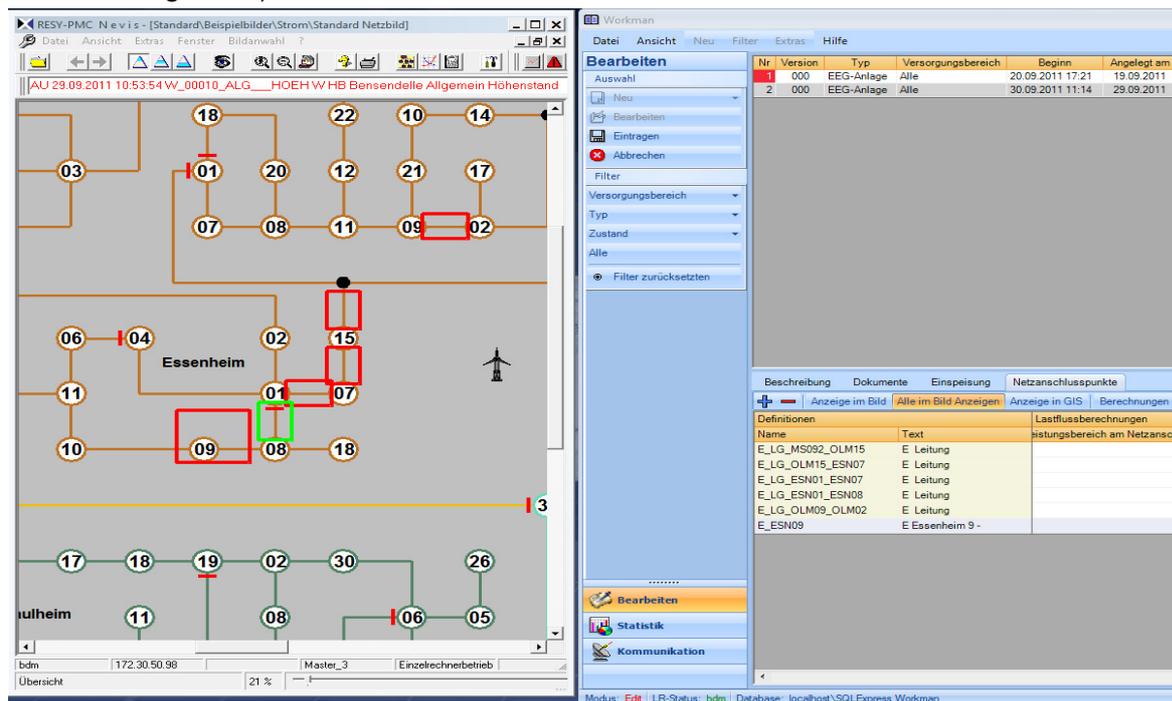


Bild 4: Übersicht Netzanschlussassistent

Bild 4 zeigt eine beispielhafte Visualisierung am Arbeitsplatz in einer Leitstelle. Die markierten Netzelemente repräsentieren die gewählten Varianten des Bediener für eine neu anzuschließende Windkraftanlage. Es ist wichtig zu erwähnen, dass die Position der Anlage im Schema-Bild der Visualisierung nicht der geographischen Position entspricht. Deshalb muss sich der Bediener bei der Auswahl der Netzpunkte auf Informationen aus einem GIS-System oder aus einer Netzkarte beziehen.

Mit dem Netzanschlussassistenten wird die Teilautomatisierung des Ermittlungsverfahrens eines optimalen Anschlusspunktes geschaffen und in die Leitstelle eingeführt. Dies birgt folgende Vorteile:

- Beschleunigung der Bearbeitung von Anschlussbegehren
- Einbezug und Einhaltung von rechtlichen, technischen und wirtschaftlichen Aspekten bei der Ermittlung des optimalen Anschlusspunktes
- Generierung eines technischen und eines wirtschaftlichen Rankings
- Erneute Verwendung von Varianten bei Änderungen des Netzes oder einer Anlage (z.B. Repowering) und Einbezug von geänderten / neuen Randbedingungen
- Reduktion der Kosten für externe Gutachten

- Nachvollziehbarkeit der Entscheidungen und Dokumentation der Schritte

6 Netzführungsassistent

Der Netzführungsassistent liefert dem Leitstellenpersonal laufend aus den aktuellen Netzsituationen Vorschläge, wie die Netzkomponenten im Netz optimal eingesetzt werden können, um einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb zu erreichen.

Der Netzführungsassistent kapselt Funktionalitäten, die einzeln oder kombiniert bei der Lösung einer Aufgabe ausgeführt werden. Dies sind im Wesentlichen:

- Blindleistungsmanagement

Das Blindleistungsmanagement wird eingesetzt, um das Spannungsniveau in festgelegten Bereichen einzuhalten und die Verluste durch Blindströme zu minimieren. Zum Einsatz kommen dabei sowohl vorhandene statische und dynamische Kompensationsanlagen als auch EE-Anlagen.

- Einspeisemanagement

Diese Funktion berechnet und generiert Aktionen und Möglichkeiten zum Abregeln von Erneuerbare-Energien-Anlagen im Netz zur Überbrückung von schwierigen und (un)planmäßigen Netzsituationen wie Netzengpässen, Überlastungen im Netz, Ausfall von Netzbetriebsmitteln, usw. Dabei werden gesetzlich festgeschriebene Aspekte wie Diskriminierungsfreiheit bei der Auswahl der abzuregelnden Anlagen berücksichtigt und die Berechnung von Ausgleichzahlungen einbezogen.

- Lastmanagement

Die Generierung von Vorschlägen für das Lastmanagement umfassen Aktionen wie Lastabsenkung, Ab- / Zuschaltung von Lasten, je nach Netzsituation.

- Prognosen

Dies sind Einspeise- und Lastprognosen. Bei der Einspeiseprognose handelt es sich um die Vorhersage der zu erwartenden Abgabeleistung vorhandener Windkraft- und Photovoltaikanlagen im Netz. So werden aus den Wind- und Einstrahlungsprognosen vom Wetterdienst über ein mathematisches Verfahren die Leistungen der Erzeugungsanlagen für unterschiedliche Zeithorizonte (Minuten, Stunden, Tage) prognostiziert. Die Ermittlung der Lastprognosen erfolgt mithilfe von Standardlastprofilen und historischen Verbrauchsdaten.

Der Einsatz des Netzführungsassistenten findet in der Leitstelle statt und läuft parallel zum Netzbetrieb. Bild 5 zeigt die Struktur und Funktionsweise des Netzführungsassistenten. Dieser setzt sich aus mehreren Modulen zusammen, die miteinander kommunizieren. Eines der Module empfängt und analysiert die aktuellen Netzdaten (Messwerte, Meldungen, ...) und stößt das „Online-Netz-Berechnung“-Modul an. Dieses führt anhand der Netztopologie, Betriebsmitteldaten und aktuellen Daten eine Online-Netzberechnung durch. Die Ergebnisse und die Vorschläge werden dem Leitstellenpersonal angezeigt. Dieses kann dann die Vorschläge annehmen und ins Netz z.B. als Sollwert oder Befehle umsetzen. Gleichzeitig findet eine stetige Archivierung der generierten, verworfenen und angenommenen Vorschläge statt.

Mit zunehmender Anzahl von EE-Anlagen in elektrischen Netzen, bietet der Netzführungsassistent große Vorteile:

- Er ist ein komfortables Werkzeug zur Unterstützung der Netzführung durch stetige Überwachung des Netzzustandes, Erkennung möglicher akuter Gefahren und Gefahrpotenziale, und Unterbreitung von Vorschlägen und Empfehlungen zur Vermeidung oder Beseitigung dieser Gefahren.
- Er leistet dadurch einen großen Beitrag zur frühzeitigen Erkennung möglicher Probleme und der Aufrechterhaltung der Netzsicherheit, -zuverlässigkeit und -stabilität.
- Sein Einsatz in der Leitstelle schafft Entlastung für das Personal, das sich mehr auf seine Kernaufgaben (Schalthandlungen, Netzüberwachung, ...) konzentrieren kann.
- Die Nachvollziehbarkeit der Entscheidungen wird durch das Netzführungsassistenten angeboten und die Dokumentation der Vorgänge laufend durchgeführt.

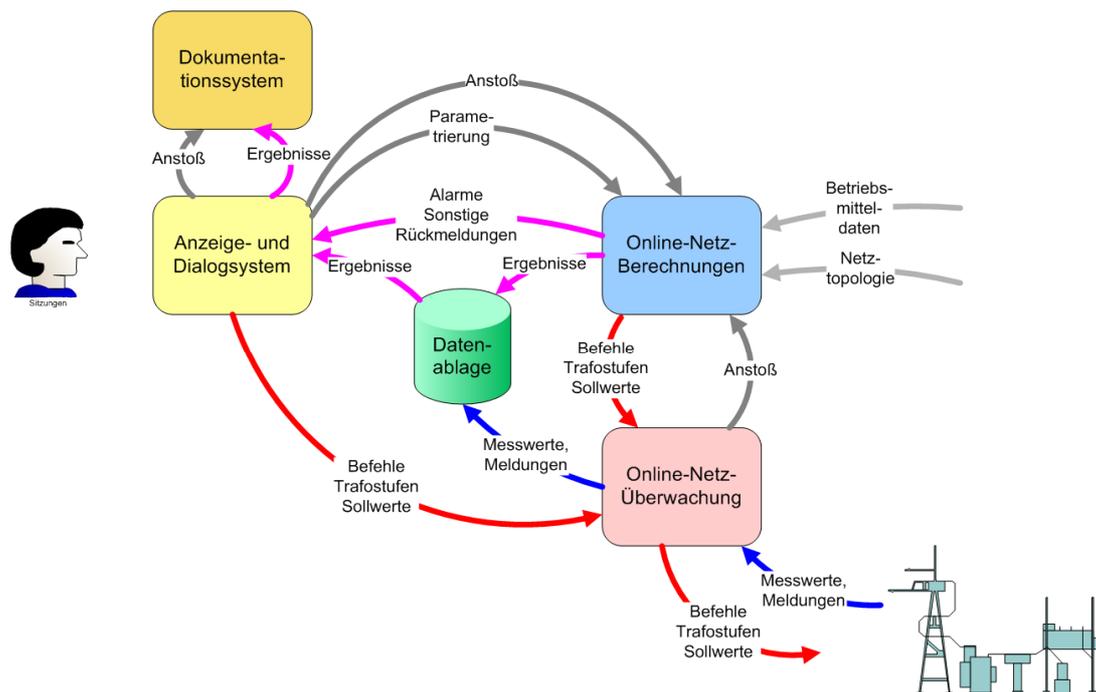


Bild 5: Struktur und Workflow vom Netzführungsassistent

7 Vom Grid zum Smart Grid – Weitere Entwicklungen

Der Schritt vom Grid zum Smart Grid ist ein großer und wird je nach Energieversorger anders verlaufen, aber in jedem Falle schrittweise. Entsprechend werden sich auch die Werkzeuge, die zunächst die aktuell brennenden Aufgaben managen (wie der Netzanschluss- und der Netzführungsassistent), sich den jeweils geänderten technischen und gesetzlichen Randbedingungen anpassen.

Neue Konzepte (etwa für Speichersysteme), Anforderungen an eine „smarte“ Kommunikation zwischen Erzeugern, Speichern, Verbrauchern und Netzbetreibern werden dringend benötigt. Schließlich müssen in langen Prozessen Normen erstellt werden und die dringend notwendigen gesetzlichen Anpassungen erfolgen, die das Entstehen eines Smart Grid im gelebten Unbundling erleichtern oder gar erst ermöglichen.

Die Energieversorger bestimmen den Takt in Abhängigkeit von den Anschlussbegehren. Mit manchen Vorgehensweisen, Algorithmen und Verfahren müssen zunächst Erfahrungen gewonnen werden. Danach können sie schrittweise in die Automatisierungsebene verlagert werden, und damit auch einen sukzessiven Übergang von Open-loop zum Closed-loop-Betrieb bewirken.

8 Ausblicke für das EWR-Netz

Mit dem Netzanschlussassistenten wird die Netzplanung der EWR Netz GmbH in die Lage versetzt, zeitnah und mit aktuellen Netzabbildern den optimalen Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss einer regenerativen Erzeugungsanlage an das Netz zu ermitteln. Hierbei werden die untersuchten Varianten einschließlich der Ergebnisse der Netzberechnung dokumentiert und archiviert. Der Netzanschlussassistent wird bei der Planung neuer EE-Einspeisungen einen wesentlichen Beitrag zur Verbesserung der Netzqualität, zur Kosteneinsparung und zur lückenlosen Dokumentation der Vorgänge und Entscheidungen liefern. Künftig werden sukzessive auch bereits bestehende EE-Einspeisungen erfasst. Dies führt zu einer umfassenden Datenverwaltung, die sowohl die technischen wie auch die wirtschaftlichen Randbedingungen der Einspeisungen berücksichtigt und auf künftige Veränderungen wie Repowering oder Netzänderungen vorbereitet.

Mit dem Netzführungsassistenten wird den Mitarbeitern der Netzführung ein Werkzeug an die Hand gegeben, das mit seinen Entscheidungshilfen zu schnelleren Reaktionen auf Netzereignisse führt. Zudem werden die Prognosen und geplanten Schalthandlungen der nächsten Tage mit dem Einspeisemanagement kombiniert. Damit erhält der Mitarbeiter auch eine zuverlässige Prognose für kurz- und mittelfristig notwendige Maßnahmen im Netz.

Beide Assistenten führen zu neuen Lösungen in der Betriebsführung von Netzen mit hohem Anteil regenerativer Erzeuger und helfen, das Personal der Netzführung entscheidend zu entlasten.

Für die EWR Netz GmbH gelten beide Werkzeuge (Netzanschlussassistent und Netzführungsassistent) als wichtige Bausteine im Prozess der Umstrukturierung des Netzes in ein Smart Grid und der neuen Gestaltung des Netzbetriebes unter verstärktem Einsatz von EE-Anlagen. Damit wappnet sich EWR mit unterstützenden Werkzeugen, die sowohl eine sichere und optimale Integration von EE-Anlagen ins Netz ermöglichen, als auch die Sicherheit, Zuverlässigkeit und Effizienz des Netzbetriebes mit EE-Anlagen weiterhin gewähren.

9 Referenzen

- [1] EEG 2012: Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vom 28.7.2011, Bundesgesetzblatt Jahrgang 2011 Teil I Nr. 42 ausgegeben zu Bonn am 4. August 2011
- [2] BDEW Mittelspannungsrichtlinie: Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz (Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz), BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Berlin, Juni 2008