

Konzeptionierung netzplanerischer Prozessansätze zur Ermittlung von Blindleistungskapazitäten zum Ausgleich des Blindleistungsbedarfs in einer Netzregion

Johannes Rauch, Oliver Brückl
Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg,
Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher (FENES)
Seybothstraße 2, 93049 Regensburg
E-Mail: johannes.rauch@oth-regensburg.de
Internet: <https://www.fenes.net/>

Motivation und Zielsetzung

Um einen sicheren und zuverlässigen Stromnetzbetrieb zu gewährleisten, muss die Spannung im Grundfall als auch bei ungeplanten Ausfällen in definierten Bereichen gehalten werden. Im Übertragungsnetz wird hierfür bisher Blindleistung hauptsächlich aus Blindleistungskompensationsanlagen und konventionellen Großkraftwerken eingesetzt. Zukünftig wird nach §12h EnWG eine marktgestützte Beschaffung dieser Dienstleistung zur Spannungsregelung vorgeschrieben [1]. Zugleich verändert sich der Blindleistungsbedarf der Netzbetriebsmittel durch die Integration erneuerbarer Energieanlagen und der Elektromobilität sowie durch den Netzausbau bei Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreibern. Es bedarf somit angepasster Netzbetriebs- und Netzplanungskonzepte für ein technisch effizientes und wirtschaftlich günstiges Blindleistungsmanagement. Dieser Beitrag¹ beschäftigt sich damit, Prozessansätze und Methodiken für ebendieses in der Netzplanung aufzuzeigen, um erforderliche Blindleistungskapazitäten unter minimalen Gesamtkostenaufwand und unter Berücksichtigung einer effizienten Blindleistungsbedarfsdeckung zu bestimmen. Dabei liegt der Fokus verstärkt in der Bedarfsanalyse.

Grundsätzliche Aspekte bei der Blindleistungsplanung

Der Begriff *Blindleistungsplanung* (engl.: *Reactive Power Planning*) wird in Zhang und Tolbert [2] definiert und beschreibt die Bestimmung der optimalen Allokation, der Typen und Dimensionierung von Blindleistungskapazitäten. Unter Blindleistung (Q) wird in diesem Beitrag ausschließlich die Verschiebungsblindleistung verstanden, die aus der Phasenverschiebung zwischen Strom und Spannung in der Grundschwingung resultiert. Die Bereitstellung von Blindleistung ist als Produkt bzw. Maßnahme zur Erbringung der Systemdienstleistung *Spannungshaltung* einzuordnen [3]. Analog zur Frequenz-Wirkleistung-Regelung lässt sich auch die Spannungs-Blindleistungs-

¹ Der Beitrag basiert auf den Erkenntnissen des vom BMWi geförderten Forschungsprojektes *Q-Integral*.

Regelung in verschiedene zeitliche Kategorien unterteilen, die in Bezug auf ein Leistungsungleichgewicht zum Zeitpunkt $t = 0$ in **Abbildung 1** dargestellt sind.

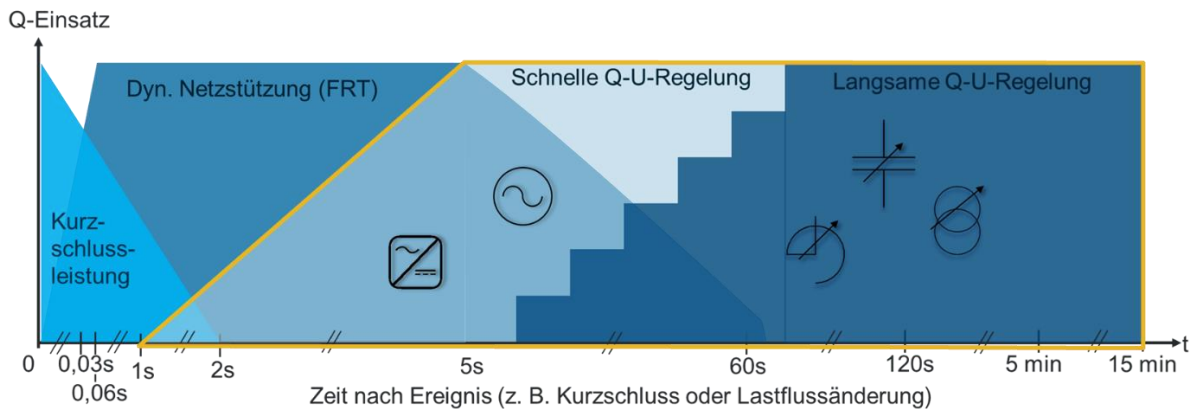


Abbildung 1: Zeitliche Unterteilung der Blindleistungserbringung zur Spannungshaltung

In den ersten Millisekunden nach einem Leistungsungleichgewicht trägt die Kurzschlussleistung (z. B. von Synchrongeneratoren) inhärent zur Spannungsstützung bei. Daran gliedert sich die dynamische Netzstützung zeitlich an, die über die verschiedenen Technischen Anschlussrichtlinien [4 - 6] von sog. Typ-2-Anlagen mit einer Anschwingzeit von 30 ms und einer Einschwingzeit von 60 ms nach Eintritt des Fehlers gefordert wird. Die schnelle Q-U-Regelung kann durch umrichterbasierte Anlagen (EZA, FACTS, Speicher und Kundenanlagen) im Bereich von wenigen Sekunden bis hin zu wenigen Minuten erbracht werden. Zeitlich nachgelagert können geschaltete Anlagen (Transformatoren, Drosseln und Kondensatoren) spannungsstützend reagieren. [7] Mit den Prozessansätzen und Methodiken des vorliegenden Beitrags werden ausschließlich die schnelle und langsame Q-U-Regelung (gelb umrahmter Bereich) adressiert.

Anders als bei der Regelleistung ist durch den Ortsbezug der Spannung die Blindleistungserbringung bzw. der Blindleistungsbedarf immer in Kontext zum Erbringungsort bzw. -bedarf zu setzen. Zur Quantifizierung und Bewertung einer spannungsbezogenen Wirkung am Netzknoten j in Bezug auf eine Blindleistungsinjektion am Netzknoten i können sog. Lastflusssensitivitäten

$$\left(\frac{\partial U_j}{\partial Q_i} \right) \Big|_k$$

berechnet werden. Zusätzlich können sog. Flächensensitivitäten durch die Summe der blindleistungsbedingten Spannungswirkungen einer Q-Kapazität auf die Summe der (Bedarfs-)Knoten² j zu einem gegebenen Netznutzungsfall (NNF) k definiert werden:

$$\sum_j^{\text{Bedarfsknoten}} \left(\frac{\partial U_j}{\partial Q_i} \right) \Big|_k$$

² Unter Bedarfsknoten werden in diesem Beitrag Netzknoten verstanden, die eine Spannung über die zulässigen Spannungsbänder und damit einen sog. Spannungsänderungsbedarf aufweisen

Anhand dieser Kenngröße lässt sich die technische Gesamteffizienz eines Blindleistungseinsatzes einer Q-Kapazität in Bezug auf die netznutzungsfallspezifisch auftretenden Bedarfe bemessen und mit den Blindleistungseinsätzen anderer Q-Kapazitäten vergleichend gegenüberstellen.

Ansätze und Konzepte für Blindleistungsplanungsprozesse

Im folgenden Abschnitt werden Methodiken und Ansätze vorgeschlagen, um das Blindleistungsplanungsproblem zu lösen. Dazu ist mit **Abbildung 2** der grundsätzliche Aufbau eines Planungsprozesskonzeptes gegeben. Der Prozess lässt sich in drei Teilprozesse aufgliedern: die Analyse der Spannungsänderungsbedarfe (I), die Analyse der Blindleistungspotentiale (II) sowie dem Entscheidungsverfahren zur technoökonomisch optimalen Bedarfsdeckung (III). Die Zielergebnisse des Prozesses sind die Dimensionierung und Lokalisierung (zusätzlich) erforderlicher Blindleistungskapazitäten, die Ermittlung des Q-Einsatzes dieser sowie die Errechnung des Gesamtkostenaufwands. Dabei werden die verschiedenen Q-Kapazitäten nach technischen (Flächensensitivitäten) und ökonomischen (variable und fixe Kosten) Parametern in den Analysen bewertet, eingesetzt und/oder für eine Installation vorgeschlagen. Grundsätzlich ist der Netzplanungsprozess modular aufgebaut und zielt auf eine ganzheitliche netzbetreiberübergreifende und spannungsebenenübergreifende Untersuchung einer gesamten Netzregion ab. Die drei Teilprozesse bestehen aus verschiedenen Submodulen, die hinsichtlich ihrer Methodik austauschbar sind. So kann beispielsweise die Selektion auslegungsrelevanter NNF in Teilprozess I mittels deterministischer oder wahrscheinlichkeitsbasierter Methoden erfolgen.

Aus technischer Sicht ist die Entwicklung nur in (nahezu) vollautomatisierter Form zielführend, da verschiedene Daten zwischen den einzelnen Submodulen ausgetauscht werden. Beispielsweise werden für die Berechnung der (Flächen-)Sensitivitäten auf die Bedarfe die Lastflussgleichungen des Arbeitspunktes benötigt (in Abbildung 2 durch den Pfeil zwischen Teilprozess I und II angedeutet). Zudem beinhaltet der Prozess zwei Optimierungsverfahren: die Optimierung des Q-Einsatzes bestehender Q-Kapazitäten in Teilprozess I und die Optimierung der Zubaukapazitäten auf Basis technoökonomischer Parameter in Teilprozess III, die eine hohe Rechenleistung voraussetzen und je nach zu analysierenden Netznutzungsfallumfang hohe Laufzeiten erfordern.

In den folgenden drei Abschnitten werden die drei Teilprozesse näher beleuchtet. Es sei darauf hingewiesen, dass aufgrund des Umfangs und der Komplexität des dargestellten Prozesskonzeptes in diesem Beitrag nur auf einzelne ausgewählte Teilaspekte eingegangen werden kann. Der Betrachtungsfokus wird dabei verstärkt auf den ersten Teilprozess gelegt.

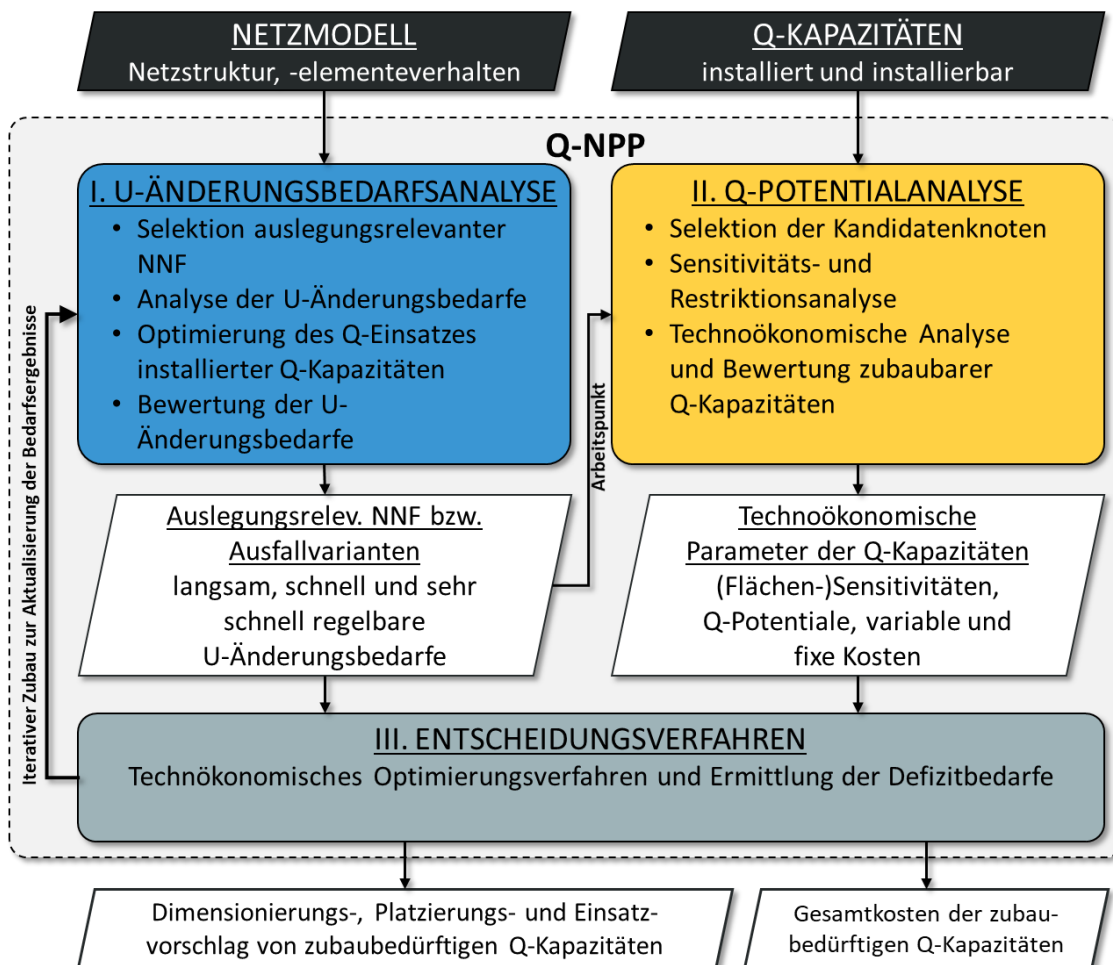


Abbildung 2: Aufbau des Blindleistungsplanungsprozesskonzeptes

Teilprozess I: Analyse der Spannungsänderungen

Als Basis der Bedarfsanalyse dient ein rechenfähiges Netzmodell, das die Netzstruktur (Topologie, repräsentative Schaltzustände, Betriebsmittelparameter, ...) und das Netzelementeverhalten (P-Q-Marktsimulationsdaten) beinhaltet. Im Rahmen des Projektes Q-Integral wird der Prozess in einem spannungsebenenübergreifenden HöS-/HS-Netzmodell innerhalb der 50Hertz-Netzregion (siehe **Abbildung 3**) entwickelt, erprobt und evaluiert. Das gegebene Netzmodell mit den P-Q-Daten spannen den Analyse- und Planungsraum auf, aus dem mittels geeigneter Methoden analysepflichtige Grundfall-Netznutzungsfälle sowie n-x-Ausfall-NNF selektiert werden müssen. Wie eingangs erwähnt können hier deterministische und probabilistische Ansätze angewendet werden. Während bei deterministischen Methoden konkrete NNF oder (Ausfall-)Ereignisse selektiert und analysiert werden, ist es bei probabilistischen Verfahren erforderlich, das Systemverhalten stochastisch nachzubilden. Dabei werden Auftretswahrscheinlichkeiten der P-Q-Konstellationen, deren Korrelation zueinander sowie Ausfallwahrscheinlichkeiten von Netzelementen berücksichtigt. Eine weiterführende Gegenüberstellung der Methodiken ist in [7] gegeben.

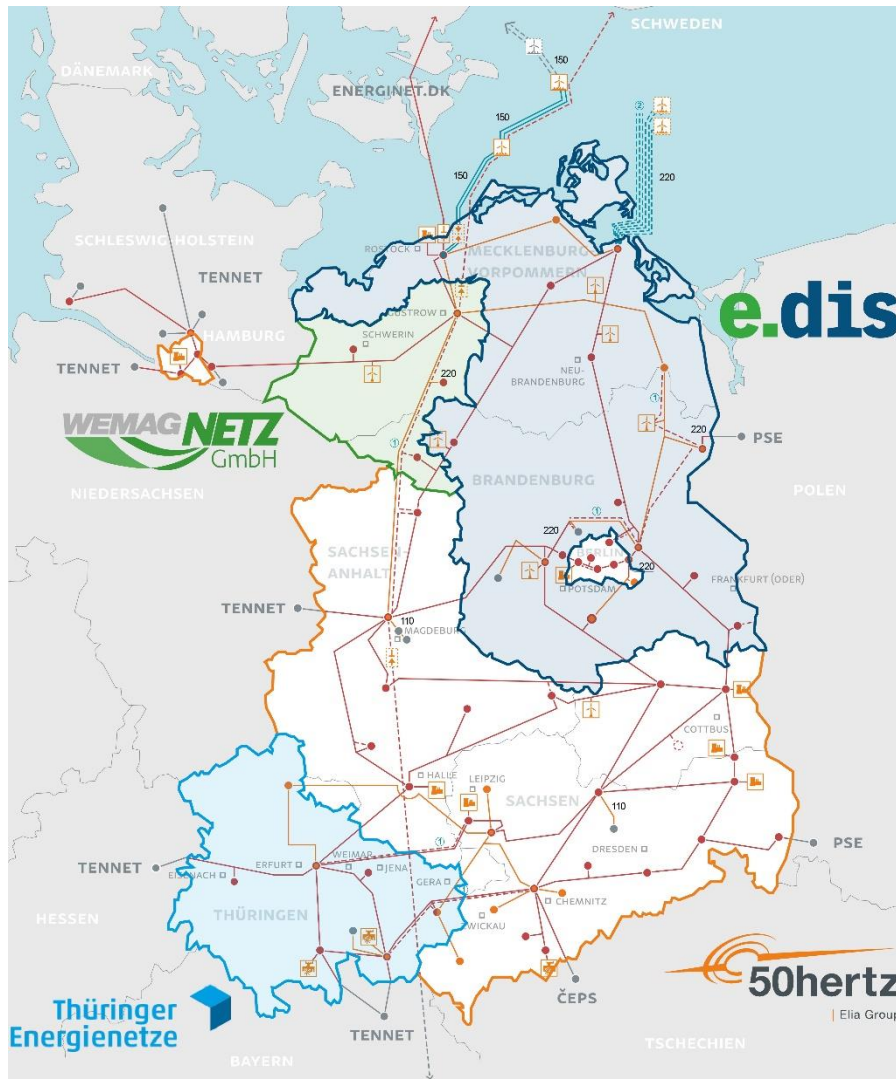


Abbildung 3: Modellnetzregion zur Erprobung des Q-Netzplanungsprozesses [8]

Anders als bei bisherigen Netzplanungsprozessen [7, 9-11] basiert die Bedarfsanalyse des hier vorgestellte Prozesskonzeptes nicht auf einer Auswertung des Q-Verhaltens der Betriebsmittel und/oder der Blindleistungsbereitstellung von sog. Extended-Ward-Elementen, deren Blindleistungsbereitstellung auf eine Sollspannungsvorgabe geregelt wird. Stattdessen wird eine direkte Auswertung der Führungsgröße, also der Spannung, vorgenommen und sog. Spannungsänderungsbedarfe auf Basis definierter Spannungsbänder berechnet. Dies bringt im weiteren Prozessverlauf den Vorteil mit sich, die Bedarfsdeckung von der Bedarfsbestimmung zu entkoppeln. Eine Platzierungsentscheidung von Extended-Ward-Elementen muss somit nicht getroffen werden. Damit ist gewährleistet, dass die Entscheidungskompetenz insbesondere in Bezug auf die Platzierung von Q-Kapazitäten ausschließlich dem Optimierungsverfahren unter Teilprozess III obliegt, in welches auch weitere (z. B. ökonomische) Parameter in die Entscheidungsfindung einfließen. Als Grundlage für die Analyse werden die Spannungsbänder nach den Planungsgrundsätzen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber herangezogen (vgl. **Abbildung 4**) [12]. Zur

Ermittlung des resultierenden defizitären Spannungsbedarfs wird ein Verfahren eingesetzt, das mittels Optimal-Power-Flow-Berechnungen die Minimierung der quadratischen Spannungsbandabweichungen optimiert durch den Blindleistungsabruf von bereits installierten Q-Kapazitäten optimiert. Die Zielfunktion des Optimierungsmodells lässt sich durch den Ausdruck (2) formulieren und ist in Abbildung 4 für die Spannungsbandgrenzen des Grundfalls visualisiert.

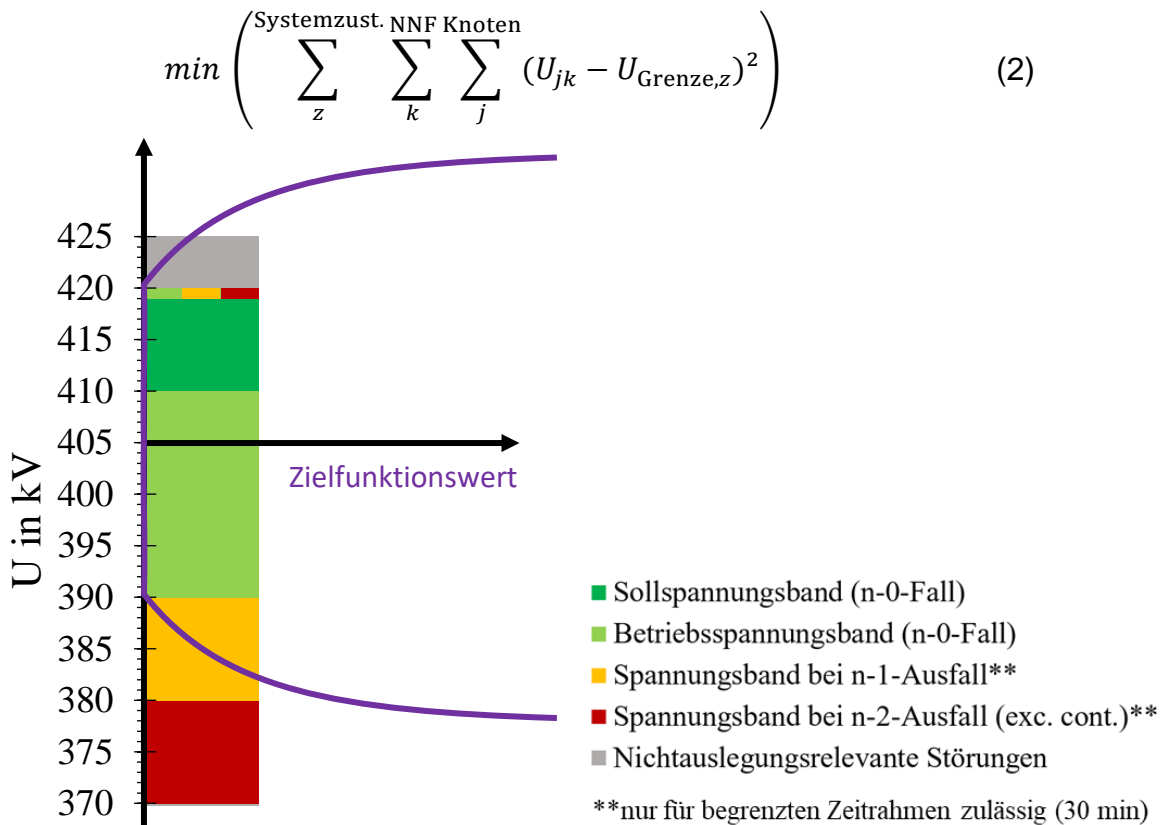


Abbildung 4: Vorgegebenes Spannungsband in der 380 kV-Netzebene nach den Planungsgrundsätzen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber [12] mit Prinzipdarstellung der Zielfunktion des Optimierungsverfahrens zur Minimierung der Spannungsbandabweichungen im Grundfall

Als Optimierungsverfahren eignen sich populationsbasierte Suchverfahren wie beispielsweise ein Differential-Evolution-Algorithmus (DE-Algorithmus) nach [13]. Dieses metaheuristische Lösungsverfahren basiert auf den Rechenoperationen von Evolutionären Algorithmen, deren Ablauf in **Abbildung 5** dargestellt ist. Der Vorteil des Verfahrens liegt darin, dass keine differenzierbare Zielfunktionen benötigt werden, da der Algorithmus keine Gradienten auswertet, sondern Lösungsindividuen (hier: Q-Abwurfvorschläge der installierten Q-Kapazitäten) iterativ in Bezug auf den Zielfunktionswert (hier: Summe der quadratischen Spannungsabweichungen) zu verbessern versucht. Die Optimalität des Ergebnisses kann jedoch nicht gewährleistet werden.

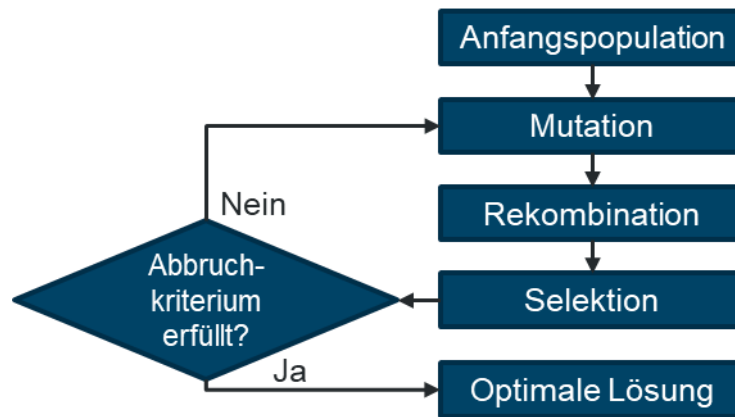


Abbildung 5: Prinzipablauf des Differential-Evolutions-Algorithmus nach [13]

Nach der Optimierung erfolgt eine abschließende Bewertung der verbleibenden Defizitbedarfe. Dazu werden die Auslegungsgrenzen des Blindleistungsmanagements festgelegt. So besteht die Möglichkeit, Bedarfsspitzen in das Netzsicherheitsmanagement zu verlagern oder dem spannungsbedingten Redispatch zuzuordnen. Die auslegungsrelevanten defizitären Spannungsänderungsbedarfe gehen zur Deckung in das Optimierungsverfahren in Teilprozess III ein.

Teilprozess II: Analyse der Blindleistungspotentiale

Im zweiten Teilprozess werden die Q-Potentiale der für die Deckung der defizitären Spannungsänderungsbedarfe in Frage kommenden zubaubaren oder umrüstbaren Q-Kapazitäten analysiert. Zu den betrachteten Q-Bereitstellungsoptionen zählen konventionelle Kompensationsanlagen (Kondensatoren und Drosselspulen), FACTS (SVC- und STATCOM-Anlagen), rotierende Phasenschieberanlagen, HGÜ-Konvertersysteme sowie umrichtergekoppelte Erzeugungsanlagen. Für letztere werden verschiedene Stellbereichserweiterungsoptionen betrachtet, die in **Abbildung 6** dargestellt sind.

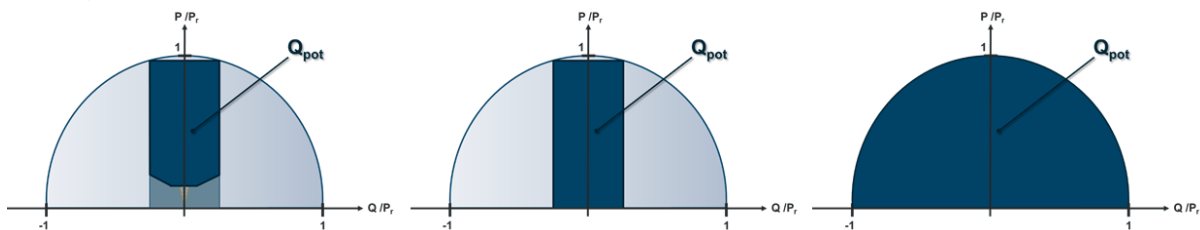


Abbildung 6: Berücksichtigung von Stellbereichserweiterungen als umrüstbare Q-Kapazitätsoption bei Erzeugungsanlagen (links: Q-Potential nach TAR-Vorgabe; mittig: Q-Potential nach STATCOM-Umrüstung; rechts: Q-Potential bei voller Scheinleistungshalbkreisenerweiterung)

Zu den genannten Q-Bereitstellungsoptionen werden technische und ökonomische Parameter eruiert, die als Bewertungsgrößen in das Optimierungsverfahren in Teilprozess III einfließen. Dazu zählen:

- Q-Potentiale unter-/übererregt (arbeitspunktabhängig bei EZA)
- (Flächen)-Sensitivitäten (arbeitspunktabhängig)
- Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit
- Dynamikparameter (vgl. hierzu [14])

- Investitionskosten/ Umrüstkosten
- Nebeninvestitionskosten (Projektierung, Peripherie)
- Betriebsabhängige und -unabhängige Instandhaltungskosten
- Verlustkosten bei Q-Einsatz
- Betriebsbedingte Vorhaltungskosten

Darüber hinaus gilt es zu potentielle Zubaustandorte zu identifizieren, an denen zusätzliche Q-Kapazitäten errichtet werden können und netzseitige Restriktionen, die einen Q-Abruf an manchen Standorten einschränken können zu analysieren.

Teilprozess III: Entscheidungsverfahren zur Bedarfsdeckung

Im finalen Teilprozess III werden die defizitären Spannungsänderungsbedarfe aus Teilprozess I (Q-Senken) und die potentiellen Q-Quellen mit ihren Charakteristika aus Teilprozess II zusammengeführt. Mit dem Zubauoptimierungsverfahren wird eine Antwort auf die Frage, welche Q-Kapazität bei minimalen Gesamtkostenaufwand unter Berücksichtigung ihrer technischen Effizienz zur Spannungsbedarfsdeckung installiert und/oder eingesetzt werden muss gegeben. Die zentrale Zielsetzung ist demnach die Minimierung des Gesamtkostenaufwands, also Kosten die beim Einsatz (und bei der betrieblichen Vorhaltung) und bei der Installation einer Q-Kapazität zur Bedarfsdeckung anfallen. Dies stellt ein klassisches gemischt-ganzzahliges netzplanerisches Optimierungsproblem dar, bei der für jede zubaubare/umrüstbare Q-Kapazität folgende Entscheidungsparameter getroffen werden müssen:

- Höhe und Häufigkeit des Blindleistungseinsatzes
- Platzierungs- und Dimensionierungsentscheidung zusätzlicher Q-Kapazitäten

Dabei sind die beiden Entscheidungsvariablen voneinander abhängig, denn eine Q-Kapazität darf keinen Q-Beitrag ohne (vorherige) Installation liefern. Zu beachten ist, dass die Spannungsänderungsbedarfe sowie die techno-ökonomischen Parameter der Q-Kapazitäten von vielen Dimensionen, wie beispielsweise vom betrachteten NNF, Systemzustand, Bedarfs- und/oder Kandidatenknoten abhängig sind. Durch diese multidimensionale Abhängigkeit vieler Eingangsgrößen ergeben sich schnell Optimierungsproblemgrößen mit mehreren Millionen Restriktionen und Variablen. Somit bedarf es effizienter Programmierungsstrategien und ausreichender Rechenkapazitäten, um das Problem mit handhabbaren Laufzeiten zu berechnen.

Da die Entscheidung auf Basis von Sensitivitäten und Flächensensitivitäten getroffen wird, die als linearisierte Kenngrößen des Arbeitspunktes vor dem Zubau zu interpretieren sind, kann eine Aktualisierung des Arbeitspunktes zielführend sein, um insbesondere Überschätzungen bei der Kapazitätsdimensionierung und/oder des Q-Einsatzes zu vermeiden. Dazu ist in Abbildung 2 eine Rückkopplung von Teilprozess III in Teilprozess I angedeutet. So werden die zuzubauenden Q-Kapazitäten im Netzmodell iterativ modelliert und in der Bedarfsermittlung durch das Einsatzoptimierungsverfahren unter Aktualisierung des Arbeitspunktes präziser angesteuert.

Zusammenfassung

Dieser Beitrag präsentiert einen Überblick über mögliche Prozessansätze zur Lösung des Blindleistungsplanungsproblems. Grundsätzlich lässt sich ein solcher Netzplanungsprozess in drei Teilprozesse aufteilen: die Bedarfsanalyse, die Q-Potentialanalyse und das Entscheidungsverfahren, das als Zielergebnis einen Zubauvorschlag ermittelt. Durch die beiden enthaltenen Optimal-Power-Flow-Verfahren werden bedarfsadäquate Blindleistungseinsatz- und -zubauentscheidungen getroffen. Letztere beinhaltet eine Platzierungs- und Dimensionierungsentscheidung und basiert auf technischen (lastflusssensitivitätsbasierten) und ökonomischen (variable und fixe Einsatz- und Investitionskosten) Parametern. In der Bedarfsermittlung werden statt einer Auswertung von Extended-Ward-Elementen direkt Spannungsänderungsbedarfe ausgewertet. Weiterhin werden neben konventionellen Kompensationsanlagen auch Blindleistungsstellbereichserweiterungen von Erzeugungsanlagen (auch aus der Hochspannungsebene) als Zubauoptionen mitbetrachtet. Im Zuge der Validierung ist es erforderlich, die vorgestellten Ansätze mit den bestehenden Prozessen der Übertragungsnetzbetreiber in einem Vergleich gegenüberzustellen.

Literatur

- [1] Deutscher Bundestag (21.12.2020): Energiewirtschaftsgesetz (Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung). EnWG.
- [2] Deutsche-Energie-Agentur GmbH (dena) (Hg.) (2014): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Endbericht. Berlin.
- [3] 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (Hg.) (2020): *Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetz*.
- [4] VDE-AR-N 4110, 01.11.2018: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung).
- [5] VDE-AR-N 4120, 01.01.2015: Technische Bedingungen für den Anschluss und den Betrieb von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz (TAB Hochspannung).
- [6] VDE-AR-N 4130, 01.11.2018: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Höchstspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Höchstspannung).
- [7] INA - Institut für Netz- und Anwendungstechnik GmbH; OTH Regensburg (Hg.) (2021): Zukünftige Beschaffung von Blindleistung II. Endbericht zum Dienstleistungsauftrag. Aktenzeichen: 03MAP397. Waldmünchen. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/blindleistungsstudie-ii.html> .
- [8] 50Hertz Transmission GmbH (Hg.) (2017): *Daten und Fakten 2017*. Für eine erfolgreiche Energiewende in einer nachhaltigen Welt
- [9] INA - Institut für Netz- und Anwendungstechnik GmbH; Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg (Hg.) (2016): Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit. Endbericht zum Dienstleistungsauftrag. Aktenzeichen: 03MAP315. Waldmünchen. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/zukuenftige-bereitstellung-von-bindleistung-und-anderen-massnahmen-fuer-die-netzsicherheit.html>.
- [10] 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (Hg.) (2019): Bewertung der Systemstabilität. Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2030 Version 2019, zweiter Entwurf.
- [11] 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (Hg.) (2021): Bewertung der Systemstabilität. Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2035 Version 2021, zweiter Entwurf.
- [12] 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (Hg.) (2020): Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetz.
- [13] Storn, R and Price, K, Differential Evolution - a Simple and Efficient Heuristic for Global Optimization over Continuous Spaces, *Journal of Global Optimization*, 1997, 11, 341 - 359.
- [14] Grab, Robin; Rauch, Johannes; Götz, Rebekka; Brückl, Oliver; Eichner, Stefan; Engel, Bernd: Q-Dynamik: Blindleistungsstellgeschwindigkeiten im Verteilnetz. In: *Tagung Zukünftige Stromnetze 2021*, 27./28.01. & 03./04.02.2021, S. 46 55. Online verfügbar unter: https://www.fenes.net/wp-content/uploads/2021/04/20201218_Beitrug_ZNE_final.pdf