

BEWERTUNGSMETHODIK FÜR DIE ANFORDERUNGEN DER ÜBERTRAGUNGSNETZEBENE AN DIE BLINDLEISTUNGSBEREITSTELLUNG DER VERTEILNETZEBENE

Steffen Garske, Marcel Sarstedt, Lutz Hofmann

Institut für Elektrische Energiesysteme, Leibniz Universität Hannover,
Appelstr. 9a, 30167 Hannover, garske@ifes.uni-hannover.de, www.ifes.uni-hannover.de

Kurzfassung: Die Transformation des Elektroenergiesystems führt zu geänderten vertikalen Leistungsflüssen zwischen den einzelnen Spannungsebenen. Zur Bewertung der Anforderungen der Übertragungsnetzebene an den Blindleistungsaustausch mit der Verteilnetzebene wird eine Methodik vorgestellt, mit der verschiedene Blindleistungsvorgaben evaluiert werden können. Als Basis dienen eine integrierte Netz- und Energiemarktsimulation, generische Verteilnetzmodelle und eine multikriterielle, Spannungsebenen übergreifende Optimierung.

Keywords: Blindleistungsmanagement, Übertragungsnetz, Verteilnetz, Optimal-Power-Flow, Integrierte Netz- und Energiemarktsimulation

1 Einleitung

Die Transformation des Elektroenergiesystems im Rahmen der Energiewende führt durch die zunehmende Durchdringung der Verteilnetze mit dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) zu einer Verdrängung der thermischen Großkraftwerke aus dem Netzbetrieb. Geänderte Erzeugungsschwerpunkte, weitreichende Netzausbaumaßnahmen sowie die Rückwirkung der unterlagerten Verteilnetzebene auf das Übertragungsnetz führen zu divergierenden regionalen Anforderungen bzgl. der lokalen Blindleistungsbereitstellung und zu geänderten vertikalen Wirk- und Blindleistungsflüssen zwischen den einzelnen Spannungsebenen [1]. Dadurch steigen die Anforderungen an die Netzbetriebsführung, bspw. für die Spannungshaltung und das damit einhergehende Spannungsebenen übergreifende Blindleistungsmanagement [2].

Gegenmaßnahmen können ein Netzausbau mit Kompensationsanlagen und definierte Vorgaben bzgl. des Blindleistungsaustausches mit der Verteilnetzebene sein. Beide Aspekte führen zu Kosten und Einschränkungen sowohl auf Übertragungs- als auch Verteilnetzseite und müssen daher gegeneinander abgewogen und idealerweise zwischen den beiden Systemebenen optimiert werden [3], [4]. Da die Verteilnetzebene eine heterogene Struktur aufweist, ist eine Charakterisierung des Leistungsaustausches mit dem Übertragungsnetz in Abhängigkeit der regionalen Gegebenheiten, wie die Durchdringung mit DEA oder der Lastdichte, eine Herausforderung [2]. Dieses erschwert eine Bewertung des verfügbaren Potentials der unterlagerten Spannungsebenen für eine netzdienliche Blindleistungsbereitstellung für das Übertragungsnetz. Für diese Problemstellung wird ein methodischer Bewertungsansatz auf Basis einer Netzmodellierung mit synthetischen Verteilnetzmodellen und einer integrierten Netz- und Energiemarktsimulation vorgestellt.

2 Bewertungsmethodik

Die über mehrere Spannungsebenen reichende Problemstellung benötigt eine geeignete Modellierung sowohl der Übertragungs- als auch der Verteilnetzebene unter Berücksichtigung der individuellen Eigenschaften verschiedener Untersuchungsregionen (siehe Abschnitt 2.1). Dies können bspw. die Verfügbarkeit von thermischen Großkraftwerken, Kompensationsanlagen oder Konverterstationen im Übertragungsnetz sein oder die regional unterschiedlichen technischen, wirtschaftlichen und strukturellen Rahmenbedingungen der unterlagerten Spannungsebenen mit ggf. vorhandenen volatil einspeisenden DEA.

Ziel ist es, verschiedene Vorgaben für den Blindleistungsaustausch (siehe Abschnitt 2.3) mit den unterlagerten Spannungsebenen für unterschiedliche Anforderungen der Übertragungsnetzebene bzgl. der lokalen Blindleistungsbereitstellung im Höchstspannungsnetz bewerten zu können (vgl. auch [3], [4]). Diese Arbeit stellt die Methodik und die Vorgehensweise zur Erreichung dieser Zielstellung für einzelne Untersuchungsregionen im Übertragungsnetzmodell einer integrierten Netz- und Energiemarktsimulation vor (siehe **Bild 1**).

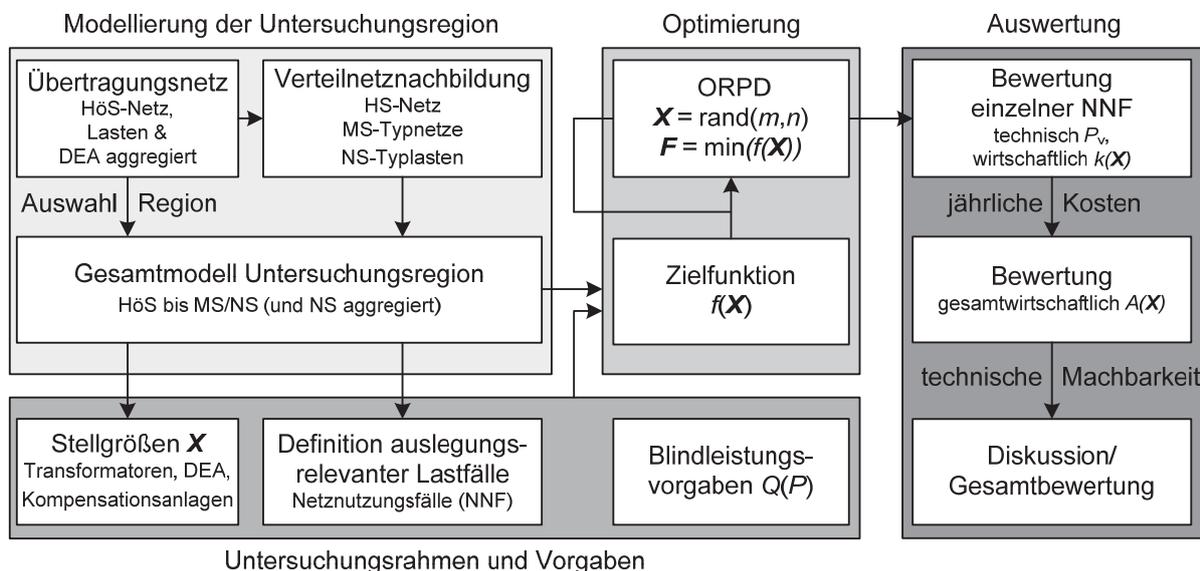


Bild 1 Bewertungsmethodik für eine Untersuchungsregion (ORPD = Optimal-Reactive-Power-Dispatch)

Die Bewertung basiert im ersten Schritt auf einer technischen Analyse des Netzmodells, bspw. durch Ermittlung der Netzverluste und des Kompensationsbedarfs in Abhängigkeit der lokalen Gegebenheiten der Untersuchungsregion für einzelne auslegungsrelevante Netznutzungsfälle (siehe Abschnitt 2.2). Eine Bestimmung des Austauschpotentials für die Blindleistung zwischen Verteil- und Übertragungsnetzebene (vgl. [5], [6]) liefert die vorhandenen Freiheitsgrade aller Stellgrößen in dem Gesamtmodell. Dazu werden entweder für die Bewertung der Blindleistungsvorgaben feste minimale und maximale Vorgaben der Stellgrößen gemäß aktueller Netzanschlussregeln evaluiert [7]-[9], oder es erfolgt eine Optimierung aller Freiheitsgrade für verschiedene Zielfunktionen (siehe Abschnitte 3.1 und 3.2), um sowohl das vorhandene Blindleistungsbereitstellungspotential der Verteilnetzebene als auch die Anforderungen aus dem Übertragungsnetz zu quantifizieren [3], [4]. Anschließend erfolgt eine wirtschaftliche Bewertung, wobei die Evaluation der einzelnen Zeitpunkte der NNF auf eine gemeinsame Basis Kosten pro Jahr überführt wird (siehe Abschnitt 3.4). Die anschließende Diskussion bzw. Gesamtbewertung erfolgt auf Basis der Teilergebnisse und der Bewertung der technischen Machbarkeit (siehe Kapitel 4).

2.1 Netzmodell

Zur Modellierung des Übertragungsnetzes wird in dieser Arbeit ein erweitertes Netzmodell [5] aus einer integrierten Netz- und Energiemarktsimulation genutzt [10]-[12]. Das Modell basiert auf zahlreichen Datenbanken für Netzdaten, regionale Verteilungen von Last- und Erzeugung sowie Strukturdaten. Da der Einfluss der unterlagerten Spannungsebenen auf den Netzbetrieb im Höchstspannungsnetz (HöS-Netz) steigt, wurde mit einem generischen Modellierungsansatz eine Ergänzung der unterlagerten Spannungsebenen vorgenommen [5], [8] um die Auswirkungen verschiedener Blindleistungsvorgaben auf beide Netzebenen in einem zusammenhängenden Netzmodell bewerten zu können (siehe **Bild 2**).

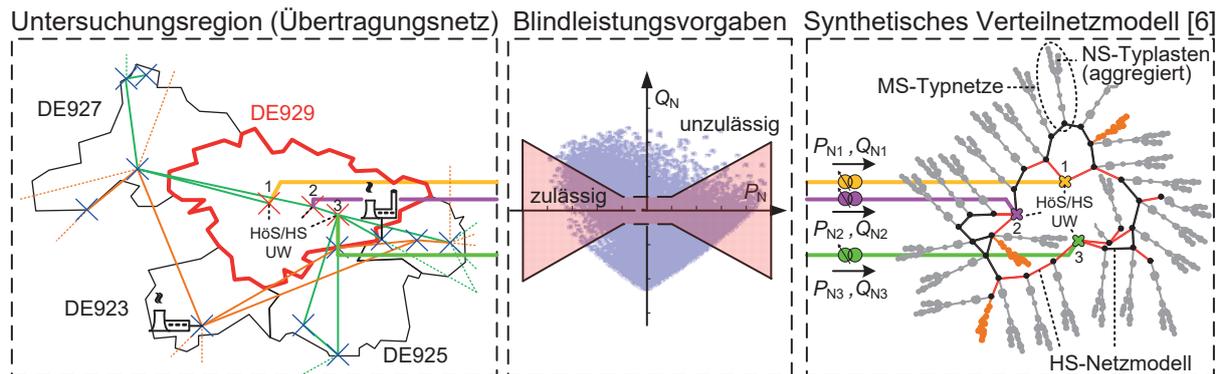


Bild 2 Erweiterung einer Untersuchungsregion im Übertragungsnetzmodell um ein synthetisches Verteilnetzmodell [6] mit Berücksichtigung von Blindleistungsvorgaben für den vertikalen Leistungsaustausch

Die Kopplung erfolgt für die betrachteten Untersuchungsregionen durch die Verteilung der im HöS-Netzmodell als aggregiert angenommenen Lasten und DEA auf synthetische Verteilnetzmodelle [6]. Dabei werden die unterlagerten Spannungsebenen, sofern keine realen Netzmodelle für die einzelnen Spannungsebenen vorliegen, auf Basis mehrerer modular aufgebauter Schritte nachgebildet. Für die Hochspannungsebene (HS-Ebene) können dabei ein Netzplanungsverfahren auf Basis genetischer Algorithmen oder vordefinierte Typnetze aus diesem Verfahren genutzt werden [6]. In diesem Schritt lassen sich auch Topologien für HS-Windparks oder größere Einheiten wie Kraftwerke berücksichtigen. Anschließend werden verschiedene Typnetze in der Mittelspannungsebene (MS-Ebene) genutzt, um die äquivalenten Last- und Erzeugungsdaten wie die aggregierten HöS-Werte an den gewählten HöS/HS-Umspannstationen (UW) zu erhalten. Dazu werden verschiedene Netzbausteine für ländliches oder städtisches Netzverhalten im HS-Netzmodell verteilt. In der Niederspannungsebene (NS-Ebene) dienen dazu ergänzend aggregierte Typlasten und ggf. vorhandene DEA an der NS-Hauptsammelschiene. Verbleibende Abweichungen der Last- und Erzeugungsvorgaben oder Verletzungen der technischen Randbedingungen wie Spannungsbänder oder Betriebsmittelauslastung werden anschließend iterativ minimiert [5], [6].

Dieser Modellierungsansatz hat das Ziel, das prinzipielle Verhalten zwischen den beiden Systemebenen nachzubilden und die lokalen Besonderheiten, bspw. die Durchdringung mit DEA oder verschiedene Verteilnetzstrukturen einzelner Netzgebiete, die Einfluss auf das Blindleistungsverhalten haben, detailliert zu berücksichtigen. In diesem Zuge wird ein Zugriff auf alle Stellmöglichkeiten in beiden Netzebenen geliefert, sodass für die untersuchte Region anstatt mit aggregierten Werten auf HöS-Ebene mit tatsächlichen Betriebsmitteln in allen Spannungsebenen der Beitrag zur Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung in Lastflussberechnungen analysiert werden kann.

2.2 Netznutzungsfälle

Aufgrund des hohen Rechenaufwandes für das gesamte Netzmodell ist es zweckmäßig, für die Bewertung einzelne auslegungsrelevante Zeitpunkte zu definieren. Das gilt insbesondere für die Optimierung, welche eine hohe Anzahl von Lastflussberechnungen durchführt (siehe Abschnitt 3.1). Da nicht nur die Last sondern auch die Erzeugung für den Leistungsaustausch relevant ist [8], werden aus den normierten Jahreszeitreihen für Last und DEA netzkritische Kombinationen ermittelt (siehe **Tabelle 1**) und als Netznutzungsfälle (NNF) definiert [8].

Tabelle 1 Berücksichtigte Netznutzungsfälle, $n_{\text{NNF}} = 9$ (vgl. [8])

NNF	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Datum	23.11	07.06	12.06	02.02	06.12	26.12	04.02	15.12	19.06
Uhrzeit	17:00	09:00	03:00	00:00	02:00	02:00	16:00	01:00	14:00
Last in %	97	70	43	80	65	46	88	66	59
DEA in %	2	1	0	36	61	66	94	79	76
Häufigkeit H	1963	2246	1667	803	849	589	274	276	93

Ergänzend dienen die n_{NNF} NNF für eine Bereichseinteilung der Zeitreihen, sodass die übrigen Lastfälle jeweils einem NNF zugeordnet werden können und sich so die Häufigkeiten H der einzelnen NNF ermitteln lassen. Somit beschreiben die NNF zusammen mit den jeweiligen Häufigkeiten das gesamte Netzverhalten und können zur Charakterisierung des Lastverhaltens und für die Ermittlung der jährlichen Kosten genutzt werden (siehe Abschnitt 3.4).

2.3 Leistungsvorgaben

Für den Blindleistungsaustausch an den HöS/HS-Umspannstationen zwischen Übertragungs- und Verteilnetzebene sind verschiedene Leistungsvorgaben denkbar (siehe **Bild 3**, vgl. [1]-[4]). In dieser Arbeit wird daher eine Methodik zur Bewertung verschiedener Vorgaben für das genannte Netzmodell beschrieben. Darauf aufbauend kann mit der Methodik die Entwicklung und Ermittlung der optimalen Vorgaben für eine konkrete Untersuchungsregion abgeleitet werden (siehe Kapitel 5). Generell gilt, dass je strikter die Vorgaben für den Leistungsaustausch sind (siehe bspw. **Bild 3** - *Blindleistungsgrenzen*), desto höher ist die Planungssicherheit im Übertragungsnetz, da der Leistungsaustausch mit der Verteilnetzebene gut abgeschätzt und in engen Grenzen gehalten werden kann. Auf der Seite des Verteilnetzes liegen dabei jedoch zur netzeigenen Optimierung weniger Freiheitsgrade vor, da ggf. ein Mehraufwand zur Einhaltung der vorgelagerten Anforderungen besteht.

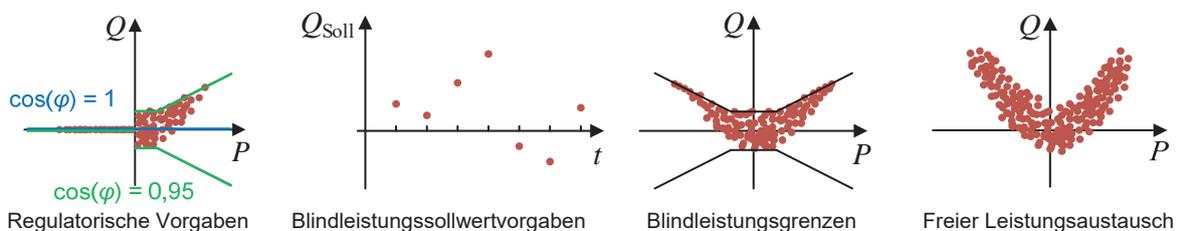


Bild 3 Verschiedene mögliche Blindleistungsvorgaben $Q(P)$ zwischen Übertragungs- und Verteilnetzebene

Unbegrenzte Leistungsvorgaben (siehe **Bild 3** - *Freier Leistungsaustausch*) können zu ungewollten Netzurückwirkungen im Übertragungsnetz führen, wenn keine gemeinsame Koordination, bzw. Optimierung erfolgt. Im Übertragungsnetz ist zudem die Planungssicherheit

bzgl. der Blindleistungs-Rückspeisung aus dem Verteilnetz geringer. Daher ist es notwendig zu unterscheiden, ob die Vorgaben für den Netzbetrieb mit weitestgehend getrennt geführten Systemebenen dienen sollen, oder ob eine gemeinsame Koordination aus Systemsicht erfolgen kann. Daher ist neben den technischen und wirtschaftlichen Aspekten auch die organisatorische und technische Umsetzbarkeit ein wichtiger Bestandteil der Bewertung.

Die Bewertungsmethodik fokussiert sich zunächst auf eine generelle Potentialanalyse der technischen und wirtschaftlichen Möglichkeiten der jeweiligen Vorgaben für den Blindleistungsaustausch. Dies erfolgt durch eine gemeinsame Optimierung aller Stellgrößen in allen Spannungsebenen. Auf diesem Weg kann anhand des Vergleichs mehrerer Untersuchungsregionen und Verteilnetzcharakteristiken abgeleitet werden, in welchem Maße und unter welchen Voraussetzungen unterschiedliche Vorgaben den jeweiligen Netzbetreibern dienlich sein können und wie auch ein gemeinsames Optimum gefunden werden kann.

3 Optimierungproblem

Die Optimierung wird auf Basis des Optimal-Reactive-Power-Dispatch (ORPD)-Problems [13] formuliert, das um eine multikriterielle Kostenbewertungen (siehe Abschnitt 3.2) erweitert wird. Die Freiheitsgrade der nachgebildeten Netzregion mit dem Übertragungsnetzausschnitt in Ergänzung um das unterlagerte synthetische Verteilnetzmodell werden in ein Optimierungsproblem bzgl. verschiedener Zielfunktionen überführt, bspw. zur Verlustminimierung (ORPD) oder zur gesamtwirtschaftlichen Optimierung. Die Stellgrößen \mathbf{X} sind dabei die Blindleistungsbereitstellungen der Erzeugungsanlagen q_k , geeignete Stufungspositionen der Transformatoren $t_{i,opt}$ und der Einsatz von Kompensationsanlagen $v_{komp,opt}$ für unterschiedliche Ansteuerungsgrade.

3.1 Zielfunktionen

Für den allgemeinen Fall des ORPD wird eine Minimierung der Wirkverluste angestrebt.

$$\min f(\mathbf{X}) = \min \left(\sum_{k \in n_k} p_k \right) = \min(P_V) \quad (3.1)$$

Die Verluste lassen sich in dem Spannungsebenen übergreifenden Netzmodell für beliebige Bereiche definieren und minimieren, bspw. aus Systemsicht, also gemeinsam

$$\min f(\mathbf{X}) = \min(P_{V,HöS} + P_{V,HS-MS}) \quad (3.2)$$

oder getrennt für Übertragungs- $P_{V,HöS}$ und Verteilnetzebene $P_{V,HS-MS}$.

$$\min f_1(\mathbf{X}) = \min(P_{V,HöS}) \quad \text{und} \quad \min f_2(\mathbf{X}) = \min(P_{V,HS-MS}) \quad (3.3)$$

Die Einhaltung der technischen Nebenbedingungen (Einhaltung der Spannungsbänder, max. thermisch zulässige Ströme der Betriebsmittel) oder weitere Anforderungen im Übertragungsnetz, wie bspw. die Einhaltung einer ausgeglichenen Blindleistungsbilanz zur lokalen Spannungshaltung, können durch zeitabhängige Strafterme $h(t)$ und Bestrafungsfunktionen $H(\mathbf{X})$ in der Zielfunktion berücksichtigt werden [14], [15].

$$f(\mathbf{X}) = f(\mathbf{X}) + h(t) \cdot H(\mathbf{X}) \quad (3.4)$$

3.2 Zielfunktion mit Kostenfunktionen

Sofern keine weiteren Kosten auftreten, ist ein Netzbetrieb mit minimalen Wirkverlusten ein technisch und wirtschaftlich optimaler Arbeitspunkt. Die Methodik dieser Arbeit hat das Ziel verschiedene Kriterien als Bewertungsfaktoren in der Optimierung berücksichtigen zu können. In dieser Arbeit sind dieses bspw. die ggf. notwendige Errichtung von Kompensationsanlagen oder Entschädigungszahlungen bei Verletzung der Blindleistungsvorgaben, die jeweils als unterschiedliche Kostenfaktoren in verschiedenen Spannungsebenen auftreten.

Eine gemeinsame Optimierung einer solchen multikriteriellen Zielfunktion kann durch die Überführung auf eine gemeinsame Basis erfolgen [16], in diesem Fall auf Basis der jeweiligen Kosten je NNF (siehe Gl. (3.7)) jedes zu betrachtenden Bewertungsfaktors.

$$f(\mathbf{X}) = k_V \left(P_{14442}^{V,HS} + P_{4443}^{V,MS} \right) + k_K \left(Q_{4442}^{Komp,HS} + Q_{4443}^{Komp,HS/HS} \right) + k_G \left(Q_{4243}^{Grenz} \right) \quad (3.5)$$

Verluste
Kompensation
Entschädigungszahlungen

Als Kostenfunktionen $k(x)$ werden konstante Kostenfaktoren nach **Tabelle 2** genutzt, um für die einzelnen Lastzeitpunkte die anteiligen Kosten in jedem Iterationsschritt für alle Bewertungskriterien vergleichen zu können.

Tabelle 2 Gewählte Kostenfaktoren in der Optimierung nach [3], [17], [18]

Kostenfaktoren	Werte
k_V	50 €/MW h [3]
$k_{G,HS/HS}$	0,87 - 1,1 ct/kvarh [17]
$k_{G,HS/MS}$	0,92 - 1,82 ct/kvarh [18]

Der Einsatz der Kompensationsanlagen wird in jedem Simulationsschritt und für jede Lösung der Optimierung (siehe Abschnitt 3.3) innerhalb der vorgegebenen Stellbereiche ermittelt. Anschließend werden für eine entsprechende Ausbaumaßnahme dieser Größen die annuitätischen Kosten A mit geeigneten Parametern bestimmt [3].

$$A_K(Q_{Komp}) = \frac{(1+\kappa)^N \cdot \kappa}{(1+\kappa)^N - 1} \cdot C, \text{ mit } \kappa = 0,07, N = 18 \text{ a und } C = 2 \text{ Mio } \text{€} + 13 \text{ T€} \cdot Q_{Komp} \quad (3.6)$$

Da Zeitpunkte optimiert werden, erfolgt eine Umrechnung auf die anteiligen Kosten je NNF, um ein Maß für den zu erwartenden Aufwand der Kompensationsanlagen je NNF zu erhalten.

$$k_K(Q_{Komp}) = \frac{A_K(Q_{Komp})}{8760 \text{ h}} \quad (3.7)$$

3.3 Partikelschwarmoptimierung

Die Lösung des Optimierungsproblems erfolgt mithilfe eines heuristischen Verfahrens auf Basis der Partikelschwarmoptimierung (PSO) [19]. Das Verfahren basiert auf einer Abtastung des zulässigen Suchraums aller m Stellgrößen nach der optimalen Lösung, indem zunächst als Initiallösungen mehrere n Zustandsvektoren \mathbf{x}_1 bis \mathbf{x}_n der Stellgrößen X_1 bis X_m durch gleichverteilte Zufallszahlen im gesamten Suchraum (zulässige Aussteuergrade der Stellgrößen) positioniert werden.

$$\mathbf{X} = [\mathbf{x}_1 \quad \dots \quad \mathbf{x}_n]^T = rand(m, n) \quad (3.8)$$

Diese Zustandsvektoren werden als Schwarm bezeichnet, für den in jedem Zeitschritt der Fitnessvektor \mathbf{f} mit der Zielfunktion $f(\mathbf{X})$ evaluiert wird.

$$\mathbf{f} = f(\mathbf{X}) \quad (3.9)$$

In jedem Iterationsschritt wird anschließend der jeweils individuelle Bestwert P_i der Partikel sowie der globale Bestwert P_{gb} innerhalb des bisherigen Simulationszeitraumes ermittelt.

$$\begin{aligned} \mathbf{p} &= [P_1, \dots, P_n]^T = \min([\mathbf{f}, \mathbf{p}]) \\ P_{gb}(t) &= \min(\mathbf{p}) \end{aligned} \quad (3.10)$$

Somit kann ein Änderungsvektor \mathbf{v} aller Geschwindigkeiten V_i der Partikel ermittelt werden, um den Suchraum weiter abzutasten und stetig zur besten Lösung des Schwarmes zu konvergieren. Dazu wird auf Basis der aktuellen Positionen \mathbf{X} der Partikel sowie der Positionen X_{P_i} und $X_{P_{gb}}$ der ermittelten Bestwerte für jeden Partikel i mithilfe mehrerer Faktoren und den stochastischen Gewichtungen r_1 und r_2 der PSO-Operator durchgeführt.

$$V_i(t+1) = w(t)V_i(t) + C_1 r_1 (X_{P_i} - X_i(t)) + C_2 r_2 (X_{P_{gb}} - X_i(t)) \quad (3.11)$$

$$\mathbf{X}(t+1) = \mathbf{X}(t) + k \cdot \mathbf{v}(t+1) \quad (3.12)$$

Nachteil bei dem Verfahren ist die Unsicherheit, ob ein lokales oder globales Minimum gefunden wurde. In der Regel sind mehrere Durchläufe der Optimierung notwendig, um eine gesicherte Aussage treffen zu können. Da jeder Partikel in jedem Iterationsschritt die Zielfunktion $f(\mathbf{X}(t))$ evaluieren muss, ist dieses Verfahren zudem insbesondere für große Netzgebiete vergleichsweise rechenintensiv, da die Zielfunktion die Lastflussberechnung aller Spannungsebenen des Netzmodells enthält.

Die PSO bietet jedoch den Vorteil, vergleichsweise sicher eine optimale Lösung zu finden und für beliebige Zielfunktionen leicht anpassbar zu sein [3]. Da in dieser Arbeit verschiedene technische und wirtschaftliche Aspekte mit unterschiedlichen Stellgrößen evaluiert werden, ist das Verfahren insbesondere für die multikriterielle Zielfunktion zweckmäßig [16]. Die Ergebnisgüte ist dabei mit dem eingesetzten Rechenaufwand skalierbar.

Weiterhin gibt es eine Vielzahl von Erweiterungen für die PSO, bspw. die Global-Passive-Congregation (GPAC)-PSO oder (hybride) Multi-Agent-based-PSO (HMAPSO), die das Konvergenzverhalten oder die Rechenleistung verbessern können [13]-[15]. Diese erweitern den ursprünglichen Algorithmus um zusätzliche Vergleiche zwischen den einzelnen Lösungen (Partikel), um den hohen Informationsgehalt aller Einzellösungen besser nutzen zu können.

3.4 Gesamtwirtschaftliche Bewertung

Da einige der Kostenpunkte nur für einzelne Zeitpunkte relevant sind (Entschädigungszahlungen), andere jedoch längere Zeiträume betreffen (Errichtung von Kompensationsanlagen) und die einzelnen auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle zudem unterschiedliche Häufigkeiten H_j aufweisen (siehe Abschnitt 2.2), müssen die Teilergebnisse der Optimierung der einzelnen Zeitpunkte j auf einen gemeinsamen Betrachtungszeitraum überführt werden. Daher erfolgt eine Ermittlung der jährlichen Kosten A aller Faktoren, wie bspw. die jährlichen Kosten für die Netzverluste A_V und Entschädigungszahlungen A_G .

$$A_V = k_V \left(\sum_{j=1}^{n_{NNF}} P_{V,ges,j} \cdot H_j \right) \quad (3.13)$$

$$A_G = \sum_{j=1}^{n_{NNF}} \left(K_{G,HöS/HS} \left(\left(\sum Q_{Grenz,HöS/HS} \right)_j \right) + K_{G,HS/MS} \left(\left(\sum Q_{Grenz,HS/MS} \right)_j \right) \right) \cdot H_j \quad (3.14)$$

Die Kompensationsanlagen werden gemäß dem maximalen induktiven bzw. kapazitiven Bedarf innerhalb der NNF ausgelegt und entsprechend dieser Größen mit den annuitätischen Kosten als Netzausbaumaßnahme (siehe Abschnitt 3.2) berücksichtigt. Als Ergebnis lassen sich so die durchschnittlichen Jahresgesamtkosten A_{ges} ermitteln

$$A_{ges} = A_V + A_K + A_G \quad (3.15)$$

4 Exemplarische Ergebnisse

Die vorgestellte Bewertungsmethodik stellt die Basis für eine Vielzahl von Untersuchungsmöglichkeiten dar, da durch den modularen Aufbau der Zielfunktion verschiedene Bewertungsfaktoren (technisch, wirtschaftlich) und auch Netzbereiche (Übertragungs- und Verteilnetzebene) getrennt oder gemeinsam optimiert werden können. Im Folgenden wird anhand eines Fallbeispiels (Region DE929, siehe **Bild 2**) zunächst eine technische Bewertung anhand des Kompensationsbedarfs sowie der gesamtwirtschaftlichen Bewertung aus Systemsicht (für Übertragungs- und Verteilnetz gemeinsam) veranschaulicht. Die Beispielregion weist eine gemäßigte Durchdringung von DEA aus und lässt sich in Bezug auf die Lastdichte und -höhe als eine städtische bzw. vorstädtische Region beschreiben [5]. In **Bild 4** ist zunächst der zu erwartende Kompensationsaufwand in Abhängigkeit der Vorgaben hinsichtlich des Blindleistungsaustauschs zwischen Übertragungs- und Verteilnetz (siehe **Bild 3**) dargestellt.

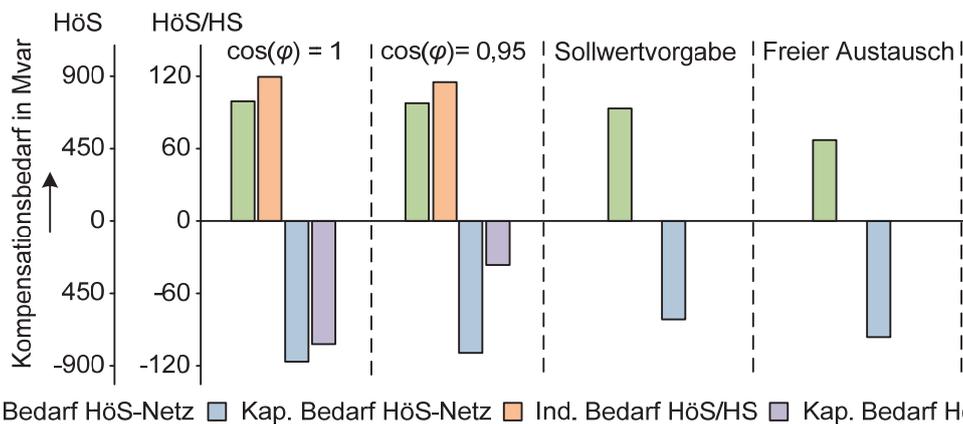


Bild 4 Bedarf an Kompensationsanlagen für das Fallbeispiel Region DE929

Dabei wurde ergänzend eine erweiterte Anforderung zur Spannungshaltung für diese Region im Übertragungsnetz in der Zielfunktion berücksichtigt, indem der horizontale Blindleistungsaustausch für eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz minimiert wird, was insbesondere in dem Übertragungsnetzmodell zu einem hohen Kompensationsbedarf führt. Die Ergebnisse der verschiedenen Vorgaben variieren für sowohl das Übertragungs- als auch das Verteilnetzmodell. Im Verteilnetz werden nur bei den strikteren Vorgaben Kompensationsanlagen benötigt. Im Übertragungsnetz sinkt der Kompensationsbedarf mit den Möglichkeiten der Verteilnetzebene eine netzdienliche Blindleistungsbereitstellung zu erfüllen. Diese Ergebnisse

stellen eine gemeinsame gesamtwirtschaftliche Optimierung sowohl des Übertragungs- als auch des Verteilnetzmodells aus Systemsicht dar. Somit wird das maximale Potential beider Ebenen zur Minimierung des Kompensationsbedarfs ermittelt. Im realen Netzbetrieb ist eine Koordination dieser Größenordnung aller Anlagen in diesem Maße nicht umsetzbar, stellen aber ein gutes Vergleichsmaß der jeweiligen Vorgaben dar.

In **Bild 5** sind die Ergebnisse der gesamtwirtschaftlichen Bewertung der Blindleistungsvorgaben nach **Bild 3** dargestellt. Dabei werden die einzelnen Ersparnisse für einen geringeren Kompensationsbedarf oder geringere Verluste gegenüber den jährlichen Kosten bei einer Vorgabe $\cos(\varphi) = 1$ (siehe *Regulatorische Vorgaben* - **Bild 3**) dargestellt. Da auch Kostenerhöhungen möglich sind, ist zudem das jeweilige Saldo aus zusätzlichen Kosten und möglichen Ersparnissen hervorgehoben.

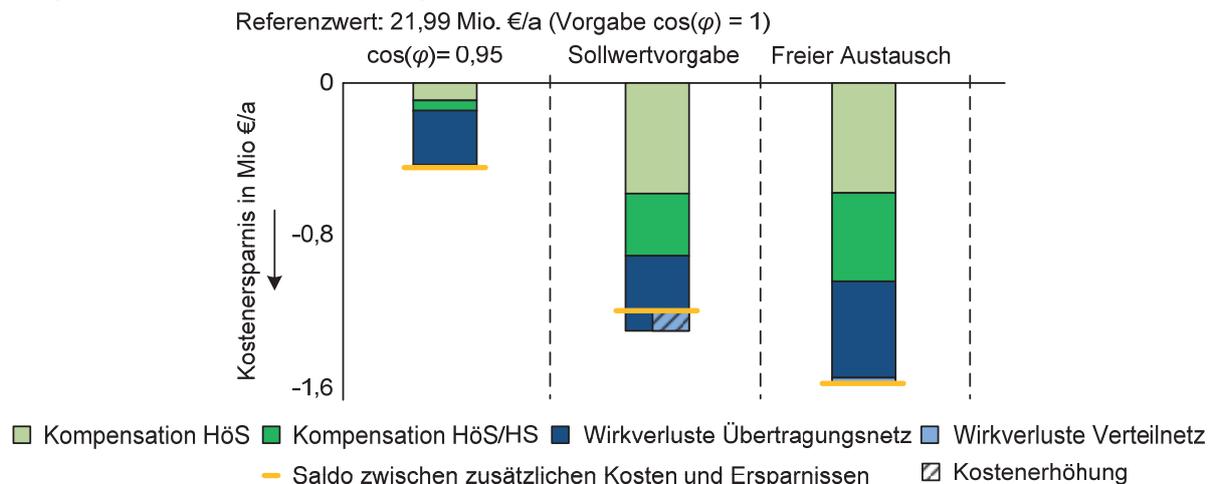


Bild 5 Gesamtwirtschaftlichen Bewertung der verschiedenen Blindleistungsvorgaben für das Fallbeispiel

Es zeigt sich, dass die finanziellen Ersparnisse für das gewählte Netzgebiet im Vergleich zum Referenzwert von 21,99 Mio. €/a (gültig für die gewählten Kostenfaktoren) für die einzelnen Vorgaben variieren und demnach die unterschiedlichen Optimierungspotentiale wiedergeben. In diesem Fall bietet die gemeinsame Optimierung aller Stellgrößen in allen Spannungsebenen (freier Austausch) für den gewählten ORPD-Ansatz das größte Potential. Sofern die vorhandenen Einschränkungen, wie die jeweils getrennte Systemführung oder Steuerbarkeit der Betriebsmittel berücksichtigt werden, sind abweichende Ergebnisse zu erwarten.

Aus den Ergebnissen der Optimierung können verschiedene Teilaspekte bewertet und grundsätzliche Tendenzen zwischen den unterschiedlichen Vorgaben abgeleitet werden. Die Bewertung liefert je nach Anforderungen aus dem Übertragungsnetzmodell und Definition der Vorgaben die jeweiligen technischen und finanziellen Aufwendungen. Die Ergebnisse variieren dabei nach den jeweiligen Gegebenheiten der Untersuchungsregion, da sowohl das Übertragungs- als auch das Verteilnetz regional unterschiedliche Potentiale bieten.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Eine Bewertung der Anforderungen aus der Übertragungs- an die Verteilnetzebene bzgl. der Blindleistungsbereitstellung bzw. des -austausches bedarf einer standardisierten Spannungsebenen übergreifenden Bewertungsmethodik [1]-[4]. Diese wurde für das gegebene Systemmodell [6] entwickelt und evaluiert. Mit dem Netzmodell und der Bewertungsmethodik lassen sich unterschiedliche Aspekte der Übertragungs- und Verteilnetzebene in einem

Optimierungsproblem aus Sicht der jeweiligen Netzbetreiber oder auch Systemsicht, d. h. gemeinsam optimieren und bewerten. Die regionalspezifischen Anforderungen beider Systemebenen können dabei berücksichtigt werden. Es bedarf zunächst individueller Untersuchungen und Optimierungen der Leistungsvorgaben einzelner Untersuchungsgebiete, da eine allgemeine Bewertung der Vorgaben eine hohe Vergleichsbasis erfordert. Dafür bieten die Methodik sowie der Modellierungsansatz zahlreiche Bewertungsmöglichkeiten. Der Ansatz kann mithilfe weiterer Untersuchungsregionen oder auch mit realer Netzdaten validiert werden. Die Bewertungsmethodik soll im Weiteren auf die individuellen Besonderheiten im Übertragungsnetz auch im Hinblick auf den anstehenden Netzausbau erweitert werden.

6 Literatur

- [1] ENTSO-E: Reactive Power Management at T-D Interface, ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, Brussels, 16. November 2016,
- [2] FNN Forum Netztechnik/ Netzbetrieb im VDE: Blindleistungsmanagement in Verteilungsnetzen, VDE, November 2014, Berlin, Germany, 2014.
- [3] P. Schäfer: Gestaltungsoptionen für ein spannungsebenenübergreifendes Blindleistungsmanagement zwischen Verteil- und Übertragungsnetz, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Aachen, Germany, 2016.
- [4] M. Greve: Vertikale Blindleistungsbereitstellung aus dem Verteilnetz, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft TU Dortmund, Dortmund, Germany, 2016.
- [5] S. Garske, G. Schlömer, L. Hofmann: Evaluation of Reactive Power Management Strategies and Grid Loss Characteristics based on Generic Distribution Grid Models, NEIS Conference 2017,
- [6] S. Garske, C. Blaufuß, M. Sarstedt, L. Hofmann: Reactive Power Management Analysis based on Generic Distribution Grid Models, IEEE PES ISGT Europe 2017, Turin, Italy, 2017.
- [7] S. Stankovic, L. Söder: Identification of Reactive Power Provision Boundaries of a Distribution Grid with DFIGs to a Transmission Grid, IEEE PES ISGT Europe 2017, Turin, Italy, 2017.
- [8] S. Garske, M. Sarstedt, L. Hofmann, J. Velasquez, S. Lehnhoff: Optimized Reactive Power Management across Different Voltage Levels on the Example of Medium-Voltage Grids, Journal of Energy Challenges and Mechanics, volume 3, pages 116-125, 2016.
- [9] E. Kämpf, S. Schmidt, B. Walther, S. Wildenhues, R. Eggemeyer, J. Brantl, M. Braun: Einhaltung definierter Blindleistungsbänder an HS/MS Übergabestellen durch Einsatz der Blindleistungsfähigkeit dezentraler Einspeiser, Internationaler ETG-Kongress 2013, Berlin, Germany, 2013.
- [10] C. Rathke: Entwicklung eines Modells für die integrierte Simulation der europäischen Übertragungsnetze und Strommärkte, Aachen, Shaker Verlag, 2013.
- [11] T. Rendel: Erweiterung und Plausibilisierung eines Modells für die integrierte Simulation des europäischen Verbundnetzes und Strommarktes, Verlag Dr. Hut, München, 2015.
- [12] T. Rendel; C. Rathke; T. Breithaupt; L. Hofmann (2012): Integrated Grid and Power Market Simulation, IEEE PES General Meeting 2012, San Diego, California, USA, 22.-26. July 2012.
- [13] J. Zhu: Optimization of Power System Operation, IEEE Press/Wiley, New Jersey, 2015.
- [14] B. Zhao, Q. Jiang, C. Guo, Y. Cao: A Novel Particle Swarm Optimization Approach for Optimal Reactive Power Dispatch, 15th PSCC, Liege, 2005.
- [15] B. Zhao, C. Guo, Y. Cao: A Multiagent-Based Particle Swarm Optimization Approach for Optimal Reactive Power Dispatch, IEEE Transactions on Power Systems Vol. 20, 2005.
- [16] Soliman Abdel-Hady Soliman; Abdel-Aal Hassan Mantawy: Modern Optimization Techniques with Applications in Electric Power Systems, Springer Verlag New York, 2012
- [17] BMWi: Endbericht zum Dienstleistungsauftrag Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit, Waldmünchen/Regensburg, 2016.
- [18] Amprion: Auszug aus dem Anschlussnutzungsvertrag, 2015.
- [19] J. Kennedy, R. Eberhart: Particle swarm optimization, IEEE International Conference on neural networks, 1995.