

Aktualisierungen und Neuerungen des Netzmodells für einen Netzbetriebsführungsorientierten Simulator mittels Open-Data

Alexander von Auw*, Dirk Lehman, Prof Mario Schenk

BTU Cottbus-Senftenberg FG Hochspannungstechnik und elektrische Anlagen,
Siemens-Halske-Ring 13 D-03046 Cottbus, +49 (0) 355 / 69 4884,
alexander.vonauw@b-tu.de,
<https://www.b-tu.de/fg-hochspannungstechnik-und-elektrische-anlagen>

Kurzfassung: Der Lehrstuhl Hochspannungstechnik und elektrische Anlagen betreibt seit 2014 einen Netzsimulator der 2-ter Generation mit dem Fokus auf die Betriebsführung des Systemverbundes von Großerzeugern und Übertragungsnetzen.

Der Simulator bildet den 380-kV-/220-kV-Übertragungsnetzverbund der Regelzone der 50 Hertz Transmission GmbH (50 Hertz) ab. Er beinhaltet blockscharf die Großkraftwerke, die Pumpspeicherkraftwerke, die großen Erneuerbaren-Energien-Erzeuger (EE) und das aktuell existierende zugehörige Übertragungsnetz mit allen 74 Umspannwerken und 142 Übertragungsleitungen mit Stand von 2025.

Das Netztrainingssystem besteht aus der Netzleittechnik BTC PRINS 7.14 der Fa. PSI Software SE und dem unterlagerten Echtzeit-Berechnungskern PowerFactory 2017 der Fa. DigSILENT GmbH. Die Betriebsführung, die Projektierung und der Datenaustausch erfolgen aus der Netzleittechnik über den Fernwirkserver zu den Anlagenmodellen zum Berechnungskern.

Das hat den einzigartigen Vorteil, dass Erzeugungseinheiten als regelungstechnische, masse-träges Maschinenmodelle nachgebildet werden können. Eine detaillierte Beschreibung ist in [1] und [2] zu nachzulesen.

Aktuell befindet sich das Netztrainingssystem gefördert durch das Strukturstärkungsgesetz Kohleregionen des Bundes in die Überführung in die 3-te Generation. Die Kraftwerksmodellierungen werden optimiert und Modelle für Großbatteriespeicher und (E)-STATCOM implementiert. Das neu aufgelegte Netztrainingssystem der 3-ten Generation bietet als Plattform die Möglichkeit, mit dem vollständig hinterlegten, ostdeutschen Übertragungssystem den aktuellen und zukünftigen Systemzustand mit einem aktuell hohen Anteil an konventioneller Erzeugung bis hin zu 100 % EE-Erzeugeranteil zu simulieren. Aus den Anforderungen des EEG 2023 und dem Netzentwicklungsplan ergeben sich neue Anforderungen an die Forschungsthemen für den Netzbetrieb und die Betriebsführung [3].

Ein Netztrainingssystem lebt von den verwendeten Modellen und den zur Verfügung stehenden Anlagen- und Netzparametern. Um die Forschungsergebnisse der Öffentlichkeit zugänglich zu machen, wird vorgestellt wie Anlagen- und Netzparametern zur Abbildung des Verbundsystems aus Open-Data-Quellen zu entnehmen sind, um den Istzustand realitätsnah zu modellieren.

Keywords: Verbundnetzsimulator, Quellenanalyse, Parametrierung

1 Update zur Nachbildung des Übertragungsnetzes

Die Abbildung des Systemverbundes im Netztrainingssystem erfordert eine Unterteilung in das Übertragungsnetz und die Erzeugungsanlagen. Informationen über Erzeugungsanlagen sind sehr schwierig von den Betreibern zu erlangen und nur wenig veröffentlicht. Im Gegensatz dazu stellen die Übertragungsnetzbetreiber ihre Netzinfrastruktur oder -topologie frei zugänglich zur Verfügung. Die Betriebsmittelparameter von Transformatoren und Leitungen lassen sich aus detaillierten Veröffentlichungen entnehmen.

1.1 Netzinfrastruktur

Entsprechend dem hierarchischen Systemverbund konzentriert sich das Netzabbild auf die 380-kV/220-kV-Übertragungsnetzebene. Die unterlagerte Verteilnetzebene wird in den Umspannwerken als blockgeteilte, vollkuppelbare Doppelsammelschiene mit Ersatzlasten und EE-Einspeisung vereinfacht modelliert.

Die 50 Hertz offeriert grundlegende Netzübersichten auf ihrer Internetseite. Unter [4] und [5] werden Karten vorgestellt, die eine allgemeine Netzübersicht [4] und die viertelstündige Netzbelastung der Leitungen [5] zeigen. Daraus lassen sich alle Umspannwerke und Leitungen mit ihrem Klarnamen, Standorten und Verläufe entnehmen. Für eine realistische Netzbetriebsführung ist die Nachbildung der Umspannwerke mit ihren Abgängen und Schaltanlagen von entscheidender Bedeutung. Damit ein möglichst aktueller Stand existiert, sind mehrere Quellen heranzuziehen. Google-Earth [6] bietet aktuelle detaillierte Luftbilder an. Mit fundierten Kenntnissen zum Aufbau von Umspannwerken, Betriebsmitteln und Schaltanlagen lassen sich die Netzstrukturen abstrahieren. Für Netzübersichten existieren spezielle freie Anbieter wie z.B. flosm.org [7] oder openinframap.org [8]. Sie zeigen detailgetreue, interaktive, topologische Netzkarten bis in die Umspannwerke mit den Sammelschienenstrukturen hinein. Diese besitzen eine Detailtiefe bis in die 110-kV-Verteilnetzebene. Unterlagerte Spannungsebenen sind nur vereinzelt vorhanden.

Der Anbieter flosm.org mit seinen interaktiven Netzkarten lässt eine schnelle Orientierung und eine Abgrenzung auf die benötigten Energieinfrastrukturen Spannungsebene und Kraftwerke zu. openinframap.org hat diese Möglichkeiten nicht, besticht aber durch seine Detailtiefe und Übersichtlichkeit. Leitungen und Transformatoren haben ihre korrekte Nummerierung. Die Abgänge können so in korrekter Reihenfolge entnommen werden.

Kritikpunkte an den Datenquellen liegen in der Aktualität, der Korrektheit und der Vollständigkeit. flosm.org wird manuell nachgeführt und ist zeitlich verzögert. openinframap.org wird über einen Automatismus von Openmaps-Datenlagen herausgezogen. Die Korrektheit ist dabei abhängig von den Nutzern die Daten einpflegen.

Bei allen Anbietern fehlen die Drossel an den Transformatoren und direkten Kompensationsanlagen an den Sammelschienen. Diese sind nur aus den Luftbildern zu ermitteln.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass eine Verwendung von allen genannten, frei zugänglichen Anbietern eine effektive und vollständige Nachbildung der Netzinfrastruktur ermöglicht. Ein Beispiel für ein Umspannwerk zeigt die Abbildung 1. Hier sind die drei Anbieter am Beispiel des Umspannwerks Thyrow gegenübergestellt. Die Abbildung 2 zeigt darunter wie das Umspannwerk in der Leittechnik umgesetzt wurde.

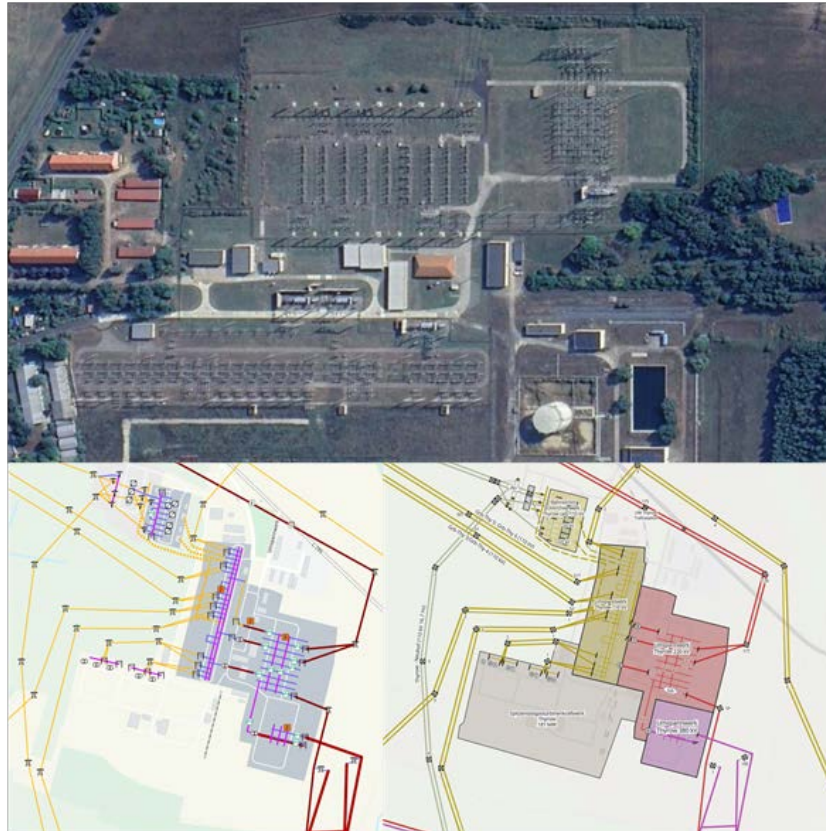


Abbildung 1: Vergleich von verschiedenen Online-Kartendienste, oben earth.google.com, unten links flosm.org und unten rechts openinframap.org (entnommen aus den jeweiligen Internetseiten)

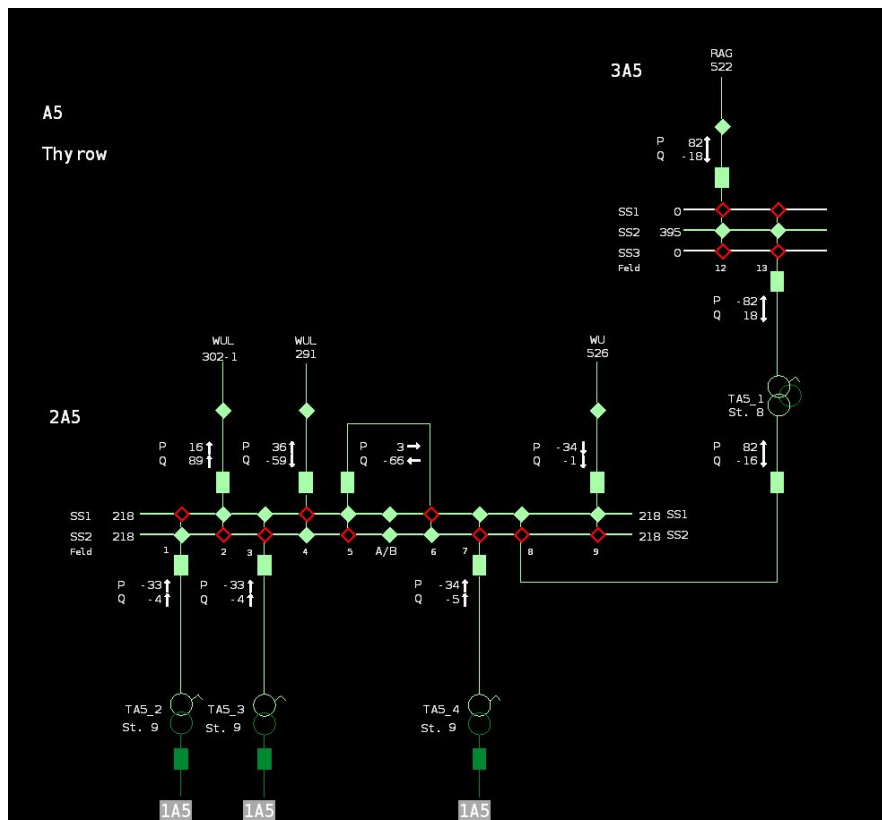


Abbildung 2 Darstellung des 380/220-kV-Umspannwerks Thyrow in der Netzleittechnik des Simulators (eigene Darstellung)

1.2 Parameter der elektrischen Netzbetriebsmittel

Für eine realitätsnahe Modellbildung mit ihren Systemreaktionen sind deren elektrischen Betriebsmittelparameter essentiell. Die in [9] benannten Kern-Übertragungsnetzbetreiber (Core TSO), haben sich verpflichtet ein statisches Netzmodell mit den Netzparametern halbjährlich zu veröffentlichen. Über die Internetseite [9] sind sie im CSV-Format herunterladbar. Zusätzlich sind die historischen Betriebsmitteldaten rückwirkend abrufbar. Die Abbildung 3 zeigt die Core TSO des entso-e-Netz, für die Daten zur Verfügung stehen.



Abbildung 3 Übersicht der Core TSO (entnommen aus [9])

Die 50 Hertz bietet zusätzlich auf Ihrer Internetseite [4] eine eigene Downloadfunktion ihrer Betriebsmittelparameter zum statischen Netzmodell an. Die Daten der 50 Hertz sind dabei um zwei Dezimalstellen genauer als in der Gesamtveröffentlichung [9]. Außerdem beschreibt die 50 Hertz zusätzliche Informationen und Einschränkungen, welche Betriebsmittel das statische Netzmodell berücksichtigt sind. Netzelemente die keine horizontalen Übertragungsaufgaben erfüllen, sind nicht enthalten (vgl. [4]). Nachfolgend sind die veröffentlichten Daten vorgestellt:

- Leitungen
 - Leitungsnummer, Betreiber, Umspannwerke, l Leitungslänge [km]
 - I_z Strombelastbarkeit [A], R_L Resistanz [Ω], X_L Reaktanz [Ω], B_L Suszeptanz [μS]
- Transformatoren
 - Transformatornummer, Betreiber, Umspannwerk
 - primär- und sekundärseitige Nennspannung [kV], primärseitiger Bemessungsstrom [A],
 - R_T Resistanz [Ω], X_T Reaktanz [Ω], B_T Suszeptanz [μS], G_T Konduktanz [μS] (primärseitig und mittlere, neutrale Stufenstellung), Stufenzahl

Für das Leitungsmodell in [1] sind alle Parameter vorhanden. Jedoch enthält das statische Netzmodell nicht alle Leitungen. Für die nicht hinterlegten Leitungen sind Annahmen zu treffen. Freileitungsparameter sind abhängig von z.B. Mastkopfbild, Spannweiten, Bündelung. Tabellenbücher wie z.B. [10] geben leider nur Intervalle für Parameter an. Eine einfache Methode zur Abschätzung von Parametern ist, die Mittelwerte für die die längenbezogenen Leitungsparameter aus den gegebenen Leitungen zu berechnen. Dabei ist es wichtig zwischen Kabel und Freileitung und der Spannungsebene zu unterscheiden (s. Abbildung 4). Die Formeln aus (2.1) geben die verwendeten längenbezogenen Parameter beispielhaft für die 380-kV-Freileitungen an.

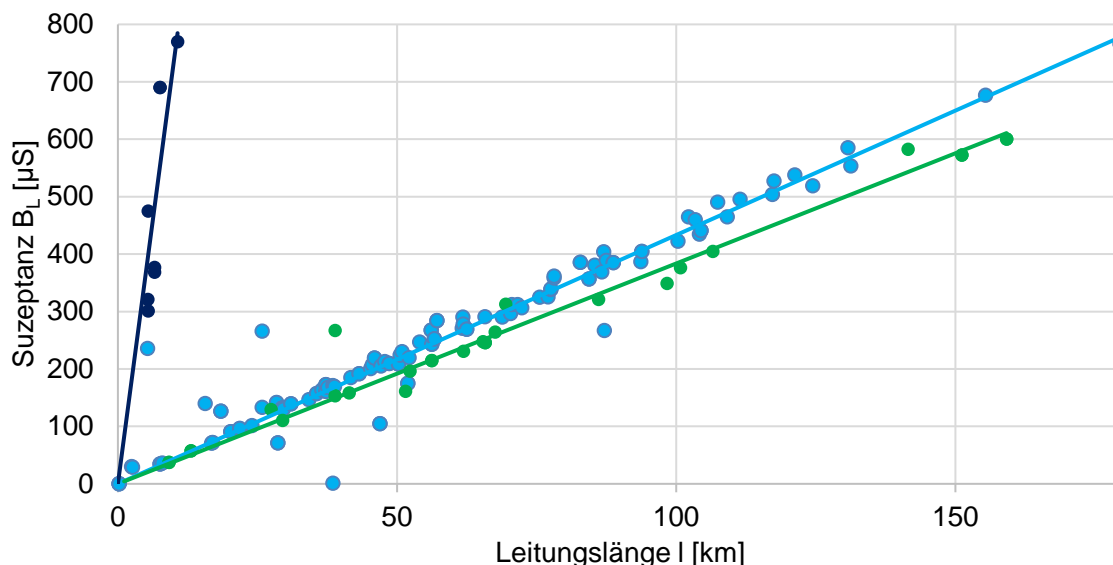


Abbildung 4 Suszeptanz B_L [μS] in Abhängigkeit der Leitungslänge l [km] aller Leitungen aus dem statischen Netzmodell [4] mit Unterteilung in 380-kV Kabel (violett), 380-kV-Freileitungen (hellblau) und 220-kV-Freileitungen (grün) (eigene Darstellung)

$$R_L = 0,0293 \frac{\Omega}{km} \cdot l; X_L = 0,2551 \frac{\Omega}{km} \cdot l; B_L = 4,3326 \frac{\mu S}{km} \cdot l \quad (2.1)$$

Ein Vergleich mit dem Tabellenwerk [10] bestätigt die Plausibilität der mittleren bezogen Größen. Die Leitungslängen sind in openinframap.org [8] messbar.

Transformatoren sind aufwendiger in der Modellparametrierung und Parameterfindung. Mithilfe der Berechnungen aus der Kurzschlussstromberechnungsnorm [11] werden fehlende Parameter ergänzt.

Für die 110-kV-Verteilnetzebene gibt es keine detailreiche Veröffentlichungspflicht wie für die Core TSO [12]10. Daher ist nur eine vereinfachte Anbindung möglich. An die vertikalen Verteilnetztransformatoren werden blockgeteilte, vollkuppelbare Doppelsammelschienen zur Lastanbindung angetragen.

Lasten und Einspeisungen der 110 kV-Verteilnetzebene setzen sich aus einem Mix von Abnehmerlasten und EE-Einspeisungen zusammen. Die Last- und Einspeisezeitreihen der unterlagerten Regionalnetzbetreiber sind aus den Veröffentlichungen nach EnWG § 23c [13] anteilig rückführbar. Die Einspeisungsgänge der Erneuerbaren Energien wie Wind, Solar, und Biomasse können mittels Skalierung während der Simulation angepasst werden.

Mit diesen Randbedingungen wurde ein Modellansatz für einen Standort für zwei Kraftwerksblöcken und einen Tagebau nach Abbildung 5 abstrahiert. Dieser beinhaltet die Ausleitungen zum Übertragungs-, Eigenbedarfs- und Verteilnetz mit Anbindung den Tagebau und beinhaltet:

- Generator mit Energieableitung, Generatorleistungsschalter (GLS), Maschinentransformator, Blockleistungsschalter (BLS), Freileitung und Netzleistungsschalter (NLS), Netzverknüpfungspunkt zum Übertragungsnetz (grün)
- Eigenbedarfstransformator Blockstützung, Eigenbedarfsnetz mit Eigenbedarfslast, Notstromaggregat und Blockstützungskuppelleitung (braun)
- Transformator für das eigene Netz, Fremdnetzeinspeisung und Tagebau (blau)

Der vorgestellte Modellansatz aus Abbildung 5 ist modular ausgestaltet und besteht aus einem allgemeingültigen Modell für die Kraftwerksblöcke und dem frei projektierbaren Eigenbedarfs- und Tagebaunetz.

Das Kraftwerksmodell mit Prozessnachbildung bis zur Feuerung ist im Berechnungsprogramm PowerFactory implementiert. Parametrierung und Darstellung ausgewählter Prozesswerte erfolgt in der übergeordneten Netzleittechnik PRINS. Für eine betriebsnahe Darstellung können nicht vorhandene Funktionalitäten wie z.B. Notstromaggregat für die Schwarzstartfähigkeit in der Netzleittechnik ausgeblendet werden.

2.2 Elektrischen Parameter der Lausitzer Kraftwerke

Um die Kraftwerksprozesse den realen Systemreaktionen anzunähern, sind die Prozessmodelle für das unterlagerte Berechnungsprogramm zu parametrieren.

Für Kraftwerke sind nur allgemeine Angaben verfügbar z.B. benennt der Kraftwerksbetreiber LEAG die Bruttonennwirkleistung und die Generatorklemmenspannung [16]. Die elektrischen Netzparameter zur Energieableitung und für ein vereinfachtes 10-kV-Eigenbedarfsnetz sind in der Dissertation [17] veröffentlicht worden. Sie enthält für die Blöcke mit einer Bruttowirkleistung von 500 MW und 800 MW die Parameter für die Generatoren, Maschinentransformatoren und Eigenbedarfstransformatoren. Somit lassen sich die Kohlekraftwerke im Lausitzer Revier (Jänschwalde, Schwarze Pumpe und Boxberg), im Mitteldeutschen Revier (Lippendorf und Schkopau) sowie die Kraftwerke Rostock und Reuter beschreiben.

Für die im Netzgebiet befindlichen Pumpspeicherkraftwerke sind über die Internetseite von Vattenfall [18] die allgemeinen Daten abrufbar. Vervollständigt werden die Daten durch Annahmen auf Basis von [19] zu finden sind.

Für alle weiteren Kraftwerke setzen sich die Parameter auf die gleiche Herangehensweise zusammen.

Anhand weniger Angaben, Grundkenntnissen der Betriebsmittelbeschreibung und der Netzberechnung ließen sich die Erzeugungsanlagen und Kraftwerke für das Netzgebiet der 50 Hertz reproduzieren.

Konkrete Angaben zum prozesstechnischen Regelverhalten sind aus Fachgesprächen mit Anlagenverantwortlichen abgeleitet. Auf Details wird hierzu aus Verschwiegenheitsgründen verzichtet und sind im Netztrainingssimulator unzugänglich gemacht.

3 Nachbildung von leistungselektronische Netzelemente

Im Übertragungsnetz steigt der Anteil leistungselektronischer Anlagen wie z.B. Batterie-Speicher, STATCOM und zukünftig E-STATCOM. Die Anlagen befinden sich größtenteils im Bau und werden in naher Zukunft Teil der Betriebsführung sein.

Schnelle Ausregelzeiten der Umrichter wie z.B. STATCOM-Anlagen mit Bereitstellungsdauern von 2,5 s und schnellen Blindleistungsgradienten sind in der Netzleittechnik von Übertragungsnetzbetreiber mit einer Aktualisierungszeit von 2 s bis 5 s kaum sichtbar.

Für die Simulation der Netzbetriebsführung sind systemstabile Rechnungsläufe für die Prozessabbildung der Erzeugungsanlagen mit einer Laufzeit von 100 ms notwendig. Die Schaltvorgänge zum Antakten der Umrichterhalbleiter im μ s-Sekunden-Bereich sind für die Betriebsführungsprozesse uninteressant und ressourcenintensiv (berechnungsintensiv).

Mit Zykluszeiten von 100 ms im Berechnungslauf und Aktualisierungszeiten in der Leittechnik von 2 s lässt sich das Regelverhalten der Erzeugungsanlagen bis hin zu niederfrequenten Netzpendlungen von Spannung und Netzfrequenz authentisch nachbilden.

Um den Programmieraufwand gering zu halten ist ein allgemeines Modell zu schaffen, dass die Eigenschaften von dynamischen Blindleistungskompensationsanlagen mit und ohne Energiespeicher, Batteriespeicher und EE-Einspeiser vereint.

Zusätzlich sind netzbildende Eigenschaften zu hinterlegen und das Verhalten einer masseträgen Synchronmaschine imitieren, um den politischen Zielstellungen gerecht zu werden [20].

Unter den verschiedenen Modellansätzen, ist das Konzept der Virtuellen Synchronmaschinen (VISMA) nach Chen [21] am vielversprechendsten.

Er beschreibt eine vereinfachte Modellansatz zur Synchronmaschine und leitet daraus eine Regelstruktur ab. Die Abbildung 6 bietet eine Gesamtübersicht zum Maschinenmodell und den benötigten Regelstrecken zur Erbringung von Systemdienstleistungen. Damit wäre es in der Theorie möglich ohne die Nachbildung eines Umrichter-Modelles (eine Strombegrenzung bleibt erforderlich) mittels leistungselektronischen Netzelemente so abzubilden. Regelalgorithmen für die virtuelle Synchronmaschine E-STATCOM sind in [24] und [21] vorgestellt.

3.1 Parameter für E-STATCOM-Anlagen

Die 4 deutschen Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Positionspapier von 2020 über eine einheitliche Auslegung von E-STATCOM für die Blindleistungskompensation und Wirkleistungsstabilisierung verständigt [22]. Ausgehend von den Rahmenbedingungen für die Auslegung lassen sich die Arbeitsbereiche und Anlagendimensionen für STATCOM mit ± 300 Mvar für die Blindleistungskompensation ableiten. In Anlagebeschreibungen von Herstellern (z.B. Siemens) ist diese Größenordnung auch angegeben [23].

Für die Momentan-Reserve ist ein Speichervolumen von 375 MWs vorgesehen und deren Aktivierung eine maximale Wirkleistungsstatik von 150 MW bei 2 Hz/s angedacht.

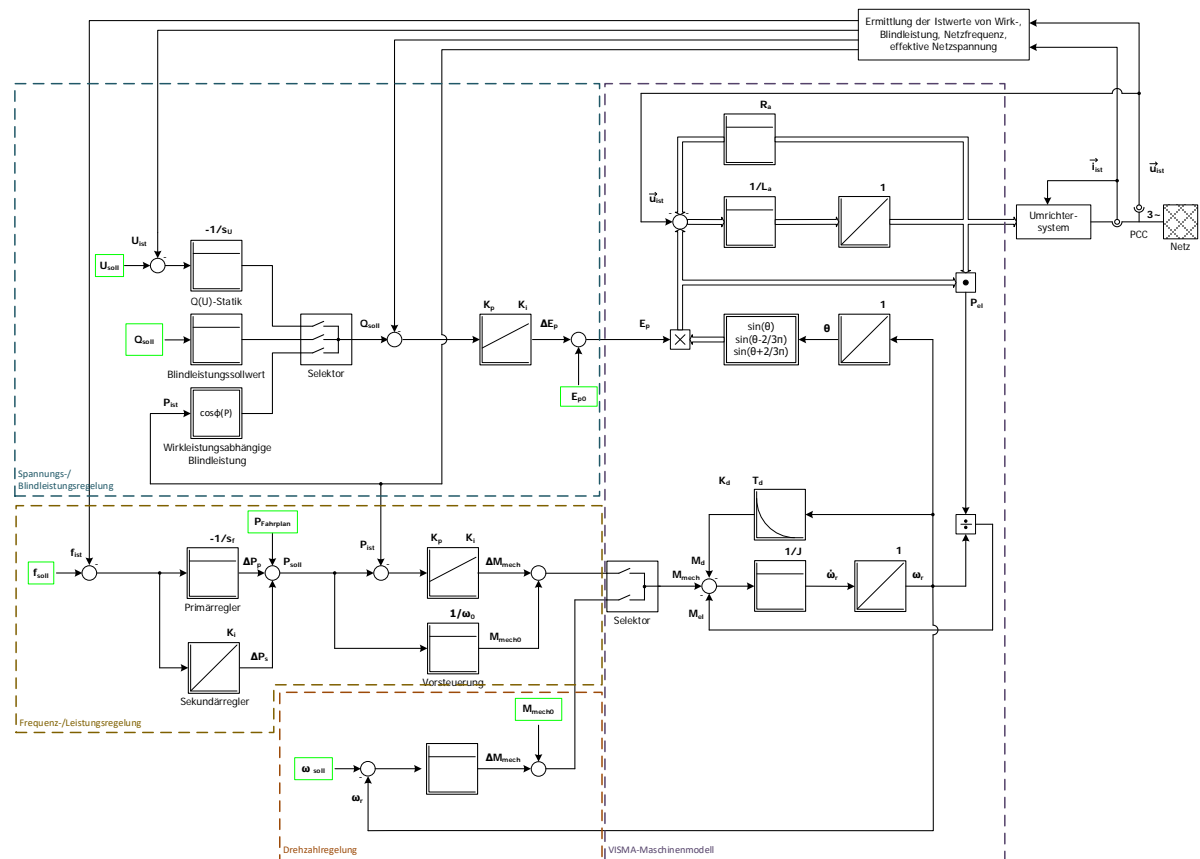


Abbildung 6 Modellstruktur einer virtuellen Synchronmaschine nach Chen [21] mit allen Regelstrukturen (mit eigenen Erweiterungen)

3.2 Parameter für weitere leistungselektronische Anlagen

Mit dem Modell von Chen [21] lassen sich insbesondere Batteriespeicher modellieren, sodass sie Netzdienstleistungen (Frequenzhaltung, Blindleistungsbereitstellung und Schwarzstartfähigkeit) erbringen können. In wieweit Photovoltaik- und Windenergieanlagen als fluktuierende Erzeugungsanlagen Netzdienstleistung in der Praxis komplett selbständig erbringen können ist aktueller Forschungsstand. Deswegen wird zukünftig im Simulator ein allgemeines Einspeiser-Modell auf Basis einer VISMA hinterlegt.

3.3 Ziel der Modellerweiterung

Ein Schwerpunkt im Retrofit des Netztrainingssystem liegt in der vereinfachten Modellbildung für die Netzbetriebsführung aus der Perspektive einer offenen Grey-Box-Modellierung mit dem normativen oder zukünftigen Regelverhalten.

Im aktuellen Umfeld für die Systemstabilität bei Schwachlast mit hohem Anteil von Erzeugern und Kompensationen auf Umrichterbasis ergeben sich durch den geringen Anteil untererregten Turbosätze niederfrequente Netzpendelungen, die schon beim Netztrainingssimulator 2-ter Generation sichtbar sind.

Bei den derzeitige konventionelle Umrichtererzeuger mit bleibender Regelabweichung in Spannungen und Frequenz zur Inselnetzerkennung entstehen frequenzstabile Spannungsanhebungen. Niederfrequente Netzpendelungen sind Untersuchungsgegenstand und die Betriebsführer für die Vermeidung zu sensibilisieren.

4 Zusammenfassung

In diesem kurzen Abriss wurde vorgestellt, wie Netztrainingssysteme mit öffentlich verfügbaren Quellen, Grundkenntnissen in der Betriebsmittel-, Anlagen- und Netzmodellierung die Struktur und Parametrierung ausgestaltet werden können.

Mit den Arbeiten am Netztrainingssystem der 2-ten Generation konnten Erfahrungen gesammelt werden und die Nutzbarkeit nachgewiesen werden.

Im Ergebnis entstand das Netztrainingssystem 2-ter Generation, in dem der Systemverbund aus Erzeugungsanlagen, Netzbetriebsmittel und Abnehmern in ihren regelungstechnischen und masseträgen Systemverhalten realitätsnah nachgebildet ist.

Anwendung findet das System in der studentischen Grundlagenausbildung, dem Training und der Unterweisung von Netzbetriebsführern sowie aktuellen Forschungsarbeiten zur System- und Netzstabilität und des Netzwiederaufbaus.

5 Referenzen

- [1] N. Brose, „Ein Beitrag zur betriebsrealistischen Simulation des Netzbetriebes“, Cottbus S. 60 – 127, Januar 2020
- [2] N. Brose, „Real-Time Dispatcher Training Simulation System for Future Requirements of Grid Operation“, 2020 International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE), Moscow, Russia, 2020, pp. 1-6, doi10.1109/REEPE49198.2020.9059100123
- [3] T. Drees u.a., „Netzentwicklungsplan Strom 20237 mit Ausblick 20245, Version 2023,“ März 2023
- [4] 50 Hertz Transmission GmbH, „Statisches Netzmodell ODG – Datentabelle 2024“, <https://www.50hertz.com/de/Transparenz/Kennzahlen/Netzdaten/StatischesNetzmodell> (29.11.2024), Berlin
- [5] 50 Hertz Transmission GmbH, „Netzbelastung der Regelzone“ <https://www.50hertz.com/Transparenz/Kennzahlen/Netzdaten/Netzbelastung> (29.11.2025), Berlin
- [6] Google Ireland Limited, „Google Earth“ <https://earth.google.com/web/> (22.01.2026)
- [7] 123map GmbH&Co.KG, „Stromnetz Karte“ <https://www.flosm.org/de/Stromnetz.html> (22.01.2026), Hannover
- [8] Russ, „Open Infrastructure Map“ <https://openinframap.org> (22.01.2026)
- [9] JAO S.A., „Static Grid Model for Core Regions“, <https://www.jao.eu/static-grid-model>, (29.11.2025) Luxemburg
- [10] H. Pundt, „Wissensspeicherheft – Elektroenergiesysteme, Technische Universität Dresden, Dresden, 2. Auflage, S: 38-39 u. 110-111, August 1992
- [11] DIN EN 60909-4 (VDE 0102-4) Kurzschlussströme in Drehstromnetzen – Teil 4: Beispiele für die Berechnung von Kurzschlussströmen, VDE Verlag GmbH, Berlin, 2024
- [12] Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), „Day-ahead capacity calculation methodology of the Core capacity calculation region“, 21.02.2019, S. 38 -43, https://ee-publicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/nc-tasks/CORE%20-%20ANNEX%20I_III.pdf (22.01.2026)
- [13] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (BMJV), „Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung“ Artikel 23c https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_23c.html (22.01.2026)

- [14] Prof. Dr. B. Burger, "Energy-Charts Infrastruktur und Metadaten" <https://energy-charts.info/map/map.htm> (22.01.2026), Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg
- [15] A. Schwab, „Elektroenergiesysteme – Smarte Stromversorgung im Zeitalter der Energiewende“, Springer Verlag GmbH, Karlsruhe, 7. Auflage S. 408 – 410
- [16] Lausitz Energie Kraftwerke AG, „Standortflyer“ <https://www.leag.de/de/news/downloads/>, (22.01.2026), Cottbus
- [17] K. Pfeiffer, „Einsatzmöglichkeiten von resistiven hochtemperatursupraleitenden Kurzschlussstrombegrenzern im Kraftwerkseigenbedarf, Aachen, S. 16-27 August 2005
- [18] Vattenfall GmbH, „Kraftwerke im Überblick“ <https://www.vattenfall.de/kraftwerke> (22.01.2026), Berlin
- [19] K. Weßnik, „Kraftwerkselektrotechnik“ VDE Verlag GmbH, Berlin 1. Auflage, S. 120 – 129 u. 267-288 u. 400-405
- [20] 50 Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW, „Notwendigkeit der Entwicklung Netzbildender STATCOM-Anlagen, 2020
- [21] Y. Chen, „virtuelle Synchronmaschine (VISMA) zur Erbringung von Systemdienstleistungen in verschiedenen Netzbetriebsarten“, Cuvillier Verlag Göttingen, Clausthal, Januar 2016
- [22] netztransparenz.de, „Einheitliche Auslegung von E-STATCOM“, <https://www.netztransparenz.de/de-de/Systemdienstleistungen/Spannungshaltung/Einheitliche-Auslegung-von-E-STATCOM> (Aufgerufen zuletzt am 27.10.2025)
- [23] Siemens Energy Global GmbH & Co.Kg, „Grid Stabilization“ https://p3.aprimocdn.net/siemense-nergy/b4fba3c-a69a-4b6b-88d3-b1a300c0779d/2023_12_21_P1383-005_b_Grid_Stability_Digital_Final-pdf_Original%20file.pdf (aufgerufen zuletzt am 26.01.2026), Erlangen, 2023
- [24] P. Unruh, „Netzreglung 2.0 – Regelung und Stabilität im Stromrichter-dominierten Verbundnetz“, Kassel pp 34-38, August 2022