

# DYNAMISCHE MODELLIERUNG DER NOTFALLVERSORGUNG EINER TRINKWASSERVERSORGUNG DURCH EIN LAUFWASSERKRAFTWERK IM INSELNETZBETRIEB

Johanna TIMMERMANN (\*)<sup>1</sup>, Claudia BERNECKER-CASTRO<sup>1</sup>, Rolf WITZMANN<sup>1</sup>,  
Tobias LECHNER<sup>2</sup>, Sebastian SEIFRIED<sup>2</sup>, Michael FINKEL<sup>2</sup>, Dirk MENKER<sup>3</sup>,  
Christian DELLMANN<sup>4</sup>, Günther STÖRZER<sup>5</sup>, Daniel STENZEL<sup>1</sup>, Carolin VOGEL<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Technische Universität München, Professur für Elektrische Energieversorgungsnetze  
Arcisstraße 21, D-80333 München, 0049 89 289-22017,  
johanna.timmermann@tum.de, www.een.ei.tum.de

<sup>2</sup> Hochschule Augsburg, Fakultät für Elektrotechnik, An der Hochschule 1,  
D-86161 Augsburg

<sup>3</sup> KIMA Automatisierung, Gesellschaft für elektronische Steuerungstechnik und  
Konstruktion mbH, Anna-Merian-Str. 5, D-48599 Gronau

<sup>4</sup> LEW Wasserkraft GmbH, Kraftwerkstechnik, Adolf-von-Baeyer-Str. 1,  
D-86368 Gersthofen

<sup>5</sup> LW Zweckverband Landeswasserversorgung, Schützenstraße 4, D-70182 Stuttgart

**Kurzfassung:** Im Rahmen des 2019 abgeschlossenen LINDA-Projekts wurde ein Konzept für eine Notstromversorgung für kritische Infrastrukturen bei langanhaltenden, großflächigen Stromausfällen unter Verwendung lokaler Inselnetze entwickelt. Im darauf aufbauenden Forschungsprojekt LINDA 2.0 (Lokale (teil-)automatisierte Inselnetz- und Notversorgung mit dezentralen Erzeugungsanlagen bei großflächigen Stromausfällen) soll das entwickelte Konzept zur Notstromversorgung auf andere Netzbereiche übertragen und so weit wie möglich automatisiert werden. Dieses Paper beschreibt die Übertragbarkeit und Weiterentwicklung der in LINDA generierten Simulationsmodelle. Den Untersuchungsgegenstand bildet hierbei eine Konstellation aus Laufwasserkraftwerk als inselnetzbildende Einheit und Trinkwasserversorgung als kritische Infrastruktur in einem süddeutschen Netzgebiet. Das Paper beschreibt das Vorgehen zur Validierung und Optimierung des dynamischen Modells anhand von aufgenommenen Messdaten eines durchgeführten Feldversuches.

**Keywords:** Dynamische Simulation, Inselnetz, Notstromversorgung, Laufwasserkraftwerk, Pumpenmodell, Modellvalidierung, Feldversuch

## 1 Einleitung

Stromausfälle der letzten Jahre in Europa und Nordamerika deuten die gravierenden Folgen eines langandauernden und großflächigen Stromausfalls an [1]. Nicht zuletzt konnte am 8. Januar 2021 in Europa ein Blackout Szenario, ein weitreichender Ausfall des europäischen Verbundnetzes, verhindert werden [2]. Dieser Vorfall unterstreicht die Wichtigkeit und Aktualität der Vorsorge für eine solche Großstörung. Die Notversorgung von kritischer Infrastruktur mittels Inselnetzen, gespeist durch lokal vorhandene Erzeugungsanlagen, kann hierbei den Schaden erheblich reduzieren [1]. Im Rahmen des 2019 abgeschlossenen LINDA-Projekts wurde ein Konzept für eine Notstromversorgung kritischer Infrastrukturen bei langanhaltenden, großflächigen Stromausfällen unter Verwendung lokaler Inselnetze entwickelt und erprobt [3]. Aufgrund des zunehmend komplexen Netzwiederaufbaus bei Großstörungen mit dem Risiko von immensen volkswirtschaftlichen Kosten im Falle des Versagens, wächst die gesellschaftliche und energiepolitische Bedeutung von solchen Lösungen. Zusätzlich wird dadurch eine nachhaltige Alternative zu herkömmlichen Notstromversorgungskonzepten, welche überwiegend auf fossilen Brennstoffen basieren, geschaffen.

Im Forschungsprojekt LINDA 2.0 (Lokale (teil-)automatisierte Inselnetz- und Notversorgung mit dezentralen Erzeugungsanlagen bei großflächigen Stromausfällen) soll das entwickelte Konzept zur Notstromversorgung von LINDA auf andere Netzbereiche übertragen und so weit wie möglich automatisiert werden [4]. Ein Teilprojekt fokussiert dabei im Speziellen die Übertragbarkeit und Weiterentwicklung der in LINDA generierten Simulationsmodelle.

Untersuchungsgegenstand für die Übertragbarkeit des LINDA-Konzepts bildet eine Konstellation aus Laufwasserkraftwerk als inselnetzbildende Einheit und Trinkwasserversorgung als kritische Infrastruktur in einem süddeutschen Netzgebiet. Im Falle eines großflächigen, langandauernden Stromausfalls soll ausgehend vom Laufwasserkraftwerk ein Inselnetz aufgebaut und die Trinkwasserversorgungsanlage mit elektrischer Energie versorgt werden. Die örtliche Nähe zwischen Erzeugung und Last, sowie die gegebene Netzstruktur, mit der Möglichkeit zur direkten Kopplung über ein Mittelspannungskabel, bilden hierbei die Voraussetzung für die Anwendung des Notstromversorgungskonzepts. Darüber hinaus muss das Kraftwerk inselnetzbildende Eigenschaften aufweisen, dazu zählen Schwarzstartfähigkeit und die Fähigkeit Frequenz- und Spannungsschwankungen schnell ausregeln zu können. Insbesondere der Pumpenhochlauf, mit dynamischen Wirk- und Blindleistungsänderungen, stellt eine Herausforderung für die Stabilität des Inselnetzbetriebes dar. Demzufolge muss das entwickelte Simulationsmodell diese ausgeprägten transienten Vorgänge abbilden können.

Der Fokus der Modellierung liegt auf der realitätsnahen Nachbildung des Spannungsverhaltens, wohingegen in LINDA die Modellierung des Frequenzverhalten im Vordergrund stand. Die übertragenen und angepassten Modelle werden im Zuge des LINDA 2.0 Projekts mit gestaffelten Feldversuchen validiert. Für die Modelloptimierung werden zuerst die Parameter der einzelnen Teilmodelle und dann die des gesamten Simulationsmodells identifiziert, damit eine bestmögliche Übereinstimmung zwischen Messung und Simulation erzielt wird. Das validierte Inselnetzmodell wird für spätere Untersuchung und Beurteilung der dynamischen Systemstabilität im Inselnetzbetrieb verwendet. Dies bietet wiederum die Möglichkeit im weiteren Projektverlauf mit Hilfe von Simulationen kritische Zustände abzuschätzen und Empfehlungen für die Betriebsführung des Notfallinselnetzes abzuleiten, wie z. B. die maximal mögliche zu- oder abschaltbare Last.

## 2 Methodik

Für die dynamische Modellierung werden alle relevanten Betriebsmittel des Inselnetzes und die zugehörigen Reglermodelle detailliert nachgebildet. Als Simulationsumgebung wird die Netzberechnungssoftware DIgSILENT PowerFactory 2021 genutzt [5].

Abbildung 1 zeigt schematisch das nachgebildete Gesamtmodell. Erzeuger- und Lastmodell sind, wie auch in der Realität, über eine Mittelspannungsleitung verbunden. Das Netz ist gemäß dem realen Stromlaufplan erstellt. Zur besseren Übersicht sind nicht alle in der Realität und im Modell vorhandenen Sammelschienen, Schalter und Leitungen abgebildet.

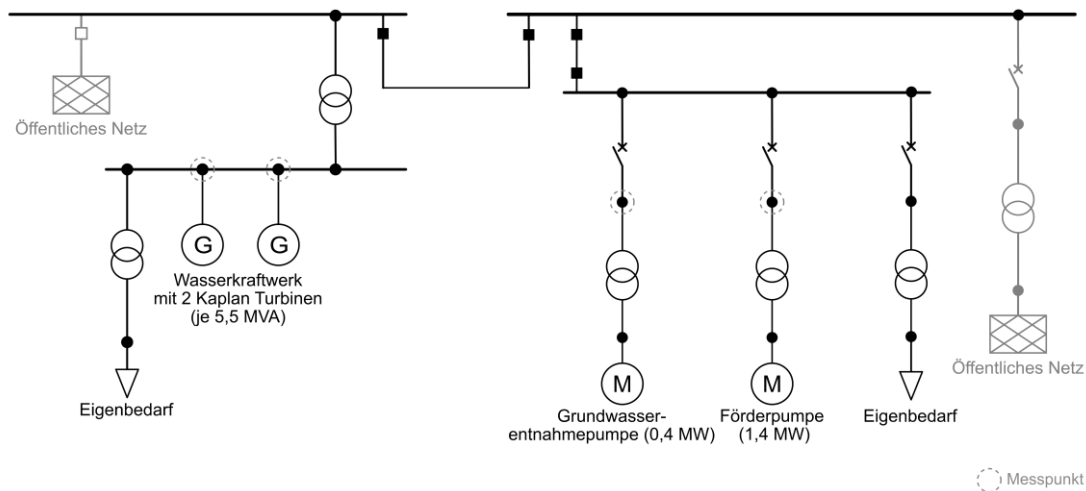


Abbildung 1: Schematische Darstellung des erstellten dynamischen Inselnetzmodells

Die Parametrierung der Netzkomponenten und der dazugehörigen Modelle erfolgt zunächst anhand von Datenblättern, Schaltplänen und Betreiberangaben. Kernbestandteil des Inselnetzmodells sind dynamische Simulationsmodelle des Laufwasserkraftwerks als Führungskraftwerk und lastseitige Pumpenmodelle. Die einzelnen Modellstrukturen wurden dabei durch die Analyse der technischen Dokumentationsunterlagen herausgearbeitet.

Zur Validierung des Modells stehen die im Feldversuch aufgenommenen Messdaten von diversen Schaltvorgängen und Tests im Inselnetz zur Verfügung (vgl. Abschnitt 3). Während der Modellvalidierung und der anschließenden Modelloptimierung werden die Erzeuger- und die Verbrauchermodelle zunächst getrennt voneinander betrachtet. Auf der Erzeugerseite wird versucht die Frequenz- und Spannungsverläufe bei Vorgabe von Wirk- und Blindleistung der gemessenen Last am Kraftwerk bestmöglich nachzubilden. Gleichermaßen wird auf der Lastseite die gemessene Frequenz und Spannung vorgegeben um die Wirk- und Blindleistungsverläufe der Lasten mit den Simulationsverläufen nachzubilden. Anschließend werden die im Inselnetz miteinander gekoppelten Modelle betrachtet.

### 2.1 Modellierung des Wasserkraftwerks

Das modellierte Laufwasserkraftwerk besteht aus zwei Kaplan-Turbinen, welche jeweils einen Synchrongenerator mit einer Nennscheinleistung von 5,5 MVA antreiben. Bei der Modellierung werden die Turbinen, die Generatoren, der Kraftwerkseigenbedarf sowie Transformatoren und Leitungen berücksichtigt (vgl. Abbildung 1). Diese Betriebsmittel sind nach Betreiberangaben parametrisiert und mittels PowerFactory Standardmodellen nachgebildet. Der Eigenverbrauch des Kraftwerks wird vereinfacht als Last mit konstanter Leistung nachgebildet.

Neben den modellierten Komponenten, bilden der in Abbildung 2 dargestellte Wirkleistungsregelkreis und der Spannungsregelkreis des Kraftwerks die Grundlage für dynamische Modellierungen.

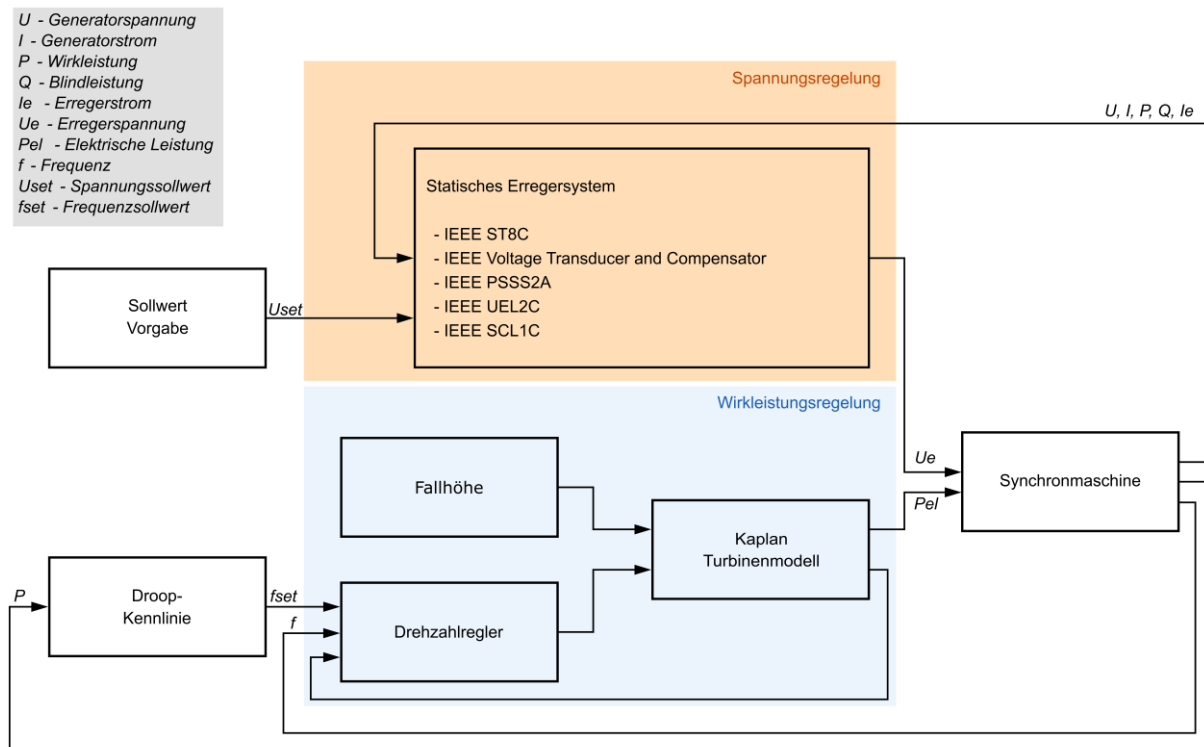


Abbildung 2: Schematische Darstellung des Wirkleistungs- und Spannungsregelkreises des Wasserkraftwerks

Den Kern der Wirkleistungsregelung bildet ein Kaplan-Turbinen-Modell, welches das Turbinenkennfeld und die Übertragungsfunktionen von Laufrad, Leitapparat und den Stellgliedern umfasst [6]. Das Turbinenkennfeld stellt den Zusammenhang zwischen Fallhöhe, Positionen von Leitapparat und Laufrad und mechanischer Turbinenleistung dar. Die Führungsgröße des Turbinenmodells, die Sollposition des Leitapparates, stellt der Drehzahlregler. Der Sollwert des Drehzahlreglers wird über die Droop-Kennlinie in Abhängigkeit von der Netzfrequenz vorgegeben. Demnach bildet die Frequenz die Regelgröße der Wirkleistungsregelung. Das Kaplan-Turbinenmodell sowie die Vorgehensweise zur Übertragung des Turbinenkennfelds eines anderen Laufwasserkraftwerks ist in [7] beschrieben. Die Parametrierung der Übertragungsfunktionen des Kaplan-Turbinenmodells erfolgte in einer Vorstudie und wurde nur geringfügig angepasst. Der Drehzahlregler ist gemäß den Herstellerangaben implementiert. Der Synchrongenerator wird mit dem PowerFactory Standardmodell für einen Schenkelpolgenerator abgebildet [8]. Der Drehzahlregler und das Turbinenmodell definieren maßgeblich das Frequenzverhalten im Inselnetz.

Die Leistungsregelung der Turbine erfolgt, indem das Laufrad dem Sollwert des Leitapparates in einem bestimmten Übersetzungsverhältnis folgt, auch bezeichnet als  $a_0\varphi$ -Zusammenhang ( $a_0$  = Leitapparat,  $\varphi$  = Laufrad). Im regulären Betrieb sorgt dieser Zusammenhang dafür, dass die Turbine in ihrem jeweiligen Wirkungsgradmaximum betrieben wird. Für den Inselbetrieb kann die Turbine alternativ mit einem dynamisch optimiertem  $a_0\varphi$ -Zusammenhang betrieben werden. Dabei steht eine schnelle Frequenzausregelung vorrangig gegenüber dem Wirkungsgrad. Durch die angepasste Parametrierung regelt das Kraftwerk Spannungs- und

Frequenzabweichungen schneller aus. Dennoch ist es notwendig, das zulässige Frequenzband und damit die Schutzeinstellungen für den Inselnetzbetrieb auf 44 Hz bis 58 Hz zu erweitern. Zusätzlich wird die Normalfrequenz im Inselbetrieb auf 51 Hz erhöht. Denn insbesondere der Hochlauf der 1,4 MW Pumpe stellt aufgrund der dynamischen Wirk- und Blindleistungsänderung eine große Herausforderung für die Ausregelung von Spannung und Frequenz dar.

Zur Nachbildung eines realitätsnahen Spannungsverhaltens verfügt das Kraftwerkmodell zusätzlich über einen Spannungsregelkreis, welcher das Erregersystem des Kraftwerks repräsentiert. Als Erregermodell wird das IEEE Modell ST8C verwendet, welches das statische Erregersystem mit kaskadiertem Spannungs- und Stromregler abbildet [9]. Darüber hinaus modelliert das IEEE Modell ST8C den Einfluss des spannungsabhängigen Gleichrichtersystems auf die Erregung. Des Weiteren umfasst das Modell folgende Funktionen des Erregersystems:

- Spannungserfassung und Stromkompensation
- IEEE PSS2A: Wirklaststabilisierung
- IEEE UEL2C: Untererregungsbegrenzung (Polradwinkelbegrenzer)
- IEEE SCL1C: Statorstrombegrenzung [9]

Die Parametrierung des Erregersystems wurde zunächst aus den Datenblättern und Herstellerangaben zur Steuerung abgeleitet. Zur Vereinfachung wurden die Begrenzungsfunktionen hierfür zunächst deaktiviert und die Spannungsregelung isoliert betrachtet. Anschließend wurden die Parameter der Begrenzungsfunktionen so optimiert, dass das reale Verhalten für die betrachteten Fälle möglichst gut abgebildet wird.

## 2.2 Modellierung der Trinkwasserversorgung

Die kritische Infrastruktur der Trinkwasserversorgung beinhaltet folgende Verbraucher:

- Grundwasserentnahmepumpe (mechanische Bemessungsleistung 0,4 MW)
- Förderpumpe (mechanische Bemessungsleistung 1,4 MW)
- Eigenbedarfstransformator und Eigenbedarfslast

Der Eigenverbrauch der Trinkwasserversorgung ist wie auf der Erzeugerseite vereinfacht über eine Last mit konstanter Leistung nachgebildet. Die Modellgrundlage für die Simulation der Pumpenanlage bildet ein zusammengesetztes Asynchronmaschinenmodell [10]. Die beiden Pumpenmodelle beinhalten jeweils eine Asynchronmaschine, ein Schiebermodell sowie eine Drehmoment-Drehzahl-Charakteristik, schematisch in Abbildung 3 dargestellt. Der Modellaufbau basiert auf [11]. Die Asynchronmaschine wird jeweils mit dem PowerFactory Standardmodell für einen Käfigläufer abgebildet [12].

Die Grundwasserentnahme- und die Förderpumpe werden mit dem vorgelagerten Transformator geschaltet (vgl. Abbildung 1). Im Inselnetzbetrieb laufen die Maschine somit starr am Netz. Beide Pumpen werden beim Anlauf zunächst gegen einen geschlossenen Schieber angefahren. Nach dem Hochlauf der Pumpe wird der Schieber langsam geöffnet und die Pumpe geht in den Förderbetrieb. Der Schieber erlaubt es, die Durchflussmenge der Kreiselpumpen und damit auch die Leistungsaufnahme der Pumpe zu regulieren.

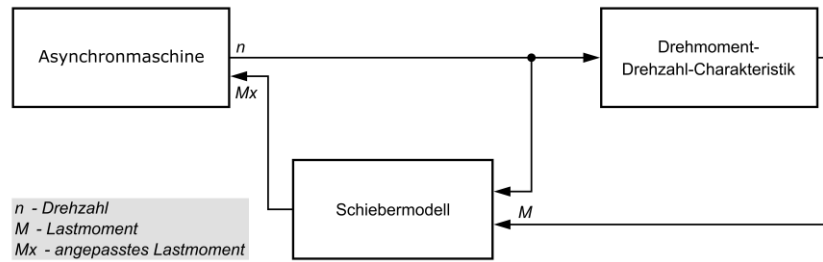


Abbildung 3: Schematische Darstellung des zusammengesetzten Asynchronmaschinenmodells

Das zusammengesetzte Modell bildet das Anfahrverhalten der Pumpen und die Leistungsaufnahme bei Spannungs- und Frequenzabweichungen im Betrieb nach. Über Modellparameter können beispielsweise die Verzugszeit bis zur Öffnung, die Öffnungsgeschwindigkeit und die Endposition des Schiebers eingestellt werden.

### 3 Versuchsbeschreibung des durchgeführten Feldversuchs

Im ersten Feldversuch im Forschungsprojekt LINDA 2.0 wurde die Inselnetzkonstellation erstmalig in Betrieb gesetzt und Messdaten für die Modellvalidierung und -optimierung generiert. Die übergeordnete Anforderung an die Notstromversorgung ist es, die Trinkwasserversorgung mit mindestens 700 l/s Trinkwassereinspeisung sicherzustellen. Außerdem soll eine Automatisierung einen schnellen und sicheren Übergang in den Inselnetzbetrieb gewährleisten, sodass im Krisenfall kein zusätzliches Personal im Kraftwerk oder der Trinkwasserversorgung benötigt wird.

Der Versuchsablauf ist so gestaltet, dass der reale Ablaufplan zum Aufbau der Notstromversorgung möglichst realitätsnah nachgestellt wird. Zusätzlich werden Vorsichtsmaßnahmen zum Schutz des überlagerten Netzes und der vorhandenen Betriebsmittel getroffen. Hierfür wurden unter anderem bereits im Vorfeld simulative Abschätzungen über das Systemverhalten getroffen, um kritische Systemzustände zu vermeiden. Um die Rückwirkungen des Inselnetzversuchs auf das intakte Verbundnetz zu reduzieren, wird vor Versuchsbeginn ein Generator des Kraftwerks abgeschaltet und die Einspeiseleistung des am Netz verbleibenden Generators auf die Mindestlast reduziert. Der Feldversuch startet mit dem Öffnen des netzseitigen Leistungsschalters. An der Kraftwerkssammelschiene wird so ein Netzausfall simuliert. Der eingeschaltete Generator geht folglich in den Betrieb zur Deckung des Eigenbedarfs über. Die darauffolgenden Schrittketten erfolgen automatisiert:

- Vorbereitende Maßnahmen für den Inselnetzaufbau
- Signalaustausch zwischen Trinkwasserversorgung und Wasserkraftwerk
- Netzaufbau bis zur Sammelschiene des Pumpenwerks

Für die weitere Versuchsdurchführung ist aktuell noch eine manuelle Bedienung des Kraftwerkleitsystems notwendig. Es folgt die Überführung der Turbinen vom Netzparallelbetrieb in den Dynamisch-Optimierten-Betrieb durch die Parametrierung des Turbinenreglers und die Anpassung der Schutzeinstellungen (vgl. Abschnitt 2.1).

Befindet sich das Inselnetz in einem stabilen Betriebszustand, werden die beiden Pumpen zugeschaltet. Der hierfür notwendige Signalaustausch, „Anforderung Lastzuschaltung“ und „Betriebsbereit für Lastzuschaltung“, zwischen Erzeuger- und Lastseite besteht bereits und wird in Zukunft eine telefonische Absprache der Schaltbefehle ersetzen. Im Laufe des Versuchstages werden die Hoch- und Auslaufvorgänge der beiden Pumpen mehrfach, mit teilweise veränderter Turbinenparametrierung, durchgeführt. Des Weiteren wird ein Umlastungsversuch durchgeführt, bei dem eine Aufsynchronisierung des zweiten Generators und eine darauffolgende Abschaltung des ersten Generators erfolgt. Die beiden Pumpen sind während des Umlastungsversuch im Förderbetrieb.

Alle Ausgleichsvorgänge werden messtechnisch erfasst, indem alle relevanten Zustandsgrößen des Kraftwerks aufgezeichnet werden. Dazu dient einerseits der Datenlogger des Kraftwerkleitsystems, andererseits werden an vier Messpunkten (vgl. Abbildung 1) externe Messgeräte angeschlossen. Je Generator und Pumpe werden die folgenden Messgrößen aufgezeichnet: Spannung, Strom, Frequenz, Wirkleistung, Blindleistung.

## 4 Modellvalidierung und Modelloptimierung

Zur Validierung des Modells stehen die im Feldversuch aufgenommenen Messdaten von diversen Schaltvorgängen zur Verfügung. Die Validierung erfolgt zunächst getrennt für die Erzeuger- und die Verbrauchermodelle. Dabei wird wie folgt vorgegangen:

### **Pumpenmodell:**

- Vorgabe der Spannungs- und Frequenzmesswerte in Form einer Spannungsquelle
- Ziel: Strom bzw. Wirk- und Blindleistung an die Messdaten angleichen

### **Kraftwerksmodell:**

- Vorgabe der Wirk- und Blindleistungsmesswerte in Form einer dynamischen Last
- Ziel: Frequenz und Spannung an die Messdaten angleichen

Die Pumpenmodelle werden dabei hinsichtlich des Hochlaufverfahrens der Asynchronmotoren sowie des Modells der Trinkwasserversorgungsanlage optimiert und mit den Messwerten zunächst validiert. Abbildung 4 zeigt die Zeitverläufe bei der Zuschaltung der 1,4 MW Förderpumpe mit Vorgabe von Spannungs- und Frequenzwerten. Die Parameter des zusammengesetzten Asynchronmaschinenmodells sind so angepasst, dass eine bestmögliche Übereinstimmung der Strom- und Leistungsverläufe besteht. Der Vergleich zeigt, dass das Anlaufverhalten der Förderpumpe in der isolierten Betrachtung realitätsnah nachgebildet wird. Es werden nicht alle Transienten abgebildet, der Einfluss dieser transienten Spitzenwerte auf das dynamische Verhalten des Kraftwerks ist vernachlässigbar.

Für die Optimierung des Kraftwerksmodells werden durch die Vorgabe der Wirk- und Blindleistung der Last die Parameter des Kraftwerkmodells angepasst. Das Ziel hierbei ist es, die Frequenz- und Spannungsverläufe den Messdaten anzugleichen. Fehlerhaft parametrisierte Begrenzungsfunktionen, z. B. die Ständerstrombegrenzung, können einen starken Einfluss auf das Erregersystem haben und damit auf den simulierten Spannungsverlauf. Aus diesem Grund werden die Einzelmodelle des Spannungsregelkreises so weit möglich deaktiviert und dann sukzessive aktiviert und passend parametrisiert.

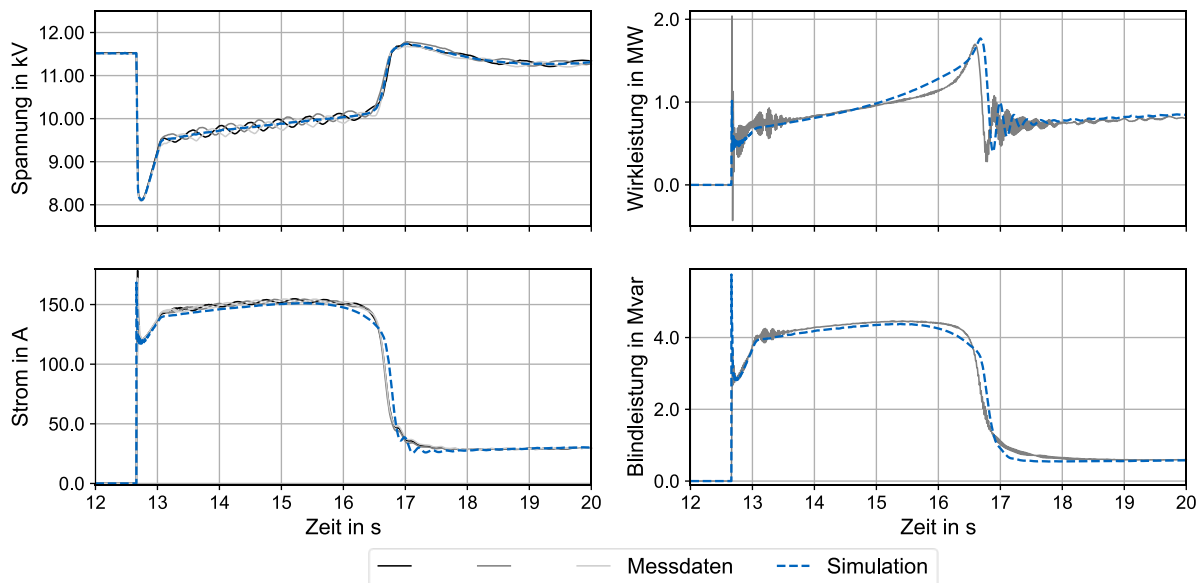


Abbildung 4: Vergleich Messdaten und Simulationsergebnis mit Vorgabe Spannung und Frequenz aus Messwerten. Ein Generator in Betrieb, Zuschaltvorgang der 1,4 MW Förderpumpe

Bei diesem entkoppelten Optimierungsvorgehen von Last und Erzeugung sollte berücksichtigt werden, dass eventuelle Rückwirkungen mit dem Gesamtsystem vernachlässigt werden. Da Erzeuger- und Lastmodell sowie die modellierten Leitungen und Transformatoren sich gegenseitig beeinflussen, wurde die finale Parametrierung des Kraftwerkmodells, insbesondere des Spannungsregelkreises, im gekoppelten Simulationsmodell identifiziert. Abbildung 5 zeigt einen Vergleich der simulierten Zeitverläufe mit den gemessenen und simulierten Größen an der Generatorsammelschiene für den Hochlaufvorgang der 1,4 MW Förderpumpe. Die Simulationsergebnisse sind jeweils vor und nach der finalen Parametrierung abgebildet.

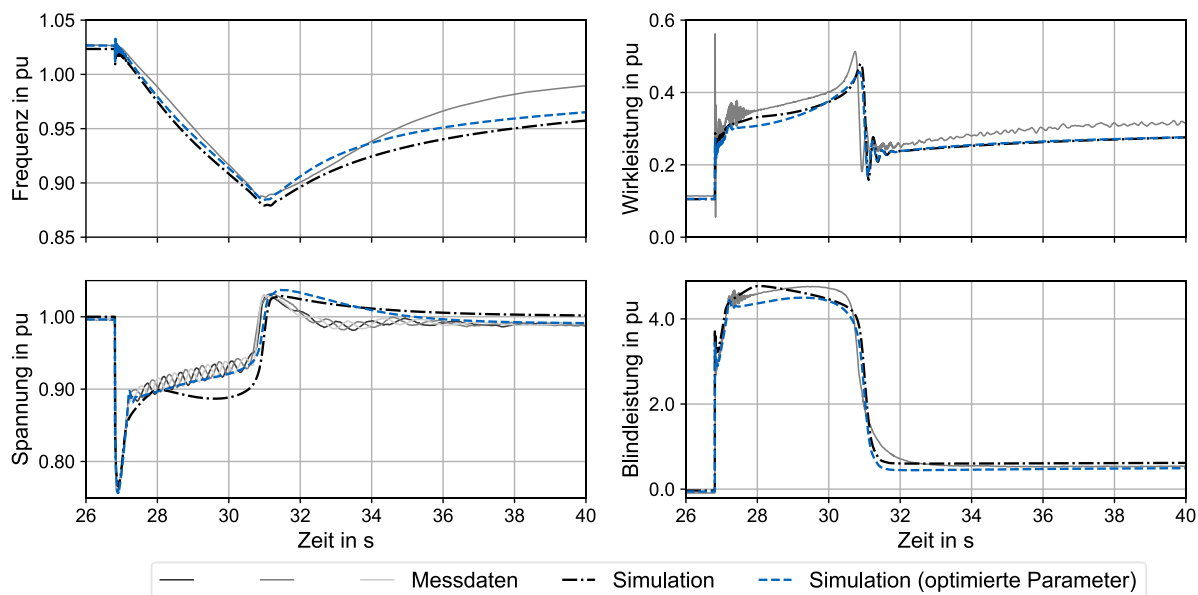


Abbildung 5: Vergleich Messdaten und Simulationsergebnis mit optimierten Parametern: Ein Generator in Betrieb, Zuschaltvorgang der 1,4 MW Förderpumpe



Der Vergleich der Messdaten und Simulationsergebnisse von Frequenz, Spannung, Wirk- und Blindleistung zeigt, dass durch die optimierten Parameter eine gute Übereinstimmung zwischen Messung und Simulation erreicht wird. Die wichtigsten Größen, wie der minimale Frequenzeinbruch auf 0,88 pu (43,96 Hz), sowie das Spannungsminimum von 0,76 pu und das Spannungsmaximum von 1,04 pu werden sehr gut abgebildet. Auch im zeitlichen Verlauf sind die aufgenommene Wirk- und Blindleistung im Inselnetz realitätsnah abgebildet.

Der Umlastungsversuch, die Aufsynchronisation des zweiten Generators, ist in Abbildung 6 dargestellt. Spannung, Frequenz, Wirk- und Blindleistung an der Generatorsammelschiene im Inselnetz werden auch hier sehr realitätsnah abgebildet. Die Verläufe zeigen aber auch die Grenzen der Simulationsgenauigkeit auf, so werden nicht alle Ausgleichsschwingungen innerhalb der ersten Sekunden nach Zuschaltung des zweiten Generators abgebildet. Der Frequenzverlauf zeigt Abweichungen, welche sich unter anderem auf die Schwankungen der Messwertermittlung (1-Sekunden Mittelwerte) zurückführen lassen. Aber auch durch das im Inselnetzbetrieb gewünschte erhöhte dynamische Verhalten der Turbine und die geringe Trägheit im Vergleich zum Netzparallelbetrieb.

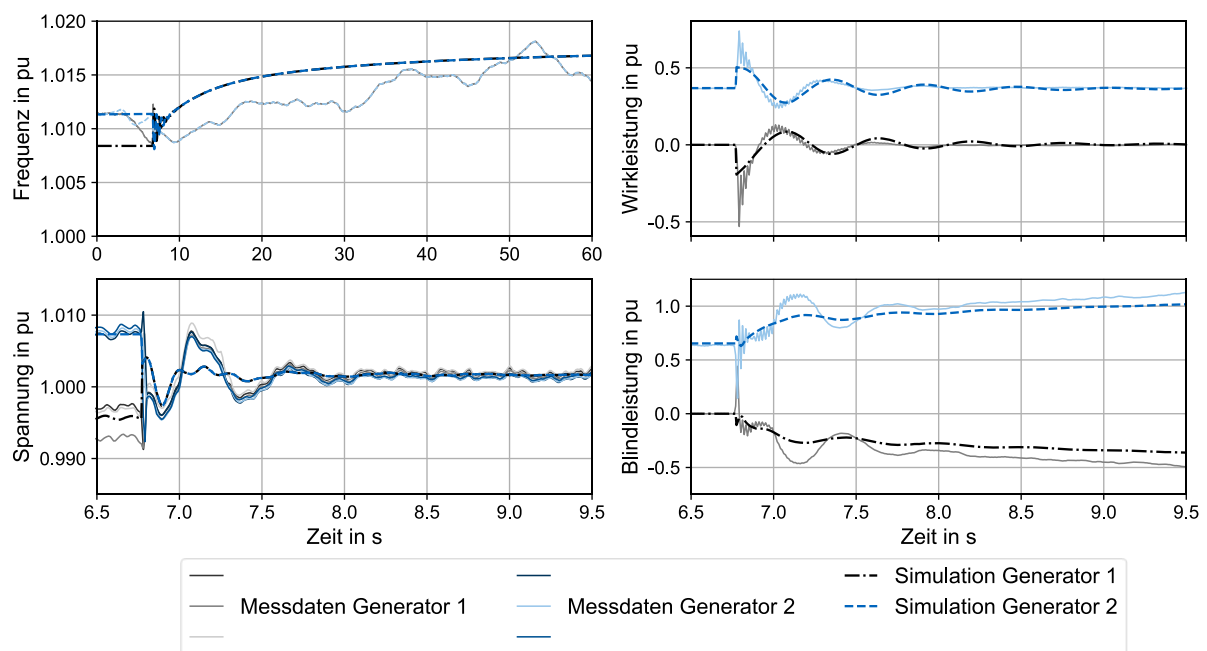


Abbildung 6: Vergleich Messdaten und Simulationsergebnis mit optimierten Parametern: Ein Generator und beide Pumpen in Betrieb, Aufsynchronisation des zweiten Generators.

## 5 Zusammenfassung und Ausblick

In diesem Paper wurde die Modellierung einer Notfallversorgung durch ein lokales Inselnetz vorgestellt und der Anwendungsfall einer (Teil-)Automatisierung dieses Notstromkonzepts beschrieben. Zunächst konnte gezeigt werden, dass eine gute Übertragbarkeit der Simulationsmodelle des Vorgängerprojekts LINDA besteht. Für das Turbinenmodell waren nur geringfügige Anpassungen notwendig. Darüber hinaus wurde gezeigt, dass eine realitätsnahe Nachbildung der Spannung im Inselnetz durch die Nutzung von Standardmodellen möglich ist. Das Erregersystem und die Spannungsregelung wurden durch das IEEE Modell ST8C abgebildet. Eine Anpassung der lastseitigen Pumpenmodelle ermöglicht eine realitätsnahe simulative Nachbildung der Grundwasserentnahme- und Förderpumpe.

Des Weiteren konnte das Simulationsmodell anhand der aufgenommenen Messdaten eines Feldversuchs validiert werden. Für die einzelnen Modelle und das gekoppelte Inselnetzmodell wurde eine Parameteridentifizierung durchgeführt. Als Ergebnis zeigt der Vergleich von Messung und Simulation die hohe Genauigkeit des nichtlinearen Modells auf. Die Ausgleichsvorgänge bei den Pumpenzuschaltungen und die Leistungsaufnahme bei Spannungs- und Frequenzabweichungen im Betrieb können realitätsnah abgebildet werden.

Einige Versuche wie der Umlastungsversuch zeigen jedoch auch die Grenzen der Genauigkeit des Simulationsmodells auf. Bei der weiteren Nutzung des Modells sollte darüber hinaus beachtet werden, dass der im Feldversuch genutzte Betriebsbereich durch die Zuschaltung der Pumpen vorgeben und dadurch begrenzt war. Die Parametrierung des Modells und insbesondere der Begrenzungsfunktionen ist möglicherweise für stark abweichende Arbeitspunkte oder für die Grenzen des Betriebsbereichs nur begrenzt valide.

Insgesamt wurde ein validiertes Simulationsmodell generiert, anhand dessen im weiteren Projektverlauf Analysen der dynamischen Systemstabilität durchgeführt werden können. Mit Hilfe des Simulationsmodells können für die folgenden Feldversuche kritische Systemzustände abgeschätzt und Handlungsempfehlungen gegeben werden. Ziel der nächsten Feldversuche in LINDA 2.0 ist es die Notversorgung so weit zu automatisieren, dass im Krisenfall das Inselnetz nur mit wenigen Fachkräften ohne tiefgehendes Systemverständnis gefahren werden kann. Mit zusätzlichen Versuchen während der Feldversuche wird die Lastschaltperformance des Führungskraftwerks weiter untersucht und Möglichkeiten zur Ertüchtigung dieser erprobt. Das realitätsnahe Simulationsmodell dient dabei als zentrales Tool um Betriebsparameter zu identifizieren und zu optimieren. Darüber hinaus können gewonnene Erkenntnisse auf andere Strukturen übertragen und simulativ untersucht werden. Die Zielsetzung ist hierbei eine Standardisierung und allgemeine Empfehlungen für die Betriebsführung von Notfallinselnetzen ableiten zu können.

## Referenzen

- [1] T. Petermann, H. Bradke, A. Lüllmann, M. Poetzsch und U. Riehm, „Was bei einem Blackout geschieht - Folgen eines langandauernden und großflächigen Stromausfalls,“ Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, Berlin, 2010.
- [2] ENTSO-E, Continental Europe Synchronous Area Separation on 08 January 2021 - Final Report, Berlin: ENTSO-E, 2021.
- [3] C. Steinhart et al., „Abschlussbericht zum Verbundvorhaben LINDA: Lokale Inselnetzversorgung und beschleunigter Netzwiederaufbau mit dezentralen Erzeugungsanlagen bei großflächigen Stromausfällen,“ 2019.
- [4] T. Lechner, S. Seilfried, M. Finkel, C. Bernecker-Castro, J. Timmermann und R. Witzmann, „Lokale (teil-)automatisierte Inselnetz- und Notversorgung mit dezentralen Erzeugungsanlagen bei großflächigen Stromausfällen (LINDA 2.0),“ ETG-CIRED-Workshop 2021 (D-A-CH): Innovationen im Verteilnetz, [Poster], 2021.
- [5] DigSILENT GmbH, „PowerFactory,“ 2021. [Online]. Available: [www.digsilent.de/de/powerfactory.html](http://www.digsilent.de/de/powerfactory.html).
- [6] M. Gratza, C. Steinhart, R. Witzmann, M. Finkel, M. Becker, T. Nagel, T. Wopperer und H. Wackerl, „Frequency Stability in Island Networks: Development of Kaplan Turbine Model and Control of Dynamics,“ PSCC, Dublin, Juni 2018.
- [7] M. Gratza, C. Steinhart, R. Witzmann, M. Finkel und C. Dellmann, „Parametrierung eines dynamischen Kaplan-Turbinen-Modells anhand von Messdaten für den Inselnetzbetrieb,“ 16. Symposium Energieinnovation TU Graz, Graz, 2020.
- [8] DigSILENT GmbH, „Technical Reference Documentation – Synchronous Machine (ElmSym, TypSym),“ 2021.
- [9] A. Glaninger-Katschnig, F. Nowak, M. Bachle und J. Taborda, „New digital excitation system models in addition to IEEE.421.5 2005,“ IEEE, IEEE PES General Meeting. Energy Society General Meeting, Minneapolis, 2010.
- [10] J. Pedra, „Estimation of typical squirrel-cage induction motor parameters for dynamic performance simulation,“ IEEE Xplore, ET Proceedings - Generation Transmission and Distribution, 2006.
- [11] C. Steinhart, M. Fischer, M. Ludwig, M. Finke, M. Gratza und R. Witzmann, „Weiterentwicklung eines Asynchronmaschinenmodells zur transienten Simulation von Pumpenanlagen,“ IEWT TU Wien, Wien, 2017.
- [12] DigSILENT GmbH, „Technical Reference Documentation – Asynchronous Machine (ElmAsm, TypAsmo),“ 2021.



Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages