



Zwischenbericht (Rev. B) vom 11. August 2025

REPOP

Optimierung der Blindleistungsbereitstellung eines Kraftwerkskomplexes



Quelle: KWO (www.grimselstrom.ch)



Fachhochschule Nordwestschweiz
Hochschule für Technik und Umwelt

Subventionsgeberin:

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieforschung und Cleantech
CH-3003 Bern
www.energieforschung.ch

Subventionsempfänger/innen:

Fachhochschule Nordwestschweiz FHNW
Hochschule für Technik
Institut für Elektrische Energietechnik IEE
Klosterzelgstrasse 2
CH-5210 Windisch
www.fhnw.ch/iee

Autor/in:

Prof. Dr. Martin Geidl, Fachhochschule Nordwestschweiz, martin.geidl@fhnw.ch
Alexandra Hänggi, Fachhochschule Nordwestschweiz, alexandra.haenggi@fhnw.ch
Prof. Dr. Georg Traxler-Samek, Fachhochschule Nordwestschweiz, georg.traxlersamek@fhnw.ch

BFE-Projektbegleitung:

Dr. Michael Moser, michael.moser@bfe.admin.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/502765-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren/Autorinnen dieses Berichts verantwortlich.



Zusammenfassung

Das Projekt REPOP untersucht die Optimierung der Aufteilung der Blindleistungsbereitstellung eines Kraftwerkskomplexes, bestehend aus mehreren Stromerzeugungseinheiten (Generatoren), mit dem Ziel, die elektrischen Gesamtverluste im System zu minimieren. Dabei wird die Bereitstellung von Wirkleistung (z.B. über Turbinen) als Vorgabe betrachtet.

In einem ersten Arbeitspaket wurden Verlustmodelle für die Stromerzeugungseinheiten entwickelt und getestet. Somit ist es nun möglich, die Gesamtverluste in Abhängigkeit vom momentanen Betriebszustand mit ausreichender Genauigkeit zu berechnen. Im zweiten Arbeitspaket wurde ein entsprechendes Kraftwerks-Berechnungsmodell erfolgreich aufgestellt, dazu wurde die Topologie des Kraftwerkskomplexes der Kraftwerke Oberhasli AG (KWO) modelliert. Dieses Modell wurde bereits teilweise mit realen Netz- und Maschinenparametern erstellt, bisher noch fehlende Daten wurden in einem Zwischenschritt synthetisiert und werden bis zum Projektende ergänzt.

Das dritte Arbeitspaket behandelt die Optimierung der Blindleistungsbereitstellung. Hierbei ist es bereits gelungen, basierend auf dem vorhandenen Netzmodell Optimierungen erfolgreich durchzuführen. Die Verfeinerung der Zielfunktion und die Integration der Generatorverluste ist momentan noch in Arbeit.

In den verbleibenden zwei Projektjahren wird das Optimierungsmodell als öffentlich verfügbare Software-Bibliothek aufgebaut und gut dokumentiert zur Verfügung gestellt werden. Zusätzlich wird es möglich sein, Verluste von Stromerzeugungseinheiten mit Hilfe eines auf maschinellem Lernen basierenden Algorithmus zu synthetisieren.

Résumé

Le projet REPOP étudie l'optimisation de la distribution de la puissance réactive d'un complexe de centrales électriques, composé de plusieurs unités de production d'électricité (générateurs), dans le but de minimiser les pertes électriques totales dans le système. Pour ce faire, la mise à disposition de puissance active (par ex. via des turbines) est considérée comme une donnée.

Dans un premier groupe de travail, des modèles de pertes ont été développés et testés pour les unités de production d'électricité. Ainsi, il est possible de calculer les pertes totales en fonction de l'état de fonctionnement momentané avec une précision suffisante. Dans le deuxième package de travail, un modèle de calcul correspondant pour les centrales électriques a été mis en place avec succès ; pour cela, la topologie du complexe de centrales électriques de Kraftwerke Oberhasli AG (KWO) a été modélisée. Ce modèle a déjà été partiellement établi avec des paramètres réels du réseau et des machines, les données encore manquantes ont été synthétisées dans une étape intermédiaire et seront complétées d'ici la fin du projet.

Le troisième package de travail traite de l'optimisation de la mise à disposition de puissance réactive. Il a déjà été possible de réaliser des optimisations basées sur le modèle de réseau existant. L'affinement de la fonction cible et l'intégration des pertes des générateurs sont encore en cours.

Au cours des deux années restantes du projet, le modèle d'optimisation sera construit et mis à disposition sous la forme d'une bibliothèque logicielle accessible au public et bien documentée. En outre, il sera possible de synthétiser les pertes des unités de production d'électricité à l'aide d'un algorithme basé sur l'apprentissage automatique.

Summary

The REPOP project investigates the optimization of the distribution of the reactive power supply of a power plant complex consisting of several power generation units (generators) with the goal of



minimizing the total electrical power losses in the system. The distribution of active power supply (e.g. via turbines) is considered as given.

In the first work package, loss models for the power generation units were developed and tested. Therefore, it is now possible to calculate the total losses with sufficient accuracy depending on given operating conditions. In the second work package, a corresponding power plant calculation model was successfully set up by modelling the topology of the power plant complex of Kraftwerke Oberhasli AG (KWO). This model has already been partially created with real grid and machine parameters; missing data was synthesized in an intermediate step and will be completed by the end of the project.

The third work package deals with the optimization of reactive power supply. Optimizations have already been successfully carried out based on the existing grid model. The refinement of the optimization target function and the integration of generator losses are currently still in progress.

In the remaining two years of the project, the optimization model will be developed as a publicly available software library and made available in a well-documented form. In addition, it will be possible to synthesize losses of power generation units using an algorithm based on machine learning.



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung.....	3
Résumé.....	3
Summary	3
Inhaltsverzeichnis	5
Abkürzungsverzeichnis	6
1 Einleitung	7
1.1 Kontext und Motivation	7
1.2 Projektziele	7
1.3 Projektmanagement	8
2 Vorgehen, Methode, Ergebnisse und Diskussion	10
2.1 Arbeitspaket 1 – Nachbildung der Leistungsverluste von Kraftwerksgeneratoren.....	10
2.1.1. Modell zur Verlustberechnung von Synchronmaschinen	12
2.1.2. Bestimmung des Erregerbedarfs.....	13
2.1.3. Validierung anhand von bestehenden Maschinen	16
2.2 Arbeitspaket 2 – Modell eines Kraftwerkskomplexes	18
2.2.1. Synthetic grid model based on estimated data	19
2.2.2. Grid model based on real data	22
2.3 Arbeitspaket 3 – Optimierung der Blindleistungsbereitstellung eines Kraftwerkskomplexes...	26
2.3.1. Optimal power flow with synthetic grid and real-data grid	26
2.3.2. Normal power flow with synthetic grid/ real data	32
2.3.3. Comparison of results.....	36
3 Schlussfolgerungen und Ausblick	38
4 Nationale und internationale Zusammenarbeit	38
5 Literaturverzeichnis	38
6 Anhang	39
6.1 Python-Code zum Verlustmodell	39
6.1.1. Verlustmodell	39
6.1.2. Beispiel- bzw. Testcode.....	41



Abkürzungsverzeichnis

BFE	Bundesamt für Energie
FHNW	Fachhochschule Nordwestschweiz
IEC	International Electrotechnical Commission
IEE	Institut für Elektrische Energietechnik
KWO	Kraftwerke Oberhasli AG



1 Einleitung

Dieser Bericht beschreibt den Projektstand des Projekts «REPOP» nach Ablauf des ersten Projektjahres zum Stand April 2025. Die Einleitung dieses Berichts stellt einerseits das Projekt vor und beschreibt die allgemeinen Projektziele, andererseits wird auch der Projektstand in Bezug auf den Terminplan und das Erreichen der Meilensteine erörtert.

1.1 Kontext und Motivation

Eine wichtige Aufgabe eines Betreibers eines Kraftwerkskomplexes, bestehend aus mehreren Kraftwerken und damit auch unterschiedlichen Maschinensätzen, besteht darin, die vom übergeordneten Netzbetreiber vorgegebene Sollspannung am Einspeiseknoten einzustellen. Diese zeitlich veränderliche Sollspannung führt zu einer bestimmten Gesamtblindleistung, die von der Betreiberfirma am Netzknoten bereitgestellt werden muss.

Unter der Annahme, dass die zu bereitstellende Gesamtblindleistung bekannt ist, besteht eine Aufgabe darin, deren Bereitstellung auf die verschiedenen Maschinensätze aufzuteilen. Dabei muss die momentane Wirkleistungslieferung zusätzlich beachtet werden. Nun sind die Leistungsverluste eines Kraftwerksgenerators stark vom momentanen Betriebszustand geprägt. Der Gesamtwirkungsgrad hängt damit stark von der momentan gelieferten Wirkleistung, sowie der erzeugten oder verbrauchten Blindleistung an den Anschlussklemmen des Generators ab.

Es ist bei Kraftwerksbetreibern momentan Stand der Technik, den Wirkleistungsanteil optimal auf die einzelnen Erzeugungseinheiten aufzuteilen, da der Gesamtwirkungsgrad eines kompletten Maschinensatzes (beispielsweise in Wasserkraftwerken) aufgrund des schlechten Teillast-Wirkungsgrades hydraulischer Maschinen stark vom Wirkungsgrad der Turbine dominiert wird. Die Zuteilung der Bereitstellung von Blindleistung wird aber momentan generell nicht optimiert. Hierbei ist zu bemerken, dass auch eine gemeinsame Optimierung von Wirk- und Blindleistungsbereitstellung technisch-wissenschaftlich von grossem Interesse wäre. Da aber der Wirkleistungsaustausch vom Asset Trading/Energiehandel bestimmt und der Blindleistungsaustausch wiederum vom Netzbetreiber angefordert wird, damit also bei der Vorgabe unterschiedliche Stellen involviert sind, wird von dieser gemeinsamen Optimierung im Rahmen dieses Projektes abgesehen.

Eine Vorstudie, durchgeführt im Februar 2023 an der Fachhochschule Nordwestschweiz, hat gezeigt, dass je nach Betriebszustand ein signifikantes Optimierungspotential zur Verringerung der Gesamtverluste besteht, wenn die Blindleistungsbereitstellung «optimal»¹ auf die verschiedenen Maschinensätze verteilt wird. Dabei konnten die gesamten Wirkverluste in den Kraftwerksgeneratoren, basierend auf Kraftwerksdaten der Kraftwerke Oberhasli AG (KWO), um bis zu 5% verringert werden.

Ein wichtiger Aspekt dieses Projektes ist, dass die Aufteilung der Blindleistungsbereitstellung eine Aufgabe der Steuer- und Leittechnik ist, damit kann eine Optimierung als reine Software-Lösung implementiert werden. Die notwendigen Investitionen eines Kraftwerksbetreibers können daher tief gehalten werden, was einen zusätzlichen Anreiz zur Installation solch einer Optimierung darstellt.

1.2 Projektziele

Im Rahmen dieses Forschungsprojekts wurden die folgenden Projektziele vereinbart und unter Unterstützung des Industriepartners Kraftwerke Oberhasli AG (KWO) umgesetzt:

- **Nachbildung der Leistungsverluste** einer gesamten Maschinenflotte eines Kraftwerkskomplexes in einem Berechnungsmodell in Abhängigkeit des Lastpunktes, der durch Generatorspannung, Wirk- und Blindleistung definiert ist (Arbeitspaket 1).

¹ Tatsächlich wurden in dieser Voruntersuchung zwei willkürlich ausgewählte Strategien zur Blindleistungsaufteilung untersucht und damit noch keine Optimierung im mathematischen Sinne durchgeführt.



- **Modellierung eines Kraftwerkskomplexes** als reduziertes elektrisches Modell zur Berechnung von Lastflüssen. Dieses Modell dient gemeinsam mit dem Verlustmodell der Generatoren als Basis zur Optimierung der Blindleistungsbereitstellung (Arbeitspaket 2).
- **Optimierung der Blindleistungsbereitstellung** eines Kraftwerkskomplexes, basierend auf dem reduzierten elektrischen Modell und dem Verlustmodell mit Auswahl einer passenden Optimierungsmethode (Arbeitspaket 3).
- Vereinfachte **Modellierung der Leistungsverluste** von einzelnen Kraftwerksgeneratoren basierend auf wenigen vorhandenen Maschinendaten (z.B. Typenschilddaten) in Bezug auf Wirkverluste mit Hilfe von Methoden des maschinellen Lernens (Arbeitspaket 4).
- Entwicklung einer **Optimierungs-Software** (open-source) mit definierten Schnittstellen. Diese dokumentierte Software soll als quelloffener Python-Code einfach in ein bestehendes System integriert werden können.

Die Lieferobjekte dieses Projekts beinhalten jährliche Zwischenberichte, einen ausführlichen wissenschaftlichen Abschlussbericht, die entwickelte Optimierungs-Software als Quellcode und öffentliche Publikationen.

Der Industriepartner dieses Projekts, die Kraftwerke Oberhasli AG (KWO) stellt im Rahmen dieses Projekts folgende Daten zur Verfügung: Maschinendaten der Kraftwerks(motor-)generatoren, Netzdaten des gesamten Kraftwerksnetzes und Betriebsdaten des gesamten Kraftwerkskomplexes.

1.3 Projektmanagement

Dieser Abschnitt beschreibt den allgemeinen Stand des Projekts, zeigt allfällige Abweichungen vom geplanten Projektablauf und begründet diese.

Abbildung 1 zeigt den ursprünglich eingereichten Projektplan mit allen 5 Arbeitspaketen und 3 Meilensteinen, eine vertikale Linie zeigt den Momentanen Zeitpunkt an. Zum **Stand Mai 2025** wurden bereits **Arbeitspaket 1 und Arbeitspaket 2 abgeschlossen** und somit auch **Meilenstein M1 erreicht**. Ebenso wurden die Arbeiten an Arbeitspaket 3 bereits aufgenommen.

Projektplan - Optimierung der Blindleistungserzeugung eines Kraftwerkskomplexes

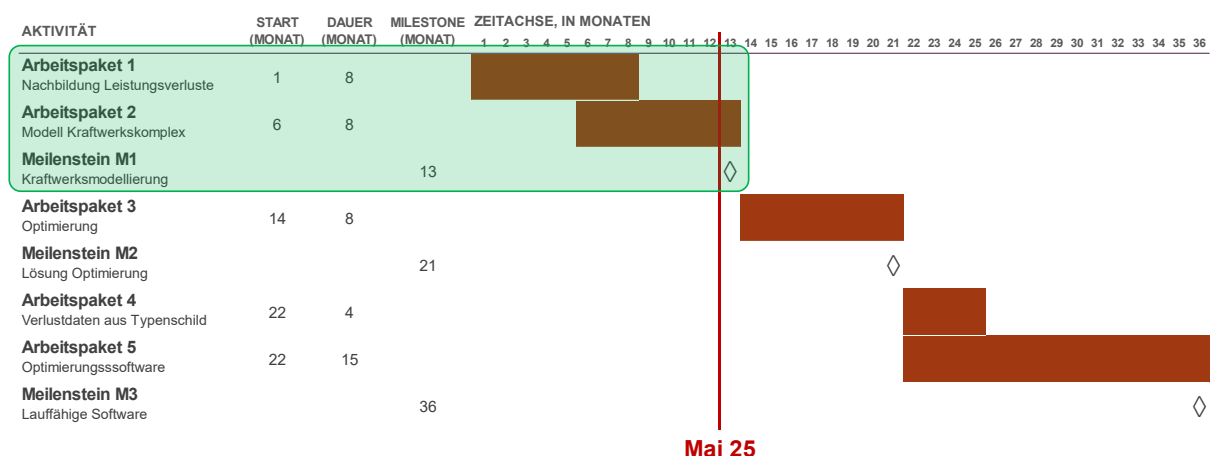


Abbildung 1: Originaler Zeitplan des Projekts, momentaner Projektstand nach 12 Monaten: Arbeitspaket 1 und 2 wurden abgeschlossen, der Meilenstein M1 ist bereits erreicht, Arbeit an Arbeitspaket 3 wurde bereits begonnen.

Aufgrund des leicht vorzeitigen Abschlusses von Arbeitspaket 1 und 2 sowie des Meilensteins M1 wurde der Projektplan nun aktualisiert und ist in Abbildung 2 dargestellt. Damit steht genügend Zeitreserve zur Verfügung, das Projekt erfolgreich abzuschliessen.



Projektplan - Optimierung der Blindleistungserzeugung eines Kraftwerkskomplexes

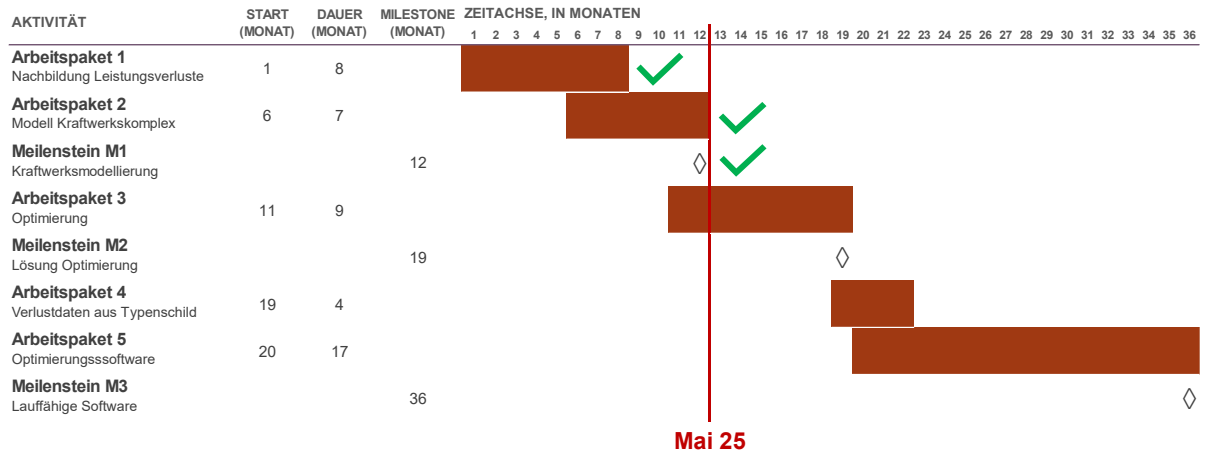


Abbildung 2: Aktualisierter Zeitplan des Projekts mit leichten Verschiebungen. Die bereits abgeschlossenen Arbeitspakete bzw. der erreichte Meilenstein sind grün markiert.



2 Vorgehen, Methode, Ergebnisse und Diskussion

2.1 Arbeitspaket 1 – Nachbildung der Leistungsverluste von Kraftwerksgeneratoren

Zur genauen elektrotechnischen Beschreibung der Maschinenflotte des Kraftwerkskomplexes müssen einerseits die Parameter des elektrischen Ersatzschaltbildes und auf der anderen Seite genaue Verlust- und Wirkungsgraddaten dieser Maschinen zur Verfügung stehen. Diese Daten können entweder den Datenblättern realer Kraftwerksgeneratoren entnommen werden (Inbetriebsetzungs- und Garantiemesungsberichte, beispielsweise des Projektpartners KWO), oder mit Hilfe eines Berechnungsprogramms synthetisiert werden. Eine entsprechende eigenentwickelte Software für Schenkelpol-Synchronmaschinen steht dem Institut für Elektrische Energietechnik der FHNW zur Verfügung (siehe Abbildung 3).

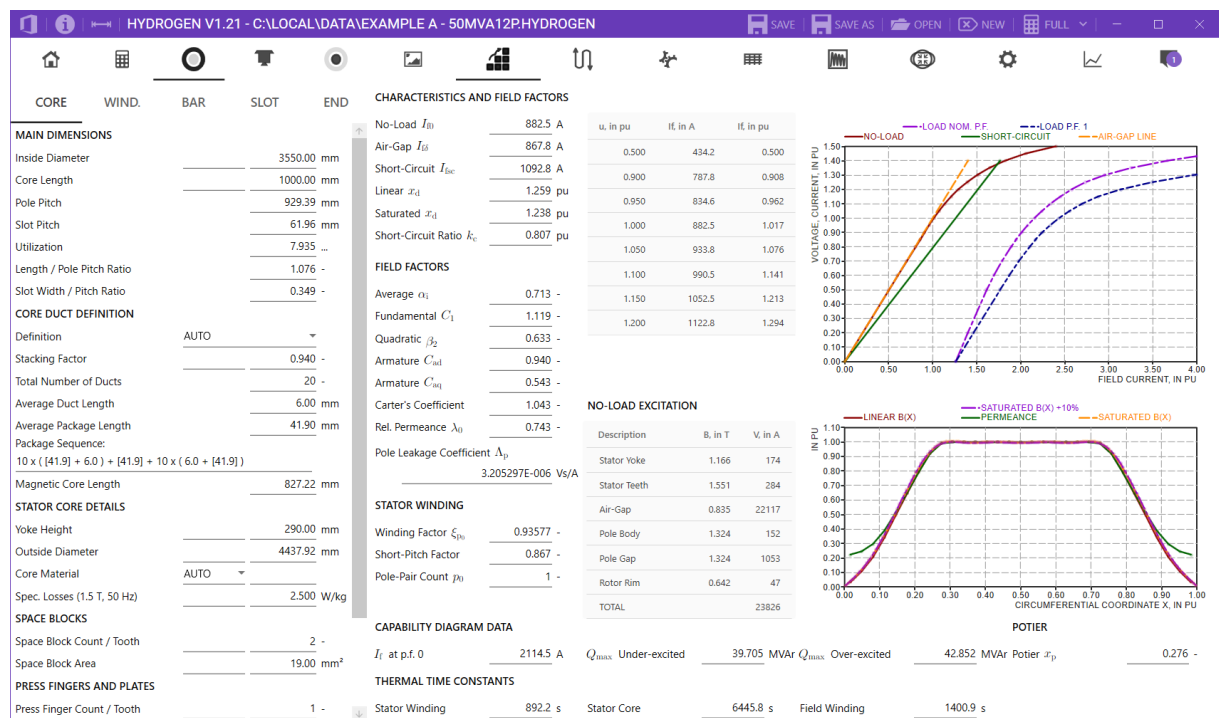


Abbildung 3: Eigenentwickeltes Berechnungsprogramm «hydroGen» der FHNW zur detaillierten Berechnung von Schenkelpol-Synchronmaschinen für Wasserkraft-Anwendung.

Bei einer genaueren Betrachtung von elektrischen Synchron-Grossmaschinen werden die Leistungsverluste entsprechend einem sehr detaillierten Modell bestimmt [1] [2] [3] [4] [5]. Dieses enthält

- **Lagerreibungsverluste**
- **Ventilationsverluste**, also Verluste aufgrund der Gasreibung der rotierenden Teile und der Druckerzeugung der Ventilatoren
- **Ummagnetisierungsverluste** im Stator-Blechpaket (Zähne und Joch)
- **Wirbelstromverluste** an der Polschuhoberfläche aufgrund der offenen Stator-Nuten (Nutpulsationen) und aufgrund von parasitären Magnetfeldwellen der Statorwicklung, die nicht synchron mitlaufen
- **Wirbelstromverluste** in den Endzonen des Stator-Blechpakets aufgrund von axialen magnetischen Streufeldern



- **Wirbelstromverluste** in den Pressplatten des Stator-Blechkpakets aufgrund von axialen magnetischen Streufeldern
- **Wirbelstromverluste** in metallischen Verschalungs- und Gehäuseteilen aufgrund von magnetischen Streufeldern
- **Stromwärmeverluste** in der Statorwicklung
- **Schling- und Wirbelstromverluste** in der Statorwicklung aufgrund von tangentialen und radialen Nut-Streufeldern
- **Stromwärmeverluste** in der Dämpferwicklung aufgrund von induzierten Spannungen hervorgerufen von den offenen Stator-Nuten (Nutpulsationen) und parasitären Magnetfeldwellen der Statorwicklung
- **Stromwärmeverluste** in der Feldwicklung
- **Verluste im Erregersystem**, das die Feldwicklung mit Gleichstrom versorgt

Ein entsprechendes detailliertes Verlustmodell ist in die bereits erwähnte eigenentwickelte Berechnungs-Software «hydroGen» implementiert (Tabelle 1 zeigt die Resultate einer Beispielsberechnung eines 50 MVA-Generators). Die dazu erforderlichen Berechnungsalgorithmen sind dementsprechend aufwendig [1].

Tabelle 1: Beispiel einer Verlustberechnung eines zwölfpoligen ($p = 6$) Hydrogenerators mit Scheinleistung $S_N = 50$ MVA, $U_N = 12$ kV, $\cos \varphi = -0.9$ (Generatorbetrieb übererregt), berechneter Wirkungsgrad $\eta = 98.39$ %, Verluste sind nach dem IEC-Modell (Unterteilung in lastunabhängige und lastabhängige Verluste) berechnet und dargestellt.

Verlustkomponente	Wert, in kW	Summe, in kW
Ventilationsverluste, lastunabhängig	165.6	
Lagerreibungsverluste, lastunabhängig	49.3	
Gesamte mechanische Verluste P_{vm}		214.9
Ummagnetisierungsverluste Stator, Leerlauf	73.8	
Nuten-Längsfeldverluste Statorwicklung, Leerlauf	0.7	
Polschuh-Oberflächenverluste (Stator-Nutung, Leerlauf)	0.7	
Dämpferwicklung (Stator-Nutung, Leerlauf)	0.0	
Zusätzliche spannungsabhängige Verluste, Leerlauf	7.4	
Gesamte spannungsabhängige Verluste P_{vFe}		82.6
Stromwärmeverluste Statorwicklung, bei 95°C	135.8	
Wirbelstromverluste Statorwicklung	12.0	
Polschuh-Oberflächenverluste (Stator-Feldwellen)	11.9	
Dämpferwicklung (Stator-Feldwellen)	0.9	
Ummagnetisierungsverluste Stator, lastabhängig	6.0	
Lastabhängige Zusatzverluste	52.3	
Gesamte lastabhängige Verluste P_{vL}		218.9
Stromwärmeverluste Feldwicklung, bei 95°C	138.0	
Verluste im Erregersystem	13.0	
Gesamtverluste Erregung P_{ve}		151.0
Gesamtverluste $P_v = P_{vm} + P_{vFe} + P_{vL} + P_{ve}$		667.4



Für eine so detaillierte Berechnung ist es naturgemäss notwendig, sämtliche Detailabmessungen und Materialdaten der Maschine zu kennen. Vielen Kraftwerksbetreibern stehen diese detaillierten Maschinendaten aber nicht zur Verfügung. Deshalb wird es notwendig sein, ein einfacheres Modell zu entwickeln, das ausgehend von gemessenen oder berechneten Kennwerten und -linien eine genügend genaue Verlustberechnung für beliebige Arbeitspunkte ermöglicht.

Dieses Modell soll anschliessend mit Hilfe von Messwerten realer Generatoren validiert werden, zusätzlich sollen Modellmaschinen mit Hilfe der bereits erwähnten Berechnungssoftware synthetisiert werden.

2.1.1. Modell zur Verlustberechnung von Synchronmaschinen

Entsprechend der in Europa angewendeten Norm IEC 60034 zum Nachweis der Leistungsverluste und des Wirkungsgrades, werden Verluste im Rahmen von typischen Garantiemessungen als folgende Komponenten bestimmt: Mechanische Verluste, Spannungsabhängige Verluste (Leerlauf-Versuch bei Stator-Nenn-Phasenspannung U_{SN} , Effektivwert), Lastabhängige Verluste (Kurzschluss-Versuch bei Stator-Nenn-Phasenstrom I_{SN} , Effektivwert), Erregerverluste. Der entsprechende Last-Erregerstrom wird dabei meist nicht gemessen, sondern wie in der Norm beschrieben konstruktiv z.B. über das Potier-Diagramm bestimmt [6] [7].

In diesem Abschnitt wird ein vereinfachtes Verlustmodell für Synchronmaschinen definiert, das aufgrund der kurzen Berechnungszeit hervorragend für eine Optimierung geeignet ist. In diesem Verlustmodell werden die Gesamtverluste der Maschine auf vier gemessene oder berechnete Verlustkomponenten zurückgeführt:

- **Mechanische Verluste** P_{vm} (Leerlauf unerregt), also Lagerreibungsverluste, Luftreibungsverluste der rotierenden Teile und Druckerzeugung der Ventilatoren zur Förderung der Kühlluft. Diese Verluste hängen hauptsächlich von der Drehzahl n der Maschine ab, die wiederum proportional zur elektrischen Speisefrequenz f ist. Die Abhängigkeit der Verluste von der Temperatur (Lageröl-Temperatur, Temperatur der Kühlluft) wird hier vernachlässigt. Diese Verluste werden über

$$P_{vm} = P_{vm0} \cdot \left(\frac{f}{f_N}\right)^\alpha \approx P_{vm0}$$

bestimmt, der Koeffizient α beschreibt dabei die Frequenzabhängigkeit, f_N die Nennfrequenz. Zu beachten ist hier, dass auch diese Abhängigkeit vernachlässigt werden kann, da bei normalem Betriebszustand unseres mitteleuropäischen Stromnetzes die elektrische Frequenz kaum schwankt ($49.8 \text{ Hz} \leq f \leq 50.2 \text{ Hz}$), also gilt $f \approx f_N$.

- **Spannungsabhängige Verluste** P_{vFe} (Leerlaufversuch, erregt auf Nennspannung), diese werden umgangssprachlich auch als Eisenverluste bezeichnet und beinhalten hauptsächlich Verluste in den Eisenteilen der Maschine. Dazu gehören Ummagnetisierungsverluste im Stator-Blechkpaket, aber auch Wirbelstromverluste in den Pressplatten an beiden Maschinenenden, in Verschalungsteilen und an der Polschuhoberfläche des rotierenden Pols. Des Weiteren beinhalten sie Zusatzverluste in der Statorwicklung (Wirbelströme aufgrund des Nuten-Längsfeld) und in der Dämpferwicklung. Die Eisenverluste hängen von der (praktisch) konstanten Speisefrequenz und von der Hauptfeldspannung U_h der Synchronmaschine wie folgt ab:

$$P_{vFe} = P_{vFe0} \cdot \left(\frac{f}{f_N}\right)^\beta \cdot \left(\frac{U_h}{U_{SN}}\right)^2 \approx P_{vFe0} \cdot \left(\frac{U_h}{U_{SN}}\right)^2$$

definiert. Auch hier kann die Frequenzabhängigkeit vernachlässigt werden, der Koeffizient β wird sich zwischen 1.5 und 2.0 befinden.

- **Lastabhängige Verluste** P_{vL} : diese beinhalten Stromwärmeverluste, Schling- und Wirbelstromverluste in der Statorwicklung, sowie Zusatzverluste in der Dämpferwicklung und den Polschuhen der Rotor-Pole aufgrund der Feldharmonischen der Statorwicklung. Schwer zu erfassen sind üblicherweise die hier enthaltenen Wirbelstromverluste in Verschalungsteilen. Diese Verluste sind stark vom Stator-Strom I_s abhängig, damit gilt vereinfacht

$$P_{vL} = P_{vL0} \cdot \left(\frac{I_s}{I_{SN}}\right)^2 = P_{vL0} \cdot i_s^2$$

Hierbei wird die Frequenzabhängigkeit im Vorhinein vernachlässigt.



- **Erregungsverluste** P_{ve} : diese. Die Schwierigkeit bei der vereinfachten Abschätzung dieser Verluste besteht in der Bestimmung des Erregerstromes, diese wird somit im folgenden Abschnitt 2.1.2 beschrieben. Damit erhalten wir die Erregungsverluste ausgehend vom Nenn-Erregerstrom I_f und den Erregungsverlusten P_{ve0} bei Nenn-Erregerstrom I_{fN} zu

$$P_{ve} = P_{ve0} \cdot \left(\frac{I_f}{I_{fN}} \right)^2$$

Zu beachten ist hierbei, dass bei der Inbetriebsetzung der Maschine diese Verlustkomponenten üblicherweise alle separat gemessen werden und damit in vielen Fällen zugänglich sind!

2.1.2. Bestimmung des Erregerbedarfs

Zur Berechnung eines Arbeitspunktes kann angenommen werden, dass Spannung U_s (Effektivwert), Strom I_s (Effektivwert), sowie der Leistungsfaktor $\cos \varphi$, gegeben sind. Damit können die entsprechenden Verlustanteile (spannungsabhängige Verluste, lastabhängige Verluste) nach den oben angegebenen Formeln direkt berechnet werden. Zur Berechnung der Stromwärmeverluste im Rotorkupfer, also in der Feldwicklung der Maschine, muss zur Berechnung der Erregungsverluste für diesen gegebenen Arbeitspunkt (U_s , I_s und Leistungsfaktor $\cos \varphi$) der Feldstrom ermittelt werden.

Für die vereinfachte Bestimmung des Erregerbedarfs, also des Feldstroms I_f für einen bestimmten Arbeitspunkt greifen wir hier auf die Potier-Methode, wie sie in der entsprechenden IEC-Norm (IEC 60034) beschrieben ist, zurück. Diese Methode wird aus Messwerten abgeleitet, dazu müssen gemessene (oder berechnete) Leerlauf- und Kurzschluss-Kennlinien, sowie die gemessene (oder berechnete) Potier-Reaktanz x_p zur Verfügung stehen. Abbildung 4 zeigt das dazu verwendete vereinfachte Ersatzschaltbild der Synchronmaschine inklusive der entsprechenden Zeigerdiagramme.

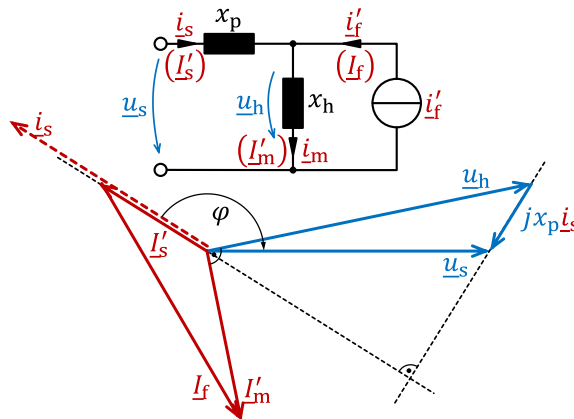


Abbildung 4: Vereinfachtes Ersatzschaltbild und Zeigerdiagramm zur Konstruktion (bzw. rechnerischen) Bestimmung des Erregerbedarfs. Ausgegangen wird dabei von gegebener Klemmenspannung $u_s = U_s/U_{sN}$, gegebenem Klemmenstrom $i_s = I_s/I_{sN}$ und Phasenwinkel φ (dieser ist entsprechend Konvention vom Strom zur Spannung hin definiert).

Ausgegangen wird hier von einer gegebenen Klemmenspannung $u_s = U_s/U_{sN}$, einem gegebenen Klemmenstrom $i_s = I_s/I_{sN}$ und dem Phasenwinkel φ , der entsprechend Konvention des Verbraucher-Zählpeilsystems vom Strom zur Spannung hin definiert ist. Die Streuinduktivität der Statorwicklung $x_{s\sigma}$ wird hier durch die fiktive und erhöhte, aus Messwerten abgeleitete Potier-Reaktanz $x_p (> x_{s\sigma})$ ersetzt. Über diesen vereinfachten Ansatz werden zusätzliche Sättigungseffekte aufgrund des Streufelds der Polwicklung näherungsweise berücksichtigt. Die Hauptinduktivität x_h wiederum wird als nichtlinear angenommen, das heisst der Magnetisierungsstrom I'_m (bzw. i_m in bezogenen Grössen) ist eine Funktion der Hauptfeldspannung und damit vereinfacht über die Leerlaufkennlinie $u_h = u_h(i_m) = u_h(I'_m)$ der Maschine vermittelt (siehe Abbildung 5). Zu beachten ist hier, dass wir sämtliche Ströme in ein rotorfestes Bezugssystem umrechnen, also werden Stator- und Magnetisierungsstrom auf den Feldstrom bezogen:



$I'_s = I_{fN} i_s$ und $I'_m = I_{fN} i_m$, wobei mit I_{fN} der Nenn-Feldstrom, der auch dem Bezugs-Feldstrom (also 1 pu) entspricht, bezeichnet wird.

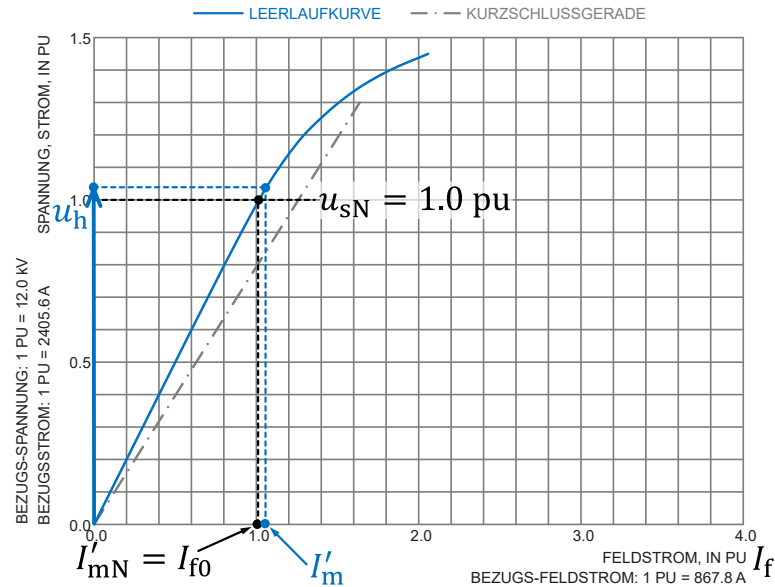


Abbildung 5: Vereinfachtes Ersatzschaltbild und Zeigerdiagramm zur Konstruktion (bzw. rechnerischen) Bestimmung des Erregerbedarfs. Ausgegangen wird dabei von gegebener Klemmenspannung $u_s = U_s/U_{sN}$, gegebenem Klemmenstrom $i_s = I_s/I_{sN}$ und Phasenwinkel φ (dieser ist entsprechend Konvention vom Strom zur Spannung hin definiert).

Damit können wir aus u_s , i_s (beide als bezogene Größen) und φ entsprechende Spannungs- und Stromzeiger definieren:

$$\underline{u}_s = u_s \cdot e^{j\varphi} ,$$

$$\underline{i}_s = i_s \cdot e^{-j\varphi} .$$

Aus dem Ersatzschaltbild folgt damit sofort die Hauptfeldspannung («innere» Spannung) der Maschine

$$\underline{u}_h = \underline{u}_s - jx_p \underline{i}_s ,$$

$$u_h = |\underline{u}_h| = |\underline{u}_s - jx_p \underline{i}_s| .$$

Der Betrag des Magnetisierungsstroms im Rotor-Bezugssystem ist damit direkt aus der Umkehrfunktion der Kennlinie ableitbar (Abbildung 5),

$$I'_m = f(u_h) .$$

Der dazugehörige komplexe Zeiger des Zeigerdiagramms kann aus der Richtung der Hauptfeldspannung $\underline{u}_h$ durch Rotation um 90° im Uhrzeigersinn (Division durch j) bestimmt werden,

$$\underline{I}'_m = I'_m \cdot \frac{\underline{u}_h}{|\underline{u}_h|} \cdot \frac{1}{j} ,$$

da an der Hauptinduktivität der Strom der Spannung um 90° nacheilt.

Wir müssen nun den Zeiger des Stator-Stroms $\underline{i}_s$ in ein Rotor-Bezugssystem umrechnen. Dazu verwenden wir die Resultate des Kurzschluss-Versuchs (dreiphasiger Dauer-Kurzschluss der Statorwicklung). Abbildung 6 zeigt die Kurzschluss-Gerade $i_s(i_f) = i_s(I_f)$.

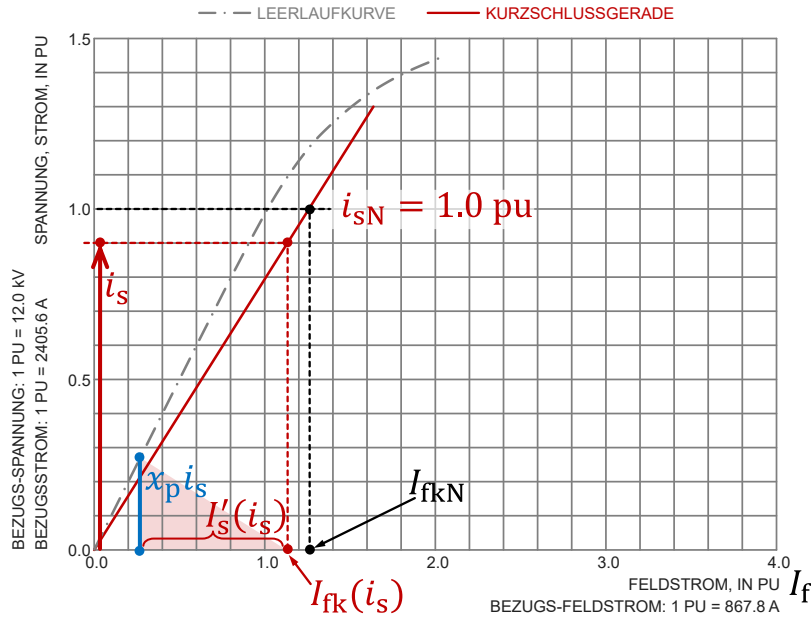


Abbildung 6: Kurzschlussgerade $i_s(i_f) = i_s(I_f)$. In Abhängigkeit vom berechneten Stator-Strom i_s kann der Kurzschluss-Erregerstrom I_{fk} abgeleitet werden.

Da im Kurzschluss-Versuch (siehe Abbildung 7) die Hauptfeldspannung sehr klein ist, da $\underline{u}_h = jx_h \underline{i}_{mk} = -jx_p \underline{i}_s$ gilt, und weiters zwei Induktivitäten parallel liegen, werden Stator-Strom $\underline{i}_s$ und Magnetisierungsstrom $\underline{i}_{mk}$ auf der gleichen Achse liegen und (aufgrund der gewählten Richtungs-Definition) in entgegengesetzte Richtung zeigen.

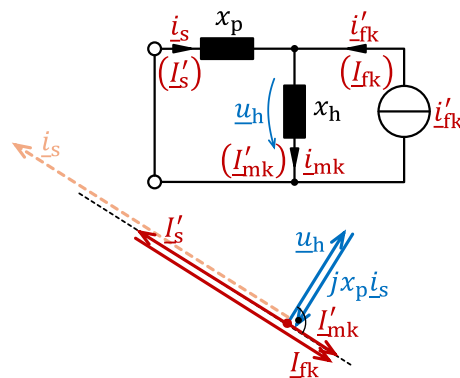


Abbildung 7: Schaltbild und Zeigerdiagramm im Kurzschluss-Versuch.

Damit können wir für den gewählten Stator-Strom $i_s = |\underline{i}_s|$ den Spannungsabfall $x_p i_s$ berechnen und aus der Leerlauf-Kennlinie den dazu gehörigen (relativ kleinen) Kurzschluss-Magnetisierungsstrom $I'_{mk} = f(i_s)$ ermitteln. Aus der Kurzschluss-Kennlinie können wir wiederum über i_s den Kurzschluss-Erregerstrom bestimmen (siehe Abbildung 6 und Abbildung 8),

$$I_{fk} = I_{fkN} \cdot i_s$$

Hier bedeutet I_{fkN} den Kurzschluss-Erregerstrom bei Stator-Nennstrom $I_s = I_{sN}$. Das rote Dreieck wird hierbei «Potier-Dreieck» genannt. Wir erhalten somit den in das Rotor-Bezugssystem transformierten Stator-Strom zu

$$I'_s = I_{fk} - I'_{mk} \cdot$$

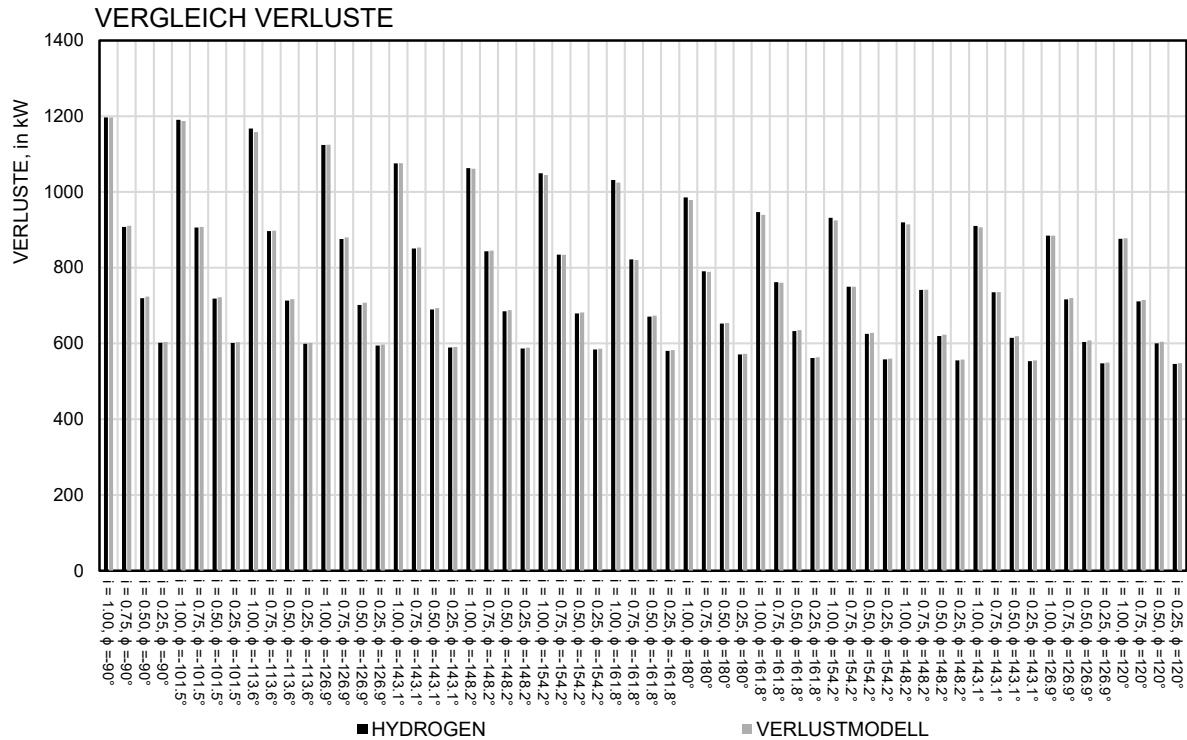


Abbildung 9: Vergleich der Gesamtverluste, berechnet mit dem Berechnungsprogramm «hydroGen» (detailliertes Verlustmodell) und mit dem hier vorgestellten vereinfachten Verlustmodell, 18-polige Maschine mit $S_N = 106$ MVA, für Betrieb bei verschiedenen Leistungsfaktoren im Generatorbetrieb (über- und untererregt), jeweils für 100 %, 75 %, 50 % und 25 % Last. Standardabweichung der relativen Abweichung vom «hydroGen»-Rechenwert: $\sigma = 0.4$ %

Die Verlustabweichungen zur Berechnung der Standardabweichung wurden über

$$\Delta p_V = \frac{P_{V,\text{hydroGen}} - P_{V,\text{Modell}}}{P_{V,\text{hydroGen}}}$$

ermittelt.

Abbildung 10 zeigt den Vergleich der berechneten Feldströme für denselben Generator. Die Standardabweichung der relativen Abweichungen der Feldströme (Programm «hydroGen» versus vereinfachte Potier-Methode) beträgt hier $\sigma = 1.9$ %. Diese wurde, wie bereits oben bei den Verlusten dargestellt ist, über den Ausdruck

$$\Delta i_f = \frac{I_{f,\text{hydroGen}} - I_{f,\text{Modell}}}{I_{f,\text{hydroGen}}}$$

ermittelt, stellen also eine per-unit-Abweichung (bzw. prozentuelle Abweichung) dar. Interessant ist, dass die Feldströme eine höhere Standardabweichung besitzen als die Gesamtverluste. Hier scheint es, dass sich der Rechenfehler bei den Feldströmen mit den vereinfachten Betrachtungen bei der Verlustberechnung kompensiert.

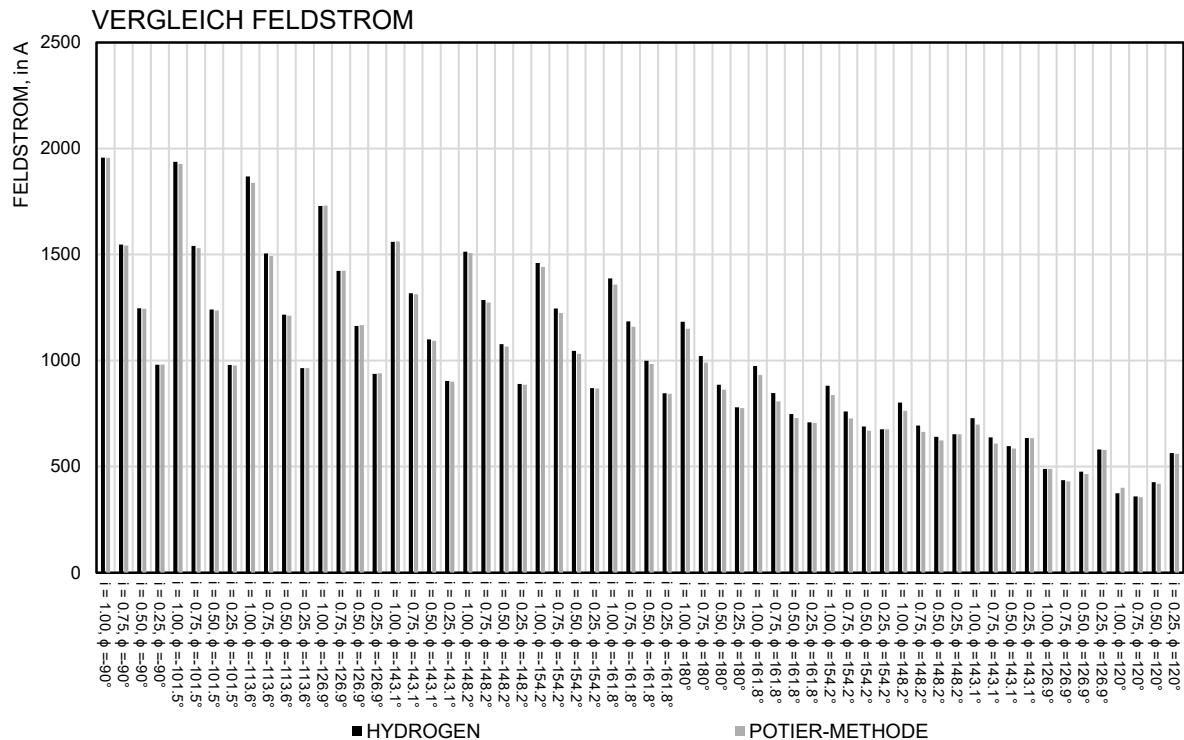


Abbildung 10: Vergleich der Feldströme (Erregerströme), berechnet mit dem Berechnungsprogramm «hydroGen» (detaillierte Erregerbedarfsbestimmung) und mit der Potier-Methode, 18-polige Maschine mit $S_N = 106$ MVA, für Betrieb bei verschiedenen Leistungsfaktoren im Generatorbetrieb (über- und untererregt), jeweils für 100 %, 75 %, 50 % und 25 % Last. Standardabweichung der relativen Abweichung vom «hydroGen»-Rechenwert: $\sigma = 1.9$ %

Eine Durchführung dieses Vergleichs für alle acht Beispielgeneratoren gemeinsam zeigt folgende Abweichungen:

Standardabweichung Feldstrom: $\sigma < 3.0$ %

Standardabweichung Gesamtverluste: $\sigma < 0.3$ %

Da die Gesamtverluste dabei unter Betrachtung aller Arbeitspunkte maximal um +1.4 % bzw. -0.9 % vom Rechenwert der genauen Berechnung abweichen, können wir davon ausgehen, dass das Verfahren zur Verlustoptimierung gut geeignet ist.

2.2 Arbeitspaket 2 – Modell eines Kraftwerkskomplexes

To simulate the grid in the power plant, detailed data of the internal power grid is required. This includes information on buses (such as nominal voltage in kilovolts), transmission lines (including connected buses, length, resistance in ohms per kilometer, reactance in ohms per kilometer, capacitance in nanofarads per kilometer, and the maximum thermal current in kiloamperes), transformers (connected buses, rated apparent power in MVA, rated voltages on the high-voltage and low-voltage sides, relative short-circuit voltage, iron losses in kilowatts, and open-circuit losses as a percentage of the rated current), as well as data on generators (connected buses, rated power, minimum and maximum active and reactive power) and loads (connected buses and the required active and reactive power). This data is used to construct the grid model, which allows for power flow calculations using Pandapower, an open-source Python package developed by the University of Kassel and the Fraunhofer Institute [8]. Pandapower enables the simulation of power flow throughout the network, including calculations of power losses in transmission lines and transformers. It also allows for the analysis of generator reactive power output.



In power system analysis, buses are categorized based on known and unknown variables, also referred to as control and state variables, which are essential for load flow studies, as shown in Tabelle 2: Bus types of classification based on control and state variables.

- A PQ bus is a bus where the active power (P) and reactive power (Q) are defined, while the voltage magnitude ($|V|$) and phase angle (θ_v) are unknown and to be calculated.
- A PV bus is a bus where the active power (P) and voltage magnitude ($|V|$) are specified. The reactive power (Q) and phase angle (θ_v) are calculated.
- A Slack bus is a special type of bus where the voltage magnitude ($|V|$) and phase angle (θ_v) are specified, while the active power (P) and reactive power (Q) are calculated. The slack bus balances the total power in the system by supplying or absorbing the difference between total generation and load, including losses in the grid (such as in lines and transformers), which are not known in advance.

Tabelle 2: Bus types of classification based on control and state variables.

Bus	Control values				State variables			
	P	Q	$ V $	θ_v	P	Q	$ V $	θ_v
Slack			✓	✓	✓	✓		
PQ	✓	✓					✓	✓
PV	✓		✓			✓		✓

2.2.1. Synthetic grid model based on estimated data

A detailed calculation of power flows requires complete information on the dimensions and material data of the power plant network. However, collecting this level of detail takes time. To proceed with testing power flow calculations and optimization methods in the meantime, a simpler synthetic grid model based on estimated data was developed. Although the detailed data is not yet available for the whole plant, the document “Gesamtschema der Hochspannungsanlagen” (A000041079) [9], from Kraftwerke Oberhasli AG (KWO) provides an overview of the high-voltage network. Based on this structure, a synthetic model was created by making reasonable assumptions.

This model will be updated and refined using real data once it becomes available, as described later in Section 2.2.2. As generator losses typically are predominant in a power plant complex we will in a later phase of the project compare results based on synthetic grid data with those of real grid data in order to research the impact of inaccurate network data – which is assumed to be low.

From Abbildung 11, the entire KWO grid modeled in Pandapower is shown, representing the reference grid [9] with 9 networks (Grimsel1, Grimsel2, Handeck1, Handeck2, Handeck3, Gentel, Hopflauenen, Innertkirchen1 and Innertkirchen2). In the figure, the blue plots represent buses. The black boxes represent switches (circuit breakers) that connect two buses. The downward arrows indicate loads. In this case, there are five internal grids and the load which connected to the slack bus itself. The plot also illustrates 29 transformers and 27 generators.

Available data in [9] include information on bus voltages (in kilovolts) and generator ratings (in MVA). Therefore, data for transformers, transmission lines, and detailed generator parameters were assumed using reasonable estimated values for this synthetic grid model. Note that the topology of the synthetic and the real grid is the same.

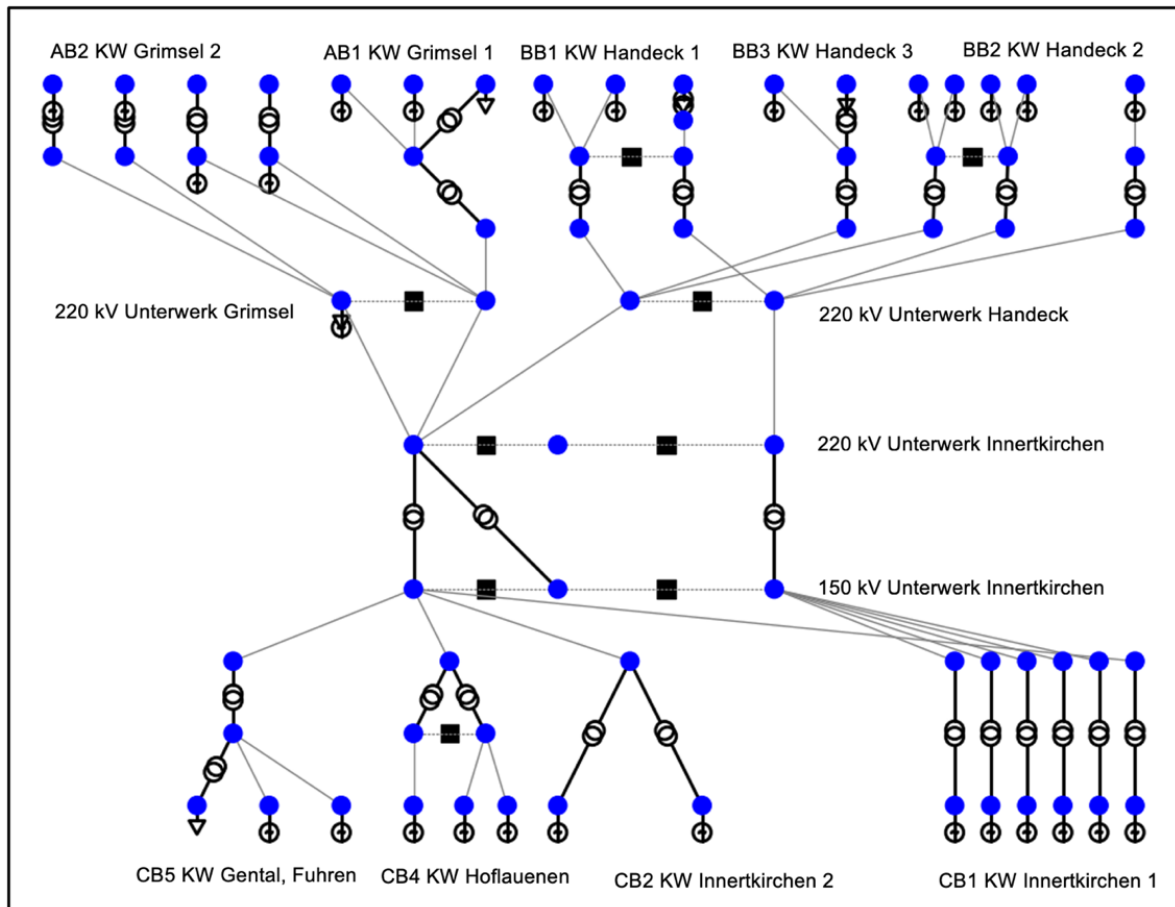


Abbildung 11: Overall diagram of the KWO power grid

Buses

For buses part, nominal voltage [kV] is giving from [9].

Transformers

In the synthetic grid, 29 transformers are modelled using 15 different transformer types, as shown in Table 3. The parameter values are defined based on standard assumptions. The relative short-circuit voltage ($vk_percent$), the real part of the short-circuit voltage ($vkr_percent$), and the no-load current loss percentage ($i0_percent$) are kept constant across all types, with values of 13%, 1.3%, and 0.1% respectively. However, the rated apparent power (sn_mva) and iron losses (pfe_kw) vary depending on the transformer size and voltage level.

The transformers cover seven typical voltage conversion levels:

- 220/150 kV: 200 MVA
- 220/13.5 kV: 106 MVA, 100 MVA, 74 MVA, 70 MVA
- 220/11 kV: 56 MVA
- 150/13.5 kV: 62 MVA, 55 MVA, 37 MVA, 14 MVA, 5 MVA
- 150/13 kV: 165 MVA
- 16/13.5 kV: 10 MVA
- 16/11 kV: 10 MVA, 5 MVA



Tabelle 3: Assumed data for transformers.

Types	sn_mva	vn_hv_kv	vn_lv_kv	vk_percent	vkr_percent	pfe_kw	i0_percent
200 MVA 220/150 kV	200	220	150	13	1.3	66	0.1
106 MVA 220/13.5 kV	106	220	13.5	13	1.3	42	0.1
100 MVA 220/13.5 kV	100	220	13.5	13	1.3	40	0.1
74 MVA 220/13.5 kV	74	220	13.5	13	1.3	29.6	0.1
70 MVA 220/13.5 kV	70	220	13.5	13	1.3	28	0.1
56 MVA 220/11 kV	56	220	11	13	1.3	22.4	0.1
62 MVA 150/13.5 kV	62	150	13.5	13	1.3	24.8	0.1
55 MVA 150/13.5 kV	55	150	13.5	13	1.3	22	0.1
37 MVA 150/13.5 kV	37	150	13.5	13	1.3	14.8	0.1
14 MVA 150/13.5 kV	14	150	13.5	13	1.3	5.6	0.1
5 MVA 150/13.5 kV	5	150	13.5	13	1.3	2	0.1
165 MVA 150/13 kV	165	150	13	13	1.3	66	0.1
10 MVA 16/13.5 kV	10	16	13.5	13	1.3	4	0.1
10 MVA 16/11 kV	10	16	11	13	1.3	4	0.1
5 MVA 16/11 kV	5	16	11	13	1.3	2	0.1

Where:

- **sn_mva**: rated apparent power in MVA.
- **vn_hv_kv**: rated voltage on high voltage side in kV.
- **vn_lv_kv**: rated voltage on low voltage side in kV.
- **vk_percent**: relative short-circuit voltage.
- **vkr_percent**: real part of relative short-circuit voltage.
- **pfe_kw**: iron losses in kW.

Transmission lines

Several transmission lines in the synthetic grid are defined using 3 standard line types shown as Tabelle 4:

- For medium-voltage levels (12–20 kV), the line type NA2XS2Y 1x150 RM/25 12/20 kV is used. This is a cable line, commonly used by power plant operators for short-distance connections within the plant.
- For high-voltage levels (150 kV), the line type 490-AL1/64-ST1A 110.0 is selected. This is a typical standard overhead line used for 150 kV transmission.
- For extra-high-voltage levels (220 kV), the line type 490-AL1/64-ST1A 220.0 is used. This is a commonly used standard overhead line for 220 kV transmission.



Tabelle 4: Assumed data used for transmission lines.

Types	r_ohm_per_km	x_ohm_per_km	c_nf_per_km	max_i_ka
NA2XS2Y 1x150 RM/25 12/20 kV	0.206	0.116	250	0.319
490-AL1/64-ST1A 110.0	0.059	0.37	9.75	0.96
490-AL1/64-ST1A 220.0	0.059	0.285	10	0.96

Where:

- **r_ohm_per_km**: line resistance in ohm per km
- **x_ohm_per_km**: line capacitance (line-to-earth) in nF per km
- **c_nf_per_km**: line capacitance (line-to-earth) in nF per km
- **max_i_ka**: maximum thermal current in kA

Generation

For the generation part, the rated apparent power of each generator (in MVA) is provided in [9]. However, the actual active power (MW) and reactive power (Mvar) are assumed based on the apparent power. For each generator, the maximum reactive power is assumed 40 % of its rated apparent power.

Load

For the load part, since the exact load values and their bus locations are not available, the loads are assumed and varied to observe the behavior of the network. These variations help to study the voltage at each bus and the total losses in the grid, including transformer and transmission line losses. In the test scenarios, both normal power flow and optimal power flow calculations (as discussed in section 2.3) are performed with load connected to the slack bus at 500 MW and 200 Mvar.

2.2.2. Grid model based on real data

In this section, the grid model is built using real data. As of April 2025, 2 out of 9 network areas already have real data supplied by KWO. These networks are described in detail, including how each parameter is defined and implemented in the model.

Innertkirchen 1

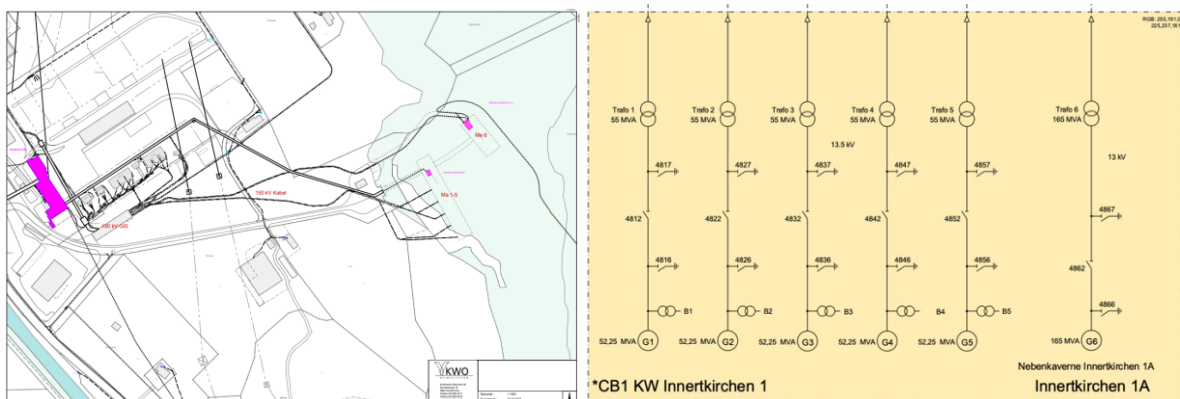


Abbildung 12: Overall diagram of the Innertkirchen 1 power plant (left-hand side: real geography, right-hand side: single-line diagram [9])

The real grid's geographic layout (see Abbildung 12) is quite different from the simplified single-line diagram [9] used in the synthetic model. In the real-data model, component locations are based on



actual geographical positions. This makes the model more accurate for analyzing spatial factors such as cable routing, line lengths, and transformer placement, but for sure is irrelevant regarding power flow calculations.

Buses

Based on data provided by KWO, the Innertkirchen 1 network consists of 13 buses. One of these is a 150 kV bus, which is the connection point to the 220 kV Swissgrid, as shown in the single-line diagram [9]. The network includes six medium-voltage buses on the generator side, operating at 13–13.5 kV, and seven high-voltage buses on the transformer side, operating between 144.5 and 145 kV.

Transformations

There are two main types of transformers in Innertkirchen 1: five transformers rated at 55 MVA with voltage levels of 152.5/14.2 kV (which have very similar parameters), and one larger unit rated at 165 MVA with 145/13 kV.

Transmission lines

There are two types of lines used in Innertkirchen 1: lines 1–5 share the same type with identical electrical parameters, while line 6 is a different type with higher capacity.

Generations

There are two generator sizes in Innertkirchen 1: Generators 1 to 5 are rated at 52 MVA, each with a maximum active power output of 48 MW, while Generator 6 is a larger unit rated at 165 MVA with a maximum output of 148.5 MW.

For reactive power limits, the minimum and maximum values are defined by the generator's PQ capability curve, shown in Abbildung 13, which are data provided by KWO. In the power flow calculation, these limits are approximated as ± 0.4 per unit of the generator's rated MVA. This value is chosen because it represents the range of reactive power that the generator can reliably supply or absorb across the entire range of active power output. From the PQ curve, it can be seen that reactive limits such as ± 0.7 p.u. are only possible at low active power levels (e.g., around 0.2 p.u.). However, such values are not feasible when the generator operates near full active power output.

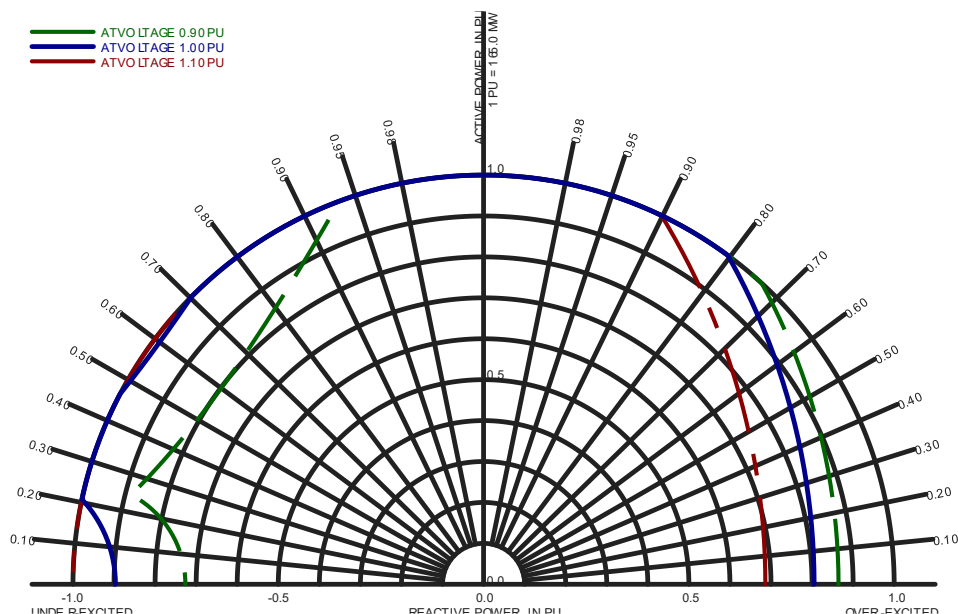


Abbildung 13: PQ Curve (capability curve) of Generator 6 in Innertkirchen 1 power plant

Once all parameters for the buses, transformers, transmission lines, generators, and the slack bus are defined, the Innertkirchen 1 grid appears as shown in Abbildung 14.

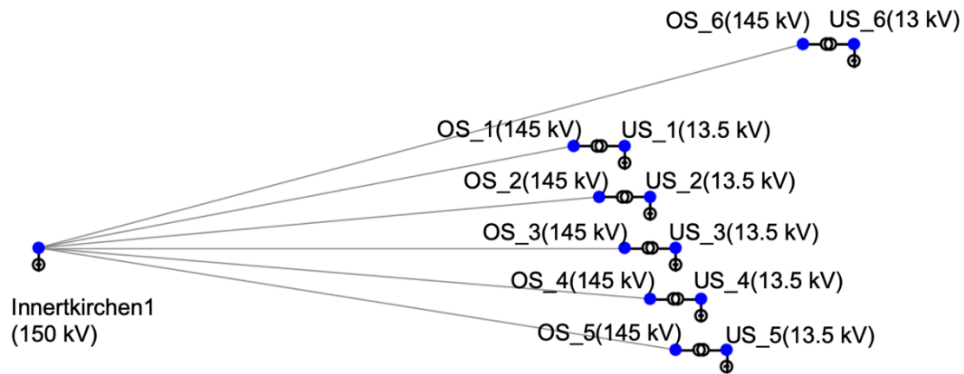


Abbildung 14: Overview of Innertkirchen 1

Innertkirchen 2

The Innertkirchen 2 network is a smaller sub-network than Innertkirchen 1, connected to the main 150 kV. Again, from Abbildung 15, the real grid's geographic layout is quite different from the simplified single-line diagram [9] used in the synthetic model. In the real-data model, component locations are based on actual geographical positions.

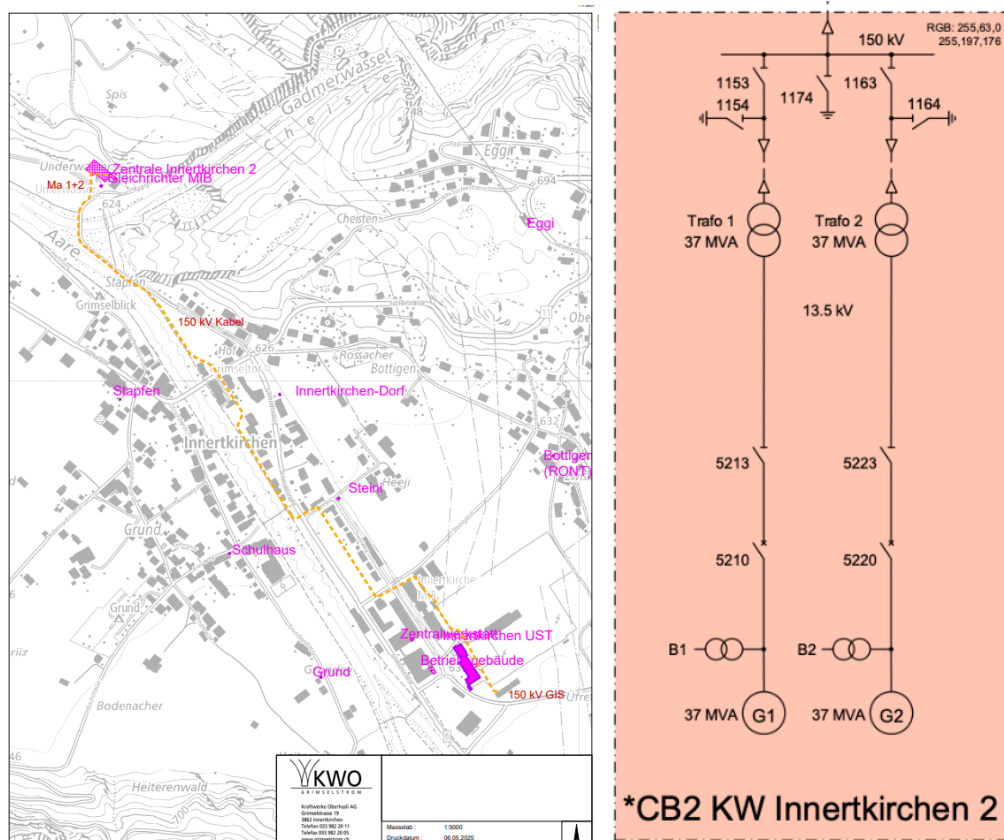


Abbildung 15: Overall diagram of Innertkirchen 2 (left-hand side: real geography, right-hand side: single line diagram [9])



Buses

Based on data provided by Kraftwerke Oberhasli AG (KWO), the Innertkirchen 2 network consists of 4 buses. One of these is a 150 kV bus, which is the same bus used in the Innertkirchen 1 network and serves as the connection point to the 220 kV Swissgrid. This shared bus means that Innertkirchen 1 and 2 are interconnected through the 150 kV Unterwerk Innertkirchen (GIS Sammelschiene). The network includes two high-voltage buses at 145 kV and two medium-voltage buses at 13.5 kV.

Transformations

There are two transformers rated at 37 MVA with voltage levels of 145/13.5 kV in Innertkirchen 2.

Transmission lines

The network includes a single transmission line with a length of 1.25 km. It has higher resistance and capacitance per km than the lines in Innertkirchen 1.

Generation

Both generators are rated at 37 MVA, each with a maximum active power output of 27.4 MW and a minimum of 12.3 MW.

Their reactive power limits follow the PQ capability curve provided by KWO (similar to Abbildung 13). These generators are smaller than those in Innertkirchen 2, and their reactive power limits are set to ± 0.3 per unit of the generator's rated MVA, as it represents the range of reactive power that the generators can reliably supply or absorb across the full range of active power output.

Once all parameters for the buses, transformers, transmission lines, generators, and the slack bus are defined, the Innertkirchen 2 grid appears as shown in Abbildung 16.

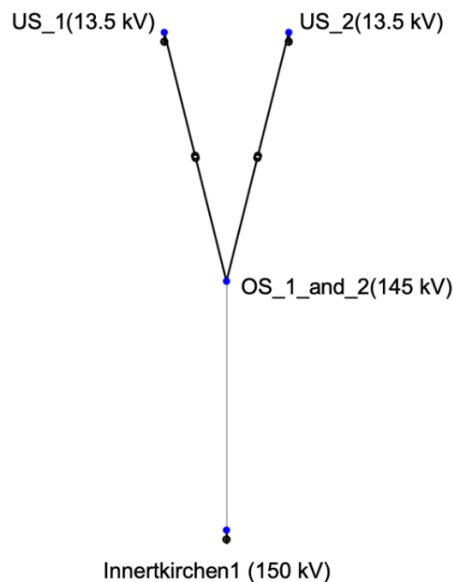


Abbildung 16: Overview of Innertkirchen 2



2.3 Arbeitspaket 3 – Optimierung der Blindleistungsbereitstellung eines Kraftwerkskomplexes

In power flow analysis, two calculation methods are used in this project:

- **Optimal power flow (OPF) calculation (with synthetic and real-data grid):** This method uses input ranges (minimum and maximum values), such as generator output limits and voltage per unit limits at buses, instead of fixed values (PQ, PV and slack buses). The optimization algorithm then runs multiple power flow calculations to find the best solution within those limits, to minimizing active power losses in grid. In the synthetic grid, the active power output of all generators is variable. However, in the real grid, the active power outputs of most generators are fixed; only one generator is adjustable to compensate for losses in the system.
- **Normal power flow calculation (with synthetic and real-data grid):** this method differs from optimal power flow, the user defines the input values, such as which buses are set as PV (voltage-controlled), PQ (load) and slack buses. The software then calculates the state variables based on these inputs. This is a direct calculation based on user-defined settings. The results from this method are used to compare with the OPF results, to demonstrate the efficiency of the optimal power flow approach.

2.3.1. Optimal power flow with synthetic grid and real-data grid

At the moment the objective function only aims to minimize the loss of active power in grid, however the loss in machine would be added in a future model.

Objective function

$$\min: \left(\sum_{i \in I} P_{gen,i} - \sum_{l \in \theta} P_l \right)$$

Set:

- I Set of generators in KWO grid, $I = \{1, \dots, n\}$
 β Set of buses in KWO grid, $\beta = \{1, \dots, m\}$
 θ Set of loads in KWO grid, $\theta = \{1, \dots, s\}$
 σ Set of lines in KWO grid, $\sigma = \{1, \dots, p\}$
 τ Set of transformers in KWO grid, $\tau = \{1, \dots, q\}$

Variable:

- V_b : Measured voltage magnitude at bus b (p.u.) $b \in \beta$.
 Q_b : Measured reactive power at bus b (Mvar) $b \in \beta$.
 $Q_{gen,i}$: Reactive power generation by generator i (Mvar) $i \in I$.
 $Q_{sl,ib}$: Loss of Reactive power in grid (due to lines and transformers) from gens i to loads l (Mvar), $i \in I$ and $l \in \theta$.
 $P_{sl,ib}$: Loss of Active power in grid (due to lines and transformers) from gens i to loads l (MW), $i \in I$ and $l \in \theta$.
 L_j : Loading percent of lines j (%) $j \in \sigma$.
 T_r : Loading percent of trafos r (%) $r \in \tau$.

Parameter:

- $P_{gen,i}$: Active power generation by generator i (MW) $i \in I$.
 P_l : Active power of loads l (MW) $l \in \theta$.



Q_l : Reactive power of loads l (Mvar) $l \in \theta$.

$V_{min,b}$: Minimum voltage magnitude at bus b (p.u.) $b \in \beta$.

$V_{max,b}$: Maximum voltage magnitude at bus b (p.u.) $b \in \beta$.

$P_{min,i}$: Minimum Active power generation by generator i (MW) $i \in I$.

$P_{max,i}$: Maximum Active power generation by generator i (MW) $i \in I$.

$Q_{min,i}$: Minimum Reactive power generation by generator i (Mvar) $i \in I$.

$Q_{max,i}$: Maximum Reactive power generation by generator i (Mvar) $i \in I$.

Constraint function:

Load demand fulfilment

$$P_{gen,i} - P_{sl,ib} \leq P_l \quad \forall i \in I, \forall l \in \theta$$

$$Q_{gen,i} - Q_{sl,ib} \leq Q_l \quad \forall i \in I, \forall l \in \theta$$

Voltage limit

$$V_{min,b} \leq V_b \leq V_{max,b} \quad \forall b \in \beta$$

Active power generator limit

$$P_{min,i} \leq P_{gen,i} \leq P_{max,i} \quad \forall i \in I$$

Reactive power generator limit

$$Q_{min,i} \leq Q_{gen,i} \leq Q_{max,i} \quad \forall i \in I$$

Loading of lines and trafo limit

$$0 \leq L_j \leq 100 \quad \forall j \in \sigma$$

$$0 \leq T_r \leq 100 \quad \forall r \in \tau$$

Test optimal power flow with synthetic data

In this scenario, the slack bus is 'bus_220kV_Unterwerk_Grimsel', shown on left upper side in Abbildung 11, with the following load parameters:

- Active Power: 500 MW
- Reactive Power: 200 Mvar

All input parameters for buses, transformers, transmission lines, and generators are defined in section 2.2: Model of a Power Plant Complex. The active and reactive power outputs of all generators are variable within their specified minimum and maximum limits and are assigned the same price (CHF/MW), so the optimal power flow (OPF) minimizes the overall cost by reducing active power losses in the grid, while also considering the constraints described in the constraint function section.

Overall result

The entire synthetic grid result of KWO is shown in Abbildung 17. This figure illustrates two key results:

- Bus Voltages (vm_pu): The bus voltage magnitudes are represented by the color of the nodes (buses) on the grid, ranging from 0.9 to 1.1 per unit (pu). This range is depicted on the color bar on the right side of the plot, where blue indicates lower voltage levels (closer to 0.9 pu), and red indicates higher voltage levels (closer to 1.1 pu).
- Line Loading (loading_percent): The color of the lines between the nodes represents the percentage loading of each transmission line, ranging from 0% to 100%. This is shown on the color bar on the right side of the plot, where blue indicates lightly loaded lines (closer to 0%), and red indicates heavily loaded lines (closer to 100%).

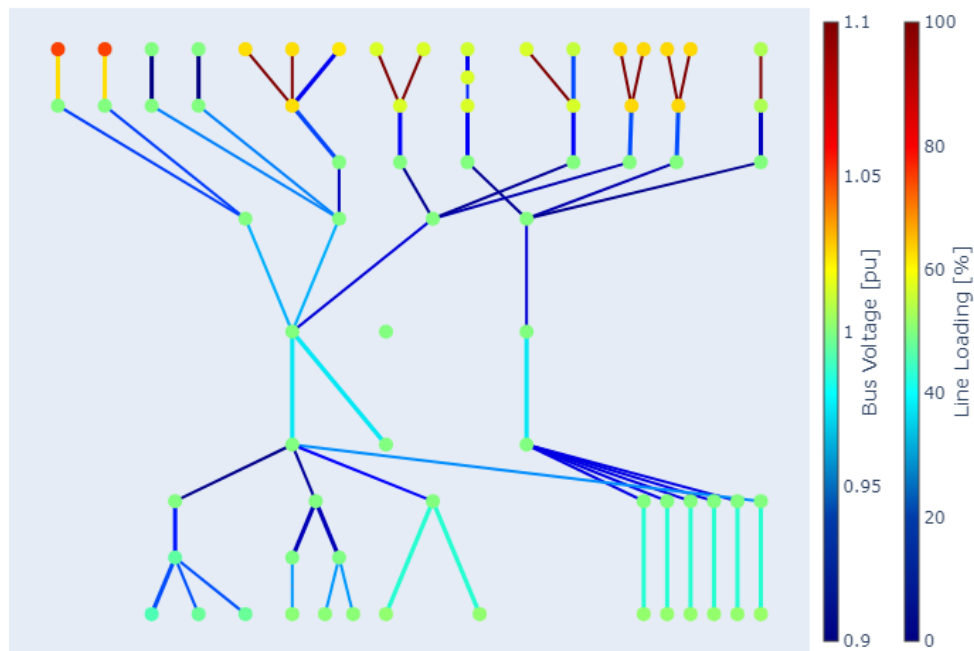


Abbildung 17: Overview of power flow results on the synthetic grid

Bus Voltage Magnitudes (pu)

From Abbildung 18, it shows the voltage magnitudes of each bus in per unit (pu). The range of bus voltages is typically between 0.95 and 1.05 pu, which is a standard acceptable voltage boundary for power systems. The plot clearly visualizes how each bus's voltage compares to this boundary. The x-axis represents the buses, and the y-axis represents the voltage magnitudes in pu.

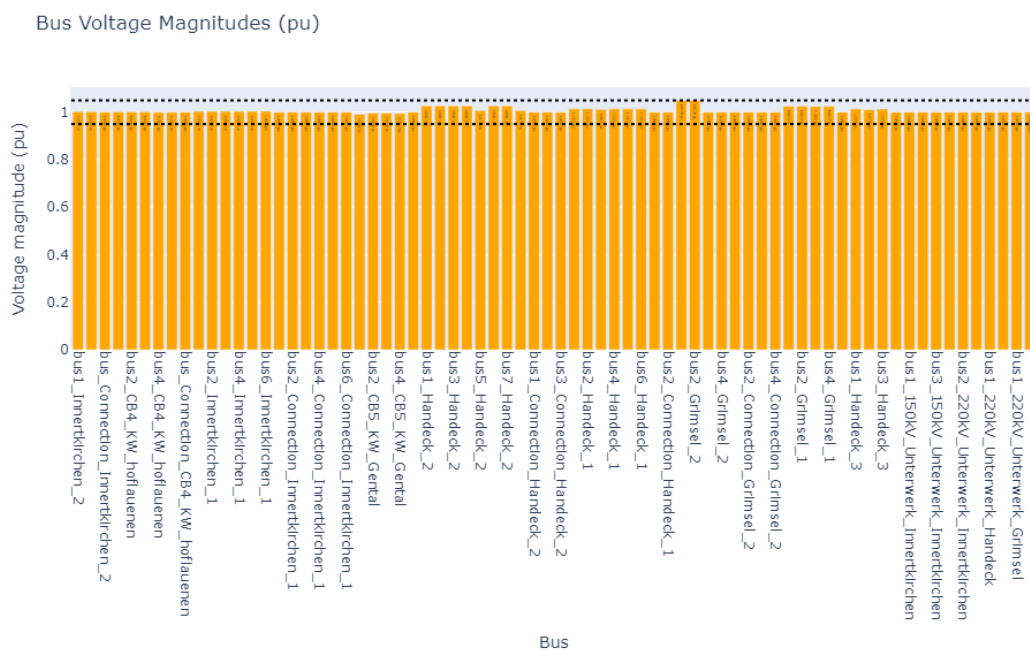


Abbildung 18: The voltage magnitudes of each bus in per-unit (pu).



Generator Active Power (MW)

Abbildung 19 shows the distribution of active power generation across different generators in response to the system load. The x-axis represents the individual generators, and the y-axis shows the active power (in MW) produced by each one. Since the slack bus is set to 'bus_220kV_Unterwerk_Grimsel', the optimization aims to minimize losses. As a result, generators in the Grimsel 2 and Innerkirchen 1 networks produce more active power compared to other areas. This suggests that the optimizer reduces losses in transmission lines and transformers by prioritizing generation closer to the load or with lower loss paths.

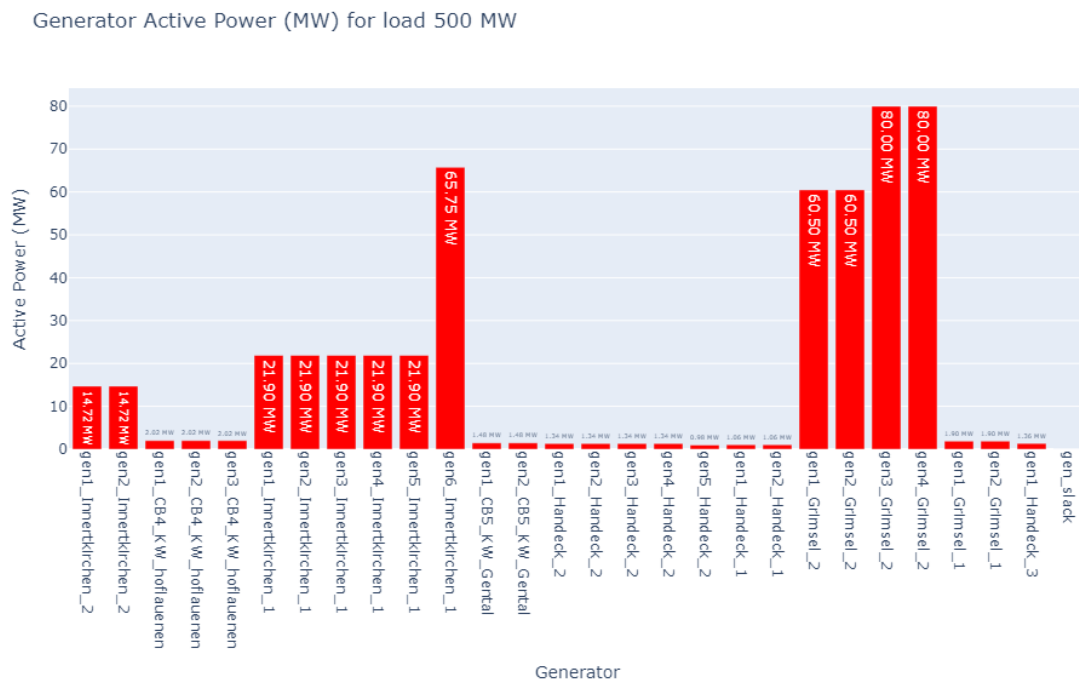


Abbildung 19: The distribution of active power generation across different generators (MW).

Generator Reactive Power (Mvar)

Reactive power helps in maintaining voltage levels across the network. In this scenario, since the slack bus is 'bus_220kV_Unterwerk_Grimsel', most of the reactive power is supplied by the generators in the upper network part of the grid shown as Abbildung 20, particularly those near or directly connected to the slack bus. In the upper section, power flows through only one or two transformers, from medium to extra-high voltage. In contrast, power from the lower network part of the grid pass through two or three transformers: first from medium to high voltage, and then from high to extra-high voltage. Also from a result, all generators in the lower part of the grid show negative reactive power values, meaning they absorb reactive power instead of injecting it. This behaviour is mainly due to their connection through underground cables.



Generator Reactive Power (MVar) for load 300 MVar

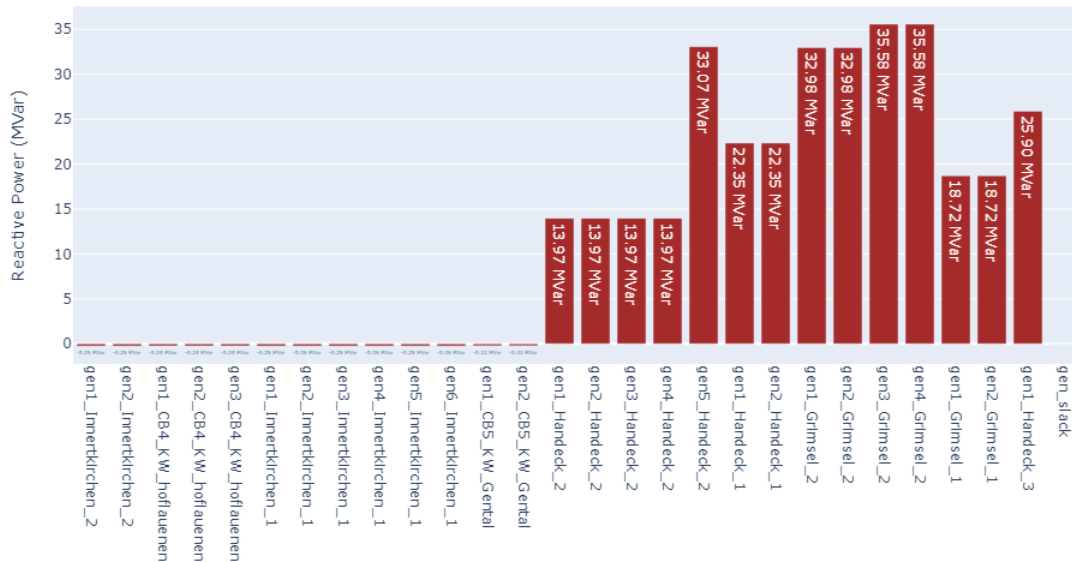


Abbildung 20: The distribution of reactive power generation across different generators (Mvar).

Test optimal power flow with real data

Since real data contain only 2 out of 9 networks, in this scenario, the selected slack bus is '150_kV_Unterwerk_Innetkirchen', with the following load parameters:

- Active Power: 200 MW
- Reactive Power: 0 Mvar

All input parameters for buses, transformers, transmission lines, and generators are defined in Section 2.2: Model of a Power Plant Complex. The active power outputs of most generators are fixed, with only one generator having a variable output with the same price (CHF/MW). For reactive power, all generators are variable within their specified minimum and maximum limits. The optimal power flow (OPF) minimizes the overall cost by reducing active power losses in the grid, while also considering the constraints described in the constraint section.

Overall result

The results of the two real network models are shown in Abbildung 21. This figure presents two key outputs: bus voltages (vm_pu), ranging from 0.9 to 1.1 per unit (pu), and line loading (loading_percent), ranging from 0% to 100%.



Abbildung 21: The overview of power flow results of the synthetic grid.



Bus Voltage Magnitudes (pu)

Abbildung 22 shows the voltage magnitudes (in per unit) for all buses in the real grid. The results indicate an optimal solution in which all bus voltages (interconnection buses, generator buses, and the slack bus) are below 1.0 pu. This suggests that the optimal solution favours operating the grid at lower voltage levels. All values remain within acceptable voltage limits.

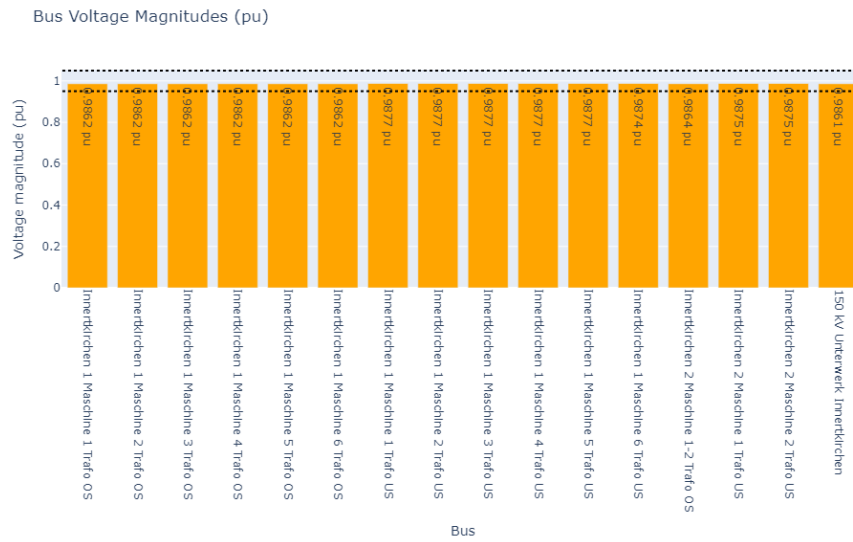


Abbildung 22: The voltage magnitudes of each bus, in per-unit (pu).

Generator Active Power (MW)

Abbildung 23 shows the active power output (in MW) of each generator. In this scenario, all generators have fixed outputs except for Generator 6 in Innertkirchen 1, which is set as variable and adjusts its output based on the optimal power flow (OPF) solution under a total system load of 200 MW. The total generation sums up to 200.44 MW, indicating that the active power losses in the grid amount around 0.44 MW.

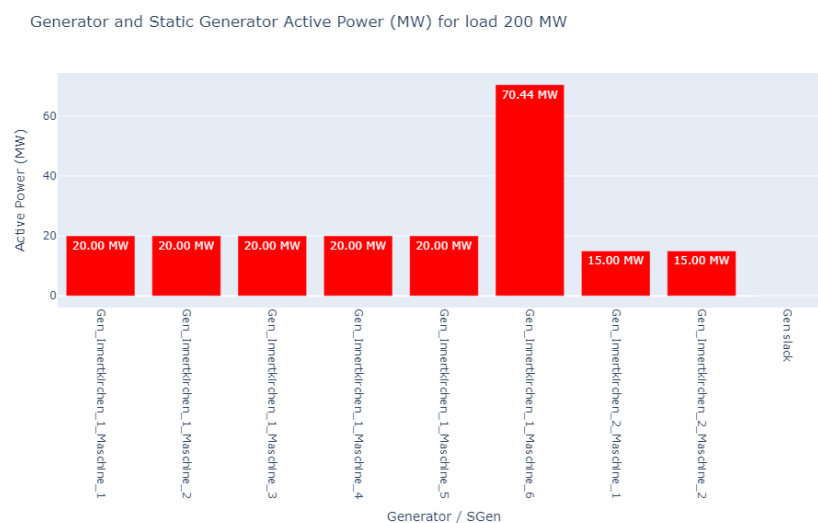


Abbildung 23: The distribution of active power generation across different generators (MW)



Generator Reactive Power (Mvar)

Abbildung 24 shows the reactive power output (in Mvar) of each generator. Although the load at the slack bus '150_kV_Unterwerk_Innertkirchen' is set to require no reactive power (0 Mvar), the generators still supply reactive power to the system. This is necessary to compensate for reactive power losses, which primarily occur in transformers due to their impedance. The chart shows that Generator 6 in Innertkirchen 1 provides the highest amount of reactive power (2.38 Mvar) as reactive power loss in transformation is high, while the other generators contribute smaller amounts.

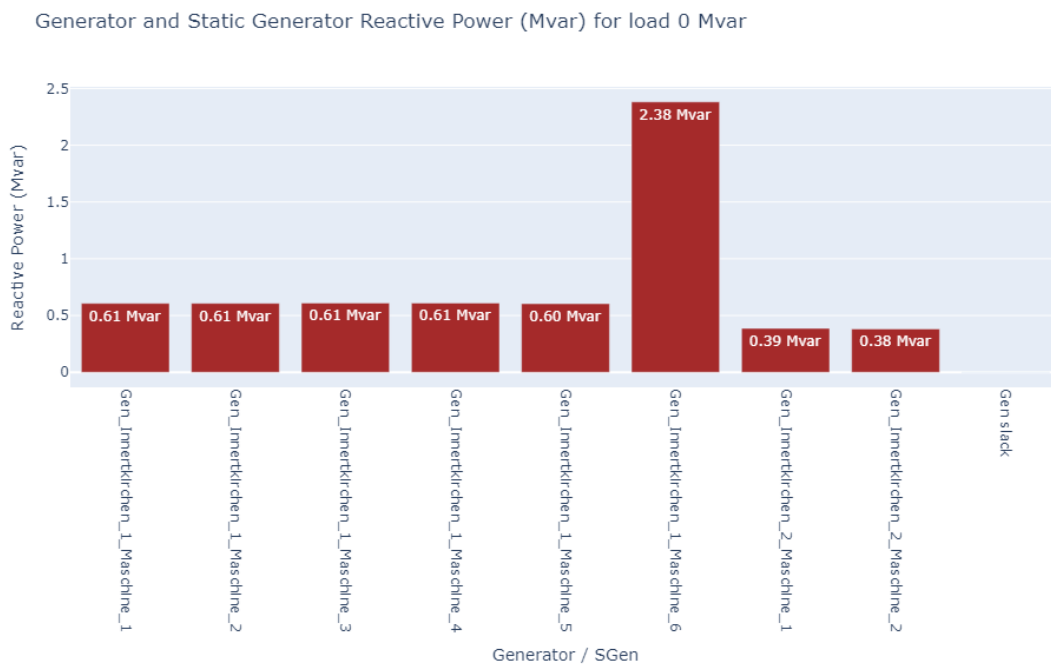


Abbildung 24: The distribution of reactive power generation across different generators (Mvar)

2.3.2. Normal power flow with synthetic grid/ real data

In this section, normal power flow cases are described. For these calculations, all buses must be assigned before running the simulation, buses are defined either as PQ buses or Slack buses as shown in Tabelle 2. PQ buses are assigned to generator buses, where active power (P) and reactive power (Q) are specified as input values. For Slack bus, the voltage magnitude and phase angle are defined. From the optimal result (see Section 2.3.1), the following are used to set up the normal power flow:

- The active power (P) and reactive power (Q) injected by each generator.
- The voltage per unit at the slack bus.

Four different scenarios are considered under normal power flow using the synthetic grid.

Test normal power flow with synthetic data

- **Scenario 1:** Generator buses are defined as PQ buses with the same P and Q values used in the optimal power flow test (see Section 2.3.1). The slack bus is using the same voltage magnitude and phase angle from the optimal result.
- **Scenario 2:** Generator buses are defined similarly to Scenario 1, the same P and Q values used in the optimal power flow test. However, the slack bus is set with its voltage fixed at 1.0 per unit instead of using the value from the optimization. This scenario analyses how changes in the slack bus voltage affect the active power loss in the grid.



- **Scenario 3:** Generator buses are defined as PQ buses. The Q values are taken from the optimization result, but the P values are modified (Active power redispatch) such that the total generation still matches the optimal total. The slack bus is defined with voltage set to 1.0 per unit. This scenario investigates how changes in active power generation and slack bus voltage affect active power loss in the grid.
- **Scenario 4:** Generator buses are defined as PQ buses. The P values are taken from the optimization result, while the Q values are modified (Reactive power redispatch) with the total reactive power generation still equal to the optimal value. The slack bus is defined with voltage set to 1.0 per unit. This scenario explores how changes in reactive power generation and slack bus voltage influence the active power loss in the grid.

Where all the scenarios have the same slack bus as 'bus_220kV_Unterwerk_Grimsel' shown on left upper side in Abbildung 11, and same load with the following load parameters:

- Active Power: 500 MW
- Reactive Power: 200 Mvar

Overview of power flow results of the synthetic grid

The synthetic grid result under normal power flow is shown in Abbildung 25. The interpretation of bus voltage and line loading follows the same logic described in Section 2.3.1.

Compared to the optimal power flow results in Section 2.3.1, the optimal result shows more uniform voltage levels and significantly reduced loading on critical lines, especially in areas like Handeck 2, which were close to their limits under normal settings. However, in normal power flow, the active and reactive power values are set by the user (PQ bus). This can lead to situations where the system hits its upper limits. From Abbildung 25 shows this in Scenario 4, where reactive power redispatch causes certain buses, lines, and transformers to operate right at their maximum limits.

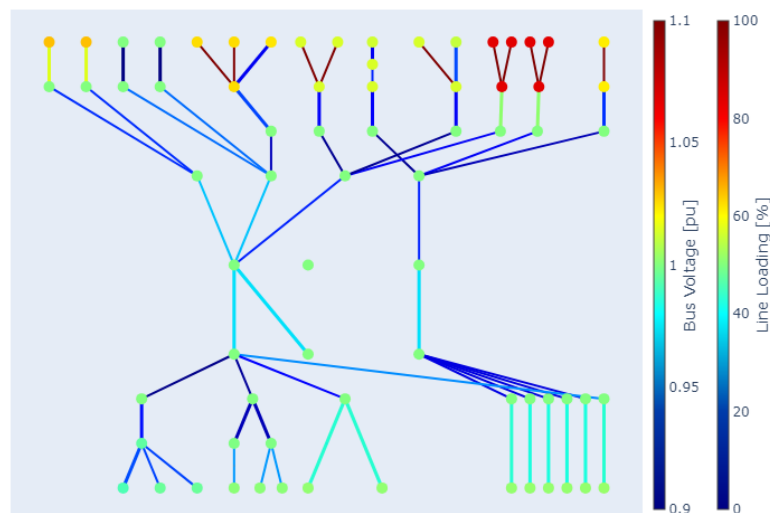


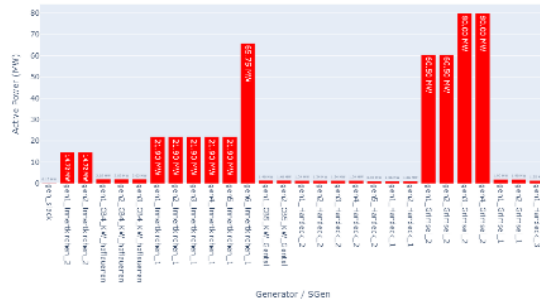
Abbildung 25: The distribution of active power generation across different generators (MW) of 3 scenarios

Generator Active Power (MW)

From Abbildung 26, active power (MW) output from each generator across the four scenarios. In Scenarios 1,2 and 4 (left side), all generator values match those from the optimal dispatch. In Scenario 3 (right side), the P values are changed: generators in Innertkirchen 1 Machines 1–5 are reduced from 21.90 MW to 19.04 MW each, while Machine 6 is increased from 65.75 MW to 80 MW to supply more active power.



Generator and Static Generator Active Power (MW) for load 500 MW



Generator and Static Generator Active Power (MW) for load 500 MW

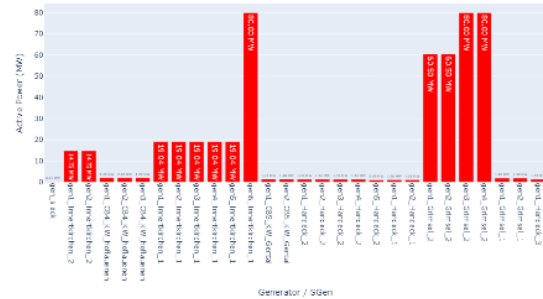
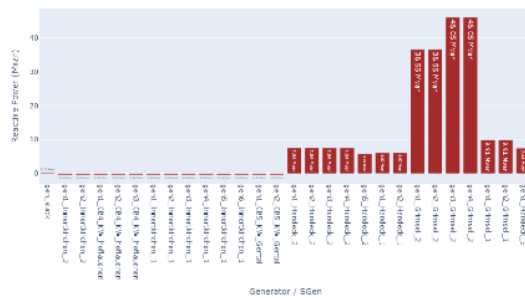


Abbildung 26: The distribution of active power generation across different generators (MW) of 4 scenarios (left side: scenarios 1, 2 and 4; right side: scenario 3)

Generator Reactive Power (Mvar)

Abbildung 27 displays the reactive power (Mvar) output for each generator. In Scenarios 1, 2 and 3 (left side), the Q values at generation buses match the optimal case without voltage optimization. In Scenario 4 (right side), the Q values are modified while keeping the active power the same. Generators in Handeck 2 show increased reactive power, Machines 1–4 are increased from approximately 5–7 Mvar to 20.6 Mvar. While those in Grimsel 2 are reduced, Machines 1–2 are reduced from 36.55 Mvar to 20 Mvar, and Machines 3–4 are reduced from 46.05 Mvar to 30 Mvar. This change reflects a different reactive support strategy, which can influence voltage levels as shown in Abbildung 25 and losses in the grid which will be discussed in section 2.3.3.

Generator and Static Generator Reactive Power (Mvar) for load 200 Mvar



Generator and Static Generator Reactive Power (Mvar) for load 200 Mvar

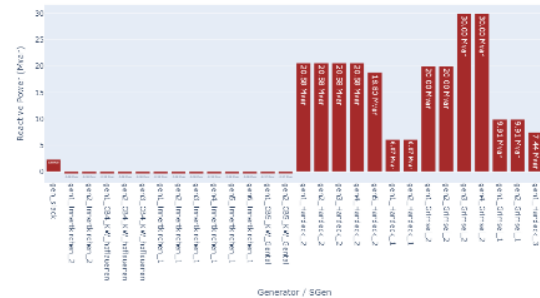


Abbildung 27: The distribution of reactive power generation across different generators (Mvar) of 4 scenarios. (left side: scenarios 1, 2 and 3; right side: scenario 4).

Test normal power flow with real data

- **Scenario 1:** Generator buses are defined as PQ buses using the same P and Q values as in the optimal power flow case (see Section 2.3.1). The slack bus using the same voltage magnitude and phase angle from the optimal result.
- **Scenario 2:** Similarly to Scenario 1, the same P and Q values are used in the optimal power flow test. The slack bus is fixed at a voltage of 1.0.
- **Scenario 3:** Generator buses are defined as PQ buses. The Q values are taken from the optimization result, but the P values are modified (Active power redispatch) such that the total generation still matches the optimal total. The slack bus is defined with voltage set to 1.0 per unit.
- **Scenario 4:** Generator buses are defined as PQ buses. The P values are taken from the optimization result, but the Q values are modified (Reactive power redispatch) such that the total generation still matches the optimal total. The slack bus is defined with voltage set to 1.0 per unit.



Three scenarios are tested using the real grid model. In all cases, the slack bus is set to '150_kV_Unterwerk_Innertkirchen', and the system is tested with the same load conditions:

- Active Power: 200 MW
- Reactive Power: 0 Mvar

Overview of power flow results of the real grid

The plot provides an overview of the real grid's performance. Heavier loaded lines and nodes with higher or lower voltages are easily identified through the color variations. Abbildung 28 presents the power flow analysis for a real grid in Scenario 3. The results differ from the optimal case in Section 2.3.1 because, in Scenario 3, the active power generation at Innertkirchen 1, Machine 6, is reduced. As a result, the loading percentage on the connected line decreases, which is shown by the line turning dark blue.

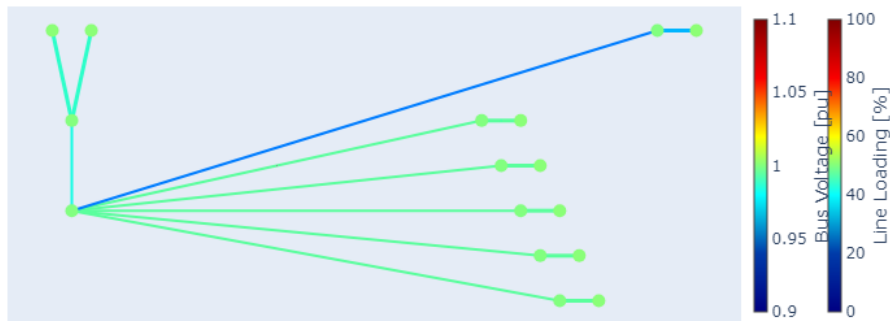


Abbildung 28: Overview of power flow results of the real grid.

Abbildung 29, in Scenarios 1, 2 and 4 (left side), all generators produce the same power as in the optimal power flow case. In Scenario 3 (right side), the active power of Machines 1–5 in Innertkirchen 1 are increased from 20.00 MW to 24.09 MW each, while Machine 6 is decreased from 70.44 MW to 50 MW to balance the system.

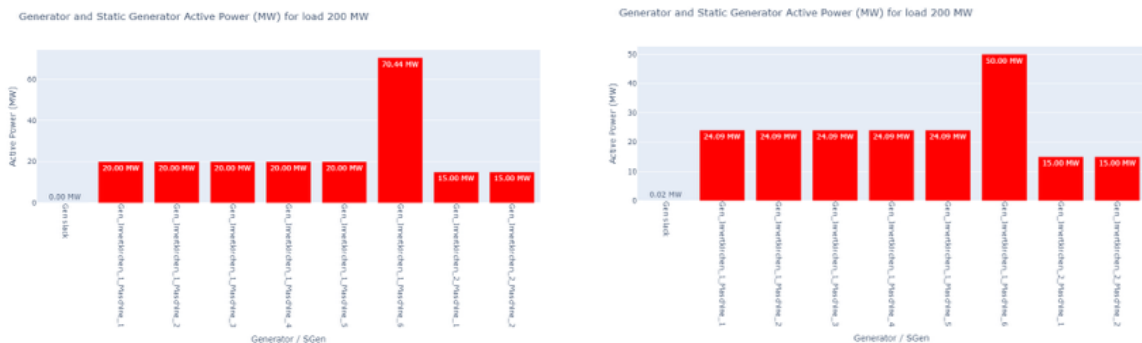


Abbildung 29: The distribution of active power generation across different generators (MW) of 4 scenarios (left side: scenarios 1, 2 and 4; right side: scenario 3).

From Abbildung 30, in Scenarios 1, 2 and 3 (left side), the reactive power at generation buses follows the optimal case. In Scenario 4 (right side), the reactive power values are modified, for Innertkirchen1, Machine 6 is reduced from 2.38 Mvar to 1.5 Mvar, and Machines 3–5 are increased from 0.6 Mvar to 0.76 Mvar. Losses in the grid in each scenario will be discussed in section 2.3.3.

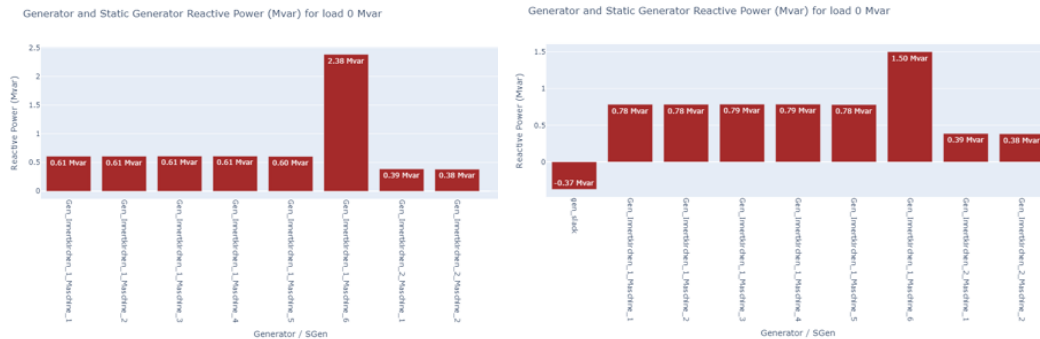


Abbildung 30: The distribution of reactive power generation across different generators (Mvar) of 4 scenarios. (left side: scenarios 1, 2 and 3; right side: scenario 4).

2.3.3. Comparison of results

This section compares the results of the optimal power flow (from Section 2.3.1) with four normal power flow scenarios (from Section 2.3.2), focusing on active power losses in the grid (including line and transformer losses). All five cases in each setup serve the same total load.

- For the synthetic grid, the system supplies 500 MW active power and 200 Mvar reactive power, with the slack bus set to 'bus_220kV_Unterwerk_Grimmel'.
- For the real grid, the system supplies 200 MW active power and 0 Mvar reactive power, with the slack bus at '150_kV_Unterwerk_Innertkirchen'.

In Scenario 1, the generator outputs (P and Q), as well as the voltage magnitude and phase angle at the slack bus, are the same as in the optimization cases defined in the normal power flow. As a result, the active power losses are exactly the same: 4.29 MW for the synthetic grid and 0.44 MW for the real grid, as shown in Abbildung 31 and Abbildung 32, respectively.

In Scenario 2, the generator outputs (P and Q) are the same as in the optimization case, but voltages at the slack are fixed with voltage per unit of 1. In contrast, optimization adjusts these voltages to reduce losses. As a result, the active power loss increases slightly, by about 3% in the synthetic grid shown as Abbildung 31 and only 0.08% in the real grid shown as Abbildung 32, showing that using the same PQ values without optimized voltages still gives near optimal results.

In Scenario 3, the total load is still the same, but the distribution of active power generation has changed, some generators produce more, others less. This change leads to more current flow through certain paths, which increases losses by around 5.4% in the synthetic grid and 9% in the real grid, both of which are illustrated in Abbildung 32 and Abbildung 33, compared to the optimization.

Scenario 4 keeps the same active power distribution as Scenario 1, but the reactive power from some generators is increased or decreased. Although the total active power and load remain unchanged, this adjustment significantly increases losses, by 59.8% in the synthetic grid and a much lower with 5.3% in the real grid. This shows how strongly non optimal reactive power dispatch can affect system losses in some scenarios.

In summary, while all normal power flow methods still deliver the power to the load, only the optimization method minimizes losses effectively. Since normal power flow requires manual definition of PQ, PV and Slack buses, it is difficult to achieve a loss minimizing configuration without optimization.



Result of Active Power Loss in Synthetic Grid

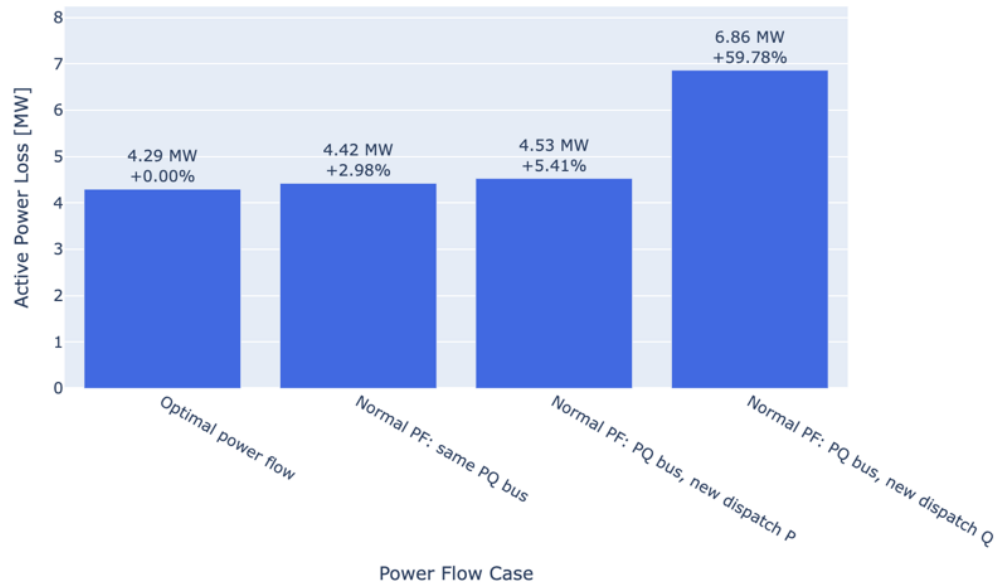


Abbildung 31: Comparison of active power loss in the synthetic grid for normal and optimal power flow Cases.

Result of Active Power Loss in Real Grid

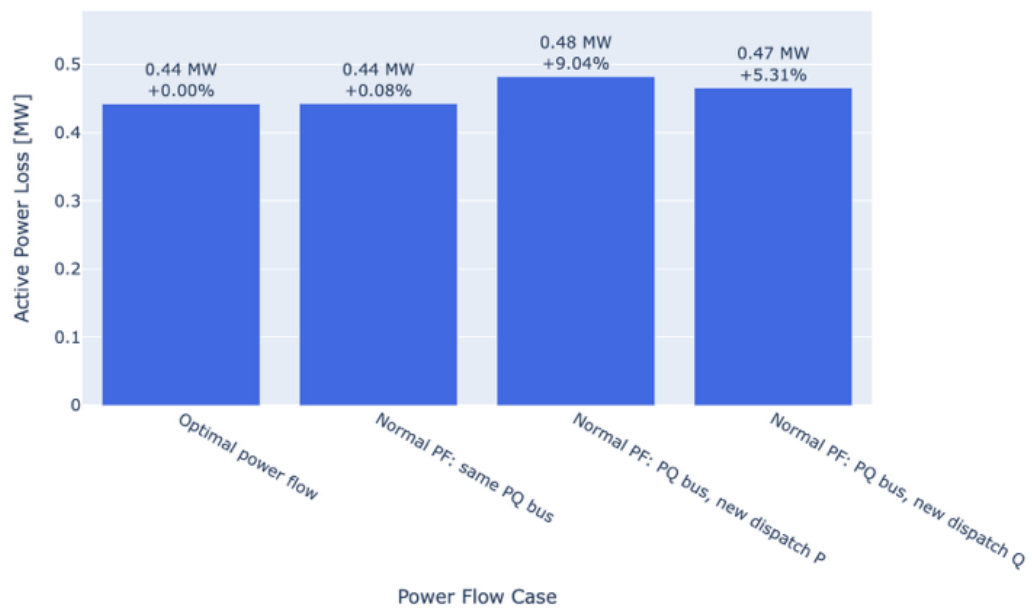


Abbildung 32: Comparison of active power loss in the real grid for normal and optimal power flow Cases.



3 Schlussfolgerungen und Ausblick

Die bisherigen Untersuchungen haben gezeigt, dass das im Rahmen dieses Projekts entwickelte vereinfachte Verlustmodell ausreichend genau ist und für eine Optimierung herangezogen werden kann. In Bezug auf die Optimierung der Blindleistungsbereitstellung ist es bereits erfolgreich gelungen, basierend auf der Topologie des Kraftwerkskomplexes der Kraftwerke Oberhasli AG (KWO) ein Simulationsmodell zur Lastflussberechnung aufzubauen und die Blindleistungsbereitstellung mit einer Zielfunktion zu optimieren.

In einem nächsten Schritt müssen im bestehenden Kraftwerksmodell die noch fehlenden exakten Modelldaten (Verbindungsleitungen, Transformatoren, Generatoren) ergänzt werden. Diese Daten wurden vom Industriepartner KWO im Laufe des Jahres 2025 versprochen und basieren momentan zum Teil noch auf Annahmen. Mit der stetigen Verfeinerung und Adaptierung des Modells kann schliesslich das reale Optimierungspotential zur Blindleistungsbereitstellung ordnungsgemäss abgeschätzt werden. Zusätzlich müssen die Generatorverluste aller Maschinen in das Optimierungsmodell integriert werden.

Mit dem erfolgreichen Abschluss des Arbeitspakets 3 (Optimierung) können schliesslich die Arbeitspakete 4 und 5 entsprechend dem Terminplan bearbeitet werden.

4 Nationale und internationale Zusammenarbeit

Die Fachhochschule Nordwestschweiz (FHNW) arbeitet in diesem Projekt mit der Firma «Kraftwerke Oberhasli AG» (KWO) zusammen.

Die Kraftwerke Oberhasli AG ist eines der führenden Wasserkraftunternehmen der Schweiz. Sie wurde 1925 gegründet und stellt mit Hilfe ihrer 13 Wasserkraftwerken und 8 Speicherseen jährlich zwischen 2100 und 2300 Gigawattstunden elektrischer Energie bereit. Als grosses Energieproduktionsunternehmen leistet die KWO zudem auch einen wichtigen Beitrag zur Netzregelung.

Im Rahmen dieses Projekts stellt die KWO der FHNW detaillierte Maschinen- und Systemdaten sowie detaillierte Betriebsdaten zur Verfügung. KWO ist selbst daran interessiert, die Blindleistungsbereitstellung ihrer Kraftwerke zu optimieren.

5 Literaturverzeichnis

- [1] G. Traxler-Samek, «Analytical and Numerical Design Methods for the Electromechanical Calculation of Hydro-Generators,» Habilitationsschrift, Technische Universität Darmstadt, 2014.
- [2] G. Traxler-Samek, «Zusatzverluste im Stirnraum von Hydrogeneratoren mit Roebelstabwicklung,» Dissertation, Technische Universität Wien, Wien, Österreich, 2003.
- [3] G. Traxler-Samek und G. Ardley, «Iron losses in salient pole synchronous machines considering unidirectional and elliptic magnetization,» in *2009 8th International Symposium on Advanced Electromechanical Motion Systems & Electric Drives Joint Symposium (Electromotion)*, Lille, France, 2009.
- [4] G. Traxler-Samek, T. Lugand und A. Schwery, «Additional losses in the damper winding of large hydrogenerators at open-circuit and load conditions,» *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, pp. 154-160, Jan. 2010.



- [5] G. Traxler-Samek, A. Schwery, R. Zickermann und C. Ramirez, «Optimised calculation of losses in large hydrogenerators using statistical methods,» in *In: Wiak S., Dems M., Komez A. (eds) Recent Developments of Electrical Drives*, Springer Monograph, 2005.
- [6] A. Binder, Grossgeneratoren und Hochleistungsantriebe, Vorlesungsskript, TU Darmstadt, Institut für Elektrische Energiewandlung, 2021.
- [7] A. Binder, Elektrische Maschinen und Antriebe. Grundlagen, Betriebsverhalten. 2. aktualisierte Auflage, Springer Verlag, 2017.
- [8] L. Thurner, A. Scheidler, F. Schäfer und et al., «pandapower - an Open Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis and Optimization of Electric Power Systems,» *IEEE Transactions on Power Systems*, Bd. 33, Nr. 6, pp. 6510-6521, Nov. 2018.
- [9] R. Wiegenbröcker, *Gesamt-schema der Hochspannungsanlagen. Technische Referenz erstellt von Wiegenbröcker René und genehmigt von Ulrich Dietrich, mit zusätzlichen Informationen von Roman Schild*, Bd. A000041079, KWO und Swissgrid, 2022.

6 Anhang

6.1 Python-Code zum Verlustmodell

6.1.1. Verlustmodell

Der folgende Python-Code beschreibt das Erregerbedarfs- und Verlustmodell, das im Rahmen dieses Projekts verwendet wird.

```
import matplotlib.pyplot as plt
import numpy as np

# -----
# defines synchronous machine model data, used for field current calculation :
# -----
class SMMModelData:
    #
    # class initializer :
    # - xpPu : potier reatance, in pu
    # - OCif : open-circuit curve, field current samples, in A
    # - OCuPu : open-circuit curve, stator voltage samples, in pu
    # - Ifks : steady-state short-circuit field current (at nominal stator current), in A
    #
    def __init__(self, xpPu, OCif, OCuPu, Ifks):
        self.xpPu = xpPu # potier reactance, in pu
        self.OCif = OCif # open-circuit curve, field current samples, in A
        self.OCuPu = OCuPu # open-circuit curve, stator voltage samples, in pu
        self.Ifks = Ifks # steady-state short-circ. field cur. (at nom. stat. cur.), in A
        self.Im0N = np.interp(xpPu, OCuPu, OCif) # leakage field cur., at nom. Stat. cur., in A
        self.IsPN = Ifks - self.Im0N # stat. cur. Is', transf. to rotor ref., in A
    #
    # method "calculateFieldCurrent" : computes the field current for given operation condiction
    # - usPuAbs : stator winding voltage, in pu
    # - isPuAbs : stator winding current, in pu
    # - phi : phase angle, from phase current to phase voltage, in rad
    # - returns : field current, absolute value, in A
    #
    def calculateFieldCurrent(self, usPuAbs, isPuAbs, phi):
```



```

# compute phase voltage and phase current phasors :
usPu = usPuAbs # complex stator voltage, in pu
isPu = isPuAbs * np.exp(-1.j * phi) # complex stator current, in pu
# compute output power :
sPu = usPu * np.conj(isPu) # complex apparent power, in pu
pPu = sPu.real # active power, in pu
qPu = sPu.imag # reactive power, in pu
# compute (internal) main inductance voltage :
uhPu = usPu - 1.j * isPu * self.xpPu # complex internal main inductance voltage, in pu
uhPuAbs = np.abs(uhPu) # internal main inductance volt., abs. val., in pu
# compute magnetization current, in a rotor reference system :
ImPAbs = np.interp(uhPuAbs, self.OCuPu, self.OCif) # magn. cur., abs. value, in A
ImP = (uhPu / uhPuAbs) / (1.j) * ImPAbs # magn. Cur., complex phasor, in A
# field current safety factor (correction factor) :
fIf = 1.0 + (0.04 + 0.03 * np.sin(phi)) * np.cos(phi)**2.0 * isPuAbs
# stator current, in a rotor reference system :
IsP = self.IsPN * isPu
If = (ImP - IsP) * fIf
IfAbs = np.abs(If)
return IfAbs

#
# method "plotNoLoadCurve" : plots the no-load (open circuit) characteristic
#
def plotNoLoadCurve(self):
    plt.plot(self.OCif, self.OCuPu)
    plt.xlabel("Field Current If, in A")
    plt.ylabel("Stator Voltage u, in pu")
    plt.show()

# -----
# defines synchronous machine loss model data :
# -----
class SMLossData:
    #
    # class initializer :
    # - UsN : nominal stator voltage, rms phase value, in V
    # - IsN : nominal stator current, rms phase value, in A
    # - IfN : nominal field current, in A
    # - PmechN : mechanical losses, at nominal frequency, in W
    # - PFeN : iron losses, at nominal stator winding voltage, in W
    # - PLoadN : load (stator-current-dependent) losses, at nom. stat. winding current, in W
    # - PfN : field winding losses, at nominal operation, in W
    # - excModel : excitation calculation model, type of "SMMModelData"
    #
    def __init__(self, UsN, IsN, IfN, PmechN, PFeN, PLoadN, PfN, excModel):
        self.UsN = UsN # nominal stator voltage, rms phase value, in V
        self.IsN = IsN # nominal stator current, rms phase value, in A
        self.IfN = IfN # nominal field current, in A
        self.PmechN = PmechN # mechanical losses, at nominal frequency, in W
        self.PFeN = PFeN # iron losses, at nominal stator winding voltage, in W
        self.PLoadN = PLoadN # load (stat.-cur.-dependent) losses, at nom. stat. cur., in W
        self.PfN = PfN # field winding losses, at nominal operation, in W
        self.model = excModel # excitation calculation model, type of "SMMModelData"
    #
    # method "calcLosses" : compute power losses for given operation definition
    # - usPuAbs : stator winding voltage, in pu
    # - isPuAbs : stator winding current, in pu
    # - phi : phase angle, from phase current to phase voltage, in rad
    # - returns : tuple containing total losses, in A (item 0), efficiency, in pu (item 1),
    #             and field current, in A (item 2)
    #
    def calcLosses(self, usPuAbs, isPuAbs, phi):
        # compute load field current :
        If = self.model.calculateFieldCurrent(usPuAbs, isPuAbs, phi)
        # compute power losses :
        Pmech = self.PmechN
        PFe = self.PFeN * usPuAbs**2
        PLoad = self.PLoadN * isPuAbs**2
        Pf = self.PfN * (If / self.IfN)**2
        PTotal = Pmech + PFe + PLoad + Pf
        P = 3.0 * self.UsN * usPuAbs * self.IsN * isPuAbs * np.cos(phi)
        Eta = 0.0

```



```
if (P < 0.0):
    Eta = np.abs(P) / (np.abs(P) + PTotal)
else:
    Eta = (np.abs(P) - PTotal) / np.abs(P)
return (PTotal, Eta, If)
```

6.1.2. Beispiel- bzw. Testcode

Der folgende Python-Code beschreibt eine Anwendung des im vorhergehenden Abschnitt aufgelisteten Verlustberechnungsmodells. In einem ersten Schritt werden die Modelldaten (`SMMModelData`) der Synchronmaschine zur Bestimmung des Erregerbedarfs unter Angabe der Potier-Reaktanz $x_p = 0.27$ pu, der Leerlauf-Kennlinie (ein Array mit Feldströmen in A, ein Array mit Statorwicklungsspannungen, in pu) und des Kurzschluss-Erregerstroms $I_{fk} = 789$ A definiert. Anschliessend wird das Verlustmodell (`SMLossData`) instanziiert, dabei müssen der Effektivwert der Nenn-Phasenspannung $U_{SN} = 6062.2$ V, der Effektivwert des Nenn-Phasenstroms $I_{SN} = 5828.5$ A, der Nenn-Feldstrom $I_{fN} = 1518.0$ A, die mechanischen Verluste im Nennpunkt $P_{vm0} = 250$ kW, die Stator-Ummagnetisierungsverluste bei Nennspannung $P_{vFe0} = 247.5$ kW, die stromabhängigen Verluste bei Nennstrom $P_{vL0} = 396.7$ kW und die Nenn-Verluste in der Feldwicklung und im Erregungssystem $P_{ve0} = 200.5$ kW definiert werden.

Ein beliebiger Lastpunkt wird anschliessend mit Hilfe der Klassenfunktion `calcLosses` unter Angabe der Maschinenspannung $u = 1$ pu, des Maschinenstroms $i = 1$ pu und des Phasenwinkels $\varphi = 211.79^\circ$ (mit Umrechnung in Radiant) berechnet.

```
# Example machine with S = 100 MVA
#
example1Model = ( SMMModelData(0.27,
    [ 0.0, 346.8, 639.4, 686.4, 740.3, 804.9, 881.9, 973.7, 1090.0, 1257.4, 1544.6, 2007.7 ],
    [ 0.0, 0.5, 0.9, 0.95, 1.00, 1.05, 1.10, 1.15, 1.20, 1.25, 1.30, 1.35 ], 789.0) )

example1 = ( SMLossData(6062.2, 5828.5, 1518.0, 250000.0, 247500.0, 396700.0,
    200500.0, example1Model) )

result1 = example1.calcLosses(1.0, 1.0, 211.79 * np.pi / 180.0)

print(result1)
```