

# Vergleich von drehzahlvariablen Pumpspeichertechnologien in einem dynamischen Modell für Langzeitbetrachtungen

Christoph MAIER, Wolfgang GAWLIK, Leopold RUPPERT<sup>1</sup>

Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe  
Gußhausstraße 25/370-1, 1040 Wien, Austria  
Tel.: +43 | (0)1 | 58801 | 370142, Fax: +43 | (0)1 | 58801 | 9370142  
E-Mail: christoph.maier@tuwien.ac.at  
Web: [www.ea.tuwien.ac.at](http://www.ea.tuwien.ac.at)

## Kurzfassung:

Im Rahmen des Projekts GreenStorageGrid - PSP-Grid-N wird der dynamische Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken im Verbund mit konventionellen thermischen Kraftwerken (Gas- und Dampfkraftwerken, GuD) in einem Energiesystem mit überwiegend regenerativer Energieerzeugung für Betrachtungszeiträume bis zu mehreren Stunden untersucht. In diesem Beitrag werden mittels eines Modells zur kombinierten Untersuchung elektrischer und hydraulischer Komponenten Langzeitsimulationen durchgeführt und unterschiedliche drehzahlvariable Pumpspeichertechnologien in Kombination mit einem GuD gegenübergestellt und deren Verhalten bei Leistungs- und Frequenzregelung untersucht.

**Keywords:** drehzahlvariable Pumpspeicherkraftwerke, dynamische Simulation

## 1 Einleitung

Die Erzeugungskapazitäten von Windkraftwerken und Photovoltaiksystemen sind im letzten Jahrzehnt kontinuierlich angestiegen [1]. Durch diesen starken Ausbau an erneuerbaren Erzeugungseinheiten kommt es vermehrt zu Schwankungen in der Bereitstellung elektrischer Energie. Diese müssen durch die rotierenden Schwungmassen der Synchronmaschinen, durch Speichersysteme und durch den Einsatz flexibler Kraftwerke ausgeglichen werden. Die großtechnische elektrische Energiespeicherung wird derzeit überwiegend mittels Pumpspeicherkraftwerken bewerkstelligt, deren Kapazitäten jedoch begrenzt sind. Aufgrund des hohen Ausbaugrades von (Pump-)Speicherkraftwerken in Europa bleibt in naher Zukunft aber weiterhin ein Bedarf an flexiblen Kraftwerken, die steilen Leistungsgradienten folgen und in einem breiten Lastbereich effizient arbeiten können. Mittelfristig können neuartige Batteriegroßspeicher eine immer größere Rolle spielen, die gerade in mehreren Pilotprojekten (siehe z.B. [2]) untersucht werden.

Mit sinkender Schwungmasse im Verbundbetrieb aufgrund des vermehrten Einsatzes von Erzeugungseinheiten mit Umrichtermodulen, steigen die Herausforderungen zur Einhaltung der Frequenzhaltung [3]. Konventionelle Pumpspeicherkraftwerke können auf zukünftige zeitliche Anforderungen und neue Grid Codes zur Bereitstellung von Regel- und Ausgleichsenergie nur mehr bedingt gerecht werden. Daher sind in den letzten Jahren neue

---

<sup>1</sup> Technische Universität Wien, IET, Getreidemarkt 9/302, A-1060 Wien, leopold.ruppert@tuwien.ac.at

Pumpspeichertechnologien aufgekommen, die eine hohe Einsatzflexibilität im Turbinen- und Pumpbetrieb gewährleisten können. Neben dem Dreimaschinensatz mit hydraulischem Kurzschluss (englisch: fixed-speed ternary set, kurz FSTS) sind auch Pumpturbinen mit drehzahlvariablen Motorgeneratoren im Einsatz, bei denen wiederum zwischen Maschinensätzen mit doppelgespeister Asynchronmaschine (englisch: variable-speed doubly-fed generator, kurz VSDFG) und mit Synchronmaschine mit Vollumrichter (englisch: variable-speed full-size converter, kurz VSFSC) unterschieden wird. Diese Technologien haben die Möglichkeit im restriktiven Regel- und Ausgleichsenergiemarkt teilzunehmen und über einen weiten Leistungsbereich im Pump- und Turbinenbetrieb zusätzliche Erlöse zu erwirtschaften [4]. Eine Darstellung der möglichen Betriebsbereiche für Pumpspeicherkraftwerke mit unterschiedlichen Maschinensätzen ist in Abbildung 1 zu sehen.

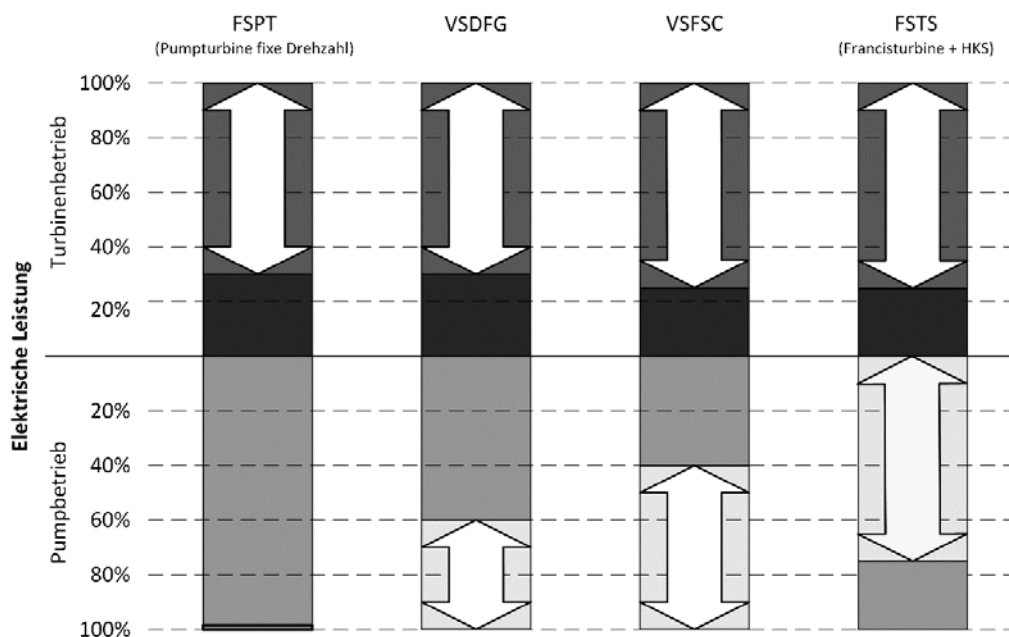


Abbildung 1: Betriebsbereiche für elektrische Leistungsbereitstellung/-bezug für Pumpspeicherkraftwerke mit unterschiedlichen Maschinentypen, adaptierte Darstellung basierend auf [5], HKS ... Hydraulischer Kurzschluss

In den letzten Jahren wurde das dynamische Verhalten von Pumpspeicherkraftwerken mit drehzahlvariablen Maschinensatz in einem gesamtheitlichen hydroelektrischen Modell z. B. in [6, 7] untersucht. Erkenntnisse über drehzahlvariable Pumpspeicher im Inselbetrieb sowie in Kombination mit thermischen Kraftwerken wurden in [8–13] erarbeitet.

Um jedoch Langzeitbetrachtungen von dynamischen Effekten sowohl auf elektrischer als auch hydraulischer Seite von drehzahlvariablen Pumpspeicherkraftwerken zu untersuchen, wurde ein neues kombiniertes Modell in der Simulationsumgebung SIMSEN [14] entwickelt. Dieses ermöglicht die Untersuchung des hydroelektrischen Verhaltens von unterschiedlichen drehzahlvariablen Pumpspeichermaschinen in Kombination mit einem GuD. Neben dem Verhalten der Maschinen bei Leistungs-Frequenzregelung können darüber hinaus auch Langzeitbetrachtungen z.B. für Speicherbewirtschaftung durchgeführt werden.

## 2 Methodik und Modelle

Das Simulationsumgebung SIMSEN [14] bietet eine Vielzahl von Komponenten und Reglern für dynamische Untersuchungen unterschiedlicher elektrischer und hydraulischer Maschinen. Kombinierte elektrische und hydraulische Betrachtungen mit SIMSEN wurden in den letzten Jahren insbesondere durch [11–13] durchgeführt.

Um Langzeitsimulationen für die elektrischen und hydraulischen Komponenten von Pumpspeichieranlagen durchführen zu können, wurden Vereinfachungen angenommen und neue Modelle entwickelt. Diese werden in ein Gesamtmodell in SIMSEN bestehend aus einem Pumpspeicherkraftwerk, einem GuD, einer Residuallast und der Netznachbildung, die das Gesamtnetz widerspiegelt, integriert. Nachfolgend werden die einzelnen Blöcke beschrieben.

### 2.1 Netznachbildung

Die Nachbildung des elektrischen Verbundnetzes wird auf einen elektrischen Knoten zusammengefasst. Diese fasst die Kraftwerkskapazitäten und deren Möglichkeit zur Bereitstellung von Ausgleichs- und Regelleistung im Stromnetz zusammen. Ohne Netznachbildung wären das Pumpspeicherkraftwerk, das GuD-Kraftwerk und die Residuallast im Inselbetrieb. Durch die Festsetzung der elektrischen Leistung und der Schwungmasse des Verbundnetzes kann der Einfluss der zwei Kraftwerke auf die Netzfrequenz untersucht werden. Dabei wird in den folgenden Simulationsfällen vom kontinentaleuropäischen Verbundnetz (ENTSO-E Continental Europe grid) ausgegangen.

Das Leistungsgleichgewicht zu jedem Zeitpunkt wird berechnet durch

$$\sum_i P_{G_i}(t) - \sum_j P_{L_j}(t) = \omega J_{\Sigma} \frac{d\omega}{dt}$$

wobei  $P_{G_i}$  die Leistung eines Kraftwerkes,  $P_{L_j}$  die Leistung einer Lasteinheit,  $\omega$  die Kreisfrequenz und  $J_{\Sigma}$  die Gesamtschwungmasse des Netzes repräsentieren.

Die Berechnung der Frequenzabweichung erfolgt durch:

$$\frac{df}{dt} = \frac{\Delta P}{P_{\Sigma}} \cdot \frac{f_n}{T_A} \cdot \frac{f_n}{f}$$

$\Delta P$  ist dabei die ausgefallene/überschüssige Leistung,  $P_{\Sigma}$  die gesamte Netzleistung,  $f_n$  die Nennfrequenz,  $f$  die Netzfrequenz und  $T_A$  die Netzanlaufzeitkonstante, welche wie folgt berechnet wird:

$$T_A = \frac{\omega_n^2 J_{\Sigma}}{P_{\Sigma}}$$

Nachfolgend werden nun einige Szenarien für die Entwicklung der Netzfrequenz im ENTSO-E kontinentaleuropäischen Netz aufgezeigt, welche auf den Referenzfall in [15] basieren. Die statischen Netzfrequenzlimits liegen bei 50,2 Hz als obere und 49,8 Hz als untere Grenze. Dynamisch ist jedoch vorgesehen (z.B. nach einem größeren KraftwerksFhele), dass die Netzfrequenz nicht mehr als +/- 800 mHz abweichen darf. Primärregelung (frequency containment process) wird im Referenzfall bei einem Totband von +/-20 mHz und einem

Leistungsgradienten von  $\pm 100$  MW/s berechnet. Die Sekundärregelung (frequency restoration process), die die Primärregelung nach spätestens 30 s beginnt abzulösen, wird mit einem PI-Regler modelliert und hat je nach betrachteter Netzgröße eine unterschiedliche Frequenzcharakteristik. Der Selbstregeleffekt der Last wird ebenfalls durch eine 1%/Hz Lastreduktion berücksichtigt. Nachfolgend werden in Abbildung 2 und Abbildung 3 die Frequenzverläufe für ein 150 GW großes elektrisches Netz bei Variation der Anlaufzeitkonstante und der ausgefallenen/überschüssigen Systemleistung dargestellt. Zusätzlich werden die Trompetenkurven [15] in den Abbildungen dargestellt. Diese geben Aufschluss über die typischerweise zu erwartenden Stabilisierung der Netzfrequenz während der Sekundärregelung. Die Sekundärregelung kommt jeweils nach 30 s zum Einsatz und führt die Netzfrequenz wieder zur Nennfrequenz zurück.

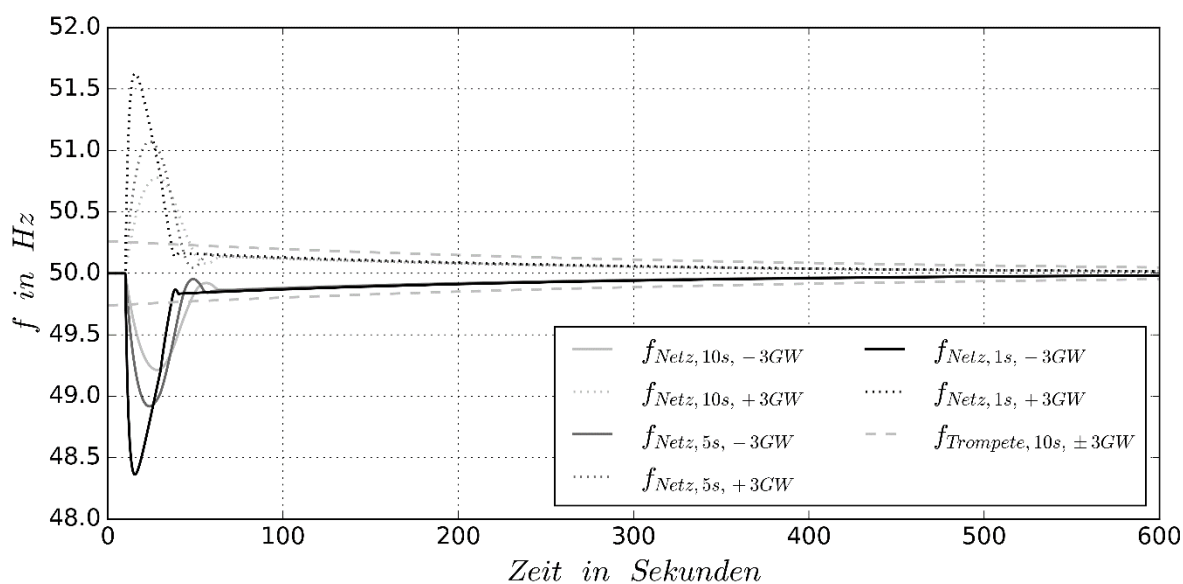


Abbildung 2: Frequenzverlauf für unterschiedliche Anlaufzeitkonstanten  $T_a$  bei einem Leistungsausfall/Leistungsüberschuss von 3 GW und einer Netzgröße von 150 GW.

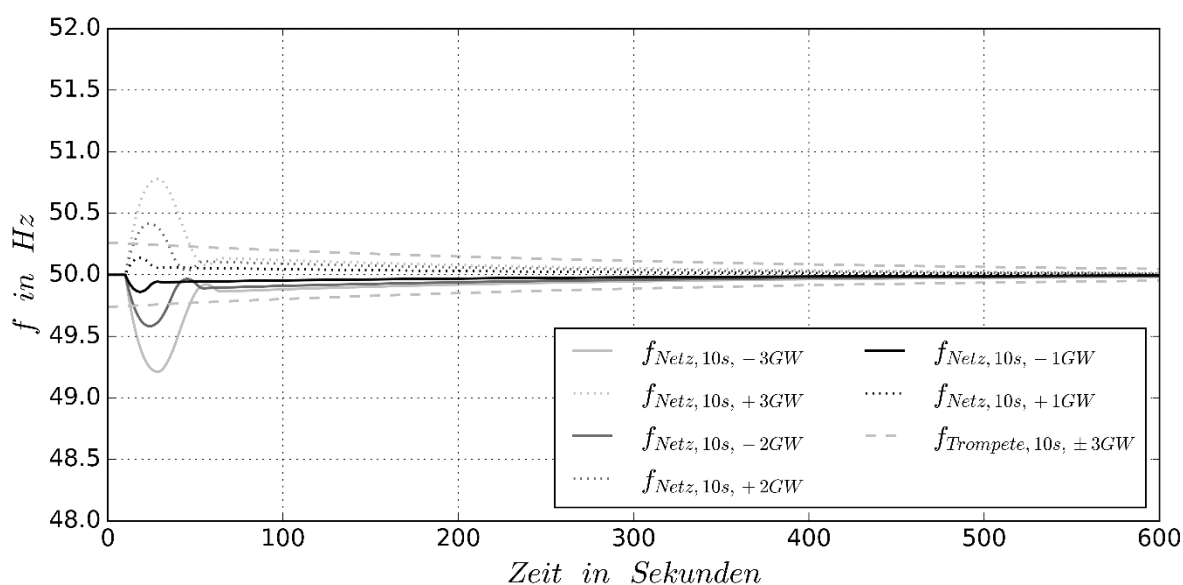


Abbildung 3: Frequenzverlauf für unterschiedliche Leistungsausfälle/Leistungsüberschüsse, einer Netzanlaufzeitkonstanten von 10 s und einer Netzgröße von 150 GW.

## 2.2 Pumpspeicherkraftwerk

SIMSEN bietet eine Reihe von unterschiedlichen elektrischen Maschinenmodellen und hydraulischen Komponenten. Um Langzeitsimulationen für elektrische und hydraulische Komponenten durchführen zu können, wurden Vereinfachungen getroffen und die Modelle ausgewählt, die kurze Simulationszeiten ermöglichen. Die benötigten Umrichter für drehzahlvariable Maschinen, die mit hohen Taktfrequenzen arbeiten, wurden als gesteuerte Spannungsquellen in SIMSEN realisiert und sowohl Modelle auf Basis einer doppeltgespeisten Asynchronmaschine (VSDFG) und eines Synchrongenerators in Kombination mit einem Vollumrichter (VSFSC) erstellt. Diese unterscheiden sich insbesondere durch geänderte Limitierungen bei der Drehzahl und der elektrischen Leistungsbereitstellung. Neben Pump- und Turbinenbetrieb wurde besonders Wert auf das Maschinenverhalten bei Betriebswechsel und beim Synchronisieren an das elektrische Netz gelegt. Abbildung 4 zeigt das SIMSEN Modell der betrachteten Pumpspeicher.

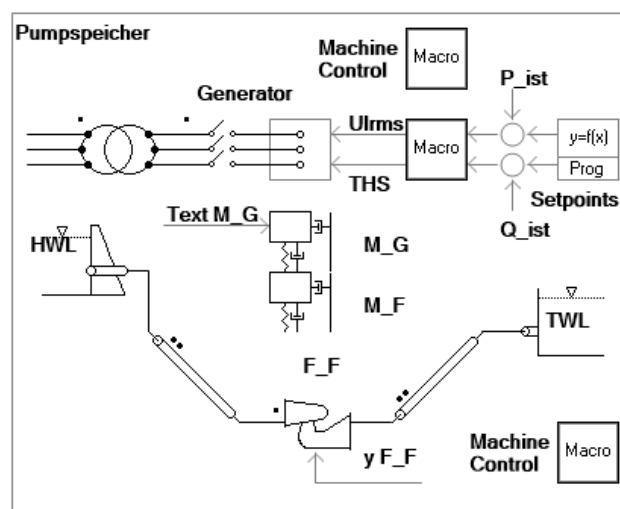


Abbildung 4: Simsen Modell der Pumpspeicher (VSDFG und VSFSC)

## 2.3 Gas- und Dampfkraftwerk (GuD)

Moderne Gas- und Dampfkraftwerke (Englisch: Combined Cycle Gas Turbine - CCGT) zeichnen sich durch hohe Wirkungsgrade und Betriebsflexibilität aus. Um das dynamische Verhalten eines GuD am Netz zu untersuchen, werden die Anlage und das elektrische Netz in dem Simulationsprogramm SIMSEN modelliert. Das Modell besteht dabei aus dem thermomechanischen Subsystem, das auf dem IEEE GuD-Modell [16] und der Diplomarbeit von Grabovickic [17] basiert, und dem elektrischen Subsystem, das die Schnittstelle zum Gesamtsystem abbildet. Das Gasturbinenmodell beinhaltet einen Leistungsfrequenzregler, einen Gradientenregler, die Brennstoffsteuerung, den Temperaturregler, die Luftsteuerung und die Gasturbine. Durch den Gradientenregler wird die Leistungsänderungsfähigkeit eines modernen GuDs nachgebildet. Abbildung 5 zeigt das Modell des GuDs, welches in SIMSEN modelliert wurde.

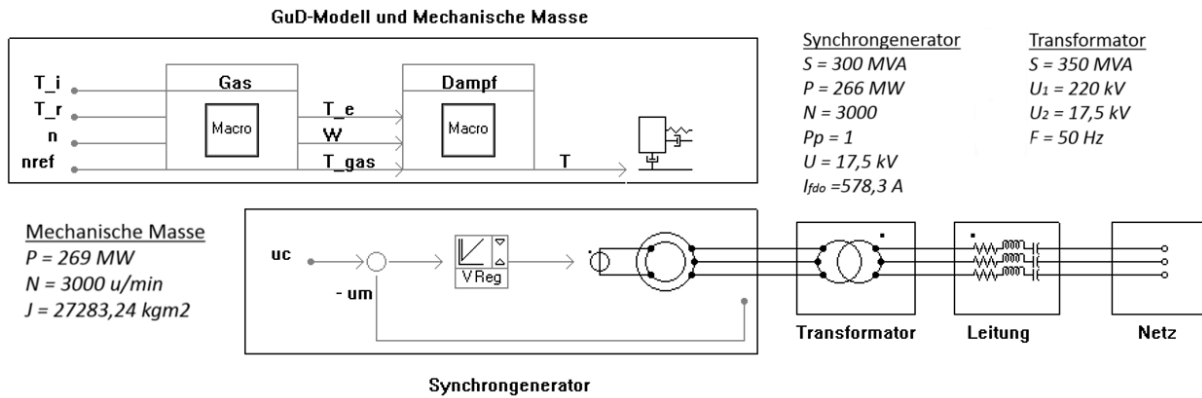


Abbildung 5: Gas- und Dampfkraftwerksmodell in SIMSEN.

### 2.4 Gesamtmodell

Abbildung 6 zeigt das SIMSEN Modell der untersuchten Netzkonfiguration, bestehend aus der Netznachbildung, der Residuallast, dem GuD und dem Pumpspeicherkraftwerk (VSDFG bzw. VSFSC). Das GuD und das Pumpspeicherkraftwerk sind über eine 100 km lange Freileitung mit dem Netzknoten verbunden. Die Residuallastnachbildung ist direkt mit dem Netzknoten, der als Slack dient verbunden. Diese inkludiert die Last und die frequenzabhängige Leistungs-frequenzregelung der Netznachbildung.

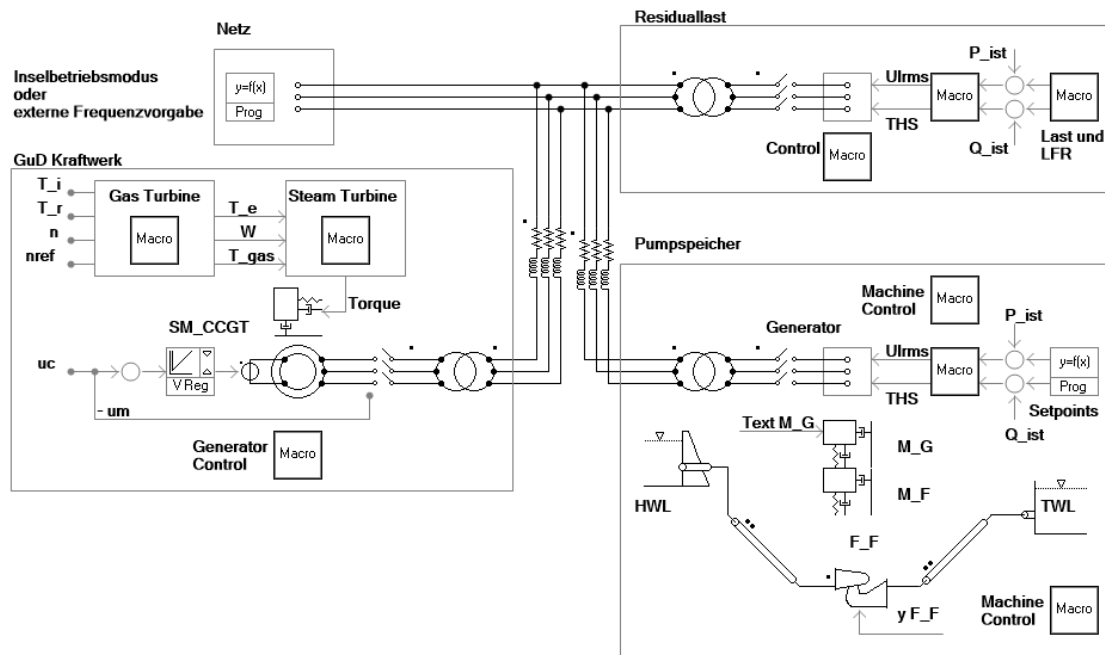


Abbildung 6: Gesamtmodell in Simsen

### 3 Simulationsergebnisse

Das vorgestellte Modell kann für unterschiedliche Simulationsszenarien eingesetzt werden, wie z.B.:

- Leistungs-Frequenzregelung von GuD, VSDFG und VSFSC für Primärregelung und Sekundärregelung

- Simulation des Starts von drehzahlvariablen Pumpspeichermaschinen
- Simulation des Übergangs von Pump- in den Turbinenbetrieb und umgekehrt
- Marktbasierte dynamische Simulationen

Die getroffenen Modellvereinfachungen ermöglichen Simulationen in beinahe Echtzeit und lassen Untersuchung von mehreren Stunden sowie dynamische Kurzzeitbetrachtungen für einige wenige Sekunden zu. Neben elektrischen Parametern können insbesondere hydraulische Effekte, wie Druckstöße in der Rohrleitung und Turbinenparameter untersucht werden.

Die nachfolgenden Simulationsergebnisse zeigen die Möglichkeit des Modells für Leistungs-Frequenzregelungsbetrachtungen für drehzahlvariable Pumpspeicherkraftwerke (VSFSC und VSDFG) für unterschiedlichen Leistungsgradienten im Turbinenbetrieb.

### 3.1 Pumpspeicher mit doppeltgespeister Asynchronmaschine (VSDFG)

In Abbildung 7 wird eine mögliche Anforderung an das VSDFG-Pumpspeicherkraftwerk dargestellt. Nach einem Kraftwerksausfall nach 10 s von 3000 MW, wird ein Sekundärregelsignal an das Kraftwerk mit einer Rampe von 60 s von 0.5 p.u. auf 1 p.u. beginnend 30 s nach dem Ausfall simuliert. In der Abbildung sind neben der elektrischen Leistung auch die mechanische Leistung und Drehzahl der Maschine in p.u. angeführt. Aufgrund von Beschränkungen des Umrichters ist hier eine untere Drehzahl von 0.9 p.u. vorgegeben, welche nicht verletzt werden darf. Der Drehzahlsollwert für jeden Leistungswert ist in einer Voroptimierung berechnet worden [18, 19]. Durch die Leistungsänderung geht die Drehzahl der Maschine leicht zurück, eine anschließende Erhöhung der mechanischen Leistung im Vergleich zur elektrischen Leistung beschleunigt diese anschließend wieder.

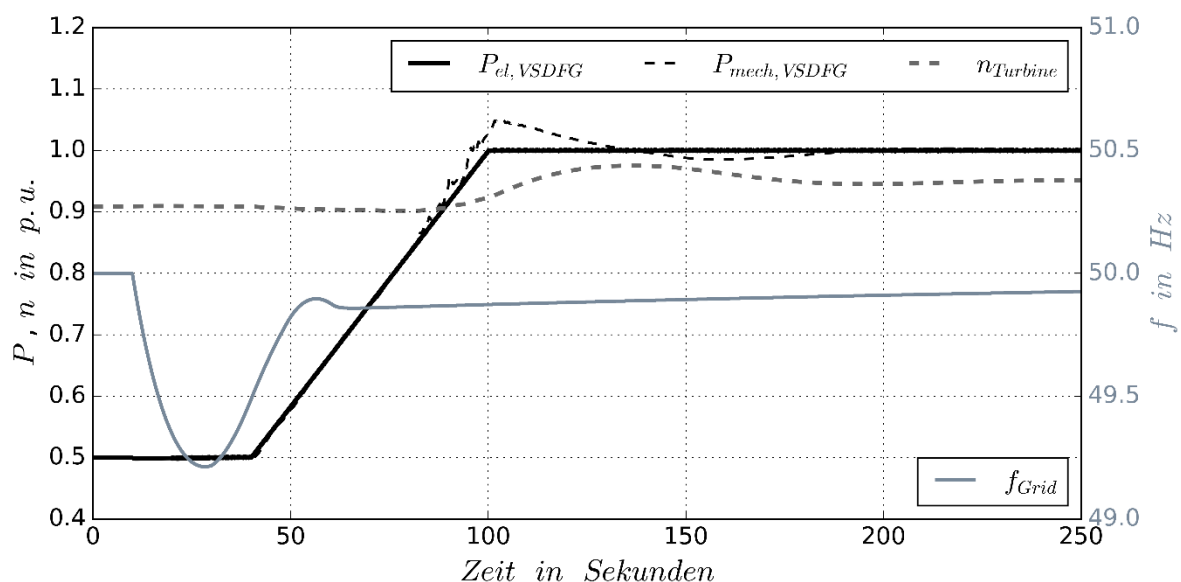


Abbildung 7: Änderung des Betriebspunktes im Turbinenbetrieb in 60s von 0,5 p.u. auf 1 p.u.

Abbildung 8 zeigt den Fall eines Primärregeleinsatzes der VSDFG. Eine Leistungssteigerung von 0,5 p.u. auf 1 p.u. innerhalb von 15 s wird simuliert. Zu erkennen ist, dass die mechanische Leistung nach dem Kraftwerksausfall kurzzeitig unter dem Wert der elektrischen liegt. Dadurch

verlangsamt sich die Maschine bis auf die unteren Drehzahlgrenze, wodurch die elektrische Leistung zurückgenommen werden muss.

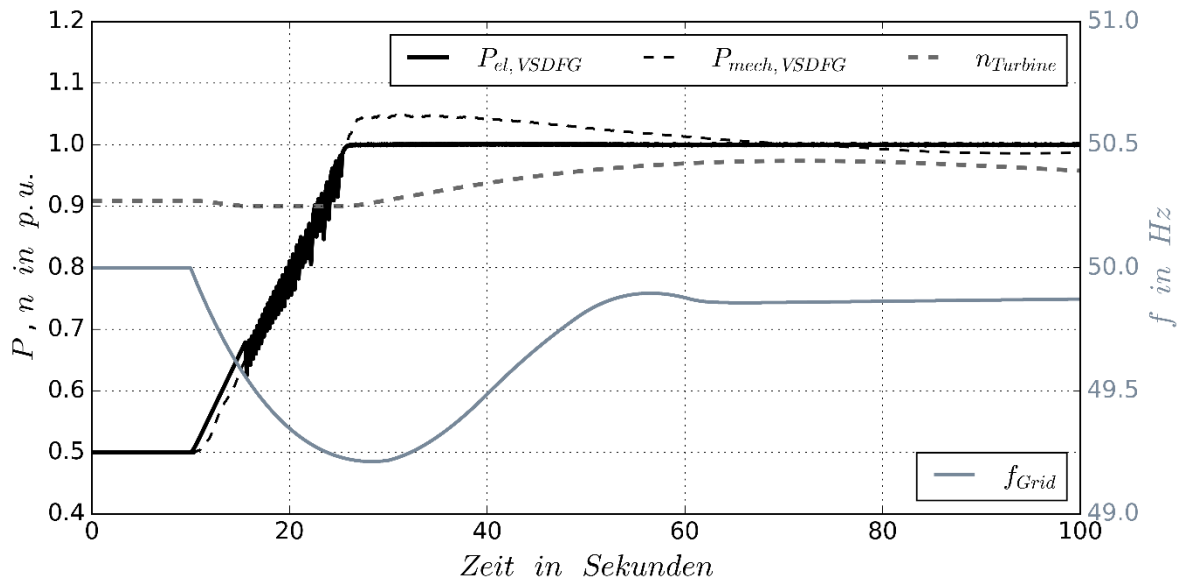


Abbildung 8: Änderung des Betriebspunktes im Turbinenbetrieb in 15s von 0,5 p.u. auf 1 p.u.

### 3.2 Pumpspeicher mit Vollumrichter (VSFSC)

Nach einem Kraftwerksausfall nach 10 s von 3000 MW, wird ein Sekundärregelsignal an das Kraftwerk mit einer Rampe von 60 s von 0.5 p.u. auf 1 p.u. angefordert, welches 30 s nach dem Ausfall beginnt. In Abbildung 9 wird analog zur VSDFG eine Leistungsanforderung an das VSFSC-Pumpspeicherkraftwerk dargestellt. Neben der elektrischen Leistung werden wieder die mechanische Leistung und die Drehzahl der Maschine in p.u. angeführt. Die Drehzahlsollwerte sowie deren Limitierungen unterscheiden sich von jenen der VSDFG deutlich. Ein untere Drehzahlgrenze gibt es hier de facto nicht. Durch die Leistungsänderung geht die Drehzahl der Maschine leicht zurück, eine anschließende Erhöhung der mechanischen Leistung im Vergleich zur elektrischen Leistung beschleunigt diese wieder auf den wirkungsgradoptimalen Drehzahlsollwert welcher nach rund 200 s erreicht wird.



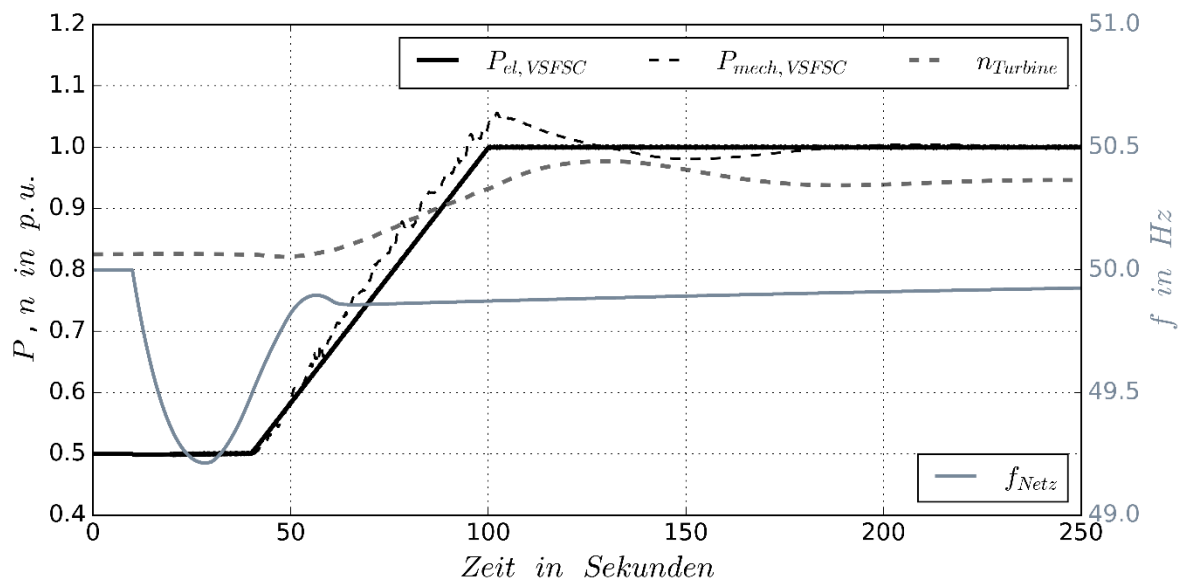


Abbildung 9: Änderung des Betriebspunktes im Turbinenbetrieb in 60s von 0,5 p.u. auf 1 p.u.

Abbildung 10 zeigt analog zu Abbildung 8 ein mögliches Primärregelsignal mit einer Leistungssteigerung von 0,5 p.u. auf 1 p.u. innerhalb von 10 s. Im Gegensatz zur VSDFG tritt keine Verletzung einer Drehzahlgrenze auf.

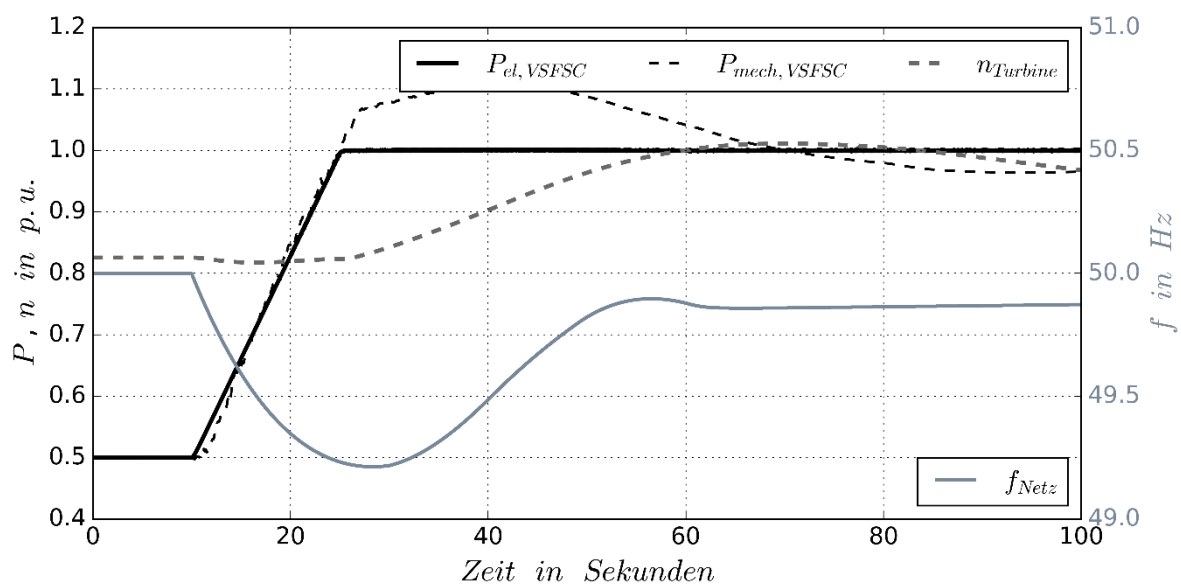


Abbildung 10: Änderung des Betriebspunktes im Turbinenbetrieb in 15s von 0,5 p.u. auf 1 p.u.

### 3.3 Gas- und Dampfkraftwerk (GuD bzw. CCGT)

Abbildung 11 zeigt die Leistungsbereitstellung des GuD und die Systemfrequenz nach einem Ausfall von 3000 MW nach 10 s. Daraus folgt ein Frequenzeinbruch von 800 mHz. Durch die Primärregelung des Kraftwerks wird die Leistung von 0,95 p.u. auf 1 p.u. innerhalb von 3 s ermöglicht. Um den Nennarbeitspunkt kann ein schneller Leistungsgradient von 0,02 p.u pro Sekunde abgerufen werden.

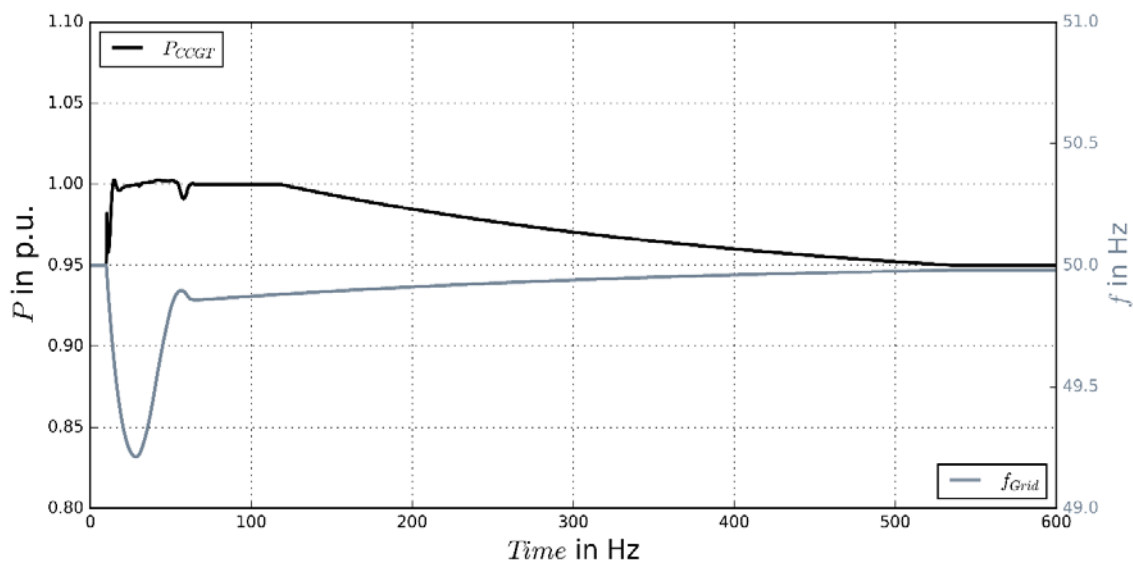


Abbildung 11: CCGT bei der Primärregelung, Bereitstellung von maximal 0,05 p.u.

Der Leistungsanstieg unmittelbar nach dem Störfall erfolgt aufgrund der gespeicherten Energie der rotierenden Masse des Kraftwerks. Aufgrund der hohen Frequenzabweichung wird der Sollwert von 1 p.u. nicht exakt innerhalb der ersten 50 s nach dem Ausfall erreicht. Die Leistung des GuD reduziert sich nach dem Einsatz der Sekundärregelung nach rund 600 s auf den ursprünglichen Wert. Nach dieser Zeit befindet sich die Frequenz wieder innerhalb des  $\pm 20$  mHz Bandes.

Abbildung 12 zeigt die Fähigkeit des Kraftwerks für einen möglichen Sekundärregelungseinsatz, bei dem der ursprüngliche Arbeitspunkt im Teillastbetrieb bei 0,55 p.u. liegt. Nach dem 3 GW Kraftwerksausfall wird die Leistung auf 1 p.u. erhöht, unter Berücksichtigung eines langsamen Gradienten von ca. 0,12 p.u. pro Minute. Nach rund 250 s wird der Sollwert erreicht.

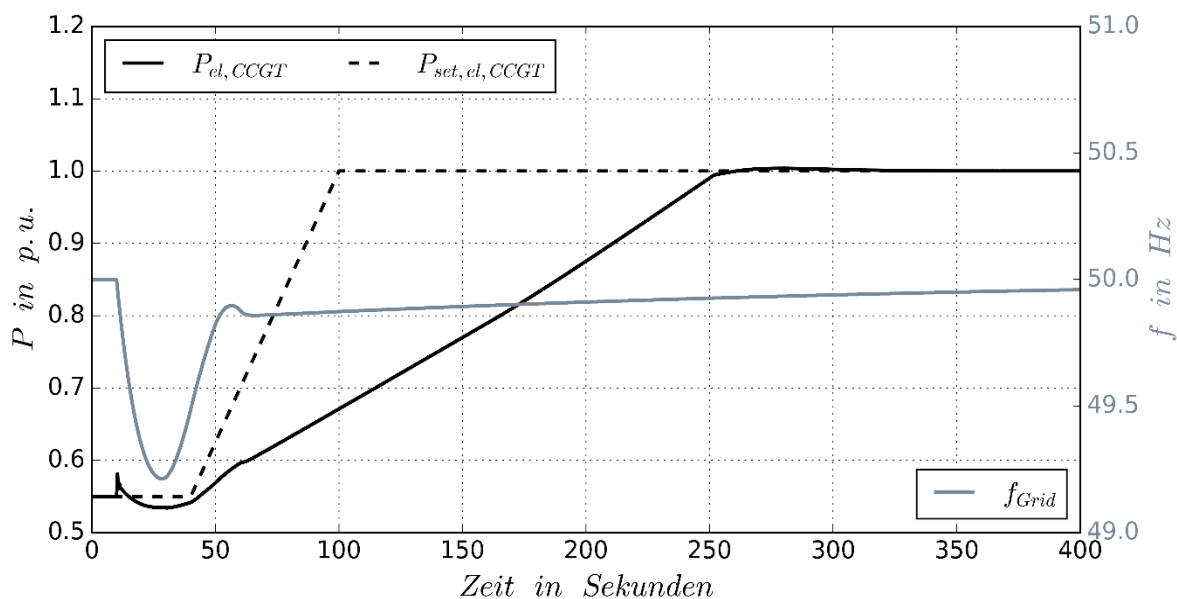


Abbildung 12: Änderung des GuD-Betriebspunktes von 0,55 p.u. auf 1 p.u.

## 4 Zusammenfassung und Ausblick

Das erstellte Modell bietet die Möglichkeit für Langzeituntersuchungen von verschiedenen drehzahlvariablen Pumpspeichertechnologien. Die Systemperformance kann durch die getroffenen Modellannahmen in nahezu Echtzeit durchgeführt werden. Darüber hinaus kann im Modell neben der Leistungs-/Frequenzregelung auch die Bewirtschaftung des Pumpspeichers untersucht und marktbasiertere dynamische Simulationen durchgeführt werden.

Die Simulationsergebnisse zeigen die Möglichkeiten drehzahlvariabler Pumpspeichermaschinen mit doppeltgespeister Asynchronmaschine und mit Vollumrichter in Hinblick auf Bereitstellung von Primär- und Sekundärregelleistung für unterschiedliche Leistungsgradienten im Turbinenbetrieb. Vorteile aufgrund des größeren Drehzahlbandes in Bezug auf mögliche Leistungsgradienten, ermöglichen der VSFSC Ausführung höhere Gradienten und bessere Regelfähigkeit gegenüber der VSDFG Variante.

Der zukünftige Fokus weiterer Untersuchungen liegt in der Entwicklung einer koordinierten Regelung von GuD, Pumpspeicher (VSDFG und VSFSC) und Batteriespeichern und dem Aufzeigen von möglichen Vorteilen der Verbindung dieser unterschiedlichen flexiblen Kraftwerkstypen.

### Danksagung

Das K-Projekt GSG-GreenStorageGrid wird im Rahmen von COMET-Competence Centers for Excellent Technologies durch das BMVIT, das BMWFW, die Wirtschaftsagentur Wien, durch das Land NÖ und durch das Forschungsressort des Landes Oberösterreich im Wege des Amtes der Oö Landesregierung – Abteilung Wirtschaft gefördert. Das Programm COMET wird durch die FFG abgewickelt.



### References

- [1] ENTSO-E, "ELECTRICITY IN EUROPE 2015: Synthetic overview of electric system consumption, generation and exchanges in the ENTSO-E Area," 2016.
- [2] D. Colin, et al, "The VENTEEA 2 MW / 1.3 MWh battery system: an industrial pilot to demonstrate multi-service operation of storage in distribution grids," *The 23rd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution - CIRED 2015*, 2015.
- [3] P. Tielens, et al, "The relevance of inertia in power systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 55, pp. 999–1009, 2016.
- [4] FfE - Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V, "Gutachten zur Rentabilität von Pumpspeicherkraftwerken," 2014.
- [5] Stefan Höller, et al, "Stand der Technik von Pumpspeicheranlagen," *14. Symposium Energieinnovation, Graz*, 2016.
- [6] Y. Pannatier, B. Kawkabani, C. Nicolet, A. Schwery, and J.J. Simond, Eds, *Start-up and synchronization of a variable speed pump-turbine unit in pumping mode*. Electrical Machines (ICEM), 2010 XIX International Conference on, 2010.
- [7] Y. Pannatier, et al, "Transient Behavior of Variable Speed Pump-Turbine Units," *Proceedings of the 24th IAHR Symposium on Hydraulic Machinery and Systems, Foz do Iguassu, Brazil, October 27 -31, 2008*.

- [8] C. Nicolet, et al, "Pumped Storage Units to Stabilize Mixed Islanded Power Network: a Transient Analysis," *Proceedings of HYDRO 2008*, 2008.
- [9] C. Nicolet, et al, "Benefits of Variable Speed Pumped Storage Units in Mixed Islanded Power Network during Transient Operation," *Proceedings of HYDRO 2009, Lyon, France, October 26-28*, 2009.
- [10] C. Nicolet, B. Greiveldinger, J. J. Herou, P. Allenbach, J. J. Simond, and F. Avellan, Eds, *On the hydroelectric stability of an islanded power network*. 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2006.
- [11] C. Nicolet, et al, "Variable Speed and Ternary Units to Mitigate Wind and Solar Intermittent Production," *Proceedings of Hydrovision Conference 2014, Nashville, TN, USA, July 22-25*, 2014.
- [12] C. Nicolet, et al, "Contribution of Pumped Storage Units to Mixed Islanded Power Network Stability," *Proceedings of HYDRO 2012 in Bilbao, Spain, October 29-31*, 2012.
- [13] A. Béguin, C. Nicolet, B. Kawkabani, and F. Avellan, Eds, *Virtual power plant with pumped storage power plant for renewable energy integration*, 2014.
- [14] C. Nicolet, et al, "A new tool for the simulation of dynamic behaviour of hydroelectric power plants," *Proceedings of the 10th International Meeting of the work group on the behaviour of hydraulic machinery under steady oscillatory conditions, IAHR, Norway, June 26-28*, 2001.
- [15] ENTSO-E, *P1 – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance [C]*. Available: [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/publications/ce/oh/Policy1\\_final.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/oh/Policy1_final.pdf) (2016, Aug. 22).
- [16] F. P. De Mello, et al, "Dynamic models for combined cycle plants in power system studies," *IEEE Transactions on Power Systems (Institute of Electrical and Electronics Engineers);(United States)*, vol. 9, no. 3, 1994.
- [17] I. Grabovickic, "Modelling of a combined cycle power plant using SIMSEN," Diploma Theses, TU Wien, 2014.
- [18] Leopold Ruppert, et al, "Service of Different Pumped-Storage Schemes for an Electrical Grid with Increased Renewable Energy Generation," *19th International Seminar on Hydropower Plants, Laxenburg*, 09 - 11.November, 2016.
- [19] Leopold Ruppert, et al, "Optimizing Steady Operating Points of Several Generating Unit Systems for Transient Applications," *Wasserwirtschaft Extra*, 2014.