



Doctoral Thesis

Long term evolution of the Swiss electricity system under a European electricity market

Author(s):

Pattupara, Rajesh Mathew

Publication Date:

2016

Permanent Link:

<https://doi.org/10.3929/ethz-a-010635090> →

Rights / License:

[In Copyright - Non-Commercial Use Permitted](#) →

This page was generated automatically upon download from the [ETH Zurich Research Collection](#). For more information please consult the [Terms of use](#).

DISS. ETH NO. 23264

*LONG TERM EVOLUTION OF THE SWISS ELECTRICITY
SYSTEM UNDER A EUROPEAN ELECTRICITY MARKET*

**A thesis submitted to attain the degree of
DOCTOR OF SCIENCES of ETH ZURICH
(Dr. Sc. ETH Zurich)**

presented by

RAJESH MATHEW PATTUPARA

**M.Sc in Nuclear Engineering, ETH Zurich – EPF Lausanne
born on 08.11.1986
citizen of Austria**

accepted on the recommendation of

**Prof. Dr. A. Wokaun, examiner
Prof. Dr. K. Hungerbühler, co-examiner
Dr. Evangelos Panos, co-examiner**

2016

ABSTRACT

The Swiss electricity system accounts for one quarter of the Swiss final energy demand, providing a clean source of energy with almost zero carbon emissions. The current electricity supply mix mainly consists of hydro ($\approx 55\%$) and nuclear power ($\approx 40\%$); however, due to recent changes in policies, such as the phasing out of nuclear power, as well as increasing commitment towards climate change mitigation targets, the transition towards a sustainable future electricity system for Switzerland is highly uncertain. The pathway to a low-carbon future electricity system depends on various drivers, such as growth in electricity demand, resource availability, technology development, global and regional climate change mitigation policies and international energy prices. As Switzerland is highly integrated in the European electricity market, developments in neighbouring countries will also have significant impacts on the evolution of the future Swiss electricity system. The aim of this PhD dissertation is to generate insights into possible transition pathways for the Swiss electricity system in the medium- to long-term future, under varying boundary conditions for Europe in general, and the neighbouring countries of Switzerland, in particular.

Long-term planning is required to achieve a sustainable future Swiss electricity system that is optimally integrated with the European network. In order to facilitate strategic planning, numerous transition scenarios can be analysed with appropriate energy system modelling tools to generate insights for policy and decision makers. In this thesis, three TIMES framework-based modelling approaches have been developed, and are used to explore transition scenarios for Switzerland and its neighbouring countries. Each of these models is tailored to understand specific uncertainties regarding long-term capacity expansion, the integration of intermittent renewables, and the impact of developments in wider EU markets on Switzerland.

The main model developed over the course of this PhD is the Cross border Swiss TIMES Electricity Model (CROSSTEM). CROSSTEM is a technology rich, bottom-up, cost optimization model, covering the electricity system of Switzerland and its four neighbouring countries, namely Austria, France, Germany and Italy. The model identifies the “least-cost” combination of technologies and fuel mixes that satisfy exogenous electricity demands under varying boundary conditions. Three core scenarios

were explored to understand the technical and economic impacts of decarbonizing the electricity system in light of nuclear phase-out policies in Switzerland and the surrounding countries. A set of scenario variants were also analysed to understand the sensitivity of different drivers such as electricity demand, fossil fuel prices, resource potentials, technology costs, and carbon capture and storage (CCS) potentials, among others.

The second model discussed in this dissertation is the European Swiss TIMES electricity model (EUSTEM). EUSTEM is an extension of CROSSTEM to include the wider European electricity markets. Comparative analysis between EUSTEM and CROSSTEM helped quantify the extent to which policies and resource potentials in wider EU electricity markets influence the Swiss electricity system. A third model called CROSSTEM-Hourly Generation (CROSSTEM-HG) was developed to understand the challenges in integrating high shares of intermittent renewable technologies, such as solar PV or wind, in the electricity system. CROSSTEM-HG is a “pseudo-dispatch” type model, and was used to test the ad-hoc dispatchability of future electricity systems generated by CROSSTEM.

The thesis also covers the role of CROSSTEM in the ELECTRA framework, a project for the Swiss Federal Office of Energy (SFOE), in collaboration with EPFL and Econability. The ELECTRA framework combined a top-down general equilibrium model (GENESwIS) with a bottom-up electricity model (CROSSTEM-CH, a Swiss region-only variant of CROSSTEM) to create a coupled framework. The coupled framework was used to analyse the effects of Swiss energy and climate policies on the energy sector, while simultaneously accounting for impacts from international policies and electricity trade.

The results from the various models and scenarios shed insights into different transition pathways for the Swiss electricity system and helped identify a set of robust technologies and policies to achieve a low-carbon future electricity system.

In the absence of stringent climate change mitigation targets, natural gas-based generation combined with imported electricity constitute the cost optimal supply mix to replace outgoing nuclear plants in Switzerland. The decision to replace nuclear power with natural gas power plants in Switzerland increases the electricity generation cost in

2050 by around 45% compared to 2010. CO₂ emissions from the power sector are expected to increase ten-fold by 2050 in the absence of nuclear plants. The transition pathway to a decarbonized Swiss and European electricity market emphasizes the need for increased electricity trade between the regions. Meeting CO₂ emission targets at the European level instead of at national levels results in better utilization of renewable and CCS storage potentials in different countries. The analysis identifies CCS technologies as an important low-carbon electricity source. The share of CCS technologies in the total supply mix ranges from 6 – 23%, depending on the electricity demand and CCS storage potential assumptions. The analysis also reveals that while annual self-sufficiency for Switzerland in electricity generation improves energy independence and is desirable from a political point of view, it makes little economic or technical sense, especially in a future market with a high integration of renewable energy sources.

The development and application of the different models also revealed strengths and weaknesses of various approaches in analysing transition scenarios. A comparison of results from the CROSSTEM model and a standalone Swiss electricity model (STEM-E or CROSSTEM-CH) revealed that single region models overestimate the penetration of renewable technologies such as solar PV, and underestimate the need for flexible backup generation technologies such as gas plants or storage systems. This also results in an underestimation of total electricity system costs. A similar trend is seen in the comparison of EUSTEM and CROSSTEM, where the inclusion of wider EU electricity markets leads to considerable reduction in renewable deployment, and increase in electricity storage requirements in Switzerland. Finally, the analysis with CROSSTEM-HG showed that CROSSTEM underestimates the necessary storage or flexible generation capacities required to manage an electricity system with a high share of intermittent renewable technologies.

Keywords: Switzerland electricity system; European electricity system; climate change mitigation; decarbonization of power sector; nuclear phase-out policy; intermittency of renewable technologies; electricity storage;

ZUSAMMENFASSUNG

Die Schweizer Stromproduktion ist für rund ein Viertel des Schweizer Endenergieverbrauchs verantwortlich. Es handelt sich dabei um eine saubere Energiequelle mit sehr geringen CO₂-Emissionen, denn der derzeitige Produktionsmix basiert hauptsächlich auf Wasserkraft ($\approx 55\%$) und Kernenergie ($\approx 40\%$). Aufgrund aktueller politischer Entscheide wie dem Ausstieg aus der Kernenergie und dem verstärkten Engagement zur Vermeidung des Klimawandels ist die weitere Entwicklung der Schweizer Stromproduktion mit grossen Unsicherheiten behaftet. Die möglichen Entwicklungspfade hin zu einem nachhaltigen, zukünftigen Elektrizitätssystem werden von zahlreichen Treibern wie der Zunahme der Stromnachfrage, der Verfügbarkeit von Ressourcen, dem technologischen Fortschritt, der globalen und regionalen Klimapolitik, den internationalen Energiepreisen, etc. beeinflusst. Weil die Schweiz im Strombereich stark mit Europa vernetzt ist, haben Entscheide in den Nachbarländern ebenfalls einen grossen Einfluss darauf, wie sich die Schweizer Stromlandschaft in Zukunft entwickelt. Das Ziel dieser Dissertation ist es deshalb, verschiedene mittel- und langfristige Entwicklungspfade der Schweizer Elektrizitätsversorgung unter sich ändernden Rahmenbedingungen in Europa und speziell in den Nachbarländern der Schweiz zu untersuchen.

Für die optimale Integration eines nachhaltigen, zukünftigen Schweizer Elektrizitätssystems in den europäischen Verbund ist eine langfristige Planung unerlässlich. Zur Unterstützung der strategischen Planung können unterschiedlichste Szenarien mittels geeigneter Energiesystemmodelle untersucht und damit die erforderlichen Informationen für Politik und Entscheidungsträger zur Verfügung gestellt werden. Für diese Arbeit wurden drei verschiedene Ansätze, die alle auf der Modellierung mit TIMES basieren, verwendet, um die unterschiedlichen Entwicklungspfade und ihre Auswirkungen auf die Schweiz und die umliegenden Länder zu untersuchen. Jedes dieser Modelle ist darauf ausgerichtet, Unsicherheiten, die sich im Zusammenhang mit dem langfristigen Zubau von Kraftwerkskapazitäten, der Integration stochastischen erneuerbaren Energien und der Entwicklung der EU-Märkte für die Schweiz ergeben, besser zu verstehen.

Das Hauptmodell, das für diese Dissertation entwickelt wurde, heisst CROSSTEM -

Cross border Swiss TIMES electricity model. CROSSTEM ist ein technologiereiches, bottom-up Modell, das auf Kostenoptimierung basiert und die Elektrizitätssysteme der Schweiz und ihrer vier Nachbarländer (Österreich, Frankreich, Deutschland und Italien) abbildet. Das Modell berechnet die Kombination von Technologien und Energieträgern, die die exogen gegebene Stromnachfrage unter unterschiedlichen Rahmenbedingungen am kostengünstigsten befriedigt. Die drei Hauptszenarien wurden im Hinblick auf die technischen und ökonomischen Auswirkungen der Dekarbonisierung der Stromproduktion auf die Schweiz und die umliegenden Ländern und unter Berücksichtigung des Schweizer Kernenergieausstiegs untersucht. Um die Abhängigkeit von verschiedenen Treibern wie Stromnachfrage, Preise fossiler Energieträger, Ressourcen, Kosten der Technologien, Potential für Carbon Capture and Storage (CCS), etc. besser zu verstehen, wurden zusätzliche Szenariovarianten analysiert.

Das zweite Modell, das in dieser Dissertation beschrieben wird, ist das European Swiss TIMES electricity model (EUSTEM). Das EUSTEM ist eine Erweiterung des CROSSTEM und berücksichtigt somit weitere europäische Strommärkte. Als Ergänzung zu CROSSTEM konzipiert unterstreicht das EUSTEM den Einfluss der Entwicklungen in den weiteren europäischen Strommärkten auf die Schweiz. Vergleichende Analysen der Resultate von EUSTEM und CROSSTEM erlauben es, den Einfluss unterschiedlicher Strategien und Ressourcen in den weiteren EU Strommärkten auf das Schweizer Elektrizitätssystem abzuschätzen. Das dritte Modell, CROSSTEM-Hourly Generation (CROSSTEM-HG), wurde mit dem Ziel entwickelt, die Herausforderungen, die sich im Zusammenhang mit der Integration stochastischer erneuerbarer Energien wie Photovoltaik und Windenergie stellen, zu verstehen. CROSSTEM-HG ist ein Pseudo-Dispatch-Modell, das für einen ad-hoc Test der Verfügbarkeit der vom CROSSTEM errechneten Produktionskapazitäten auf stündlichem Niveau erstellt wurde.

Die vorliegende Dissertation beschreibt zudem die Rolle des CROSSTEM im ELECTRA-Projekt, das in Zusammenarbeit mit der EPFL und Econability für das Bundesamt für Energie (BFE) durchgeführt wurde. Das ELECTRA-Projekt hatte zum Ziel, ein top-down Gleichgewichtsmodell (GENESwIS) mit einem bottom-up

Elektrizitätssystemmodell (CROSSTEM-CH; Variante des CROSSTEM, die nur die Schweiz abbildet) zu koppeln. Das gekoppelte Modell wurde für die Analyse der Auswirkungen der Schweizer Energie- und Klimapolitik auf den Energiesektor unter Einbezug der Einflüsse von internationaler Politik und Stromhandel verwendet.

Die Analyse der Resultate der verschiedenen Modelle und Szenarien erlaubten Einblicke in die verschiedenen möglichen Entwicklungspfade der Schweizer Stromversorgung und die Bestimmung der Kombinationen von Technologien und Strategien, die die Erreichung der gewählten Klimaziele ermöglichen.

Ohne ambitionierte Klimaziele stellen Gaskraftwerke gemeinsam mit Stromimporten den kostengünstigsten Ersatz der auslaufenden Stromproduktion aus Kernkraftwerken in der Schweiz dar. Der Ersatz der Kernkraftwerke mit Gaskraftwerken erhöht jedoch die Stromgestehungskosten in der Schweiz bis 2050 um rund 45% gegenüber dem Jahr 2010 und die CO₂-Emissionen des Stromsektors um das Zehnfache. Beim Entwicklungspfad, der zu einer dekarbonisierten Stromversorgung führt, gewinnt hingegen der Stromhandel zwischen den Regionen stark an Bedeutung. Wenn die CO₂-Ziele auf europäischem statt auf nationalem Niveau gesetzt werden, führt dies zu einer besseren Ausnutzung der CO₂-Speicherkapazitäten und der Potentiale der neuen erneuerbaren Energien in den einzelnen Ländern. Kraftwerke mit CCS sind eine wichtige CO₂-arme Stromquelle. Ihr Anteil an der gesamten Stromproduktion erreicht in Abhängigkeit der Stromnachfrage und der CO₂-Speicherpotentiale zwischen 6% und 23%. Wenn sich in der Jahresbilanz Stromimporte und –exporte die Waage halten müssen, die Schweiz in der Nettobetrachtung also autark ist, wird die Abhängigkeit der Schweiz von Energieimporten reduziert, was aktuell politisch als wünschbar bezeichnet wird. Aus wirtschaftlicher und technischer Sicht hingegen macht die über das Jahr erreichte Autarkie wenig Sinn, speziell in zukünftigen Elektrizitätssystemen, die auf einem grossen Anteil neuer erneuerbarer Energien basieren.

Die Entwicklung und Anwendung der unterschiedlichen Modelle zeigte auch die Stärken und Schwächen der verschiedenen Ansätze zur Analyse von Szenarien auf. Beim Vergleich der Resultate aus dem CROSSTEM und der Variante des CROSSTEM, die nur die Schweiz abbildet (STEM-E oder CROSSTEM-CH) zeigt sich, dass Modelle von Einzelregionen den Einsatz von erneuerbaren Technologien wie Photovoltaik

überschätzen und gleichzeitig den Bedarf an flexiblen Kapazitäten wie Gaskraftwerken oder Stromspeicherung unterschätzen. Dies führt zu einer Unterschätzung der Gesamtsystemkosten des Elektrizitätssystems. Ähnliches ist beim Vergleich von EUSTEM und CROSSTEM zu beobachten: die Berücksichtigung weiterer europäischer Strommärkte führt zu einer deutlichen Reduktion der Erzeugung aus neuen erneuerbaren Energien und erhöhtem Speicherbedarf in der Schweiz. Die Analyse mit dem CROSSTEM-HG zeigte ebenfalls auf, dass CROSSTEM den Bedarf an Stromspeichern oder flexiblen Erzeugungskapazitäten in einem Elektrizitätssystem mit einem hohen Anteil an stochastischer Produktion unterschätzt.

Keywords: Schweizer Elektrizitätssystem; europäisches Elektrizitätssystem; Vermeidung des Klimawandels; Dekarbonisierung der Stromversorgung; Ausstieg aus der Kernenergie; stochastische erneuerbare Stromerzeugung; Stromspeicherung