ALPENFORCE

ALPINES ENERGIE FORSCHUNGS CENTER

Energieforschungsgespräche Disentis 2020

Abstracts

Sammelband zu den 5. Energieforschungsgesprächen Disentis
22. – 24. Januar 2020, in Disentis, Schweiz

Herausgeber: Prof. Dr. Werner Hediger; Dr. Nadja Germann; Stiftung Alpines Energieforschungscenter AlpEnForCe

Prof. Dr. Werner Hediger
Fachhochschule Graubünden (FHGR)

Dr. Nadja Germann
Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) Aarau

Stiftung Alpines Energieforschungscenter AlpEnForCe

Energieforschungsgespräche Disentis 2020

Herausgeber: Prof. Dr. Werner Hediger, Zentrum für Wirtschaftspolitische Forschung Fachhochschule Graubünden; Dr. Nadja Germann, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) Aarau; Stiftung Alpines Energieforschungscenter AlpEnForCe

Alle Rechte vorbehalten. Dieses Werk ist weltweit urheberrechtlich geschützt. Insbesondere das Recht, das Werk mittels irgendeines Mediums (grafisch, technisch, elektronisch und/oder digital, einschliesslich Fotokopie und downloading) teilweise oder ganz zu vervielfältigen, vorzutragen, zu verbreiten, zu bearbeiten, zu übersetzen, zu übertragen oder zu speichern, liegt ausschliesslich beim Verlag. Jede Verwertung in den genannten oder in anderen als den gesetzlich zugelassenen Fällen bedarf deshalb der vorherigen schriftlichen Einwilligung des Verlags.

© 2020

ISBN 978-3-033-07637-2

INHALTSVERZEICHNIS

1 Vorwort der Gemeindepräsidenten der Standortgemeinden Disentis, Medel/Lucmagn, Sedrun/Tujetsch ..... - 1 -

2 Vorwort Stiftung Alpines Energieforschungscenter AlpEnForCe ..... - 2 -

2.1 Stiftungsrat Alpines Energieforschungscenter AlpEnForCe ..... - 3 -

3 Vorwort energia alpina ..... - 4 -

4 Vorwort Elektrizitätswerke Altdorf AG (EWA) Vorwort ..... - 5 -

5 Gemeindewerke Erstfeld ..... - 6 -

6 Vorwort Elektrizitätswerk Ursern EWU ..... - 7 -

7 Organisation der Konferenz ..... - 8 -

9 Befreundete Organisationen ..... - 9 -

9 Abstracts der Vorträge ..... - 10 -

9.1 Buffering volatility – Storage investments and technology-specific renewable energy support ..... - 10 -

9.2 A wind energy revolution in Switzerland ..... - 12 -

9.3 A new method for the pragmatic choice of wind model for Wind Resource Assessment in complex terrain ..... - 15 -

9.4 Klimawandel und CO_2-Bepreisung – Steuer oder Emissionshandel? ..... - 18 -

9.5 Schweizer Klima- und Energieindex: ein Vergleich der Kantone ..... - 19 -

9.6 Die Rolle der Schweiz im internationalen Emissionshandel ..... - 21 -

9.7 Aufbereitung von nasser Biomasse zu Verwertung in Holz-Hack-schnitzelfeuerungen – geschlossene Energiekreisläufe in der Surselva ..... - 23 -

9.8 Zur künftigen Importfähigkeit der Schweiz ..... - 24 -

9.9 Operation Beton – Zur Wahrnehmung von Staumauern ..... - 27 -

9.10 Effective Climate Policy Doesn't Have to be Expensive ..... - 29 -

9.11 Wie sich Wasser, Sonne und Wind zu einem 100% erneuerbaren Elektrizitätssystem in der Schweiz ergänzen ..... - 32 -

9.12 Energy Drones to Unlock the Power of Wind in the Alps ..... - 35 -

9.13 Vom Aussterben bedroht oder Spezies der Zukunft? – Rollenmodelle lokaler Energieversorger im Schweizer Energiesystem der Zukunft ..... - 36 -

9.14 NETZ: Nährstoff- und Energietechnik-Zentrum ..... - 39 -

9.15 Lokale externe Kosten, Abgaben und implizite CO_2-Preise im Strassenverkehr ..... - 42 -

9.16 Local Acceptance for wind energy through co-creation ..... - 45 -

9.17 Customer Acceptance of Smart-Tariffs ..... - 48 -

9.18 Die Rolle von touristischen Erfahrungen und Erlebnissen zur Steigerung der Akzeptanz erneuerbarer Energien ..... - 49 -

9.19 Rechtsfragen der Stromspeicherung ..... - 50 -

9.20 Zero Waste in der besonders geschützten Naturgebieten: global und lokal - 52 -

9.21 Solarforschung in der Schweiz – Soziale Akzeptanz von Freiflächenanlagen im alpinen Raum ..... - 55 -

9.22 Untersuchungen zum Einsatz von Energiespeichern in alpinen Ski- und Wandergebieten ..... - 56 -

9.23 Grenzüberschreitende Effekte von Kapazitätsmechanismen auf das Schweizer Marktgebiet ..... - 57 -

10 Poster ..... - 60 -

11 Autorenverzeichnis ..... - 64 -

1 Vorwort der Gemeindepräsidenten der Standortgemeinden Disentis, Medel/Lucmagn, Sedrun/Tujetsch

Die Herausforderungen, die vom Klimawandel entstehen, sind noch nicht überwunden. Das Gegenteil scheint der Fall zu sein. Die Temperaturen steigen schneller als erwartet. Das Ziel, die Erhöhung der Temperatur schnell zu begrenzen, wurde nicht erreicht.

Lösungen werden überall gesucht. Als zentrales Wasserreservoir und Potentialraum für Energie aus Sonne und Wind kann der Alpenraum einen grossen Beitrag leisten. Auch andere Themen wie Energie aus nasser Biomasse oder aus Hofdünger leistet einen Beitrag. Insbesondere Biogas-Kleinstanlagen bieten wertvolles Potential für die Landwirtschaftsbetriebe auch in der Surselva.

Für den Erfolg ist ein Dialog zwischen verschiedenen Anspruchsgruppen und die Weiterentwicklung innovativer Ideen und Lösungsansätze entscheidend. Forschende können sich untereinander und mit interessiertem Fachpublikum mitten im realen Gebirgsraum austauschen.

Die Energieforschungsgespräche Disentis 2020 geben diesem Dialog Raum.

An der Konferenz vom 22. bis 24. Januar 2020 werden Ergebnisse aus der aktuellsten Forschung diskutiert mit einem besonderen Schwerpunkt auf die Verflechtung von Energie und Tourismus.

Die Standortgemeinden unterstützen die Energieforschungsgespräche Disentis und sind überzeugt, dass diese einen sinnvollen Beitrag für die Zukunft auch unserer Gemeinden leisten.

Robert Cajacob	Beat Röschlin	Rico Tuor
Gemeindepräsident	*Gemeindepräsident*	*Gemeindepräsident*
Disentis/Mustér	*Sedrun/Tujetsch*	*Medel/Lucmagn*

2 Vorwort Stiftung Alpines Energieforschungscenter AlpEnForCe

Herzlich Willkommen!

Die Stiftung Alpines Energieforschungscenter AlpEnForCe ist eine nicht profitorientierte Forschungsinstitution, die sich mit interdisziplinärer Energieforschung zum Nutzen der Gebirgskantone und weiterer alpiner Regionen befasst.

Vom 22. bis 24. Januar 2020 findet bereits die 5. Durchführung der Energieforschungsgespräche Disentis statt. Auch dieses Jahr dürfen wir wiederum nationale und internationale Wissenschafterinnen und Wissenschafter in der Surselva begrüssen. Es erwartet uns ein spannender Dialog zwischen Forschung und Praxis, dessen Ergebnisse in konkrete Projekte im Gebirgsraum einfliessen werden.

Wir bedanken uns herzlich bei den Standortgemeinden Disentis/Mustér, Medel Lucmagn und Sedrun Tujetsch sowie bei unseren zahlreichen Sponsoren und Gönnern. Ihre Unterstützung ermöglicht die Durchführung dieser Forschungskonferenz in Disentis.

Wir freuen uns auf neue Erkenntnisse aus der Energieforschung und auf interessante Gespräche mit Wirtschaft, Wissenschaft, Politik, Bürgerinnen und Bürgern und wünschen allen Anwesenden erfolgreiche «Energieforschungsgespräche Disentis 2020»!

Dr. Nadja Germann
Präsidentin des Stiftungsrats Alpines Energieforschungscenter AlpEnForCe

2.1 Stiftungsrat Alpines Energieforschungscenter AlpEnForCe

Dr. rer. publ. Nadja Germann
Stiftungsratspräsidentin
Bereichsleiterin Marketing und Verkauf
Mitglied der Geschäftsleitung beim Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE)

Dr. oec. Ivo Schillig
Stiftungsratsvizepräsident
Delegierter des Stiftungsrates und Geschäftsführer
Lehrbeauftragter an der Universität St.Gallen und Uribotschafter

Isidor Baumann
Mitglied des Stiftungsrates
Alt-Ständerat Kanton Uri und Uribotschafter

Clemens Berther
Mitglied des Stiftungsrates
Grossrat und Chef Dienststelle Platta, Gemeindevorstand Disentis

Peter Binz
Mitglied des Stiftungsrates
Vorsitzender der Geschäftsleitung des Benediktiner Kloster Disentis

Prof. Dr. oec. publ. Werner Hediger
Mitglied des Stiftungsrates
Professor an der Fachhochschule Graubünden (FHGR) und
Leiter Zentrum für wirtschaftspolitische Forschung

Prof. Dr. iur. Sebastian Heselhaus
Mitglied des Stiftungsrates
Professor des Lehrstuhls für Europarecht, Völkerrecht,
Öffentliches Recht und Rechtsvergleichung, Universität Luzern

Dr. oec. Franz Hidber
Mitglied des Stiftungsrates
Präsident des Geschäftsleitenden Ausschusses des Instituts für
Operations Research und Computational Finance der Universität St.Gallen

Dr. rer. pol. Guido Käppeli
Mitglied des Stiftungsrates, Bauunternehmer, Honorarkonsul von Laos

Dominik Rohrer
Mitglied des Stiftungsrates
Projektleiter Energiewirtschaft, Schnyder Ingenieure ZG AG,
Kantonsrat Obwalden

Maurizio Togni
Mitglied des Stiftungsrates
Geschäftsführer TM.RESULTS GmbH

3 Vorwort energia alpina

Fast 90% der Unternehmen der Schweizer Stromwirtschaft sind in Besitz von Kantonen oder Gemeinden. Unabhängig von der jeweiligen Rechtsform sind diese Unternehmen mit öffentlichen Unternehmen vergleichbar. Auch wenn sich darunter Unternehmen in einer typischen privatwirtschaftlichen Ausrichtung wie beispielsweise in der Rechtsform der Aktiengesellschaft befinden, sind sie doch zumindest in regulierten Bereich betriebswirtschaftlich nicht vollständig frei, sondern müssen sich innnerhalb der gleichartigen Restriktionen bewegen wie beispielsweise EVUs in der Form einer Dienststelle oder Abteilung einer Verwaltung auf Kantons- oder Gemeindeebene.

Das Gemeindegesetz des Kantons Graubünden verlangt, dass die Gemeinde ausgelagerte Trägerschaften beziehungsweise deren Aufgabenerfüllung beaufsichtigt. Somit sind Gemeinden im Kanton Graubünden in der Pflicht, ihre EVUs zu beaufsichtigen und Einfluss auf deren Führung zu nehmen.

Dies ist eine anspruchsvolle Aufgabe. Die Gemeinde steht in einem Interessenkonflikt. Ihre Interessen als Eigentümerin und ihre Interessen als Gewährleisterin der öffentlichen Versorgung sind nie vollumfänglich harmonisierbar.

Mit der vollständigen Marktöffnung wird die Führungsaufgabe der Gemeinde noch herausfordernder. Einerseits bewegt sich das von ihr geführte EVU im regulierten (vor allem Netz-)Bereich, andererseits steht das lokale Energieversorgungsunternehmen im freien Markt und ist konfrontiert mit der freien Wahlmöglichkeit seiner Kunden. EVUs, die schon heute ihren Kunden lokale Produktionslösungen wie PV-Anlagen, Ladestationen für Elektromobilität oder Elektroinstallateuren anbieten, stehen schon heute in dieser Herausforderung und müssen mit ihren diesbezüglichen Lösungen im freien Markt bestehen können.

Die Gemeinde ist nun in ihrer Führung gefordert, sich den unterschiedlichen Realitäten eines EVUs anzupassen. Ein möglicher Lösungsansatz kann darin bestehen, die regulierten Aufgabenbereiche eines EVUs eher aus einer hoheitlichen Sicht zu beaufsichtigen und die Marktbereiche eines EVUs mit dem notwendigen unternehmerischen Freiraum.

energia alpina

Giusep Decurtins	Ciril Deplazes
VR Präsident	*Geschäftsleiter*

4 Vorwort Elektrizitätswerk Altdorf AG (EWA)

EWA energieUri setzt die Energiewende um

Die Energiewelt ist im Wandel: Dezentralisierung, Digitalisierung und – im Zusammenhang mit dem Klimawandel besonders im Fokus – Dekarbonisierung sind als Megatrends die Treiber der Veränderung. Die Energiepolitik setzt in diesem Veränderungsprozess die Leitplanken und Ziele: Versorgungssicherheit, Nachhaltigkeit und Wettbewerb. Die Balance zwischen diesen Zielen ist jedoch sehr anspruchsvoll. Auch für die Wasserkraft, die eigentlich die besten Voraussetzungen mit sich bringt, alle energiepolitischen Ziele zu erfüllen.

Für die Versorgungssicherheit ist eine hohe inländische Stromproduktion von Vorteil. Die Wasserkraft ist mit einem Anteil von 60% das Rückgrat der Schweizer Stromversorgung und Garantin für Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit. Die Stromproduktion aus Wasserkraft ist bezüglich CO_2-Äquivalenten die sauberste von allen Produktionsarten. Die Wasserkraft trägt wesentlich zur Erreichung der Klimaziele der Schweiz bei.

Wasserkraft ist ein klarer Trumpf für die Schweiz. Doch sie hat nicht den Stellenwert, den sie verdienen würde. Und vor allem auch nicht einen entsprechenden Preis. Ganz im Gegenteil: Sie steht im Wettbewerb mit tiefpreisigem klimaschädlichem Kohlestrom oder anderen Technologien.

Das Potenzial der Wasserkraft schrumpft, statt zu wachsen. Eine aktuelle Studie des BfE kommt so zum Schluss, dass sich das Ausbaupotenzial der Kleinwasserkraft gegen-über den Annahmen der Energiestrategie 2050 halbiert hat. Gründe sind unter anderem strenge Umweltvorgaben, die zur Stilllegung von Kraftwerken führen oder Produktions-einbussen durch Restwasserbestimmungen.

Wer baut in diesem Umfeld noch neue Kraftwerke oder investiert in Erneuerungen? Wir bei EWA machen es. Wir haben in den letzten Jahren 10 neue Wasserkraftwerke in Be-trieb genommen, eines ist aktuell in Bau und ein drittes in Planung. Weiter haben wir auch die Megatrends frühzeitig adaptiert. Wir haben unsere Anlagen digitalisiert und damit die Betriebs- und Unterhaltskosten optimiert. Wir sparen mit unseren Wasserkraftwerken 400‘000 Tonnen CO_2 gegenüber Kohlekraftwerken ein. Und unsere Wasserkraftwerke sind Teil von integrierten Gesamtenergielösungen als Antwort auf die Dezentralisierung. Sie produzieren beispielsweise Strom als einheimischen Treibstoff für die Elektromobili-tät oder künftig vielleicht auch Wasserstoff.

Wasserkraft ist ein Schlüssel zum Erfolg, für eine sichere Stromversorgung, für mehr Nachhaltigkeit und vor allem auch für das Klima. Dieser Erfolg ist allerdings nur möglich, wenn die Wasserkraft künftig als systemrelevante Säule der Schweizer Energieversor-gung entlastet wird, statt sie durch Abgaben und zunehmende Regulierungen weiter zu belasten.

Werner Jauch
Vorsitzender der Geschäftsleitung EWA

5 Vorwort Gemeindewerke Erstfeld

Weltweit sind hunderte Kohlekraftwerke in Bau und Planung, der amerikanische Präsident kündigt das Pariser Klimaabkommen auf, die Prognosen für die Klimaerwärmung werden immer düsterer und Klimakonferenzen gehen ohne Ergebnis zu Ende.

Betrachtet man die konkreten Ergebnisse der Klima- und der damit verbundenen Energiediskussion auf globaler Ebene, bestehen berechtigte Zweifel, ob hier noch rechtzeitig geeignete Massnahmen getroffen werden können, um einschneidende Konsequenzen für die Menschheit zu verhindern. Diese Tatsache kann dazu verleiten, mit «Was wir hier tun bringt ja eh nichts» zu argumentieren und das Nichtstun als Alternative anzusehen. Dem ist aber nicht so. Die Schweiz als hochtechnisiertes Land mit einem hohen Stand in Forschung und Entwicklung hat die Möglichkeit und dadurch eine Verpflichtung, sich gegen den Klimawandel und somit für die Energiewende – weg von den fossilen Energiequellen – zu engagieren. Die Grundlagen dazu sind durch die Politik vorzugeben. In der Umsetzung ist dann grundsätzlich jeder einzelne, im speziellen jedoch auch die Energieversorgungsunternehmen gefordert und in der Verantwortung.

Die Gemeindewerke Erstfeld haben sich dieser Verantwortung gestellt. Seit 2004 produzieren sie in den eigenen Wasserkraftwerken jährlich rund 32GWh naturemade-star zertifizierten Strom. Mit den im Contracting für die Einwohnergemeinde betriebenen Holzschnitzelheizungen werden jährlich rund 70’000l Heizöl mit Holz aus dem einheimischen Wald substituiert und als Urner Marktführer im Solaranlagenbau werden jährlich rund 40 individuell auf die Kundenbedürfnisse abgestimmte Klein-Photovoltaikanlagen gebaut.

Ganz im Sinne des früheren amerikanischen Präsidenten Theodore Roosevelt bemühen sich die Gemeindewerke Erstfeld als kleines Querverbundunternehmen im Rahmen ihrer Möglichkeiten ihren Beitrag zur Energiewende zu leisten. Wir sind überzeugt, dass dies der Weg ist, den es zu gehen gilt. Oder, um es in den Worten von Theodore Roosevelt zu sagen: «Do what you can, with what you have, where you are.»

Wir wünschen Ihnen energiereiche Gespräche und einen angenehmen Aufenthalt in Disentis.

6 Vorwort Elektrizitätswerk Ursern EWU

Die vier Windenergieanlagen des EW Ursern auf dem Gütsch produzieren mit ihrer Gesamtleistung von 3.3 MW jährlich rund 6 GWh erneuerbaren Strom.

Ist dies nun viel oder wenig? Bezogen auf die Zielsetzung der Energiestrategie 2050, im Jahr 2050 4‘000 GWh Energie aus Windkraft zu erzeugen, ist es mit 0.125% sehr wenig. Gesamtschweizerisch stehen aktuell gegen 150 GWh Strom aus Windenergieanlagen zur Verfügung. Auch dies ist bezogen auf die Bundeszielsetzung noch bescheiden.

Um das Ziel zu erreichen, werden mehr Windenergieanlagen benötigt. In unserer Nachbarschaft auf dem Passo San Gottardo entstehen derzeit fünf Windräder mit einer Gesamtleistung von 11.75 MW und einer erwarteten Jahresenergiemenge von ca. 20 GWh. Das Projekt benötigte 18 Jahre von der ersten Präsentation bis zum Baubeginn. Sollte dies der notwendigen Dauer für die Realisierung von Windprojekten entsprechen, müssten in den nächsten 10 Jahren jedes Jahr Projekte für gegen 400 GWh neu gestartet werden. 400 GWh entsprechen mehr als dem Doppelten der aktuellen Produktion aus den installierten Windenergieanlagen in der Schweiz. Das ist nicht realisierbar.

Die Windenergie-Zielsetzung des Bundes für 2050 ist ernsthaft in Frage gestellt. Mit den aktuellen Rahmenbedingungen kann dieses Ziel nicht erreicht werden. Rückblickend mutet es wie ein Wunder an, dass das Windenergieprojekt auf dem Gütsch realisiert werden konnte.

Obwohl gemäss Kundenbarometer erneuerbare Energien 2019 57% der Befragten einen Ausbau mit Windenergie befürworten, sehen sich viele Projekte mit vielfältigen Widerständen konfrontiert. Vielleicht helfen neue Resultate aus der Akzeptanzforschung, um möglichst ideale Standorte zu finden. Vielleicht nimmt auch angesichts der rapide fortschreitenden Klimaerwärmung die Bereitschaft des Stimmvolkes zu, Einspracherechte einzuschränken. Sicher ist nur, ohne zusätzliche Massnahmen bleibt der Gütsch ein Tropfen auf den heissen Stein der Notwendigkeit von Windenergieanlagen in der Schweiz.

Markus Russi
Betriebsleiter

7 Organisation der Konferenz

Die Konferenz wird durch die Stiftung Alpines Energieforschungscenter AlpEnForCe mit Vertreter/innen der Universität Luzern, der Fachhochschule Graubünden, dem Energy Science Center an der ETH sowie der École Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL) organisiert.

Dank:

Die Energieforschungsgespräche Disentis 2020 wurden ermöglicht, dank der ideellen und finanziellen Unterstützung durch die Standortgemeinden Disentis/Mustér, Tujetsch, Medel/Lucmagn und durch zahlreiche weitere Organisationen:

Weiter bedanken wir uns herzlich bei Raiffeisen Cadi und die Graubündner Kantonalbank, welche die Konferenz ebenfalls finanziell unterstützen.

8 Befreundete Organisationen

Die Energieforschungsgespräche Disentis stehen im Austausch mit:

- energiAlpina
- EWA energieUri
- rhiienergie
- REPOWER Unsere Energie für Sie.
- AMB AZIENDA MULTISERVIZI BELLINZONA
- EW ELEKTRIZITÄTSWERK URSERN GOTTHARDENERGIE
- EWD
- GEMEINDEWERKE ERSTFELD
- DAL 1889 COOPERATIVA ELETTRICA DI FAIDO
- SES Società Elettrica Sopracenerina
- ids IDS Schweiz AG IDS Suisse SA IDS Svizzera SA

Die Energieforschungsgespräche Disentis 2020 stehen unter dem Patronat von:

- VSE AES Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen Association des entreprises électriques suisses Associazione delle aziende elettriche svizzere

Medienpartner:

- ener|gate messenger.ch

9 Abstracts der Vorträge

Die Reihenfolge der Referate entspricht der alphabetischen Reihenfolge der Referentinnen und Referenten.

9.1 Buffering volatility – Storage investments and technology-specific renewable energy support

Jan ABRELL[1], Sebastian RAUSCH[2], Clemens STREITBERGER*[3]

Key Word: Renewable Energy Support, Electricity Market, Electricity Storage

Overview

Mitigating climate change will require integrating large amounts of highly intermittent renewable energy (RE) sources in future electricity markets. Considerable uncertainties exist about the cost and availability of future large-scale storage to alleviate the potential mismatch between demand and supply. This paper examines the suitability of regulatory (public policy) mechanisms for coping with the volatility induced by intermittent RE sources, using a numerical equilibrium model of a future wholesale electricity market. We find that the optimal RE subsidies are technology-specific reflecting the heterogeneous value for system integration. Differentiated RE subsidies reduce the curtailment of excess production, thereby preventing costly investments in energy storage. Using a simple cost-benefit framework, we show that a smart design of RE support policies significantly reduces the level of optimal storage. We further find that the marginal benefits of storage rapidly decrease for short-term (intra-day) storage and are small for long-term (seasonal) storage independent of the storage level. This suggests that storage is not likely to be the limiting factor for decarbonizing the electricity sector.

Method

To provide a conceptual and empirically-grounded framework for thinking about the economics of integrating high shares of volatile RE sources into an electricity market, we develop a numerical partial equilibrium model of a wholesale electricity market. The model resolves output decisions on hourly markets, time-dependent demand and resource availabilities of wind and the sun, investments in RES production capacity, curtailment decisions to maintain system stability, and a detailed representation of the functioning of electricity storage. Storage capacity is varied exogenously in order to gauge its impact on overall system integration cost of renewables. The decentralized market model is embedded in a welfare-maximizing problem of a benevolent regulator who chooses RE support policies (through

[1] Dr. Jan Abrell, Center for Energy and the Environment (CEE), School of Management and Law (SML), Zurich University of Applied Sciences (ZHAW), Bahnhofsplatz 12, 8400 Winterthur, jan.abrell@zhaw.ch, +41 (0) 58 934 49 95, http://www.abrell.eu

[2] Prof Dr. Sebastian Rausch, ETH Zurich, Chair of Economics/Energy Economics Department of Management, Technology, and Economics, Zürichbergstrasse 18, 8032 Zurich, http://www.enec.ethz.ch

[3] Clemens Streitberger, ETH Zurich, Chair of Economics/Energy Economics Department of Management, Technology, and Economics, Zürichbergstrasse 18, 8032 Zurich, http://www.enec.ethz.ch

subsidies on RE output which we model as a feed-in premium on top of the market price) in order to implement an electricity market with a high share of intermittent RE at the lowest cost to society. While we calibrate the model to stylized conditions of the German electricity market, we the main insights from our analysis are also relevant for the electricity market context of many other countries.

Results

Figure 1 shows total cost of the electricity system containing generation cost as well as annualized investment cost for RE. Three different scenarios are show. A no policy case which implements no policy and two cases with a renewable target of 70%. In the neutral subsidy case, RE support is a subsidy uniform across technologies, i.e., wind and solar power receive the same amount of subsidies. Thus, in this scenario, investment cost of RE are the sole factor determining investments. In contrast, in the differentiated subsidy we allow the subsidy to vary across technologies. The optimal subsidy differentiation is derived minimizing total system cost.

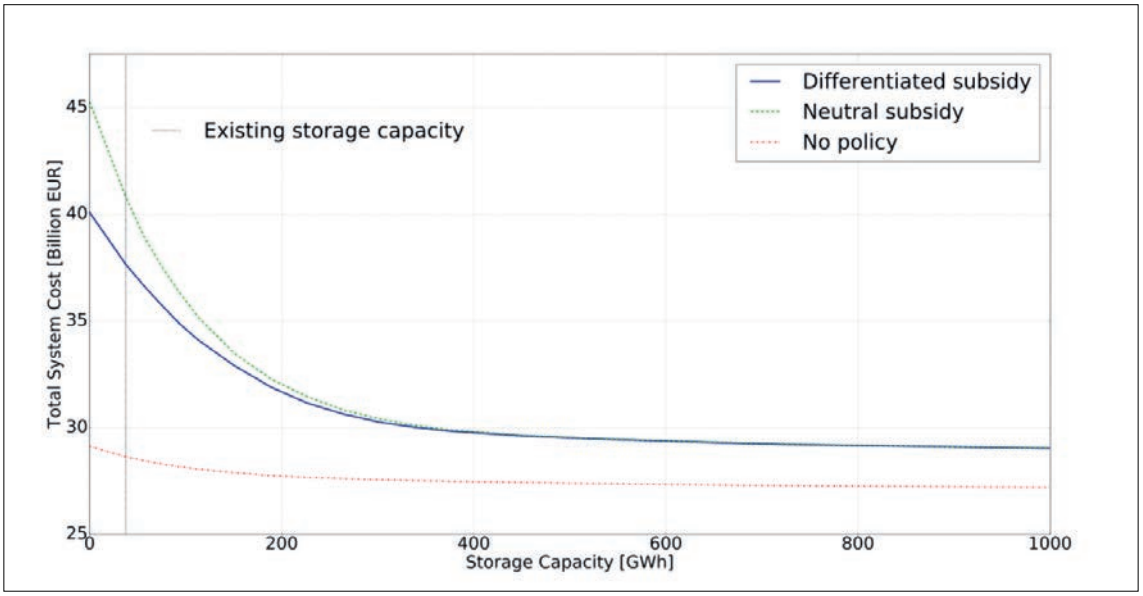


Figure 1: Total System Cost

Figure 1 shows that the optimal differentiation of RE support has a large potential for cost savings. The major reason is the avoidance of RE curtailment. Differentiating subsidies allows a better matching of demand profiles and the production of renewables. Another option to avoid curtailment by mismatches of demand and renewable supply, are storage facilities allowing to transfer energy from periods with high RE supply to periods with high demand. However, storage investments are costly. Figure 1 shows that system cost (excluding the cost of storage) are decreasing in the amount of storage installed. Thus, both – the differentiation of RE subsidies and storage investments – can help to decrease the amount of curtailed RE. However, taking system integration cost RE into account designing support schemes is less costly than investing into storage technologies.

9.2 Wind Energy Revolution in Switzerland

Sarah BARBER[4]

Introduction

In Switzerland, there are currently at least 20 university research groups and 30 companies involved directly with the research and development of products and services for the international wind energy market. This includes a wide range of topics such as airborne wind turbines, composite materials, drones for blade inspections and weather measurements, sensor technology, IoT and Big Data, visualization apps, smart maintenance, as well as bearing and power electronics components. Additionally, there are many Swiss companies who own and operate wind farms abroad, and there are many Swiss activities in related fields, including digitalisation, drones and weather predictions. In order to bundle these activities and revolutionalise the Swiss wind energy product and services industry, the Swiss Wind Energy R&D Network has recently been founded. Furthermore, the University of Applied Sciences Rapperswil (HSR) has initiated the first ever wind energy research programme at a University of Applied Sciences in Switzerland. In this presentation, the activities of both the Swiss Wind Energy R&D Network and HSR will be described.

The Swiss Wind Energy R&D Network

The Swiss Wind Energy R&D Network provides a platform to initiate and coordinate new collaborative wind energy projects in the areas of R&D, learning and teaching, ultimately aiming to foster excellence in Swiss wind energy R&D and to promote the export of Swiss know-how in products and services to the international wind energy market. It particularly focuses on combining key international research topics (such as energy storage, modelling of complex wind flow and wake effects, the development of more robust measurement systems and the design of new wind farm control strategies) with specific Swiss research topics relevant to mountainous regions (such as complex terrain, icing, acceptance and weather modelling). The activities are split into R&D, teaching and learning categories as shown in Figure 1.

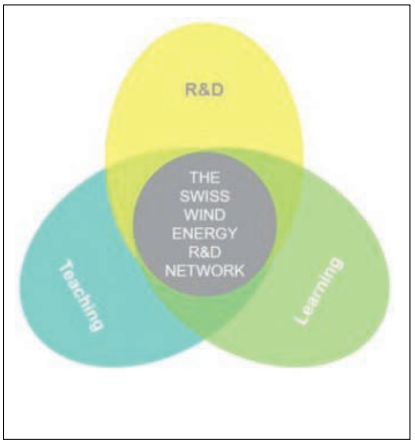


Figure 1: The activities of the Swiss Wind

This bundling of capabilities is expected to increase the number and quality of exported products and services, to improve Switzerland‘s research rating and to increase the size of the qualified workforce in the area of wind energy. This will lead to:

- A strengthened Swiss economy in general (more products and services, more jobs).
- More money and more opportunities leading to even more improvement in quality.
- Swiss expertise in wind energy being taken more seriously in the international community and thus more wind energy projects that can be acquired successfully.

[4] University of Applied Sciences Rapperswil (HSR), Oberseestrasse 10, 8640 Rapperswil, Switzerland, +41 55 222 42 62, sarah.barber@hsr.ch, www.iet.hsr.ch/windenergy

- Swiss capabilities in wind energy being taken more seriously within Switzerland, leading to increased acceptance among the population and even enthusiasm for the technology.
- Swiss companies being able to apply their expertise in Switzerland, improving the success rate of Swiss wind energy projects.
- Preparation of the necessary competence infrastructure (trained personnel, know-how, products and services, etc.) ready for when the Energy Strategy 2050 finally gains momentum.

The new wind energy research programme at HSR

The research programme at HSR started in 2018, and there are already seven projects running and four more planned. The running projects include:

- **«A new process for the pragmatic choice of wind models in complex terrain»** (Swiss Federal Office of Energy, together with Meteotest): This project involves developing a new process for the pragmatic choice of wind models in complex terrain, helping wind modellers choose the best model for a specific site. It is part of a collaboration with Hochschule Esslingen in Germany and involves firstly applying various simulation tools from WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Model), RANS-CFD (Reynolds-Averaged Navier-Stokes Computational Fluid Dynamics), DES (Detached Eddy Simulations), and LES (Large Eddy Simulations) to LBM (Lattice Boltzmann Method) to a range of test sites, defining appropriate comparison metrics and developing a draft decision process. Relevant comparison metrics include factors relating to the «skill» or accuracy of the model as well as those relating to its «cost» or complexity. In a second step, the simulation tools will be applied to a demonstration site in order to validate, demonstrate and improve the decision process.
- **«Comparison metrics challenge»** (Swiss Federal Office of Energy, together with IEA Wind Task 31): In this project, a public «simulation challenge» for wind energy sites in complex terrain will be implemented, in which participants submit simulation results in a pre-defined template. Hundreds of comparison metrics data both before and after carrying out simulations will be collected, enabling transfer functions for the accurate prediction of tool suitability to be developed and helping modellers choose the best model for a given wind energy project.
- **«Wind energy LBM»** (internally-funded): This project involves an assessment of the suitability of the Lattice Boltzmann Method (LBM) for high-fidelity Computational Fluid Dynamics in complex terrain. LBM is a popular alternative to finite-element and finite-volume based Navier-Stokes solvers for exterior and interior flow problems. Instead of directly solving the Navier-Stokes equations, this method tackles the Boltzmann equation, a statistical equation for the kinetics of gas molecules. Due to its «no-mesh» approach and its hardware efficiency, it has the potential to significantly improve the efficiency of wind farm optimisation.
- **«Recycloblade»** (internally-funded): The rotor blades contribute to a significant proportion of the investment costs of a wind turbine. Large multi-megawatt wind turbine blades can be up to 88 m long and are made out of glass and carbon-fibre composite materials. Following the end of the 20-30 year lifetime of a wind turbine, the blades

have to be disposed of, either through land-fill or recycling. Current recycling methods are expensive and damaging for the environment. In this project, more environmentally-friendly rotor blades based on bio-materials such as flax and hemp are being developed.

- **«Optimisation of the Skypull Airborne Wind Turbine aerodynamics»** (Innosuisse): The aim of this project is to implement a new aerodynamically optimised multi-wing design of the Skypull flight device using a novel aerodynamic simulation tool based on the Lattice Boltzmann Method (LBM). Aerodynamic design is fundamental to Skypull achieving their goal of producing electricity by harvesting high altitude winds, and efficient and accurate aerodynamic simulations are crucial for this. The new approach will help Skypull decrease the time that their engineers has to spend to carry out reliable CFD simulations by at least one order of magnitude, and will enable a new multi-wing design.

Conclusions

The founding of the new wind energy research programme at HSR in 2018 as well as The Swiss Wind Energy R&D Network in 2019 represented the first steps towards revolutionising the Swiss wind energy product and services industry for the international market. Anyone interested in taking part in this revolution can find further information at www.iet.hsr.ch/windenergy.

9.3 A new method for the pragmatic choice of wind model for Wind Resource Assessment in complex terrain

Sarah BARBER[4], Alain SCHUBIGER[5], Henrik NORDBORG[6]

Topics: renewable energy, digitalisation

Key words: wind energy, wind modelling, compex terrain

Relevant for mountainous regions: yes

Introduction

In wind energy, the accuracy of the estimation of the wind resource has an enormous effect on the expected rate of return of a project. Due to the complex nature of the weather and of the wind flow over the earth's surface, it can be very challenging to measure and model the wind resource correctly. For a given project, the modeller is faced with a difficult choice of a wide range of simulation tools with varying accuracies and costs. If the choice of model is made incorrectly, either many resources are wasted in needless high accuracy simulations, or the rate of return is incorrect and investors risk losing large amounts of money. As there are currently no guidelines or tools available to the modeller to help with this choice, it is usually left to gut feeling – and this can be catastrophic for investors or acquirers of wind farms. In order to alleviate this problem, a collaborative project has been started at the University of Applied Sciences Rapperswil, Meteotest, Hochschule Esslingen and Stadtwerke Tubingen, funded by the Swiss Federal Office of Energy (SFOE) and the German Federal Environmental Foundation (DBU). The goal is to develop a new process for the pragmatic choice of wind modelling tool for a given project.

This new decision process will allow modellers to choose the appropriate tool for a particular site by creating a plot similar to the one shown in Figure 1. This shows the skill score against cost for a range of different models, which are represented by the points, for an example site. The areas marked in red are the areas deemed as unacceptable by the modeller (skill too low and cost too high). The most effective solution is then chosen as the one with the highest skill for the lowest costs within the acceptable region.

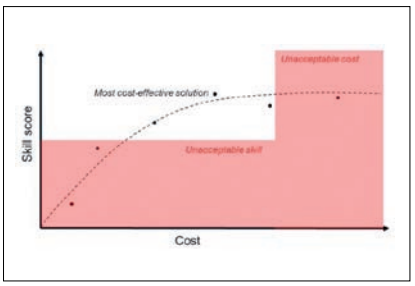


Figure 1. Expected skill score vs. cost for an example site.

In this paper, the first results of this work will be presented and discussed.

[4] University of Applied Sciences Rapperswil (HSR), Oberseestrasse 10, 8640 Rapperswil, Switzerland, +41 55 222 42 62, sarah.barber@hsr.ch, www.iet.hsr.ch/windenergy
[5] University of Applied Sciences Rapperswil (HSR), Oberseestrasse 10, 8640 Rapperswil, Switzerland, +41 55 222 42 28, alain.schubiger@hsr.ch, www.iet.hsr.ch/windenergy
[6] University of Applied Sciences Rapperswil (HSR), Oberseestrasse 10, 8640 Rapperswil, Switzerland, +41 55 222 43 70, henrik.nordborg@hsr.ch, www.iet.hsr.ch/windenergy

Method

In this work, a new method for helping wind modellers choose the most cost-effective model for a given project was developed by applying six different Computational Fluid Dynamics tools2 to simulate the Bolund Hill experiment and studying appropriate comparison metrics in detail.

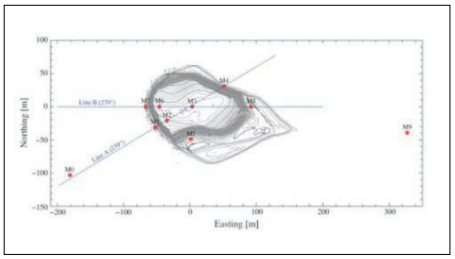


Figure 2. Bolund Hill set-up with met masts marked by «M1», «M2», etc.

This was done by firstly defining various parameters for predicting the skill and cost scores before carrying out the simulations as well as for calculating skill and cost scores **after** carrying out the simulations. The skill score of each model can be estimated **before** running the simulations by considering the parameters that are expected to affect the accuracy of the results. These were divided into factors regarding the model (mathematical model, time step, simulation length, grid quality, degree of turbulence and terrain approximation), the input data (terrain complexity, surface roughness complexity, atmospheric stability, quality of measurement data, quality of terrain data, quality of surface data and quality of atmospheric data) and other parameters (skill of user, robustness of model and accuracy of validation). These factors were quantified for each model by providing the modellers with a tabular template3 in which pre-defined lower and upper limits were given, and then converting these to percentage values assuming linear behaviour between the limits. The lower and upper limits were pre-defined by the authors, and are expected to be improved and tuned as the project progresses and more data is collected. The input data is included in this quantification in order to allow comparisons between different sites on the same plot in the future, although in this work, the values remained the same for each model. The cost score of each model can be estimated before running the simulations by considering the factors that are expected to affect the costs. These consist of investment and staff costs related to the software (per project), the time to learn and training costs (per project), the expected simulation set-up effort, the cost of the expected simulation run-time and the expected post-processing effort. In order to be able to compare the results between projects, the same staff costs ($80/hour) and the same number of projects per year (12) are assumed for each model. The absolute cost values for each model were added up and the total was scaled linearly between $0 (0%) and the most expensive model in the study (100%). Weightings were then defined for these parameters, and values assigned to them for the six tools using a template containing pre-defined limits in a blind test. This allowed a graph of predicted skill score against cost score to be produced. The parameters and weightings will be described in more detail in the final presentation.

Results and conclusions

The results show that this new method is successful, and that it is generally possible to apply it in order to choose the most appropriate model for a given project in advance. This is demonstrated by the good match between the shapes of the skill score against cost score curves before and after the simulations, and by the fact that the tool at the flattening-out point of the curve is the same before and after carrying out the simulations

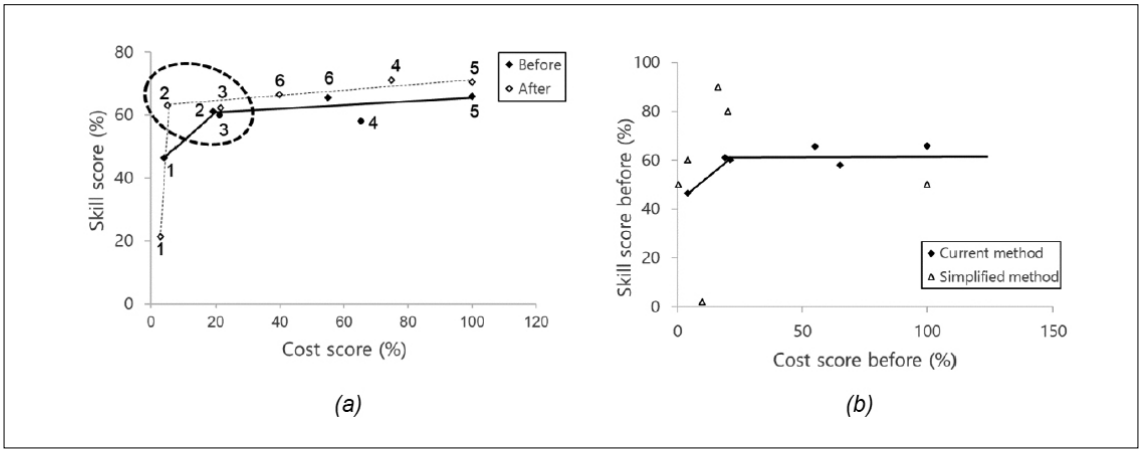


Figure 4. Results of initial study showing (a) skill vs. cost scores for the six models applied to the Bolund Hill test case and (b) a comparison of the current method to a simplified method only using quality of the aerodynamic equations and the run-time, showing that the simplified method is not able to choose the most suitable model.

(Figure 4(a)). The comparison in Figure 4(b) shows how important it is to take into account other factors that may affect the accuracy and costs of a wind modelling simulation as well as the quality of the aerodynamic equations and the run-time. Several improvements to the method are being worked on, by further examining the discrepancies between the predicted and actual cost and skill scores. Additionally, the method is being extended for calculating all wind directions and the Annual Energy Production, as well as to include mesoscale nesting or forcing. A large number of inputs are being collected as part of a simulation challenge in collaboration with IEA Wind Task 31. The method has a high potential to be extended to a wide range of other simulation applications.

9.4 Klimawandel und CO_2-Bepreisung – Steuer oder Emissionshandel?

Regina BETZ[7]

Durch die globale Fridays for Future Bewegung stehen Politiker auf der ganzen Welt unter Druck ambitioniertere Klimaschutzmassnahmen einzuführen. In vielen Ländern wird dabei über neue oder zusätzliche Politiken zur CO_2-Bepreisung diskutiert, was in vielen Ländern einen Disput über das effektivste und effizienteste Instrument ausgelöst hat: die Befürworter von CO_2-Steuer stehen den Befürwortern von Emissionshandelssystem gegenüber und durch den Expertenstreit wird der politische Einigungsprozess weiter verzögert bzw. droht sogar zu scheitern.

Ziel dieses Beitrages ist es einen Überblick über die klassischen theoretischen Argumente pro bzw. kontra der einzelnen CO_2-Beipreisungsansätze zu geben und diese mit aktuellen empirischen Erfahrungen von CO_2-Steuern und Emissionshandelssystemen zu vergleichen, um die tatsächlichen Unterschiede und Gemeinsamkeiten herauszuarbeiten. Da in der Theorie beide Instrumente sehr ähnlich ausgestaltet werden können, kommt die Analyse zum Ergebnis, dass der Wahl zwischen den beiden Instrumenten nicht zu viel Aufmerksamkeit gewidmet werden sollte, sondern sich auf die konkrete Ausgestaltung der Details des gewählten Instruments zu konzentrierten ist. Ob nicht-regulierte Teilnehmer am Markt handeln dürfen oder wie der Steuersatz über die Zeit angepasst wird, scheint für die Effizienz und Effektivität eines Instrumentes von sehr viel grösserer Bedeutung zu sein. Beim Vergleich der Eigenschaften kann gezeigt werden, dass zwar die CO_2-Steuer höhere Vorteile bei den Unterschieden in der Umsetzung aufweist (z.B. keine Preisvolatilität oder Transaktionskosten für den Handel), jedoch der Emissionshandel vor allem wegen der politischen Umsetzbarkeit durch die theoretische «Unabhängigkeit» von Verteilungs- und Ausgestaltungsfragen von Politikern oder die Schaffung von Marktzutrittsbarrieren von neuen Marktteilnehmern von Wirtschaftsvertretern favorisiert wird. Hybridsysteme, die eine Kombination von Emissionshandelssystemen mit fixen Preisuntergrenzen oder wie Baumol and Oates (1971) einem Preis-Standard Ansatz entsprechen, scheinen daher besonders geeignete Ansätze zu sein, um politische Einigung zu erzielen, aber gleichzeitig auf die Effizienz und Effektivität zu gewährleisten. Daher soll ein besonderes Augenmerk auf die Erfahrungen und empirischen ex-post Evaluationen von solchen Hybridsystemen gelegt werden, wie der Schweizer CO_2-Abgabe, dem Britischen Emissionshandel mit Preisuntergrenze oder dem Australischen Emissionshandel mit Fixpreis.

Der Beitrag schliesst mit einem Überblick über die aktuellen Entwicklungen in der Diskussion von CO_2-Bepreisungen in ausgewählten Ländern wie Deutschland und der Schweiz.

Referenzen

Baumol, William & Oates, Wallace E. (1971), The Use of Standards and Prices for Protection of the Environment, The Swedish Journal of Economics, Vol. 73, No. 1, pp. 42-54

Stavins, Robert N. 2019: The Future of U.S. Carbon Pricing Policy.

Weltbank Gruppe 2019, State and Trends of Carbon Pricing 2019. Washington, DC: World Bank. © World Bank. https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/31755

[7] Center for Energy and the Environment (CEE), Zürcher Hochschule für angewandte Wissenschaften (ZHAW), betz@zhaw.ch

9.5 Schweizer Klima- und Energieindex: ein Vergleich der Kantone

Regina BETZ[7], Mirjam KOSCH[8], Christian WINZER[9]

Inhalt

Die Idee des Schweizer Klima- und Energie-Index ist es – im Sinne eines Monitorings der Energiestrategie – den aktuellen Stand sowie die Aktivitäten der Kantone in den Bereichen Gebäude, Mobilität und (erneuerbarer) Strom zu erheben und vergleichbar zu machen.[11] Damit verfolgt der Index zwei Ziele. Erstens soll er vermehrt Transparenz darüber schaffen, was in den einzelnen Kantonen geschieht. Zweitens ist das indirekte Ziel durch die Transparenz einen Wettbewerb zwischen den Kantonen zu initiieren.

Derzeit enthält der Index eine Übersicht zu den drei Sektoren Gebäude, Mobilität und Strom, welche für die schweizerische Energie- und Klimapolitik alle besonders relevant sind Jeder Bereich enthält mehrere Indikatoren. Diese werden aufgeteilt in die Kategorien Ist-Zustand, Politik sowie Wirkung. Beim Ist-Zustand wird der momentane Stand in den Kantonen von verschiedenen Kenngrössen aufgezeigt. In der Kategorie Politik wird verglichen, wo die einzelnen Kantone bezüglicher politischer Massnahme, z.B. Förderung oder Vorschriften steht. Die Kategorie Wirkung analysiert, wie wirksam einzelne Massnahmen waren:

	Gebäude	**Mobilität**	**Strom**
Ist-Zustand	• CO_2 Emissionen Gebäude	• Anzahl Fahrzeuge • CO_2 Emissionen Neuzulassungen • % Elektrofahrzeuge Neuzulassungen	• KEV Produktion
Politik	• Gebäudeprogramm • MuKEn		• KEV
	• Energiestädte		
Wirkung	• Wirkung Vorschriften • Wirkung Gebäudeprogramm		• Wirkung KEV

[8] Center for Energy and the Environment (CEE), Zürcher Hochschule für angewandte Wissenschaften (ZHAW), regina.betz@zhaw.ch, +41 (0) 58 934 49 54

[9] Center for Energy and the Environment (CEE), Zürcher Hochschule für angewandte Wissenschaften (ZHAW), mirjam.kosch@zhaw.ch, +41 (0) 58 934 48 09

[10] Center for Energy and the Environment (CEE), Zürcher Hochschule für angewandte Wissenschaften (ZHAW), christian.winzer@zhaw.ch, +41 (0) 58 934 49 45

[11] Die Idee des Swiss Clean Tech Index basiert auf dem U.S. Clean Tech Leadership Index, welcher die Aktivitäten der U.S. Bundesstaaten im Bereich Clean Tech für die Kategorien Technologie, Politik und Kapital erhebt und vergleicht.

Methode

Für die Erstellung des Index werden keine eigenen Daten erhoben, sondern öffentlich verfügbare Daten zusammengetragen und vergleichbar gemacht. Die Werte der einzelnen Indikatoren werden zu Scores zwischen 0 und 100 normalisiert und anschliessend anhand der Sektoren und Kategorien aggregiert.

Ziel ist eine intuitive grafische Darstellung, welche gut kommuniziert werden kann. Der Index kann bei Bedarf weiter ausgebaut und soll jährlich erhoben werden.

Resultate

Für jeden der fünf Bereiche Gebäude, Mobilität, Strom, Politikmassnahmen und Wirkung Politikmassnahmen wird einerseits ein Ranking der Kantone erstellt, andererseits die Unterschiede zwischen den Kantonen innerhalb der einzelnen Indikatoren aufgezeigt. Schlussendlich wird für jeden Kanton ein «Spider» erstellt.

Hier ein Beispiel für den Gebäudebereich:

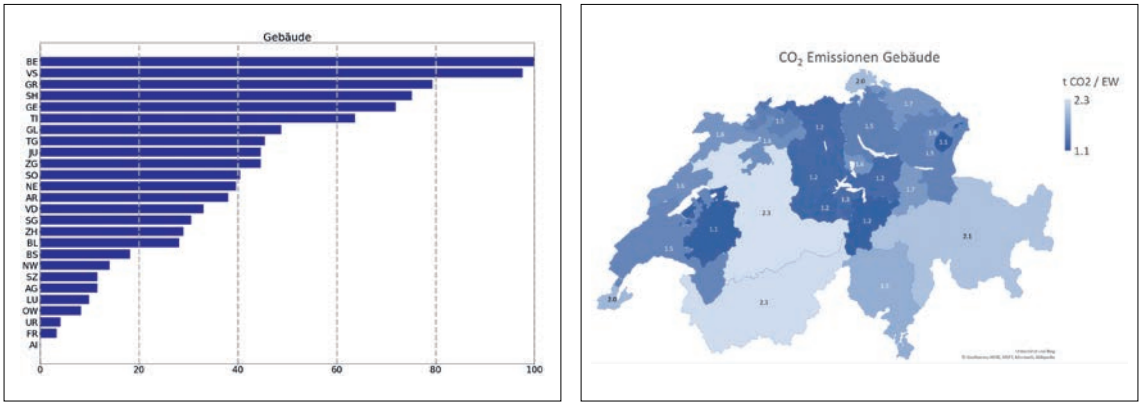


Abbildung 1: Ranking der Kantone im Bereich Gebäude sowie durchschnittliche CO^2 Emissionen in Gebäuden pro Einwohner/in (EW).

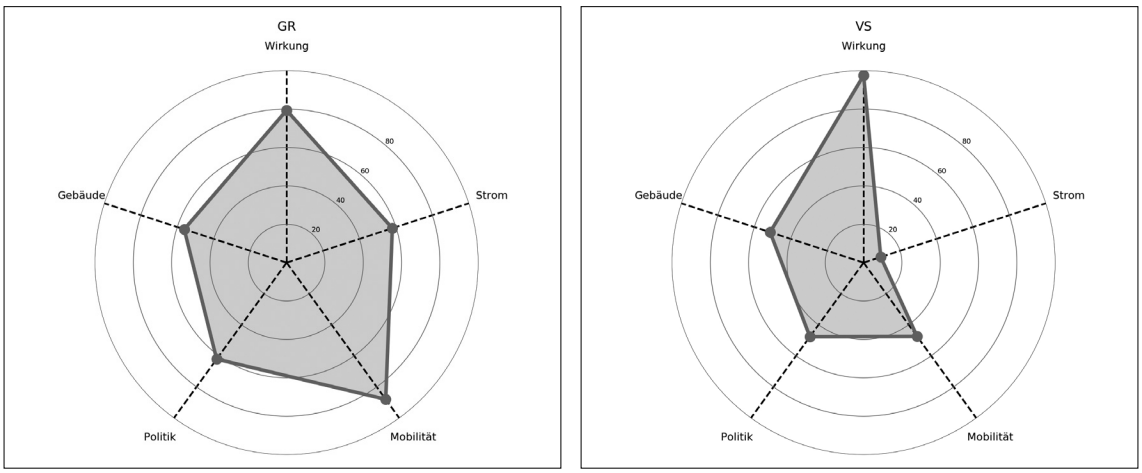


Abbildung 2: Spiders für die Kantone Graubünden und Wallis. Die Spider Grafiken enthalten die normalisierten Scores der einzelnen Sektoren und Kategorien pro Kanton.

9.6 Die Rolle der Schweiz im internationalen Emissionshandel

Regina Betz[12], Raphaela Kotsch[13], Peter Schwendner[14]

Themenzuordnung: Klima- und Energiepolitik

Zusätzliche Stichworte: internationaler Kohlenstoffmarkt, Marktverhalten, Klimapolitik

Bezug zu Gebirgsregion: Nein, aber Bezug zur ganzen Schweiz

Inhalt

38 Industriestaaten und Schwellenländer haben sich im Kyoto Protokoll Ziele für die Reduzierung von Treibhausgasen (THG) gesetzt. Um diese Ziele kostengünstiger erreichen zu können, wurden mehrere Marktmechanismen eingeführt. So konnten Länder einerseits mit ihren Minderungszielen handeln und andererseits Emissionszertifikate, die aus Klimaschutzprojekten in Ländern des globalen Südens entstanden sind, an ihre Klimaziele anrechnen lassen. Der Handel mit internationalen Zertifikaten im ersten Verpflichtungszeitraum des Kyoto Protokolls von 2008-2012 ist noch wenig untersucht. Insbesondere besteht eine Lücke in unserem Verständnis des Non-Compliance-Handels von Ländern und privaten Akteuren auf dem internationalen Kohlenstoffmarkt. Dieser Beitrag versucht diese Lücke zu schliessen und am Beispiel der Schweiz zu erklären. Die Schweiz spielt eine wichtige Rolle im Handel mit internationalen Emissionszertifikaten. Zum einen übersteigt die Anzahl der in die Schweiz verkauften internationalen Zertifikaten bei Weitem die für die Klimaziele notwendigen Emissionsreduktionen der Schweiz. Zum anderen ist der Schweizer Privatsektor Haupthandelspartner in diesem Markt. In diesem Beitrag liefern wir ein Erklärungsmodell für das beobachtete Marktverhalten von privaten Akteuren, indem wir die Marktakteure im Schweizer Emissionshandelsregister nach Handelsverhalten und weitere Charakteristika gruppieren um dann in einem weiteren Schritt Handelsbeziehungen zwischen diesen Gruppen offenzulegen.

Methode

Nach einer schematischen Auseinandersetzung mit klassischen Rollen von Marktakteuren, wie sie auf Finanz-und Kapitalmärkten zu finden sind, werden mit Hilfe einer Clusterananalyse Schweizer Händler im internationalen Kohlenstoffmarkt diesen Rollen zugeordnet. Anschließend werden anhand der Methode der Netzwerkanalyse die Handelsflüsse verschiedener Zertifikate zwischen den Clustern und Handelsverflechtungen zwischen den Gruppen von Akteuren aufgezeigt.

[12] Center for Energy and the Environment (CEE), Zürcher Hochschule für angewandte Wissenschaften (ZHAW), regina.betz@zhaw.ch, +41 (0) 58 934 49 54
[13] Center for Energy and the Environment (CEE), Zürcher Hochschule für angewandte Wissenschaften (ZHAW), kots@zhaw.ch, +41 (0) 58 934 48 07
[14] ZHAW School of Management and Law, Fachstelle für Asset Management, peter.schwendner@zhaw.ch, +41 (0) 58 934 78 86

Ergebnisse

Die Ergebnisse liefern Rückschlüsse und Erklärungen für das Verhalten von Marktteilnehmern, das so nicht auf dem internationalen Kohlenstoffmarkt vorgesehen waren. Die Untersuchung mit Hilfe von Clusteranalyse und Netzwerkanalyse liefert ein besseres Verständnis für die Motivation von privaten Akteuren am Markt für internationale Emissionszertifikate teilzunehmen, auch wenn sie selbst nicht der Regulierungen unterliegen, die den Besitz von Emissionszertifikaten notwendig machen, d.h. sie können die Zertifikate nicht für Compliance verwenden. Diese Ergebnisse sind für die Gestaltung und das reibungslose Funktionieren künftiger Kohlenstoffmärkte entscheidend. Angesichts der laufenden Verhandlungen über Artikel 6 des Pariser Abkommens, der darauf abzielt, einen Marktmechanismus im Sinne des Flexibilitätsmechanismus einzuführen, ist es dringend erforderlich, die Ergebnisse der ersten Verpflichtungsphase des Kyoto-Protokolls besser zu verstehen.

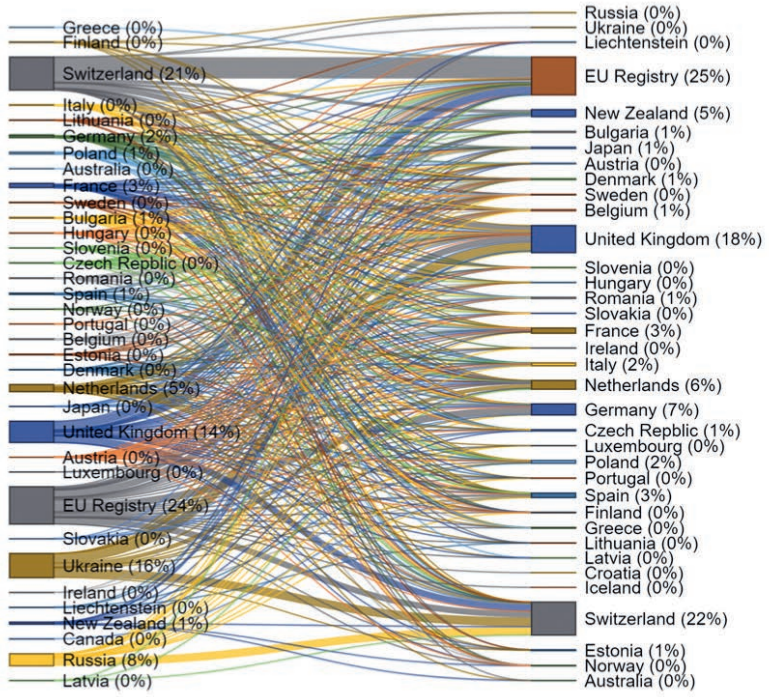


Abbildung 1: Die Graphik zeigt die Handelsströme von ERU's (Emissions reduction units) von Verkäufern in Ländern (links) zu den Käufern in Ländern (rechts). Die Schweiz verkauft 20% und kauft 22% aller ERU's. Die Graphik wurde erstellt auf der Basis von IGES Daten.

9.7 Aufbereitung von nasser Biomasse zu Verwertung in Holz-Hackschnitzelfeuerungen – geschlossene Energiekreisläufe in der Surselva

Rudolf BÜCHI[15] & Roland CAJACOB[16]

Die Region Surselva, welche 15 politische Gemeinden zwischen Laax und dem Oberalppass umfasst, will verstärkt in regionalen Kreisläufen handeln und so auch regionalwirtschaftliche Impulse geben.

Aufgrund der geographischen Distanzen und der Besiedlung im Haupt- und in den Nebentälern sind Transportwege wichtige Treiber bei der Beurteilung der Projektwirkung und beim Einsatz erneuerbarer Energien. Durch die Einwohnerzahl, die im gesamten Tal nur der Grösse einer Kleinstadt entspricht, sind klassische Ansätze zur Verwertung von Biomasse in Kompostieranlagen etc. nur eingeschränkt wirtschaftlich. Zudem unterliegt der Anfall der Biomasse aufgrund der starken Saisonalität des Tourismus und den klimatischen Bedingungen starken Schwankungen. Die Verwertung von Gartenabfällen, Schnittgut etc. wird für die Gemeinden zunehmend problematisch. Gastronomieabfälle und Käsereiabfälle werden heute grösstenteils über grosse Distanzen für die Entsorgung transportiert.

In einem Pilotprojekt Projekt wurde die Möglichkeiten zur Verwertung von nasser Biomasse wie Grünabfälle, Schnittgut, Käserei- und Gastronomieabfälle evaluiert.

Ein besonderes Problemfeld stellt der stark saisonale Anfall von Biomasse und der dazu zeitlich versetzte Bedarf an Energie dar. Entsprechend soll im Rahmen dieses Projekts ein Ansatz verfolgt werden, bei welchem die Verwertung der Biomasse zu einem lagerbaren Zwischenprodukt führt, welches dann zeitlich versetzt in einer oder mehreren Holz-Hackschnitzelfeuerungsanlagen im Tal als zusätzlicher Brennstoff verwertet werden kann. Als geeigneter Prozess wurde das HTC-Verfahren identifiziert.

Im Rahmen dieser Machbarkeitsanalyse ist der Umfang, die Art und der zeitliche Anfall der Biomasse detailliert erhoben worden. Ebenfalls wurde das HTC-Verfahren, welches eine Verwertung der Biomasse mit einem lagerbaren Zwischenprodukt ermöglicht, im Rahmen der Machbarkeitsanalyse evaluiert.

Ein besonderes Augenmerk bei der in der Machbarkeitsanalyse durchgeführten Standortanalyse gilt der verfügbaren Biomasse, Möglichkeiten zur Verwertung des Prozesswasser, optimierter Transportwege, Möglichkeiten zur Verfeuerung in Hackschnitzelanlagen und allfällige Geruchsemissionen.

Im Sinne von regionalen Kreisläufen soll im Tal anfallende Biomasse künftig, zeitlich versetzt als Energieträger zur Wärmeproduktion verwendet werden. Da in diesem Kreislauf insbesondere auch Biomasse verwertet wird, welche bisher offen, ohne energetische Verwertung, kompostiert worden ist, wird auch die Freisetzung von klimawirksamem Methan reduziert

[15] Regiun Surselva, rudolf@surselva.ch
[16] Stiftung Alpines Energieforschungscenter AlpEnForCe, Projektleiter

9.8 Zur künftigen Importfähigkeit der Schweiz

Eike BLUME-WERRY*[17,18], Claus HUBER[18]

Motivation und Fragestellung

Dem Atomausstieg in Deutschland 2022 folgt der Kohleausstieg bis 2038. In Frankreich plant Präsident Macron den Anteil der Kernkraft bis 2035 auf 50 Prozent zu reduzieren. Den Anfang macht nächstes Jahr das Kernkraftwerk Fessenheim. Es stellt sich die Frage, was diese Entwicklung in den Nachbarländern für die Schweiz bedeutet.

Die Schweiz ist insbesondere im Winter auf Stromimporte angewiesen. Der Großteil dieser Importe stammt aus Frankreich und Deutschland, wo viel gesicherte Leistung über die nächsten Jahre vom Markt gehen wird. Zwar kommen grosse Mengen an neuen Wind- und Photovoltaikkapazitäten ans Netz, doch die Stromproduktion aus Wind und Sonne ist fluktuierend. Gleichzeitig gewinnt die Sektorenkoppelung weiter an Bedeutung: im Wärmesektor sollen Öl- und Gasheizungen durch Wärmepumpen und im Mobilitätssektor Verbrennungsmotoren durch E-Mobilität ersetzt werden.

Strom gewinnt somit weiter an Bedeutung. Damit steigt auch die Rolle der Stromversorgung als (geo)strategische Ressource für Nationalstaaten. Seit Jahren verhandelt die Schweiz mit der EU über das Stromabkommen; Ausgang ungewiss. Die zukünftige Importfähigkeit der Schweiz hängt neben diesem in erster Linie vom weiteren Ausbau der Übertragungsnetzkapazitäten und der Exportfähigkeit der umliegenden Länder ab. Die genauere Analyse dieser Exportfähigkeit bis 2035 in unterschiedlichen Szenarien ist Ziel dieser Untersuchung.

Methodische Vorgehensweise

Für eine Analyse über Entwicklungen der nächsten 15 Jahre müssen einige Annahmen hinsichtlich der zu erwartenden Nachfrage, des sich entwickelnden Kraftwerksparks und dem Ausbau von Übertragungsnetzkapazitäten getroffen werden.

Für diese Untersuchung wird von einer steigende Nachfrage in der Schweiz von knapp unter einem Prozent jährlich, einem Ausbau der Übertragungsnetzkapazitäten gemäss dem ENTSO-E 10-Jahresentwicklungsplan und einer moderate Entwicklung der erneuerbaren Energien ausgegangen. Letzteres spiegelt eine eher konservative Annahme wider. Zwar wird die Erzeugung aus Photovoltaikanlagen bis 2035 mehr als verdoppelt, für eine Entwicklung wie in der Energiestrategie 2050 angestrebt wäre allerdings mehr nötig. Für den Ausbau von Wind- und Wasserkraft wird nur geringes Potenzial prognostiziert.

Es werden sechs mögliche Szenarien untersucht. Drei davon gehen von «durchschnittlichen Verhältnissen» aus. Das heisst, es wird mit einer durchschnittlichen Verfügbarkeit sowohl von konventionellen Kraftwerken, als auch von erneuerbaren Energien und einer durchschnittlichen Nachfrage im In- und Ausland gerechnet. In den anderen drei Fällen, werden «ungünstige Verhältnisse» untersucht. Dazu wird für jeden Monat eine 15-tägige kalte Dunkelflaute mit entsprechenden Annahmen simuliert. Für die andere Monatshälfte mit durchschnittlichen Verhältnissen gerechnet.

[17] TU Wien, EEG, Gusshausstrasse 25-29, 1040 Wien, Österreich, eike.blumewerry@gmail.com
[18] Axpo Holding AG, Parkstrasse 23, 5400 Baden, Schweiz, www.axpo.com, claus.huber@axpo.com

Im Rahmen der «durchschnittlichen» und «ungünstigen» Verhältnissen werden je zwei Sensitivitäten bezüglich der Verfügbarkeit der Kernkraft betrachtet. Es wird also eine Art Stresstest durchgeführt. Im Basisfall der «durchschnittlichen» Verhältnisse wird konservativ mit einer 90 prozentigen Verfügbarkeit gerechnet, im Basisfall der «ungünstigsten» Verhältnisse mit 85%.

Szenario	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
Verhältnisse	durchschnitt-lich	durch-schnittlich	durch-schnittlich	ungünstig	ungünstig	ungünstig
Kernkraft CH	90%	50%	50%	85%	50%	50%
Kernkraft FR	90%	90%	50%	85%	85%	50%

Zur Berechnung der Importfähigkeit wird zunächst der szenariospezifische Erzeugungsüberschuss der umliegenden Länder bestimmt. Es wird angenommen, dass von diesem Erzeugungsüberschuss, also der Differenz zwischen nationaler Erzeugung und Verbrauch, jeweils die Hälfte der Schweiz als Import zur Verfügung steht. Ferner ist die Importfähigkeit natürlich auch durch die Übertragungsnetzkapazitäten zur Schweiz beschränkt.

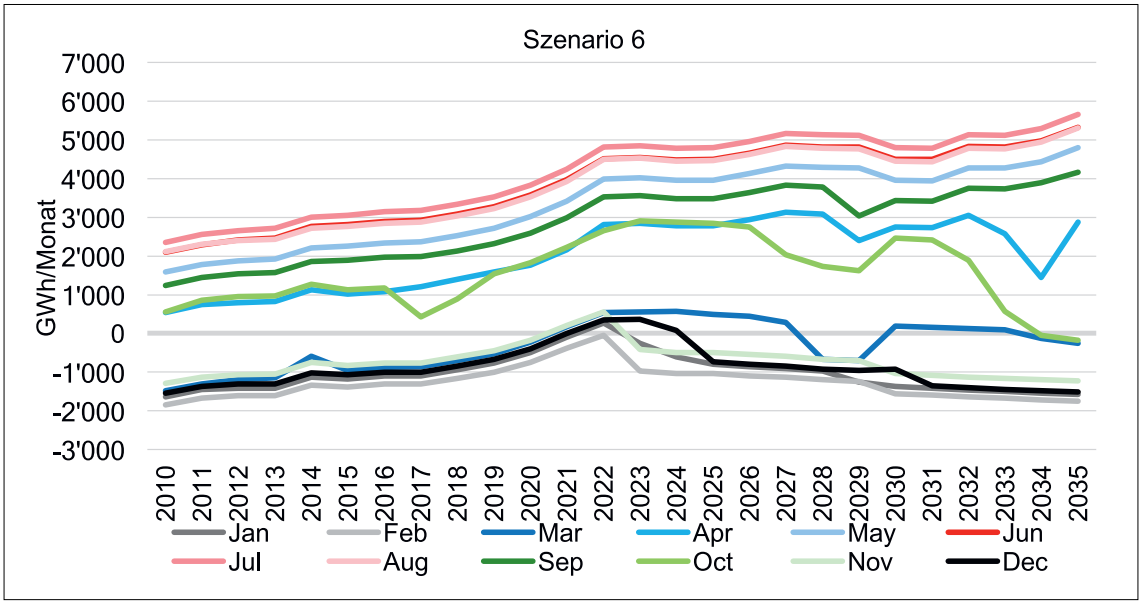


Abbildung 1: Erzeugungsüberschuss inklusive Importe bei 50% Kernkraftkraftverfügbarkeit sowohl in der Schweiz als auch in Frankreich und bei ungünstigen Verhältnissen

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Es zeigt sich, dass die Stromversorgung in der Schweiz stark vom Import abhängig ist. Selbst in dem günstigsten Szenario unter «durchschnittlichen Verhältnissen» ist die sichere Stromversorgung in den Monaten November bis März nicht ohne Importe möglich. Andere Untersuchungen wie von Beer und Kyburz (2019) haben gezeigt, dass das Versorgungsrisiko bei einen halbmonatigen Ausfall der Importe mit einer Änderung des Einsatzes der Schweizer Speicherkraftwerke minimiert werden kann, es aber nicht für eine

langfristige Stromautarkie reicht. Letzteres wäre ökonomisch unvorteilhaft und sollte nicht das Ziel sein. Unter der Berücksichtigung von Stromimporten ist unter «durchschnittlichen Verhältnissen» bis 2035 mit keinen Stromengpässen in der Schweiz zu rechnen. Dies gilt selbst dann, wenn Teile der Kernenergie in der Schweiz und/oder in Frankreich ausfallen sollten, wie die Sensitivitätsrechnungen zeigen.

Im Falle von halbmonatigen Dunkelflauten, die in den Szenarien der «ungünstige Verhältnisse» dargestellt sind, könnte es allerdings ab 2030 – selbst mit Stromimporten aus dem Ausland – zu kritischen Situationen kommen. Sollten zusätzlich noch Kernkraftkapazitäten in der Schweiz oder Frankreich ausfallen oder gänzlich abgeschaltet werden, würde dies die Situation noch verschärfen. Beim ungünstigsten untersuchten Fall, wo neben der auftretenden halbmonatigen Dunkelflaute zusätzlich Kernkraftkapazitäten in der Schweiz und in Frankreich ausfallen, ist in den Monaten November bis Februar mit einem Energiedefizit zu rechnen. Dieser Unterdeckung könnte mit einer geänderten Fahrweise der Schweizer Speicherkraftwerke allerdings entgegengesteuert werden. Dazu bedürfte es allerdings Anpassungen der regulatorischen Rahmenbedingungen. Die vom Bundesrat vorgeschlagene Speicherreserve wäre dabei ein möglicher Ansatz. In Ergänzung zu einer Speicherreserve könnte auch ein Stromabkommen dem funktionierenden Stromaustausch zuträglich sein.

In den Sommermonaten, wo die Schweiz mehr Strom erzeugt als verbraucht, kommt es selbst im ungünstigsten untersuchten Fall zu keinen Stromengpässen. Insgesamt zeigt die Untersuchung, dass die Importfähigkeit in der Schweiz, einem funktionierenden Stromaustausch mit den Nachbarländern und allenfalls einer angepassten Fahrweise der Speicherkraftwerke vorausgesetzt, auch in den nächsten Jahren gegeben sein dürfte. Die Entwicklung sollte allerdings weiterhin verfolgt werden.

9.9 Operation Beton – Zur Wahrnehmung von Staumauern

Annina BOOGEN[19]

Die alpine Landschaft in der Schweiz ist eine begrenzte Ressource – dies bringt einen Nutzungskonflikt mit sich, wobei Energieinfrastruktur im Allgemeinen und Staudämme im Spezifischen einen Konflikt zwischen den Bedürfnissen der Moderne, des Natur- und des Heimatschutzes auslösen. Seit geraumer Zeit spielt ein weiterer Faktor eine Rolle: Die Energiewende. Der mögliche Ausbau einer bestehenden Kapazität an Wasserkraft könnte mithelfen, die Ziele der Schweizer Energiestrategie 2050 zu erreichen, so dass wir Atomkraft mit klimafreundlichem erneuerbaren Strom ersetzen können. Dem entgegen steht aber der Schutz der alpinen Natur und der traditionellen Landschaftsbilder. Wie wollen wir mit diesem Nutzungskonflikt umgehen?

Um der Komplexität des Dilemmas dieses Nutzungskonflikts zu begegnen, können transdisziplinäre Forschungsansätze hier sowohl andere Perspektiven einbringen, wie auch vorhandene Denkweisen und Konventionen reflektieren. Zum Beispiel wird in der Forschung zur Landschaftswahrnehmung für die Trennung von Objekt und Subjekt oft ein erkenntnistheoretisches Modell herangezogen: das betrachtende Subjekt nimmt die Reizaufnahmen ›objektiv‹ vor, die anschliessende Reizverarbeitung und Filterung von Erkenntnissen werden jedoch durch ›subjektive‹ Faktoren im Bewusstsein der Betrachter*in gesteuert. Diese werden selten in Landschaftsbildbewertungen einbezogen. Zudem werden Forscher*in (Subjekt) und Forschungsgegenstand (Objekt) als unvereinbare Gegensätze verstanden, die keine Überschneidungen besitzen und deren Beziehungshaftigkeit im Prozess der Wissensproduktion ignoriert wird. Neben der Objekt-Subjekt-Dichotomie bilden die Widersprüche von Natur-Kultur, und Körper-Geist die klassischen Dualismen in den (Natur-)Wissenschaften. Diese dualistischen Ordnungsschemata sind, wie jede systematische Einteilung von Dingen, reduktionistisch.

Diese Thematik ist der Dreh- und Angelpunkt der ‹Operation Beton›, einem Forschungsprojekt, in dem ich von einer sozialwissenschaftlichen Fragestellung ausgehe, diese aber mit künstlerisch-ästhetischen Strategien be- und verhandle. In diesem Projekt strebe ich eine Emanzipation dieser oben erwähnten Dualismen an, um auf diese Weise eine alternative Perspektive zu suchen. Im Spezifischen untersuche ich die sinnlichen Qualitäten von 32 Staudämmen im alpinen Raum der Schweiz mittels Feldbeobachtung. Das für dieses Projekt erarbeitete Feldprotokoll enthält einen quantitativen Teil und einen qualitativen Teil, sowie Feldnotizen. Die Aufmerksamkeit gilt dabei dem Prozess der Datensammlung und nicht den Daten und deren Auswertung selbst. Der Vorgang des Datensammelns wird zu einer Handlung – zu einer Geste – bei der mit der beobachtenden Person im Prozess etwas passiert: Es findet eine Fokussierung statt. Diese Fokussierung soll den Nährboden für sinnliche, körperlichen Wahrnehmung und Erkenntnis legen, also einen ästhetischen Weltzugang.

[19] Zürcher Hochschule der Künste (ZHdK), Departement Kulturanalysen und Vermittlung

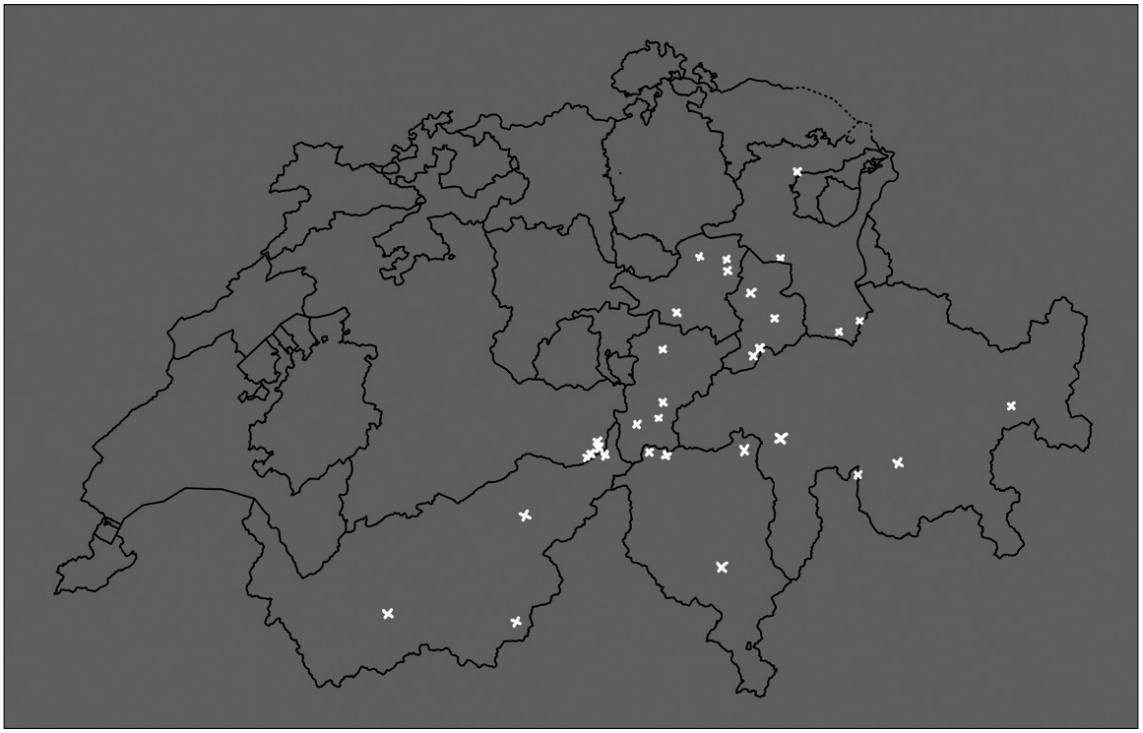


Abbildung 1: 8 Kantone mal 4 Staudämme.

9.10 Effective Climate Policy Doesn't Have to be Expensive

Klaus GUGLER[20], Adhurim HAXHIMUSA*[21], Mario LIEBENSTEINER[22]

Introduction

Economic theory clearly emphasizes that putting an adequate price on greenhouse-gas emissions internalizes their negative externalities via market-based incentives (e.g. Pigou, 1920). Pricing emissions, therefore, serves as a first-best policy, leading to effective emissions abatement at lowest possible costs (e.g. Newell and Pizer, 2008). However, second-best policies, such as subsidies for "green technologies" and administrative measures are popular among policy-makers and are widely applied in the climate-change agendas of many countries. Surprisingly, there is no econometric study that compares altogether the (cost) effectiveness of the economic first best policy, a price on carbon emissions, with the widely applied second-best policies, such as the subsidization of wind or solar power. However, understanding the effectiveness of climate policies in terms of abatement and costs is key for deriving least cost solutions to climate change. We analyse the electricity generation sector in the UK and Germany, because these two countries follow contrasting climate change policies, and show that the market-based instrument of carbon pricing is superior to supply-side policies such as subsidization of wind and solar power.

We utilize daily electricity generation data at the plant level on all gas and coal power stations in Germany and the UK to compare the effectiveness of two sets of environmental policies. Because wind and solar installations are subsidized by the state, we can calculate the costs of using direct subsidies to abate of one tonne of CO_2. Second, both countries are members of the EU Emission Trading System (ETS) whereby carbon-emitting power plants have to buy emission allowances for electricity production. Thus, polluting power plants internalize the costs of emitting CO_2, making their production relatively more expensive compared to clean technologies. Two effects may follow. Coal – emitting more CO_2 than gas per unit of electricity produced and thus becoming relatively more expensive than gas with a rising carbon price – may be replaced by gas, ceteris paribus. Moreover, both gas and coal may be replaced by less carbon-intensive technologies, such as hydro, nuclear, wind, solar, which do not need to buy emission allowances, or imports.

This study extends the growing literature, which estimates the emissions offset from different climate policies. One strand analyzes only second-best climate policies with respect to their abatement effects via wind and/or solar power (Cullen, 2013; Novan, 2015). Abrell et al. (2019) take both the EU ETS price and wind and solar power into account, yet only derive conclusions for renewables. Fell and Kaffine (2018) compare the effects of wind generation and natural gas prices on emission reduction while Cullen and Mansur (2017) liken the effects of natural gas price changes to changes in the carbon price. Although it may be intuitive to expect similar (but opposite) effects from natural gas price changes and carbon price changes, the quantitative effects may differ.

[20] Vienna University of Economics and Business (WU), Institute for Quantitative Economics, Austria, klaus.gugler@wu.ac.at; https://www.wu.ac.at/en/iqv/staff/klausgugler/
[21] University of Applied Sciences of the Grisons, Switzerland, adhurim.haxhimusa@fhgr.ch; https://www.fhgr.ch/personen/person/haxhimusa-adhurim/
[22] TU Kaiserslautern, Institute for Resource and Energy Economics, Germany, mario.liebensteiner@wiwi.uni-kl.de

Methodology

We estimate the effects of the CO_2 price on emissions from gas and coal electricity production, allowing us to calculate the costs of abatement of one tonne of CO_2 using this instrument. Our regression model disentangles the effects of carbon pricing as well as feed-in from wind and solar power from other confounding effects, such as changes in demand, input prices, or seasonality. Moreover, we acknowledge that these effects are interdependent among each other and dependent on the level of demand. Thus, we allow for non-linear relationships by introducing a set of interactions and higher order terms (up to the cubic terms). Fortunately, we can evaluate a policy experiment, because the UK introduced a unilateral carbon price support (CPS) in addition to the EU ETS price on 1 April 2013. From then on, UK generators had to pay two components, (i) the EU ETS allowance price plus (ii) the CPS, which tops up the allowance price and is both significant and increasing over time. Thus, we can compare a system solely subject to the EU ETS allowance price (i.e. Germany) with a system subject to a much higher effective CO_2 price (i.e. the UK). This is important since the EU ETS allowance price has been relatively low and is alleged to be ineffective in reducing CO_2 emissions. In contrast, we show that a CO_2 price is indeed effective in reducing emissions, given that it reaches a sufficiently high level.

To control for dynamic adjustments of power plants, such as accommodating output to start-up, ramping and shut-down costs, and also firms' expectations, we include lagged variables. We include a vector of cross-sectional fixed effects for each plant turbine, to capture unobserved heterogeneity between power plants, which is constant over time (e.g. location, vintage). Since we observe permanent plant exits in the UK, using OLS would not account for this. Outright exits and zero-production periods would only be captured on the extensive margin (on/off decision). For this purpose, we apply a Heckman two-step model to estimate the full effect of ETS on emissions, which is composed of the intensive (generation conditional on operating) and extensive margin response.

Results

For Germany, we estimate that the sample mean EU ETS price of around €8/tCO_2 offsets 9.6% of daily emissions, relative to having no carbon price. At such a low carbon price, we thus do not observe a large reduction in emissions. A carbon price this low does not result in fuel switching between dirty coal-based and relatively cleaner gas-based generation. Evaluated at the mean ETS price of €8, we calculate the costs of marginal abatement for an additional tonne of CO_2 emissions to be €52. For the highest observed carbon price in Germany, €15, we estimate significantly higher abatement – 20% of total daily emissions. The marginal abatement costs, in this case, are only €41 per additional tonne of CO_2. We also estimate that wind power is, on average, significantly more effective in abating emissions than solar power. The costs of direct subsidization reveal that, on average, it costs €204 to replace one additional tonne of CO_2 from wind power. For solar power, the costs are very high, at €979 to replace an additional tonne of CO_2, on average.

Given the unilateral top-up CPS in addition to the EU ETS price, our analysis for the UK is based on a wide range of observed carbon prices – between €4 and €37. We find that marginal abatement significantly increases as the carbon price rises to €29, followed by lower marginal abatement at higher carbon prices. Similarly, we find that the cost effectivity of carbon pricing is strongly convex, with a minimum at a carbon price of €36, where marginal abatement of one tonne of CO_2 emissions costs only €30. In contrast, at very low and very high carbon prices abatement costs are vastly higher. Although we find that putting an adequate price on emissions is more cost effective than subsidizing RES, wind in the UK is more effective than in Germany. Furthermore, over time, falling subsidies for wind result in relatively low costs of replacing an additional tonne of CO_2 by wind. Yet, with higher levels of wind feed-in as well as with higher carbon prices, wind's abatement effectiveness decreases, leading again to higher marginal costs of abatement. Another important result is that the policies of carbon pricing and subsidization of wind and solar power can be substitutive or complementary, depending on which technology is replaced by wind or solar at the margin. The marginal effectiveness of wind and solar increases with the carbon price in Germany, but decreases in the UK. This is because the relatively low carbon price in Germany leaves dirty coal to be replaced by wind or solar. In the UK, with its already high carbon price, it is mainly the relatively clean gas that is replaced, reducing the effectiveness of RES.

Our results shed light on the optimum size of an effective carbon price. Newbery et al. (2019) argue that €25–€30/tCO_2 would be adequate – which is somewhat in line with our findings of a high cost-effectiveness of carbon pricing at around €30–€36/tCO_2. CPLC (2017) suggests a global carbon price of €35–€70 per tCO_2 by 2020 and €44–€88 per tCO_2 by 2030 to meet the Paris climate target. Our results suggest that a carbon price in the €30s already induces significant fuel switching, so that cleaner, but mostly idle, gas-fired power plants displace dirty coal. This is evidence that a modest carbon price brings about a significant reduction in emissions. In contrast, high carbon prices well beyond €40 are associated with lower marginal abatement effects, because most of the coal fired electricity generation will already have been replaced.

9.11 Wie sich Wasser, Sonne und Wind zu einem 100% erneuerbaren Elektrizitätssystem in der Schweiz ergänzen

Annelen KAHL[23], Jerome DUJARDIN[24], Varun SHARMA[25], Bert Kruyt[26], Michael LEHNING[27]

Themenzuordnung: Erneuerbare Energien, Netze, Energie und Raumnutzung

Zusätzliche Stichworte: Versorgungssicherheit, Standortwahl, Berg PV

Bezug zu Gebirgsregion: Ja

Inhalt

Bei der Energiewende 2050 geht es nicht nur darum, den jährlichen Beitrag des Atomstroms zu ersetzen; die eigentliche Herausforderung besteht darin, genügend Elektrizität zum richtigen Zeitpunkt zu produzieren. Besonders im Winter sieht es für die Versorgungssicherheit des Landes dunkel aus, denn einer hohen Nachfrage steht eine relativ schwache Binnenproduktion gegenüber und unseren Nachbarländern wird es bei einer zunehmend erneuerbaren Elektrizitätsproduktion ähnlich gehen. Auf Import zu setzten ist also nicht nur teuer, sondern auch unrealistisch [1].

Dementsprechend ist es wichtig, die zukünftige Elektrizitätsproduktion zeitlich so gut wie möglich der Nachfrage anzupassen. Gleichzeitig gilt es, die Kompatibilität mit dem bestehenden Elektrizitätsnetz zu berücksichtigen, denn sonst müssen neue Leitungen installiert und alte ausgebaut werden. Bei der Planung von neuen Sonnen- und Windkraftanlagen geht es also nicht unbedingt darum, die individuelle Jahresproduktion zu maximieren, vielmehr ist es wichtig, ein Produktionsprofil zu erreichen, das sich optimal in die zeitliche und räumliche Struktur des Schweizer Stromverbrauchs und der Schweizer Wasserkraftproduktion anpasst. Letzteres ist eine komplexe Aufgabe, bei der mehrere Variablen unter der Berücksichtigung gewissen Rahmenbedingungen gleichzeitig optimiert werden müssen.

Unser Beitrag zeigt, wie die Schweizer Elektrizitätsproduktion in einem komplexen Zusammenspiel zwischen Sonne, Wind, und Wasserkraft bestmöglich der Nachfrage angepasst werden kann. Durch eine, von evolutionären Algorithmen gesteuerte, Anpassung von: 1) Standortwahl, 2) Mischungsverhältnis von Wind und Solar-Anlagen und 3) Installationsgeometrie der PV Module ermitteln wir optimale Installationsszenarien, die gleichzeitig kompatibel mit dem existierenden Elektrizitätsnetz sind. Wir geben einen kurzen Einblick in die angewandte Methodik und die verwendeten Datensätze und konzentrieren uns dann darauf, anhand der Ergebnisse, die technischen und wirtschaftlichen Vorteile einer solchen Herangehensweise aufzuzeigen.

[23] Zuria in creation/EPFL/SLF, annelen.kahl@epfl.ch
[24] EPFL, jerome.dujardin@epfl.ch
[25] Zuria in creation/WSL, varun.sharma@wsl.ch
[26] SLF, bert.kruyt@slf.ch
[27] EPFL/SLF, lehning@slf.ch

Methodik

Wir berechnen die potenzielle Elektrizitätsproduktion der drei erneuerbaren Energieresourcen Wasser, Wind und Sonne mit Hilfe hauseigener Modelle, die auf detaillierten Datensätze für Strahlung, Oberflächenreflektion, Wind und Abfluss basieren. Es wird sowohl die abwechslungsreiche Topographie der Alpen, als auch die komplexe Infrastruktur des Schweizer Wasserkraftsystems repräsentiert, denn nur so kann man die Variabilität der Produktion räumlich und zeitlich genau erfassen. Ohne diese Grundvoraussetzung wäre es nicht möglich das Zusammenspiel der verschiedenen Generatoren nach obengenannten Kriterien zu optimieren. Für jedes Installationsszenario erhalten wir eine andere räumliche Verteilung der Produktion mit einem ihrerseits individuellen Produktionsprofil. Mit Hilfe eines optimalen Power Flow Models wird dann ermittelt, wie gut sich Produktion und Nachfrage decken, wieviel Elektrizität importiert oder exportiert werden muss und wie stark das Schweizer Stromnetz dadurch beansprucht wird. Dabei wird die zur Verfügung stehende Wasserkraft so eingesetzt, dass mögliche Transportengpässe und Produktionsdefizite so gut wie möglich ausgeglichen werden. Am Ende jeder Analyse wird die Leistungsfähigkeit des untersuchten Installationsszenarios durch verschiedene Metriken beschrieben. Dieser Ablauf wird im Rahmen eines Optimierungsverfahrens solange mit veränderten Installationsszenarien wiederholt, bis eine maximale Leistungsfähigkeit erreicht ist.

Ergebnisse

Der Verlauf der Optimierung zeigt eine steigende Leistungsfähigkeit des Systems, wenn PV Anlagen in Bergregionen installiert werden. Erstens ist hier ist die Jahresproduktion höher als in den Niederungen und zweitens kann der Ertrag bei steilen Anstellwinkeln der Paneele im Winter sogar höher sein als im Sommer [2]. Allerdings wird die installierbare Kapazität lokal durch Engpässe des Stromnetzes begrenzt. Besonders in der Nähe einiger Laufwasserkraftwerken sind die Leitungen schnell ausgelastet und zusätzliche Einspeisung von neuen Erneuerbaren ist eingeschränkt. Das Zusammenspiel mit Speicherkraftwerken ist einfacher, da mehr Flexibilität bezüglich der zeitlichen Abstimmung besteht. PV, Wind und Wasserkraft ergänzen einander sinnvoll, anstatt sich gegenseitig im Wege zu stehen.

Kappung der PV-Produktion zu Zeiten der Netzüberlastung könnte in Regionen mit Netzüberlastung grössere Installationen erlauben, allerdings ist unklar, ob die günstigere Produktion der zusätzlichen Standorte den Produktionsverlust ausgleichen kann. Andernfalls wäre eine Netzanpassung ebenfalls eine gute Alternative. Windkraft variiert in Bezug auf Leistung und Saisonalität über die Schweiz gesehen noch stärker, als Sonnenergie; zum Beispiel weht der Wind im Jura nachts und im Winter am stärksten, während dies in Chur tagsüber und im Sommer der Fall ist [3].

Die bereits bestehenden Wasserkraftanlagen der Schweiz werden auch in einem 100% erneuerbaren Elektrizitätssystem gut in der Lage sein kurzzeitige Produktionsdefizite auszugleichen und zwar ohne das Netz zu überlasten. Saisonale Defizite können damit allerdings nicht aufgefangen werden und der Importbedarf im Winter wird in der Zukunft

noch ansteigen. Unsere Analysen zeigen aber, dass das Ausmass der Winterlücke stark durch die Standortwahl und das Mischungsverhältnis von Wind- und Solarinstallationen beeinflusst werden kann [4]. Die Ergebnisse unsere Studie sind also nicht nur aus rein wirtschaftlichen Gründen interessant, sondern können auch einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit des Landes liefern.

Unternehmen/Organisation:

Dieses Projekt ist eine Zusammenarbeit von Zuria in creation, EPFL und SLF

Referenzen:

[1]: Neue Züricher Zeitung https://www.nzz.ch/meinung/drohender-strommangel-die-schweiz-braucht-einen-elektroschock-ld.1483578?mktcid=smsh&mktcval=E-mail

[2]: Kahl, Dujardin, Lehning, PNAS, 2019

[3]: Kruyt, Lehning, Kahl, Applied Energy, 2017

[4]: Dujardin, Kahl, Lehning, Energy, 2017

9.12 Energy Drones to Unlock the Power of Wind in the Alps

Rolf LUCHSINGER[28]

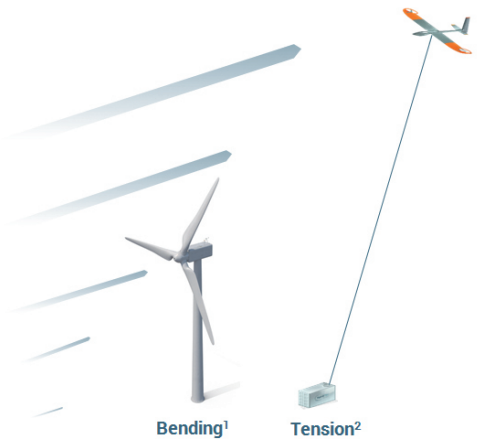
A new wind energy technology creates a new opportunities for clean power production in areas with limited access

Exploiting the full potential of wind energy is crucial to speed up the transition to sustainable energy. A recent study estimates that up to 6 TW of wind energy generation is needed by 2050 to reach the climate goals, while the global installed base of wind turbines is projected to grow only to 3 TW in this time frame. Traditional horizontal axis wind turbines have limitations which restrain economically and technically their penetration potential. They are massive structures which need large trucks to be transported and huge cranes to be set up. Thus, good access roads are mandatory for the deployment of wind turbines which limit their potential in remote areas such as the Alps.

Airborne wind energy (AWE) is a novel wind energy technology. The main concept of AWE is to harness the energy of the wind with a tethered flying device. AWE provides many benefits over wind turbines: minimal material usage, mobile/compact systems, minimal structural forces and access to higher altitudes and thus better wind resources.

The technical concept of AWE converges towards the autonomous energy drone pioneered by TwingTec, a spin-off from Empa and FHNW. The first product of TwingTec in the range of 100 kW will be focused on power production in remote off-grid locations, where the mobility of the system is key and where electric power is currently produced mainly with diesel generators at high costs. The system is integrated in a 20ft container. No crane is needed to set it up. The foundation requirements are minimal as no tipping moments have to be taken care of. Larger systems from 500 kW to 3 MW will serve both the off-grid and on-grid market. Using only about 10% of the material of a wind turbine, TwingTec's technology has a strong potential to reduce the LCOE of wind energy in the near future and to unlock the excellent wind resources in mountainous areas.

Redirecting forces from bending to tension is the key to optimize wind energy structures



1. Less Material[3]
No tower or foundation is needed
→ 90% material reduction compared to WTG[4]

2. Mobile / Compact
Easy to deploy and redeploy

3. High altitude winds[5]
Stronger winds at higher altitudes

[1] Bending moments define the massive structure of the blades, the tower and the foundation of a wind turbine; [2] Tension is the most efficient way to transmit loads; [3] Wind turbine typical weights are 150T/MW onshore, 250T/MW offshore; [4] Wind turbine generator [5] 200m higher altitude increases wind power density typically by a factor of 3

[28] TwingTec AG, c/o Empa, Ueberlandstrasse 129, 8600 Dübendorf, rolf.luchsinger@twingtec.ch, www.twingtec.ch

9.13 Vom Aussterben bedroht oder Spezies der Zukunft? – Rollenmodelle lokaler Energieversorger im Schweizer Energiesystem der Zukunft

Susan MÜHLEMEIER[29]

Themenzuordnung: Klima- und Energiepolitik, Finanzierung und Governance von Energieversorgungsunternehmen, Erneuerbare Energien

Zusätzliche Stichworte: Lokale Energieversorgungsunternehmen, Public Corporate Governance, Rollen in Energietransition

Lokale Energieversorgungsunternehmen (EVU) sind ein essenzieller Baustein des heutigen Schweizer Energiesystems, im urbanen, wie im ländlichen Raum. Aktuell sind es ca. 600 (Elcom, Stand September 2018), die von Kleinstbetrieben mit einigen wenigen Mitarbeitern bis hin zu kommunalen Konzernen mit mehr als 1500 Mitarbeitern reichen. Sie sind zumeist multidisziplinär organisiert und versorgen Städte und Gemeinden mit den wichtigsten Infrastrukturdienstleistungen, wie der Strom- und Gasversorgung, dem Wasser- und Abfallmanagement oder der Telekommunikation. Sie sind daher auch im Gebirgsraum ein, wenn nicht der zentrale Akteur des lokalen Infrastrukturmanagements. Im Bereich der Energieversorgung stehen die EVUs heutzutage jedoch vor grossen Umbrüchen die oft als 3D zusammengefasst werden: Deregulierung, Dekarbonisierung, Digitalisierung. Haben lokale EVU überhaupt noch einen Platz im zukünftigen Energiesystem der Schweiz? Werden wir unter dem Druck der Liberalisierung ein «Stadtwerkesterben» sehen und Gemeindewerke fusioniert oder verkauft werden? Werden lokale EVU lediglich auf ihre Funktion als Verteilnetzbetreiber reduziert werden? Oder werden wir im Zuge der Dezentralisierung einen gegenläufigen Trend erleben, dass immer mehr Verantwortung auf kommunaler Ebene verankert wird und lokale EVUs zusätzliche Aufgaben übernehmen werden?

Dieser Vortrag geht auf diese Fragen ein und zeigt zunächst die aktuellen Rollen der lokalen EVUs im heutigen Schweizer Energiesystem. Anschliessend werden fünf idealtypische Modelle von potenziellen zukünftigen Rollen der lokalen EVUs vorgestellt sowie ihre potenziellen Auswirkungen auf die wichtigsten Grundpfeiler des Schweizer Energiesystems diskutiert: Versorgungssicherheit und Service Public Qualität, Wirtschaftlichkeit und Fortschritt der Energietransition zur Erreichung der Ziele der Energiestrategie 2050.

Methodik

Die im Vortrag präsentierten fünf idealtypischen Modelle wurden im Rahmen der Dissertation der Autorin (im Februar 2019 an der EPFL abgeschlossen) erarbeitet und in zwei Expertenworkshops mit der Unternehmensführung von Stadtwerken sowie Branchenexperten von Verbänden, Verwaltung und Beratung aus Deutsch- und Westschweiz diskutiert.

[29] Unabhängige Wissenschaftlerin, Rue du Bourg-Neuf 1, 1095 Lutry, 079 28 62471, susan.muehlemeier@mailbox.org, Twitter: @SMuehlemeier

Ergebnisse

Die fünf idealtypischen Modelle zu möglichen Rollen lokaler EVU können wie folgt beschreiben werden:

Modell 1 – Voll integriertes EVU: Lokale EVU sind weiterhin in allen Stufen der Wertschöpfungskette aktiv, wobei der Netzbetrieb rechtlich und organisational getrennt wird, jedoch weiterhin Teil der Unternehmensgruppe bleibt. Die EVU werden als eigenständige Unternehmen ausgegründet, bleiben jedoch im (mehrheitlichen) Besitz der Kommunen. Die Unternehmen sind Eigentümer lokaler Energiedaten und nutzen diese auch für Services.

Modell 2 – Produzent und Verteilnetzbetreiber: EVU verkaufen ihren Vertriebs- und Endkundenteil. Sie bleiben weiterhin in Produktion, Beschaffung, Handel und Netzbetrieb aktiv. Bezüglich digitaler Daten behalten sie die Hoheit über Produktions- und Netzbasierte Daten, Kundendaten stehen ihnen nicht mehr direkt zur Verfügung.

Modell 3 – Verteilnetzbetreiber und Versorger: Lokale EVU verkaufen ihre Produktion, zentrale Produktionseinheiten werden von zentralen Akteuren übernommen und dezentrale Produktion wird von Kunden bzw. Prosumern getragen. EVU konzentrieren sich auf den Netzbetrieb und das Endkundengeschäft. Sie bauen jedoch ihr Angebot im Service-Bereich weiter aus und nutzen digitale Daten aktiv. EVU befinden sich bezüglich Vertrieb und Services im Wettbewerb mit anderen EVU und privaten Anbietern.

Modell 4 – Smarter Aggregator: Lokale EVU verkaufen sowohl Produktion als auch Vertrieb und konzentrieren sich auf ihre Rolle als Verteilnetzbetreiber, übernehmen jedoch zusätzlich die Funktion eines Aggregators in einem regulierten lokalen Monopol. Es ist ihnen erlaubt ein reguliertes Mass an balancing assets (Produktion und Speicher) selbst zu betreiben um grid balancing zu ermöglichen. Als regulierte Aggregatoren übernehmen sie auch die Rolle des lokalen Energiedatenmanagers mit entsprechender Datenhoheit, sodass Energiedaten bei den EVU lokal gespeichert und verarbeitet werden.

Modell 5 – Verteilnetzbetreiber: lokale EVU behalten lediglich den Netzbetrieb und stellen privaten Akteuren die Netzdaten zur Verfügung, die jedoch in ihrem Eigentum bleiben. EVU werden auf ihre Rolle als Verteilnetzbetreiber reduziert und agieren lediglich im Monopol. Der Netzbetrieb kann, muss aber nicht in einem ausgelagerten, selbstständigen Unternehmen erfolgen.

Empirische Beispiele und die potenziellen Auswirkungen dieser Modelle auf den Sektor werden im Vortrag genauer erläutert, ebenso wie die potenziellen Auswirkungen der Modelle auf Versorgungssicherheit und Service Public Qualität, Wirtschaftlichkeit und Fortschritt der Energietransition zur Erreichung der Ziele der Energiestrategie 2050. Im Rahmen der Expertendiskussion wurde deutlich, dass jedes Modell positive und negative Auswirkungen auf diese Grundpfeiler des Energiesystems haben kann, je nachdem wie sich andere Akteure verhalten und welche Regulierung mit dem Modell einhergehen würde.

Konklusion

Die Ergebnisse der Expertendiskussion haben gezeigt, dass die Rolle, die lokale EVU in Zukunft im Schweizer Energiesektor spielen werden, nicht eindeutig vorhersagbar ist, sondern verschiedene Modelle denkbar sind. Diese hängen nicht nur vom Willen ihrer Eigentümer ab, der Städte und Gemeinden, sondern auch von der weiteren gesellschaftlichen und politischen Vision, wie ein Energiesystem der Zukunft aussehen soll sowie der entsprechenden Regulierung. Klar ist, dass ein Rückzug der öffentlichen Hand auf lokaler Ebene durch einen erhöhten Regulierungsaufwand ausgeglichen werden müsste.

Quintessenz dieser Modelldiskussion ist es daher, dass für die Umgestaltung des Energiesystems nicht nur Technologieförderung, gesamtwirtschaftliche Finanzierung und Kostenverteilung wichtige Fragen sind, die diskutiert werden müssen, sondern auch die Frage der Governance-Struktur, welche Akteure welche Rolle und Verantwortung in diesem zukünftigen System übernehmen sollen. Eine offene Diskussion der Rollenverteilung im zukünftigen Energiesektor ist daher unbedingt notwendig um die Umsetzung der Energiestrategie 2050 zu erreichen. Die Frage, die in Politik und Gesellschaft diskutiert werden muss lautet daher: welche Rolle sollen lokale EVU im Energiesystem der Zukunft spielen.

9.14 NETZ: Nährstoff- und Energietechnikzentrum

Florian RÜSCH[30], Urs BAIER[31], Hans-Joachim NÄGELE[32]

Themenzuordnung: Erneuerbare Energien, Energie und Raumnutzung

Zusätzliche Stichworte: Biogas, Landwirtschaft, Nahrstoffkreislauf

Bezug zu Gebirgsregion: Ja

Projektidee

Das Projekt «NETZ» erarbeitet Strategien und Konzepte zur Erschliessung des nachhaltigen, energetischen Potenzials von Substraten landwirtschaftlicher Herkunft, insbesondere von Hofdünger in der Alpenregion. Die Grundidee basiert auf einer separaten und effizienten Vergärung von festen und flüssigen Substraten zu Biogas und beinhaltet eine Separation der Vollgülle. Während die Dünngülle hofseitig in einer kleinen Low-Tech-Biogasanlage nassvergärt wird, werden Feststoffe in einer regionalen, grösseren Vergärungsanlage verarbeitet. Dadurch verringern sich Energieverluste und Geruchs-, sowie Treibhausgas-Emissionen. Das auf dem landwirtschaftlichen Hof produzierte Biogas wird zur Deckung des Energie-Eigenbedarfs an Wärme, Elektrizität und/oder Kraftstoff (Mobilität) verwendet, der regional produzierte Energieträger in Energienetze eingespeist.

Problemstellung

Das energetische Potenzial von Hofdüngern und landwirtschaftlichen Reststoffen ist insbesondere in den Gebirgsregionen weitestgehend ungenutzt. Die Vergärung solcher Substrate ist zwar längst technisch machbar, landwirtschaftliche Biogasanlagen sind aber in der Alpenregion trotzdem noch sehr wenig verbreitet. Die Vergärung von Hofdüngern ist in der Schweiz momentan noch wirtschaftlich unattraktiv, die heute installierte Anlagentechnik zu komplex und zu wenig standardisiert, die Organisation und Koordination auf jeder einzelnen Anlage zu individuell und zu wenig strukturiert und der Einfluss privater Kontakte zu gross.

Die Landwirtschaft in der Schweiz und insbesondere in der Alpenregion ist kleinteilig. Bislang gibt es keine Technologie, welche das Potenzial landwirtschaftlicher Biomasse trotz Fördermitteln zu derzeitigen Marktpreisen nutzbar machen kann. Die bestehenden Konzepte der landwirtschaftlichen Co-Vergärung sind nicht genügend erfolgreich. Es fehlt an organisatorischer Struktur, kostengünstiger und standardisierter Technologie, emissionsarmer Logistik und bodenschonender, nachhaltiger Düngemittelverwendung.

Zielsetzung

Das Projekt «NETZ» präsentiert eine technisch, ökologisch, sozial sowie ökonomisch vorteilhafte Lösung, wie das Potenzial von Substraten landwirtschaftlicher Herkunft in Zukunft flächendeckend zur erneuerbaren Energieproduktion genutzt werden kann. Es

[30] ZHAW Fachstelle Umweltbiotechnologie, Campus Reidbach, florian.ruesch@zhaw.ch, +41 (0) 58 934 56 62, www.zhaw.ch/icbt/umweltbiotech
[31] ZHAW Fachstelle Umweltbiotechnologie, Campus Reidbach, urs.baier@zhaw.ch, +41 (0) 58 934 57 14, www.zhaw.ch/icbt/umweltbiotech
[32] ZHAW Fachstelle Umweltbiotechnologie, Campus Reidbach, hans-joachim.naegele@zhaw.ch, +41 (0) 58 934 50 41, www.zhaw.ch/icbt/umweltbiotech

vereint die Vorzüge der lokalen, hofseitigen Biogasproduktion und nutzt aber auch die Möglichkeiten der überbetrieblichen, regionalen Energieerzeugung aus Biomasse. Das ambitionierte Projektziel ist die Erarbeitung und Demonstration eines Konzepts, welches die energetische Nutzung von mindestens 60% des noch nutzbaren, nachhaltigen Hofdüngerpotenzials in der Schweiz ermöglicht.

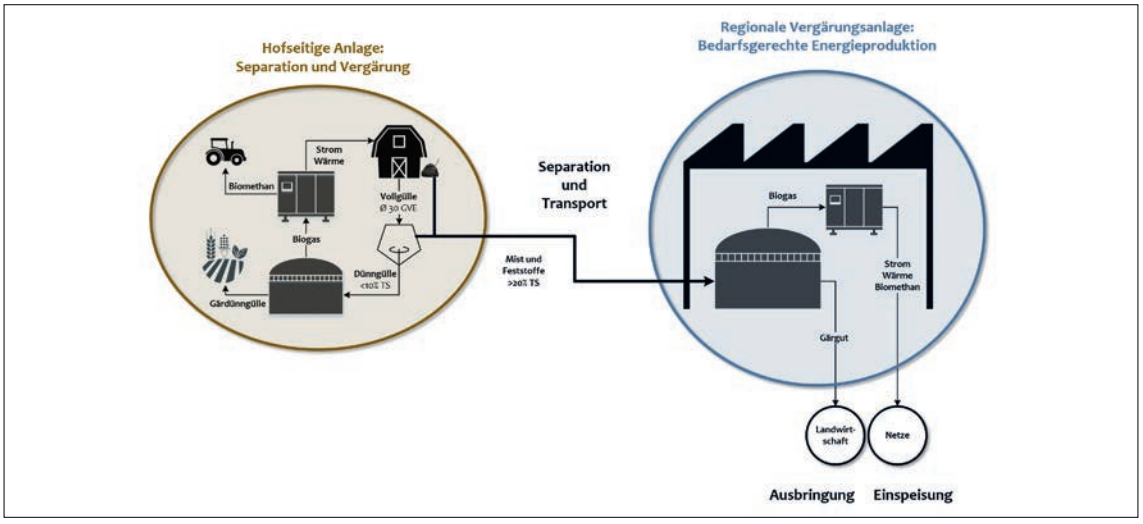
Methodik

Um das brachliegende Potenzial zu nutzen, muss im Detail untersucht werden, inwiefern eine hofseitige Eigen-Energieproduktion mittels landwirtschaftlichen Kleinbiogasanlagen sinnvoll und unter welchen marktwirtschaftlichen Bedingungen eine substratbezogene Kooperation mehrerer landwirtschaftlicher Betriebe zur lokalen Energieproduktion durchführbar ist. Mit Hilfe eines Berechnungsmodells wird ein Grundraster erarbeitet und es werden die Rahmenbedingungen und Beurteilungskriterien definiert, unter welchen in einer Region mehrere hofseitige Kleinbiogasanlagen und eine grössere, regionale Vergärungsanlage koordiniert und optimiert betrieben werden können. Das Grundraster umfasst die gesamte Wertschöpfungskette von der Substratbereitstellung, über die Vergärung, bis hin zur Gärgutverwertung. Neben der erneuerbaren Energieproduktion aus landwirtschaftlicher Biomasse steht auch die lokale Schliessung von Nährstoffkreisläufen, die nachhaltige Anwendung von Wirtschaftsdüngern sowie die geruchs- und klimarelevante Emissionsminderung im Fokus.

Ergebnisse

Das Projekt liefert das Grundlagengerüst zur Umsetzung einer Kooperation von landwirtschaftlichen Betrieben mit jeweils mehreren hofseitigen und einer regionalen Biogasanlage. Dies ermöglicht eine effiziente und emissionsarme Nutzung von Energieträgern und Nährstoffen.

Das nachfolgende Diagramm zeigt die Grundidee des Projekts sowie seine einzelnen Hauptbestandteile bestehend aus hofseitigen Biogasanlagen (braun) und überbetrieblichen, regionalen Vergärungsanlagen (blau):



Auf regionaler Ebene (Gemeinde, Energieregion, Alp, Talschaft etc.) wird eine Feststoffvergärungsanlage betreiben, welche von den umliegenden Landwirtschaftsbetrieben die zu vergärenden Feststoffe bezieht und den Nährstoffbedarf mittels Gärmist deckt. Der überbetriebliche Charakter der regionalen Vergärungsanlage (blau) eröffnet Möglichkeiten für technische Innovationen, effiziente Umwandlungsverfahren, gut strukturierte soziale Netzwerke, landwirtschaftliche Kooperationsformen und funktionierende Betreibermodelle. Die produzierten Energieträger können bedarfsgerecht und im Zusammenspiel mit anderen erneuerbaren Energien in regionale und überregionale Netze (Strom, Wärme, Erdgas) eingespeist werden.

Die hofseitige, für die Ansprüche der Alpenregion neu zu entwickelnde Anlage (braun) eröffnet aufgrund des grossen Vervielfältigungspotenzials die Chance, eine robuste, technisch sehr einfache und daher in Herstellung und Betrieb kostengünstige Anlagentechnologie zu etablieren. Dadurch könnten die Energiegestehungskosten massiv gesenkt werden.

Berechnungsmodelle, Dimensionierung und Grundraster werden auf der Ebene von Energieregionen, Gemeinden oder geografischen Regionen erprobt und verfeinert. In einer Machbarkeitsstudie werden zwei konkrete Regionen (Waldkirch, Safiental) bezüglich der definierten Rahmenbedingungen analysiert und beurteilt. Das Resultat dieser Feldstudien ermöglicht eine individuelle, massgeschneiderte «NETZ»-Lösung für die Alpenregion.

9.15 Lokale externe Kosten, Abgaben und implizite CO_2-Preise im Strassenverkehr

Reto SCHLEINIGER[33]

Themenzuordnung: Klima- und Energiepolitik, Mobilität

Zusätzliche Stichworte: CO_2-Abgabe, Zusatznutzen CO_2-Politik, implizite CO_2-Preise

Bezug zu Gebirgsregion: Nein

Inhalt

Der Beitrag befasst sich mit der CO_2-Emissionsreduktion im Strassenverkehr und fragt danach, wie effizient das bestehende klimapolitische Instrumentarium in der Schweiz ist. Eine – zumindest notwendige – Bedingung für eine effiziente bzw. kostengünstige Reduktion ist ein ausgeglichener CO_2-Emissionspreis über alle Verwendungen der fossilen Energie hinweg. Diese Bedingung ist in der Schweiz nur schon dadurch nicht gegeben, weil die CO_2-Abgabe bekanntlich nur auf Brennstoffen, nicht aber auf Treibstoffen erhoben wird. Andererseits besteht mit der Mineralölsteuer eine spezifische Abgabe auf Treibstoffen und zudem wird der Schwerverkehr mit der LSVA in Abhängigkeit der gefahrenen Tonnenkilometer belastet. Bemerkenswert an der LSVA ist, dass damit die ungedeckten Wegekosten, also die externen Kosten inklusive der Kosten des Klimawandels internalisiert werden sollen. Mindestens theoretisch entspricht die LSVA also einer Pigou-Steuer.

Zusätzlich von Bedeutung ist, dass durch den Strassenverkehr neben CO_2-Emissionen, die zu globalen externen Kosten führen, auch eine Reihe von lokalen Externalitäten verursacht werden. Dazu gehören die lokale Luftverschmutzung, Lärmemissionen Unfälle usw. Mit anderen Worten führt die Reduktion von CO_2-Emissionen zu verschiedenen lokal anfallenden Zusatznutzen, die in ihrem Ausmass nicht zu vernachlässigen sind.

Schliesslich ergeben sich durch den Strassenverkehr auch Infrastrukturkosten in Form von Bau und Unterhalt der Strassen, die verursachergerecht finanziert werden sollten.

In der vorliegenden Arbeit werden all diese Aspekte zusammengefasst, und es wird analysiert, inwiefern die bestehenden Abgaben für Personenwagen und schwere Nutzfahrzeuge die lokalen externen Kosten decken. Auf Basis dieser Ergebnisse lässt sich dann ein so genannter impliziter Preis für CO_2-Emissionen bestimmen, der im Vergleich zur expliziten CO_2-Abgabe ein besserer Effizienzindikator der schweizerischen Klimapolitik darstellt.

Methode

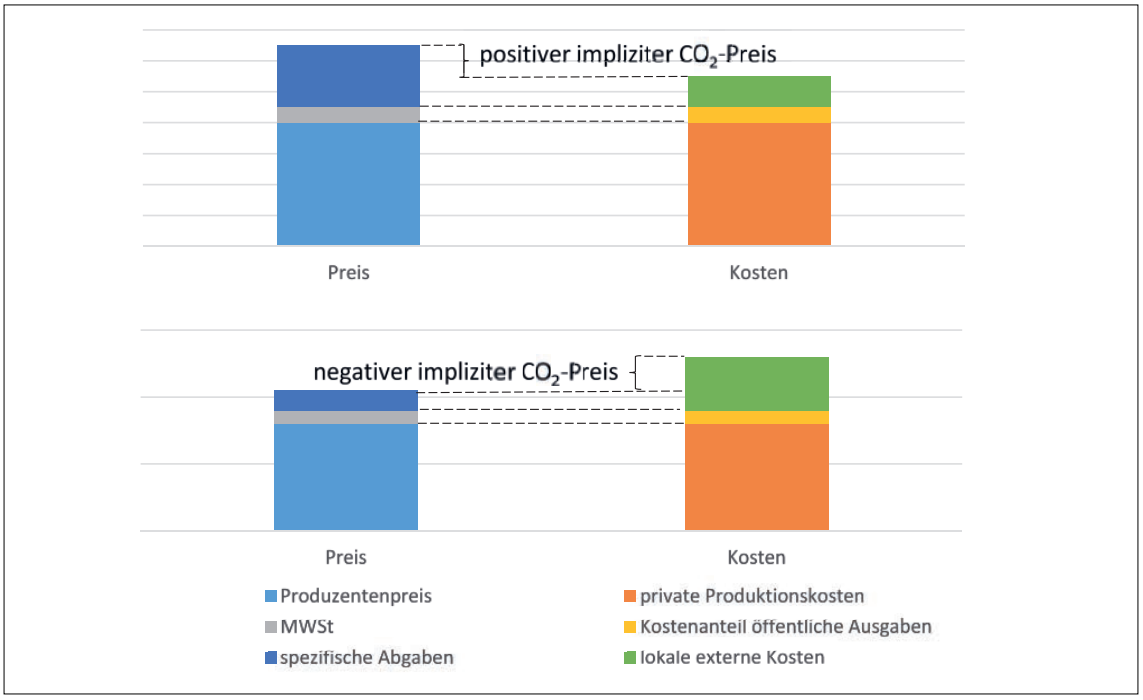
Basierend auf den Ergebnissen der ARE-Studie Externe Effekte des Verkehrs 2015 (Ecoplan und Infras, 2019) sowie auf der Strasseninfrastrukturrechnung des BfS werden die treibstoffverbrauchsabhängigen und die fahrleistungsabhängigen lokalen externen Kosten ermittelt. Diese Kosten werden dann dem Endverbraucherpreis inklusive aller variablen Abgaben gegenübergestellt.

[33] Center for Energy and the Environment (CEE), Zürcher Hochschule für angewandte Wissenschaften (ZHAW), shie@zhaw.ch, +41 (0) 58 934 78 75

Zudem wird ein impliziter CO_2-Preis berechnet, welcher der Differenz zwischen dem aktuellen Endverbraucherpreis inklusive der verschiedenen variablen Abgaben eines Energieträgers und dem effizienten inländischen Preis entspricht. Der effiziente inländische Preis enthält alle inländisch anfallenden Kosten, also auch die lokalen externen Kosten, nicht aber die Kosten der globalen Erwärmung. Liegt der Endverbraucherpreis über den inländischen Kosten, so kann dieser Unterschied als impliziter Abgabe bzw. impliziter Preis der CO_2-Emissionen interpretiert werden. Im umgekehrten Fall bedeutet ein negativer impliziter CO_2-Preis, dass sich eine Preiserhöhung auch ohne Berücksichtigung der externen Kosten des Klimawandels lohnen würde.

Die untenstehende Abbildung illustriert die Bestimmung des impliziten Preises. Unter der Annahme, dass der Produzentenpreis gerade den privaten Produktionskosten entspricht und die Mehrwertsteuer in dem Sinne effizient ist, dass sie einen – einheitlichen – wertproportionalen Zuschlag der Kosten widerspiegelt, ergibt sich der implizite CO_2-Preis vereinfachend als Differenz zwischen den spezifischen Abgaben und den lokalen externen Kosten.

Abbildung: Beispiel positiver bzw. negativer impliziter CO_2-Preis



Die Methode ist ausführlich in Schleiniger (Energy Policy 96 (2016), pp:411-420) beschrieben, wo die impliziten Preise mit Daten aus dem Jahr 2010 bestimmt wurden. Bei den hier präsentierten Resultaten handelt es sich also um eine Aktualisierung für das Jahr 2015.

Resultate

Die Berechnungen ergeben, dass der implizite CO_2-Preis bei den Personenwagen mit minus 66 CHF/t CO_2 (Benzin) bzw. minus 138 CHF/t CO_2 (Diesel) deutlich negativ ist, während er beim Schwerverkehr mit rund 10 CHF/t CO_2 knapp positiv ist. Das bedeutet, dass sich eine Erhöhung der Treibstoffpreise bei den Personenwagen auch ohne Berücksichtigung der Auswirkungen auf die globale Erwärmung lohnen würde, da der aktuelle Preis nicht einmal die lokal anfallenden Kosten deckt.

Allerdings ist eine alleinige Abgabe auf Treibstoffe nur eine zweitbeste Lösung, weil dabei die fahrleistungsabhängigen Kosten nur teilweise internalisiert werden können und dadurch zu geringe Anreize geschaffen werden, die Fahrleistung zu reduzieren. Eine effiziente Internalisierung der – lokalen externen – Kosten sollte daher stärker über fahrleistungsabhängige Abgaben erfolgen. Dies gilt speziell bei den Personenwagen, wo sich analog zur LSVA die Einführung einer leistungsabhängigen Personenwagenabgabe aufdrängt, welche die Mineralölsteuer zum grossen Teil ersetzen kann.

Damit die CO_2-Emissionspreise über alle Verwendungen der fossilen Energie hinweg ausgeglichen sind, sollte auch auf Treibstoffe eine CO_2-Abgabe erhoben werden. Deren Höhe bestimmt sich durch das vorgegebene inländische Reduktionsziel.

9.16 Local Acceptance for wind energy through co-creation

Ruth SCHMITT[34], Ursula DUBOIS[35]

Themenzuordnung: Renewables; energy and spatial planning

Zusätzliche Stichworte: local acceptance, community engagement, multi-stakeholder process MSP, co-creation with stakeholders

Bezug zu Gebirgsregion: Nein

Content

Wind energy projects face strong local resistance in Switzerland. The mobilization of the local communities is key to realizing wind energy projects as these eventually decide via referendum. In reality, arguments against these projects, rumors and fears prevail and persist and may even create major conflicts in a community.

While we recognized in the cases we followed «not in my backyard» effects and mainly a group of opponents who raised their voice, we also found in over a hundred interviews which we conducted explanations on how and why these may emerge: Project developers informed too late, and if so, the information they provided was too technical and too public relations driven, trying to convince stakeholders rather than involving them into an open, transparent and co-creative multi-stakeholder process (MSP).

A multi-stakeholder process implies that stakeholders are involved at an early stage of project planning, that they are provided with timely information and their rights be protected so that they know the pros and cons of a given project and their possibilities to participate. By co-creation, we mean an open and participatory way of creating a common ground for a given project.

Our cases indicate that while MSPs do not guarantee acceptance and therefore project success, they do have potential to mobilize stakeholders who would otherwise remain silent. Furthermore, the public narratives about the wind projects in consideration changed through time in favor of the projects.

The goal of this contribution thus is to highlight on the grounds of 3 illustrative qualitative case studies the key practitioner learnings of creating and maintaining co-creative multi-stakeholder processes.

Method

The practitioner learnings have been derived from 3 qualitative, exploratory case studies in wind energy in which the authors, based on theories of cross-sectoral collaboration and stakeholder engagement, have designed and facilitated an MSP for each of the 3 projects.

[34] Institut für Geistes- und Sozialwissenschaften / Hochschule für Technik, FHNW, Bahnhofstrasse 6, 5210 Windisch, ruth.schmitt@fhnw.ch, 056 202 72 91, https://www.fhnw.ch/de/die-fhnw/hochschulen/ht/institute/institut-fuer-geistes-und-sozialwissenschaften

[35] Sociolution / Netzwerk für Politik- und Sozialmanagement, Allmendstrasse 36, 3014 Bern, ursula.dubois@sociolution.ch, 031 331 89 58, http://www.sociolution.ch

The data elicited comprised of for each case of secondary data, of around 10 internal interviews conducted with members of the project developers. Furthermore, we conducted stakeholder interviews to elicit the external stakeholder perspective (in total 110 interviews for the three projects).

Furthermore, and to corroborate our findings, we retrospectively interviewed 50 stakeholders from 5 additional wind projects to elicit their view on how and why projects faced resistance.

The interviews were transcribed and analyzed with a software for qualitative data analysis (ATLAS.ti). We conducted a thematic analysis in relation to a) the themes relevant for the stakeholders and b) their procedural expectations for a given project.

These results were the basis for designing a given process, setting up its governance and the rules of the game. The authors subsequently have moderated the MSPs for the 3 projects according to those rules. The results from the study and the facilitation of the wind energy projects were summarized in a generic guide which in addition to wind projects included other types of renewable energy infrastructure (for each of these types 1 project: water, geothermal, heating district).

Results

The following practitioner learnings are key to MSPs:

- See the nature of projects as political rather than commercial.
- Stakeholders mention a broad set of issues, not only related to the wind energy project per se: Be open to hear those. Understand a project in its local context.
- Create a framework that allows for learning from each other on eye-to-eye level rather than trying to convince stakeholders.
- Adopt a design approach to an MSP with the final, democratic referendum in mind.
- Be prepared to be transparent in all aspects so that stakeholders can grasp both pros and cons and contribute with their own solutions. For that purpose, create an adaptive governance structure and be ready to slow down the planning process in case stakeholders need it.

It may seem counterintuitive to open up a project to stakeholders in the proposed far going manner. However, our cases indicate that wind energy projects – such as others renewable energy projects - have a wicked issue character and thus are complex, controversial and, in terms of the processes involved, demanding. For mobilizing the so far silent, potentially positive voices, process gains weight over content. That is, stakeholders who want to understand a project need to dive into a complex matter and they only do so if they find adequate arenas, which allow for an exchange with developers and other stakeholders in a respectful manner. This needs a carefully curated process. Building up capacities to do so will be essential to realize wind energy projects in Switzerland.

Overall, we still see a tendency in Switzerland to try to «sell» the projects to the local communities, which often creates resistance and distrust, whereas we see in the practical field that listening and learning from each other to explore a project in all its facets

and make all its advantages and disadvantages transparent is key to success. Stakeholders can consequently make a decision on an informed basis. This asks from project developers for interactions on eye-to-eye level and an inclusive approach giving the stakeholders an active voice. While our cases cannot be generalized in a statistical sense, they can give an in-depth account of what it means for developers to offer an MSP to stakeholders and how, as a result, public perception and narratives may change over time.

9.17 Customer Acceptance of Smart-Tariffs

Christian WINZER[36], Hongliang ZHANG[37], Karolin GAMMA[38]

Themenzuordnung: Netze, Elektrizitätsmarkt, Energiespeicherung

Zusätzliche Stichworte: grid tariff, demand response, acceptance

Abstract

As consumers are free to choose the tariffs which they prefer, the impact of different tariff structures on consumer behaviour is influenced by the extent to which consumers decide to:

- sign up for a tariff and accept the associated levels of price risk and outage risk
- change their behaviour in response to the tariff by investing in and operating automation systems
- change their behaviour in response to the tariff by adopting different routines or investing in more efficient devices

Within this paper we present the results from a Discrete Choice Experiment with a representative sample of 582 households. We investigate how different aspects of price and outage risk as well as risk preferences affect consumers' choices on electricity tariffs, including Critical Peak Pricing, Peak-time Rebate, Real-time Pricing, and Capped Real-time Pricing. We also examine the impact of risk framing (e.g. WTP and WTA) and tariff structures on different forms of energy consumption behaviour change.

[36] Center for Energy and the Environment (CEE), Zürcher Hochschule für angewandte Wissenschaften (ZHAW), christian.winzer@zhaw.ch, +41 (0) 58 934 49 45

[37] UniNE, Institut de recherches économiques, Rue A.-L. Breguet 2, CH-2000 Neuchâtel, hongliang.zhang@unine.ch

[38] UniSG, Institute for Economy and the Environment, Rosenbergstrasse 51, CH-9000 St. Gallen, karoline.gamma@unisg.ch

9.18 Die Rolle von touristischen Erfahrungen und Erlebnissen zur Steigerung der Akzeptanz erneuerbarer Energien

Romano WYSS[39], Cyril DUCATEZ[40]

Themenzuordnung: Energie und Tourismus; Erneuerbare Energien

Bezug zu Gebirgsregion: Ja

Mit der Annahme der Energiestrategie hat das Schweizer Volk einen verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien, insbesondere von Wind und Solarenergie, beschlossen (Bundeskanzlei 2013). Trotz vieler potentiell ertragreicher Projektideen ist nur ein kleiner Teil des effektiven Produktionspotentials bisher ausgeschöpft worden (Kahl 2019). Ein wichtiger Aspekt dabei ist die fehlende Akzeptanz gewisser Bevölkerungsgruppen für die Installation der entsprechenden Energieinfrastruktur, sowie damit einhergehende Konflikte im Kontext des Landschafts- und Umweltschutzes.

Im vorliegenden Beitrag werden die Autoren, basierend auf Studien und eigenen praktischen Erfahrungen, aufzeigen, wie konkrete touristische Erfahrungen und Erlebnisse zu einer Steigerung der Akzeptanz von erneuerbaren Energieträgern beitragen können (siehe z.B. Frantal & Urbánková 2017). Insbesondere wird die eigentliche Inwertsetzung bestehender – aber auch zukünftiger – Energieinfrastruktur im touristischen Kontext besprochen. Dabei werden die Autoren insbesondere auch auf den geplanten Windpark am Mollendruz (Waadt) im Schweizer Jura eingehen, wo die Initianten eine Kampagne zur Steigerung der Akzeptanz der zu erwartenden Landschaftseingriffe u.a mit gezielten touristischen Angeboten komplementiert haben (https://jesuispour.ch).

In einer anschliessenden offenen Publikumsdiskussion werden Beispiele aus anderen Gegenden im Plenum besprochen und Erfahrungen ausgetauscht, wie Tourismus- und Energiewirtschaft in Zukunft besser kooperieren können um die Akzeptanz erneuerbarer Energien gerade auch im Gebirgsraum (weiter) zu steigern.

Referenzen

Bundeskanzlei, 2013, Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 https://www.admin.ch/opc/de/federal-gazette/2013/7561.pdf

Frantál, B. & Urbánková, R., 2017, Energy tourism: An emerging field of study, Current Issues in Tourism, 20:13, 1395 – 1412

Kahl, A., 2019, Wintersonne für die Versorgungssicherheit, bulletin.ch 10/2019, S. 19 – 23

[39] EPFL und Wyss Conseil scientifique, Rue du Bourg-Neuf 1, 1095 Lutry. +41(0)21 525 26 26, wyss@conseil-scientifique.ch

[40] Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (EWZ), Tramstrasse 35, 8050 Zürich. +41 (0)58 319 25 24, cyril.ducatez@ewz.ch

9.19 Rechtsfragen der Stromspeicherung

Markus SCHREIBER[41]

Themenzuordnung: Energiespeicherung, Klima- und Energiepolitik

Zusätzliche Stichworte: Strommarktordnung, Recht, Entflechtung

Einleitung

Mit zunehmender Verbreitung dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien wie Photovoltaik und Windenergie werden mittel- bis langfristig auch Speicherkapazitäten benötigt. Das Schweizer Energierecht ist bislang jedoch noch unzulänglich zur Regelung von Speichern geeignet. So weisen Speicher eine Art Hybridcharakter auf, da sie sowohl Strom aus dem Netz beziehen als auch in das Netz einspeisen können. Dies lässt sich nur schwer in die Schweizer Strommarktordnung einfügen, die Marktakteure ausgehend von den klassischen Wertschöpfungsstufen z.B. in Elektrizitätserzeuger, Netzbetreiber und Endverbraucher einteilt. Dabei sind an jede dieser Rollen, die teilweise (wie etwa die Endverbraucher) gesetzlich definiert sind, konkrete Rechte und Pflichten geknüpft. Da Speicher zeitgleich Eigenschaften aufweisen, die mehreren dieser Rollen entsprechen, stellt sich somit die Frage, welche dieser Rechte und Pflichten auf Speicher Anwendung finden.

Diese Rechte und Pflichten haben allenfalls Auswirkungen auf die möglichen Geschäftsmodelle, die für Speicher in Betracht kommen. Bevor Speicher in einem nennenswerten Umfang genutzt werden können, sind daher vielfältige Rechtsfragen zu klären. Dies könnte teilweise auch Anpassungen des bestehenden Rechtsrahmens erfordern.

Ausgewählte Rechtsfragen

Der Beitrag geht deshalb auf ausgewählte Rechtsfragen der Stromspeicherung ein. So stellt sich etwa die Frage, ob (respektive unter welchen Umständen) Stromspeicher als Endverbraucher einzuordnen sind. Dies hat erhebliche Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von Speichern, da Endverbraucher grundsätzlich Netznutzungsentgelte zu zahlen haben. Diese stellen abhängig von der Netzebene einen Grossteil der Kosten für den Elektrizitätsbezug dar. Dies könnte angesichts der – je nach Speichertechnologie – ohnehin teilweise erst beschränkt vorhandenen Wirtschaftlichkeit die Marktdurchsetzung von Speichern weiter verzögern.

Daneben ist fraglich, wer in der Schweizer Strommarktordnung überhaupt Speicher betreiben darf. So stellen sich insbesondere entflechtungsrechtliche Fragen, wenn Netzbetreiber eigene Speicher zur Frequenzregulierung einsetzen möchten. Die Entflechtungsregeln verbieten unter anderem Quersubventionen aus dem Netzbetrieb an andere Geschäftsbereiche des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens. Hier stellt sich etwa die Frage, ob der Speicherbetrieb dem Netzbetrieb zugeordnet werden kann. Vor dem Hintergrund des weiterhin geplanten Stromabkommens mit der EU könnten hier auch die Vorgaben der neuen EU-Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie relevant werden. Diese stellt erstmals Entflechtungsregeln für Stromspeicher auf.

[41] Center for Law and Sustainability, Universität Luzern, Frohburgstrasse 3, 6002 Luzern, +41 41 229 59 47, markus.schreiber@unilu.ch

Entwurf des revidierten StromVG

Grössere Erwähnung im Schweizer Recht finden Stromspeicher erstmals im Vernehmlassungsentwurf für ein teilrevidiertes Stromversorgungsgesetz. So sieht der Entwurf in Art. 8a eine Speicherreserve vor. Zudem kommen nach Art. 17bbis des Entwurfs Speicher als Flexibilität in Betracht, die von den Netzbetreibern insbesondere im Rahmen eines sog. Smart Grids genutzt werden können. Darüber hinaus finden Speicher in mehreren weiteren Entwurfsartikeln neben Erzeugern und Endverbrauchern Erwähnung. Dies wirft die Frage auf, ob hiermit eine Unterscheidung zwischen Endverbrauchern einerseits und Speichern andererseits statuiert wird.

Der Beitrag untersucht insofern die Auswirkungen, die der Entwurf eines teilrevidierten StromVG auf Speicher haben könnte, und stellt mögliche zukünftige Anpassungen des Rechtsrahmens vor.

Referenzen

Brigitta Kratz, Speicher als Schlüsselkomponente der Energiewende, Überlegungen zu einer regulatorischen Lücke im schweizerischen Energiewirtschaftsrecht, Schriften zum Energierecht, Band 7, Zürich/St. Gallen 2018.

Markus Schreiber, Rechtliche Innovationssteuerung am Beispiel der Power-to-Gas-Stromspeicher-technologie, Zürich 2019.

Simone Walther, Regulierung von Energiespeichern in der Schweiz, Schriften zum Energierecht, Band 9, Zürich/St. Gallen 2019.

9.20 Zero Waste in der besonders geschützten Naturgebieten: global und lokal

Olga ULANOVA[42]

Einleitung

Russische Föderation verfügt zum 1. Januar 2017 über 12.500 besonders geschützte Naturgebiete von föderaler, regionaler und lokaler Bedeutung, deren Gesamtfläche 232,5 Millionen Hektar (einschließlich Meeresgebiete) beträgt, was 13,6% der Gesamtfläche Russlands entspricht.

Gemäß dem Gesetz der Russischen Föderation über besonders geschützte Naturgebiete unterscheiden sich die folgenden Kategorien:

1) staatliche Naturschutzgebiete, einschließlich der Biosphäre;
2) Nationalparks;
3) Naturparks;
4) staatliche Heiligtümer;
5) Naturdenkmäler;
6) dendrologische Parks und botanische Gärten;
7) gesundheits- und Erholungsgebiete.

Davon 8 Weltnaturerbe von UNECSO umfassen 11 Reservate, 4 Nationalparks und 3 Bundesreservate.

Im Jahr 2017 besuchten rund 11 Millionen russische und ausländische Touristen besonders geschützten Naturgebieten und der Touristenstrom soll bis 2021 auf 15 Millionen Menschen pro Jahr ansteigen, was die Bevölkerung der Schweiz um das 1,8-fache übertrifft.

Die Entwicklung des Tourismus in besonders geschützten Naturgebieten ist mit der Abfallerzeugung geprägt. Die Verbesserung des Abfallbewirtschaftungssystems in Naturschutzgebieten ist einer der Schlüssel zum Erhalt der biologischen und landschaftlichen Vielfalt und zur Begrenzung der negativen Auswirkungen auf die Umwelt.

Am Sommer 2019 im Rahmen einer Initiative von Agency for Strategic Initiatives (Russia) gemeinsam mit der Lake Baikal Foundation for Environmental Applications and Research haben wir einen Leitfaden für die Abfallbewirtschaftung in besonders geschützten Naturgebieten entwickelt.

Ziele und Aufgaben von Leitfaden

Ziel der Entwicklung von Leitfaden für die Abfallbewirtschaftung in Schutzgebieten ist die Einführung effektiver, moderner und umweltfreundlicher Abfallbewirtschaftungssysteme in russischen Naturschutzgebieten.

[42] National Research Irkutsk State Technical University, Russland, +73952405118, olga.ulanova@gmx.de
DHZ AG, Schweiz, +41 799601963, olga.ulanova@dhz.ch, www.dhz.ch

Aufgaben von Leitfaden sind:

- Schaffung von Möglichkeiten für die Durchführung einer getrennten Abfallsammlung für die maximale Anzahl russischer besonders geschützten Naturgebieten;
- Aufbau einer umfassenden Kommunikationsaktivität zur Entwicklung eines Abfallmanagementsystems in russischen besonders geschützten Naturgebieten;
- Verbreitung erfolgreicher Erfahrungen mit russischen und ausländischen besonders geschützten Naturgebieten im Bereich der Abfallwirtschaft

Übernahme von internationalen Erfahrungen

Die Verbesserung der Abfallbewirtschaftung in russischen besonders geschützten Naturgebieten ist zwangsläufig mit einem Mangel an Erfahrung verbunden. Hauptgrund dafür ist die zu späte Entwicklung des Abfallwirtschaftssystems in Russland. Diejenigen Naturschutzgebiete, die heute neue Grundsätze für die Organisation eines Abfallentsorgungssystems einführen, übernehmen ausländische Erfahrungen.

Besonders geschützte Naturgebiete im Ausland haben lange Zeit eine getrennte Abfallsammlung eingeführt und verbessern diese ständig, indem Projekte zur Bewusstseinsbildung durchführen und die Verantwortung der Besucher erhöhen.

Der Hauptunterschied zwischen russischen und ausländischen Naturschutzgebieten besteht darin, dass in westlichen und fortgeschrittenen asiatischen Ländern die Naturschutzgebiete in das entwickelte kommunale getrennte Abfallsammelsystem integriert sind, wie jeder Haushalt oder jede Unterhemen.

Bei der Entwicklung dieses Leitfadens wurden Erfahrungen im Bereich der Abfallbewirtschaftung in besonders geschützten Naturgebieten in den Ländern der Europäischen Union (Schweiz, Deutschland, Frankreich, Finnland, Polen), Schweden, den USA und Kanada, Japan, gesammelt.

Key Case

Richtlinien enthält die Analyse der Möglichkeiten zur Schaffung eines wirksamen Abfallbewirtschaftungssystems in besonders geschützten Naturgebieten unter aktuellen Bedingungen (SWOT-Analyse), verschiedene Optionen für die Abfallbewirtschaftung: Empfehlungen für die Schaffung von Infrastruktur (Ausrüstung für getrennte Abfallsammelzentren und Recyclingszentren in der Nähe von Naturschutzgebieten) sowie Empfehlungen für die Umwelterziehung für Mitarbeiter, Touristen und örtliche Anwohner.

Einer der Kapitel des Leitfadens enthält schrittweise Anweisungen zur Abfallentsorgung für fünf Zielgruppen:

- Mitarbeiter,
- Vertreter der Tourismusbranche (Eigentümer von Campingplätzen, Museen, gastronomischen Einrichtungen usw.),
- Reiseveranstalter und -manager sowie begleitende Touristengruppen,
- Touristen und Besucher,
- Müllabfuhrbetreiber (Recyclingsunternehmen)

Die Abfallwirtschaftsrichtlinien für besonders geschützten Naturgebieten haben zwei aufeinanderfolgende Szenarien. Die Szenarien enthalten fortschrittliche Schritte, mit deren Hilfe die Verwaltung von Naturschutzgebieten unter Berücksichtigung ihrer finanziellen, sowie klimatischen, geografischen, touristischen und wirtschaftlichen Bedingungen ein Höchstmaß an Effizienz bei der Entsorgung fester Siedlungsabfälle erzielen kann.

Der Leitfaden enthält auch Empfehlungen zur Implementierung des grünen Zertifizierungssystems für Organisationen, die mit Naturschutzgebieten zusammenarbeiten (z.B. ECEAT, Green Globe 21, Blue Flag, Green Key, Ecocamping e.V.).

Schlussfolgerung

Derzeit in mehr als 30 besonders geschützte Naturgebiete in Russland wurden Pilotprojekte für die getrennte Abfallsammlung und ZeroWaste Initiative offiziell angekündigt, darunter: Transbaikal National Park, Krasnojarsker Naturschutzgebiet «Säulen», Nationalpark «Kenozersky» ect.

Der entwickelte Leitfaden und die Einführung eines modernen Abfallentsorgungssystems mit der Priorität der getrennten Abfallsammlung ist ein wesentlicher Bestandteil der Entwicklung von Naturschutzgebieten und eine Herausforderung für die Steigerung des Umweltbewusstseins der russischen Gesellschaft.

9.21 Solarforschung in der Schweiz - Soziale Akzeptanz von Freiflächenanlagen im alpinen Raum

Pascal VUICHARD[43], Alexander STAUCH[44]

DE:

Die Nachfrage nach erneuerbarem Strom im Winterhalbjahr wird in absehbarer Zeit steigen. Bislang gibt es Möglichkeiten zur saisonalen Speicherung sowie einen verstärkten Ausbau der Windenergie, die im Winterhalbjahr mehr Strom erzeugt. Eine weniger untersuchte Option sind Solar-Freiflächenanlagen in Berggebieten. In Bergregionen herrschen vor allem im Winterhalbjahr ausgezeichnete Bedingungen für die Erzeugung von Solarstrom. Dies bedeutet aber auch, dass es zu Veränderungen in der Landschaft kommen kann. Daher untersuchen wir in diesem Forschungsprojekt die generelle Akzeptanz sowie die Präferenzen für unterschiedliche Charakteristiken von Solar-Projekten in Berggebieten anhand einer repräsentativen Stichprobe der Schweizer Bevölkerung (n = 1036). Methodisch wenden wir eine Online-Befragung mit einem Conjoint-Experiment an. Die Ergebnisse der Studie deuten auf eine sehr hohe generelle Akzeptanz sowie eine starke Präferenz für lokale und natürliche Charakteristiken hin: Die Elemente Design (grüne Panels, die an die Landschaft angepasst sind) und die Eigentümerstruktur (lokales Eigentümermodell mit Einbezug der Bevölkerung) sind die wichtigsten Projektattribute, die die soziale Akzeptanz definieren. Diese Ergebnisse bilden eine Grundlage, auf der sowohl PolitikerInnen als auch PraktikerInnen aufbauen können, um die Umsetzung von Solar-Freiflächenanlagen in Berggebieten vorwärts zu bringen.

EN:

The demand for renewable energy in the winter half-year will increase in the foreseeable future. To date, there are possibilities for seasonal storage as well as an increased expansion of wind energy, which generates more electricity during the winter half-year. One less investigated option are utility-scale solar PV projects in mountain regions. Mountain regions have excellent conditions for solar PV generation, especially during the winter half-year. However, this also implies that changes in the scenery could occur. Therefore, this paper investigates the acceptance of and attribute preferences for solar PV projects in mountain regions based on a representative sample of the Swiss population (n = 1036). Methodologically we apply an online survey including a choice-based conjoint experiment. The results of the study indicate a very high overall acceptance level as well as a strong preference for local and natural attributes: the project element design (green panels adjusted to the natural landscape) and ownership (local ownership model including the community) are the most important project attributes defining the social acceptance. These results create a foundation on which policy makers as well as practitioners can build upon to foster the implementation of solar PV projects in mountain regions.

[43] Universität St. Gallen, Institut für Wirtschaft und Ökologie, Rosenbergstrasse 51, 9000 St. Gallen, pascal.vuichard@unisg.ch

[44] Universität St. Gallen, Institut für Wirtschaft und Ökologie, Rosenbergstrasse 51, 9000 St. Gallen, alexander.stauch@unisg.ch

9.22 Untersuchungen zum Einsatz von Energiespeichern in alpinen Ski- und Wandergebieten

Dr.-Ing. habil. Claudia WERNER[45], Dr. Ivo SCHILLIG[46]

Der vorliegende Beitrag widmet sich dem Einsatz von Energiespeichern und -systemen, die in der Energieversorgung von Objekten zur Kappung von Lastspitzen verwendet werden können. Vor dem Hintergrund werden in den nachfolgenden Untersuchungen unterschiedliche Energieversorgungsvarianten eines alpinen Ski- und Wandergebietes beispielhaft analysiert.

Zu diesem Zweck wird zunächst ein Modell eingeführt, das die Merkmale des alpinen Ski- und Wandergebietes, die Merkmale seiner Energieversorgung und der ausgewählten Energiespeicher (Pumpspeicher- und Druckluftspeicher) sowie deren Auslegungsmerkmale miteinander verknüpft und die Möglichkeit zu Variantenrechnungen eröffnet.

In das Modell fließen neben meteorologischen Daten, Tourismuskennzahlen, Merkmalen der technischen Ausstattung und Nutzungsstruktur des Ski- und Wandergebietes auch technische und wirtschaftliche Parameter von Energiespeichern und -systemen ein. Um die Bedeutung des Einsatzes der Energiespeicher bewerten zu können, erfolgt im Modell ein Vergleich mit einer Energieversorgungsvariante, in der die Deckung der Lastspitzen jenes alpinen Ski- und Wandergebietes mittels Dieselmotor(en) erfolgt.

Im Ergebnis der Untersuchungen werden die resultierenden Effekte des Einsatzes der Energiespeicher und -systeme in der Energieversorgung des alpinen Ski- und Wandergebietes beispielhaft diskutiert. Die Bewertung der Energieversorgungsvarianten erfolgt dabei technologieneutral auf der Basis der Kosteneffizienz und unter Berücksichtigung der relevanten Dargebots-, Nutzungs- und Bedarfsstrukturen, der tariflichen und marktpreisbasierten Einflussgrößen inklusive der aktuellen Emissionszertifikate. Dabei wird deutlich, dass unter den vorliegenden Randbedingungen die resultierenden Gesamtkosteneinsparungen bzw. -mehraufwendungen wesentlich durch die Auslegung der Energiespeicher und systeme beeinflusst werden und dass insbesondere Dieselmotoren zur Kappung von Lastspitzen in der Energieversorgung des untersuchten Ski- und Wandergebietes interessant sind (Abbildung 1).

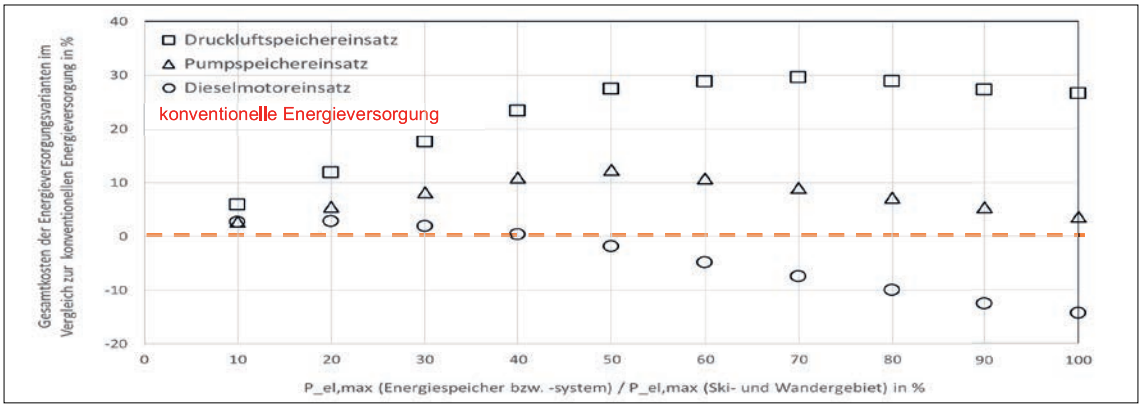


Abbildung 1: Vergleich der Energieversorgungsvarianten des untersuchten Ski- und Wandergebietes.

[45] Hochschule Flenzburg, Fachbereich Energie und Biotechnologie, claudia.werner@ha-flenzburg.de
[46] Stiftung Alpines Energieforschungscenter, ivo.schillig@alpenforce.ch

9.23 Grenzüberschreitende Effekte von Kapazitätsmechanismen auf das Schweizer Marktgebiet

Florian ZIMMERMANN*[47], Andreas BUBLITZ[48], Dogan KELES[49], Wolf FICHTNER[50]

Themenzuordnung: Elektrizitätsmarkt

Zusätzliche Stichworte: Agentenbasierte Modellierung; Elektrizitätsmarktdesign; Cross-border Effekte

Einleitung

Die europäischen Strommärkte werden durch die Binnenmarktleitlinien und den so genannten strategischen Rahmen der Energieunion immer stärker integriert. Die Integration der Strommärkte wird hauptsächlich durch zwei ineinandergreifende Prozesse vorangetrieben: Auf der einen Seite sind die europäischen Märkte durch implizite Elektrizitätsmarktauktionen enger miteinander verbunden und durch die so genannte Preiskopplung der Regionen (Price Coupling of Regions) an acht europäischen Strombörsen kombiniert. Andererseits wird das physische Übertragungsnetz ausgebaut, und insbesondere die Übertragungskapazitäten werden gemäß dem Ten-Year-Network-Development-Plan (TYNDP) der Vereinigung Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) weiter ausgebaut.

Infolgedessen lassen sich unterschiedliche grenzüberschreitende Effekte beobachten: Z.B. sorgen unterschiedliche Marktergebnisse in verbundenen Marktgebieten dafür, dass die Energie von Marktgebieten mit höheren Preisen zu solchen mit niedrigeren Preisen fließt. Das führt zu einer Konvergenz der Strompreise in verbundenen Marktgebieten, wenn ausreichende Übertragungskapazitäten vorhanden sind. Die Preiskonvergenz endet, wenn die verfügbare Verbindungsleitung keinen weiteren Stromfluss zulässt und in diesem Fall eine gewisse Preisdifferenz verbleibt. Eine Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen zwei Marktgebieten kann jedoch die Preisangleichung erhöhen, was zu positiven Wohlfahrtseffekten führen kann.

In diesem Artikel werden die grenzüberschreitenden Auswirkungen verschiedener Elektrizitätsmarktdesignoptionen am Beispiel der Schweiz analysiert. Die Schweiz wird weitgehend von den umliegenden (insbesondere großen) Strommärkte beeinflusst und muss die dortigen politischen Entscheidungen über Marktdesignänderungen analysieren und gegebenenfalls auf Entwicklungen in den Nachbarländern reagieren.

[47] Karlsruhe Institut für Technologie (KIT), Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Hertzstr. 16, 76187 Karlsruhe, +49 721 608-44580, florian.zimmermann@kit.edu, www.iip.kit.edu
[48] Karlsruhe Institut für Technologie (KIT), Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Hertzstr. 16, 76187 Karlsruhe, +49 721 608-44544, andreas.bublitz@kit edu, www.iip.kit.edu
[49] Karlsruhe Institut für Technologie (KIT), Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Hertzstr. 16, 76187 Karlsruhe, +49 721 608 44566, dogan.keles@kit edu, www.iip.kit.edu
[50] Karlsruhe Institut für Technologie (KIT), Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Hertzstr. 16, 76187 Karlsruhe, +49 721 608-44460/-44462, wolf.fichtner@kit edu, www.iip.kit.edu

Methodik

Die Stärke des Einflusses der Marktdesignänderungen wird mit Hilfe eines agentenbasierten Elektrizitätsmarktsimulationsmodells untersucht, das zwei verschiedene Szenarien genauer betrachtet. In einem Szenario werden alle Marktdesigns gemäß der aktuellen Gesetzgebung (CRM-Policies) analysiert. Im anderen Szenario werden in allen betrachteten Ländern Energy-only-Märkte (EOM) angenommen. Darüber hinaus werden zwei zusätzliche Sensitivitätsanalysen auf der Grundlage der aktuellen Gesetzgebung angewendet. Zum einen mit weniger Kapazität für die deutsche strategische Reserve und zum anderen mit einem Trockenjahr für saisonale Wasserspeicherkraftwerke, um die Schlussfolgerungen zu untermauern.

Diese Studie betrachtet einen langfristigen Zeithorizont (bis 2050), der es ermöglicht, die Erzeugungssicherheit nicht nur für das aktuelle Energiesystem, mit einem vergleichsweise geringen Anteil an volatilen erneuerbaren Energien zu analysieren, sondern auch für einen Zeitraum mit sehr großen Anteilen volatiler erneuerbarer Energien, die möglicherweise nicht verfügbar sind, wenn sie während der Spitzenlastzeiten benötigt würden.

Ergebnisse

Grundsätzlich zeigen die Modellergebnisse einen starken Preisanstieg auf den zentralwesteuropäischen Strommärkten, der hauptsächlich auf ansteigende Preise für CO_2-Zertifikate, Brennstoffe sowie eine steigende Nachfrage zurückzuführen ist. Aufgrund der geplanten größeren Übertragungskapazitäten ist dieser Anstieg in allen simulierten Märkten spürbar. Die Großhandelspreise im CRM-Policies Szenario sind jedoch langfristig bis zu 27 Euro/MWh geringer als im EOM-Szenario. Dies ist auf die Einführung nationaler Kapazitätsmechanismen mit hohen Zielen für die inländische Erzeugungssicherheit zurückzuführen, die zu insgesamt höheren installierten flexiblen Kapazitäten im gesamten gekoppelten Elektrizitätsmarkt führen. Im Gegensatz dazu sind die Kapazitäten im EOM-Szenario knapp und führen zu Preisspitzen in einigen Stunden.

Grenzüberschreitende Effekte können die Investitionen in den Nachbarländern stark beeinflussen und damit auch die inländische Erzeugungssicherheit. Daher ist es unerlässlich, deren Auswirkungen zu bewerten und zu falls nötig zu antizipieren. Die Resultate zeigen, dass die geplanten Marktdesignänderungen in den Nachbarländern die Investitionen in der Schweiz verringern. Aufgrund der hohen Speicherkapazität der Schweizer Wasserkraft ist jedoch eine ausreichende Erzeugung in den betrachteten Szenarien zu jeder Zeit gewährleistet.

Bezüglich der grenzüberschreitenden Auswirkungen auf das Land ohne Kapazitätsmechanismus, in diesem Fall die Schweiz, wird gezeigt, dass höhere Kapazitäten in den Nachbarländern zu weniger inländischen Investitionen führen. Im CRM-Policies Szenario kann sich der Schweizer Markt daher auf höhere Importe aus dem benachbarten Ausland verlassen. Die Schweiz ist somit zwar von den Nachbarländern abhängig, jedoch zeigen beide Szenarien in jedem Zeitschritt, dass genügend Kapazität in der Schweiz zur Verfügung steht, um deren Strombedarf zu decken. Gründe dafür sind große Übertragungskapazitäten und hohe Wasserkraftkapazitäten.

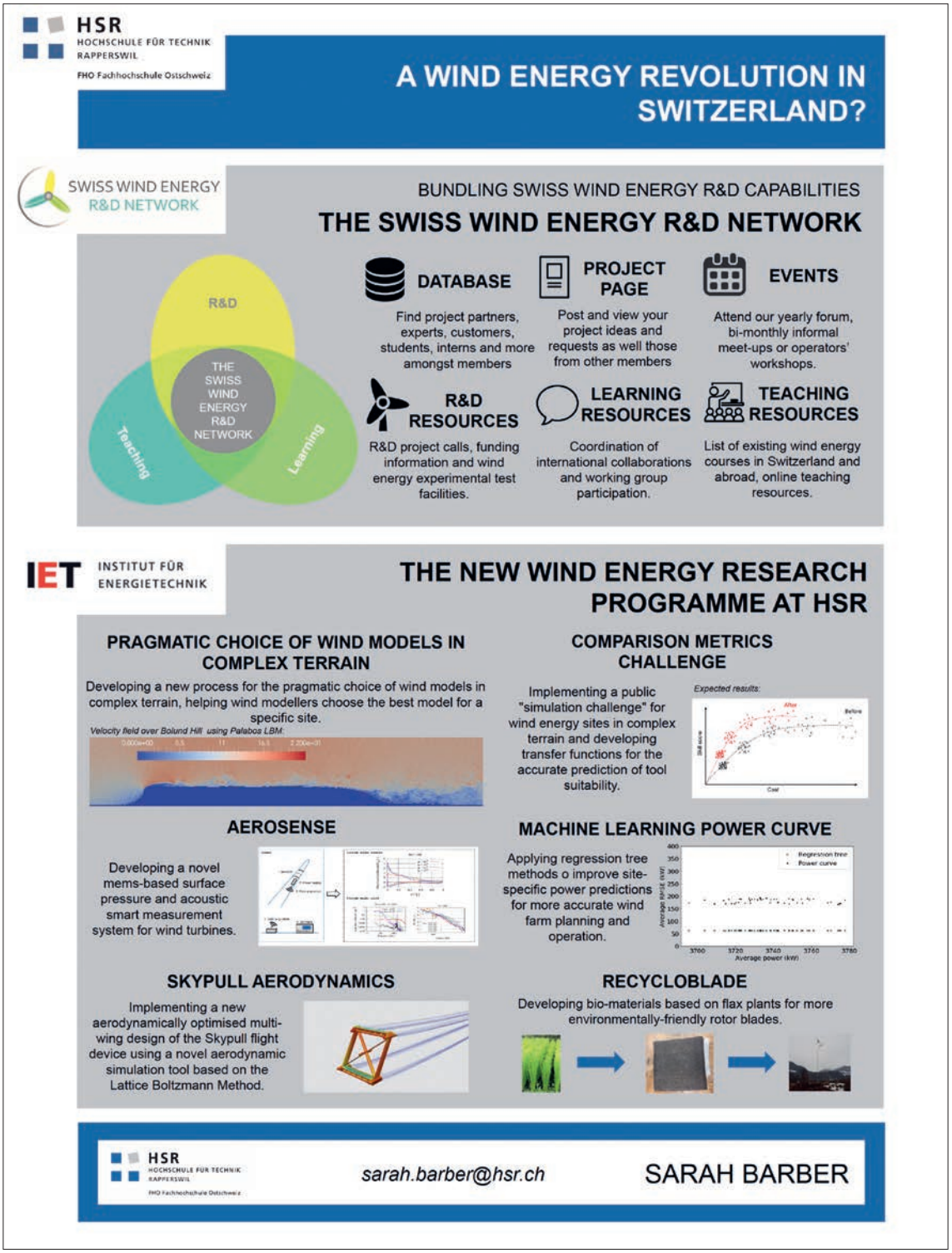
Schlussfolgerungen

Unsere Ergebnisse deuten darauf hin, dass unter den untersuchten Szenarien ein inländischer Kapazitätsmechanismus in der Schweiz nicht erforderlich ist. Dies bedeutet, dass die Erzeugungssicherheit in der Schweiz trotz des Preiseinflusses nicht durch Marktdesignändeurngen in den Nachbarländern beeinträchtigt wird.

Die Ergebnisse und die daraus resultierenden Schlussfolgerungen lassen sich auch auf andere Länder, die von großen Marktgebieten umgeben sind und darüber hinaus hochgradig vernetzte Elektrizitätsmärkte implementiert haben, generalisieren.

10 Poster

Die Reihenfolge der Poster entspricht der alphabetischen Reihenfolge der Referentinnen und Referenten.



Energy Drones to Unlock the Power of Wind in the Alps

Rolf Luchsinger
TwingTec AG, c/o Empa, Ueberlandstrasse 129, 8600 Dübendorf - rolf.luchsinger@twingtec.ch - www.twingtec.ch

A new wind energy technology creates a new opportunities for clean power production in areas with limited access

Exploiting the full potential of wind energy is crucial to speed up the transition to sustainable energy. A recent study estimates that up to 6 TW of wind energy generation is needed by 2050 to reach the climate goals, while the global installed base of wind turbines is projected to grow only to 3 TW in this time frame. Traditional horizontal axis wind turbines have limitations which restrain economically and technically their penetration potential. They are massive structures which need large trucks to be transported and huge cranes to be set up. Thus, good access roads are mandatory for the deployment of wind turbines which limit their potential in remote areas such as the Alps.

Airborne wind energy (AWE) is a novel wind energy technology. The main concept of AWE is to harness the energy of the wind with a tethered flying device. AWE provides many benefits over wind turbines: minimal material usage, mobile/compact systems, minimal structural forces and access to higher altitudes and thus better wind resources.

Redirecting forces from bending to tension is the key to optimize wind energy structures

The technical concept of AWE converges towards the autonomous energy drone pioneered by TwingTec, a spin-off from Empa and FHNW. The first product of TwingTec in the range of 100 kW will be focused on power production in remote off-grid locations, where the mobility of the system is key and where electric power is currently produced mainly with diesel generators at high costs. The system is integrated in a 20ft container. No crane is needed to set it up. The foundation requirements are minimal as no tipping moments have to be taken care of. Larger systems from 500 kW to 3 MW will serve both the off-grid and on-grid market. Using only about 10% of the material of a wind turbine, TwingTec's technology has a strong potential to reduce the LCOE of wind energy in the near future and to unlock the excellent wind resources in mountainous areas.

University of St.Gallen

Keep it Local and Low-Key

Soziale Akzeptanz von Solaranlagen im alpinen Raum

Pascal Vuichard, pascal.vuichard@unisg.ch
Alexander Stauch, alexander.stauch@unisg.ch
Prof. Dr. Rolf Wüstenhagen, rolf.wuestenhagen@unisg.ch
Institut für Wirtschaft und Ökologie, Universität St.Gallen

Projektbeschreibung

Wir brauchen mehr erneuerbaren Winterstrom. Eine Möglichkeit dies zu erreichen, ist ein vermehrter Zubau von Freiflächen-PV-Anlagen im alpinen Raum (hohe Sonneneinstrahlung, wenige Nebeltage, zusätzliche Schnee-Reflexion). Ähnlich wie Windparks verändern grosse Freiflächen-Solarprojekte jedoch die Landschaft und können daher mit Problemen der sozialen Akzeptanz konfrontiert werden. Unser Forschungsprojekt untersucht erstmalig mit einer repräsentativen Umfrage (N=1036) die soziale Akzeptanz alpiner Solarprojekte mit Hilfe eines Conjoint-Experiments (insgesamt haben die 1036 Teilnehmer 8288 Auswahlexperimente ausgeführt).

Forschungsmethodik – Conjoint-Experiment

Ausgestaltung der Attribute des Conjoint-Experiments

Attribut	Beschreibung	Levels
Design des Solarprojekts	Design des Solar-Projekts mit konventionellen Panel, Farbvariationen oder Kunst-Elementen	(1) Herkömmliche Panel (2) grüne Panel (3) Kunst Element: Tierdesign (Steinbock) (4) Kunst Element: Schweizer Fahne
Eigentümer-Struktur	Der Entwickler, der das Solar-Projekt baut und/oder betreibt	(1) Internationales Energieunternehmen (2) Lokales EW (3) Kombination von lokalem EW und Einwohner (4) Bauern-Kooperative
Ökologische Auswirkungen	Auswirkungen auf das umgebende Ökosystem (Flora und Fauna)	(1) Mittel (2) Klein (3) Fast keine (4) Netto-positiv
Verteilungs-gerechtigkeit	Verhältnis inwiefern die Wertschöpfung des Projekts verteilt wird	(1) Kaum lokale Wertschöpfung (2) Entschädigung für private Landbesitzer (5000 CHF/pro Jahr) (3) Individuelle Beteiligung am Projekt und Dividendenzahlungen (4) Vergütung an die Gemeinde über einen Solarzins (15'000 CHF/pro Jahr)
Verfahrens-gerechtigkeit	Einbezug der Bevölkerung in den Entscheidungs- und Planungsprozess	(1) Gesetzlich vorgeschriebene Beteiligung (2) Öffentliche Informationsveranstaltungen (3) Mitbestimmung beim Design des Projekts (4) Mitbestimmung über Design, Grösse und Standort des Projekts

Design Attribut - Visualisiert

Level 1: Konventionelle Solarpanel

Level 2: Grüne Solarpanel

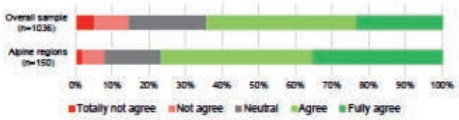
Level 3: Design als Steinbock

Level 4: Design als Schweizer Fahne

Resultate – Keep it Local and Low-Key

- **64%** aller TeilnehmerInnen würden alpinen Solaranlagen **zustimmen**
- **Alpine Regionen**, die direkt von Projekten betroffen wären, weisen eine **höhere Akzeptanz** aus (ähnelt einem **PIMBY** (Please in My Backyard) **Effekt**)
- **Design** (37%), **Eigentümerstruktur** (21%) und **ökologische Auswirkungen** (16%) sind die top drei Attribute, welche die soziale Akzeptanz von alpinen Solaranlagen definieren
- **Grüne Panels**, an die Landschaft angepasst, (Wert 75.06) werden gegenüber konventionellen Panels (20.23) sowie Kunstelementen (-38.74 / -56.56) deutlich bevorzugt
- Eine Kombination aus einem **lokalen EW und der Bevölkerung** (33.93) ist die beliebteste Eigner-Struktur - was darauf hindeutet, dass **«Local Ownership»** positiv zur sozialen Akzeptanz beiträgt
- Der stark **negative Wert der None Option** (fast immer wurde ein Projekt keinem Projekt vorgezogen) **unterstützt** den hohen generellen Akzeptanzwert

Generelle Akzeptanz: Ganzes Sample und alpine Regionen



Attribut	Wichtigkeit	Level-Ausprägungen	
Design des Solarprojekts	36.68%	Herkömmliche Panel	20.23
		Grüne Panel	75.06
		Kunst Element: Steinbock	-38.74
		Kunst Element: Schweizer Flagge	-56.56
Eigentümer-Struktur	21.00%	Internationales Energieunternehmen	-54.65
		Lokales EW	19.91
		Kombination von lokalem EW und Einwohner	33.93
		Bauern-Kooperative	0.81
Ökologische Auswirkungen	15.60%	Mittel	-15.68
		Klein	-19.87
		Fast keine	2.12
		Netto-positiv	33.43
Verteilungs-gerechtigkeit	14.19%	Kaum lokale Wertschöpfung	-36.91
		Entschädigung für private Landbesitzer	13.97
		Individuelle Beteiligung am Projekt	12.21
		Vergütung an die Gemeinde über einen Solarzins	10.73
Verfahrens-gerechtigkeit	12.53%	Gesetzlich vorgeschriebene Beteiligung	-28.70
		Öffentliche Informationsveranstaltungen	6.14
		Mitbestimmung beim Design des Projekts	7.78
		Mitbestimmung über Design, Grösse und Standort	14.78
None Option		-81.22 (stark negative Ausprägung)	

Policy Implications

- **Nationale Ebene**: spezifische **Ziele** für die Solarstromerzeugung in alpinen Regionen festlegen. **Richtlinien** für die Projektumsetzung erstellen, damit wichtige Elemente für die lokale Akzeptanz bei der Projektentwicklung berücksichtigt werden
- **Lokale Ebene**: Alpin-Solar in **Energierichtpläne** aufnehmen und geeignete **Gebiete identifizieren / definieren**

Impacts of Nonlinear Inverse Demand Curves in Electricity Market Modeling: Case of Switzerland and Surrounding Countries

Yi Wan, Energy Economics Group, Paul Scherrer Institute (PSI), +41 786747667, yi.wan@psi.ch
Martin Densing, Energy Economics Group, Paul Scherrer Institute (PSI), +41 563102598, martin.densing@psi.ch

In fundamental electricity market models, the inverse-demand curves, that is, the functional price-volume relationship of electricity markets, is usually assumed to be linear. This is in contrast to the merit-order supply curve, which is usually modeled in much more detail using the characteristics of the different supply technologies. One reason for the assumption of linearity is that linear market equilibrium models can be solved numerically relatively easy. Another reason is that empirical market data on the inverse demand function was formerly not available. New computational tools for market equilibrium models allow for tractable, nonlinear demand curves, and, due to the data transparency measures imposed by market regulators, detailed empirical market data of inverse-demand curves is now available for relevant electricity markets in Europe. This motivates our investigation on the impacts of nonlinear demand curves on electricity prices and market volumes in short-time electricity market. In this work, we use a combination of statistical nonlinear curve fitting and equilibrium modeling to estimate nonlinear demand functions and investigate its impacts on electricity market modeling.

For the fundamental modeling of the electricity prices, we employ a technology-detailed game-theoretic Nash-Cournot equilibrium model for the electricity market in Switzerland and its surrounding countries, Austria, France, Germany, and Italy (Panos & Densing, 2019). We model the day-ahead market with the 24 hourly sub-markets in four yearly seasons (in total 96 representative load periods for a year) with the underlying available generation mix. The data from the empirical demand curves is taken from the EPEX market platform (Austria, France, Germany, and Switzerland) and GME (Italy). We apply least-square fitting with linear, exponential, and polynomial curves for different load periods. The equilibrium model is formulated using the EMP framework (Kim & Ferris, 2019), which allows convenient reformulations using the different nonlinear demand curves. For each of the different curve assumptions, the model is calibrated to empirical market prices and volumes using a conjectural variation (CV) approach. The difference in required price mark-ups leads to different Lerner indexes for each of the load periods. To measure the impact on price spikes, we vary also the availability of intermittent renewable generation to cover typical scarcity situations.

In a first step, we analyse the quality of the linear, and of different nonlinear fittings of the empirical demand curve data. The current analysis suggests that polynomials of order three are the most adequate fit to recent empirical demand data in terms of accuracy versus model complexity. Besides, we also calculate the long term hourly elasticity for German day ahead market numerically. The main analysis comprises how different nonlinear demand curves influence the estimation of market power. By implementing the different demand curve into the fundamental market equilibrium model, nonlinear demand curves can improve the calibration to current empirical prices, and reduce significantly the Lerner index, especially in scarcity load periods that have low intermittent renewable generation and relatively high loads. It displays a promising application prospect in fluctuant supply (e.g. Wind booming) and low supply (Nonnuclear) scenarios in the future.

Besides, it is the first time for EMP framework to be applied in such a complex model given a method to build joint constrains and CV in EMP structure. This exploration can provide a good example for the implements of EMP in large-scale energy system and electricity market modeling.

11 Autorenverzeichnis

Dr. Jan Abrell
Center for Energy and the Environment (CEE),
School of Management and Law (SML),
Zurich University of Applied Sciences (ZHAW)
Email: jan.abrell@zhaw.ch

Prof. Dr. Urs Baier
Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW),
Life Sciences und Facility Management,
Fachstelle Umweltbiotechnologie
Email: urs.baier@zhaw.ch

Dr. Sarah Barber
University of Applied Sciences Rapperswil (HSR)
Email: sarah.barber@hsr.ch

Prof. Dr. Regina Betz
Center for Energy and the Environment (CEE),
School of Management and Law (SML),
Zurich University of Applied Sciences (ZHAW)
Email: betz@zhaw.ch

Eike Blume-Werry
TU Wien, Österreich / Axpo Holding AG, Schweiz
Email: eike.blumewerry@gmail.com

Dr. Annina Boogen
Zürcher Hochschule der Künste (ZHdK) / ETH Zürich,
Energy and Public Economics
Email: nboogen@ethz.ch

Dr. Andreas Bublitz
Karlsruhe Institut für Technologie (KIT),
Lehrstuhl für Energiewirtschaft
Email: andreas.bublitz@kit edu

Rudolf Büchi
Regionalentwickler für die Surselva, Regiun Surselva
Email: rudolf@surselva.ch

Roland Cajacob
Stiftung Alpines Energieforschungscenter AlpEnForCe
Email: roland.cajacob@alpenforce.ch

Ursula Dubois
Sociolution GmbH, Schweizer Netzwerk für Sozial- und Politikmanagement
Email: ursula.dubois@sociolution.ch

Cyril Ducatez
Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (EWZ)
Email: cyril.ducatez@ewz.ch

Jerome Dujardin
EPFL
Email: jerome.dujardin@epfl.ch

Prof. Dr. Wolf Fichtner
Karlsruhe Institut für Technologie (KIT), Lehrstuhl für Energiewirtschaft Email: wolf.fichtner@kit.edu

Dr. Karoline Gamma
Universität St. Gallen (HSG),
Institute for Economy and the Environment
Email: gamma@unisg.ch

Klaus Gugler
Vienna University of Economics and Business (WU),
Institute for Quantitative Economics, Austria
Email: klaus.gugler@wu.ac.at

Dr. Adhurim Haxhimusa
University of Applied Sciences of the Grisons,
Centre for Economic Policy Research (ZWF), Switzerland
Email: adhurim.haxhimusa@fhgr.ch

Dr. Claus Huber
Axpo Holding AG, Schweiz
Email: claus.huber@axpo.com

Dr. Annelen Kahl
Zuria (in creation)/EPFL/SLF
Email: annelen.kahl@epfl.ch

Dr. Dogan Keles
Karlsruhe Institut für Technologie (KIT),
Lehrstuhl für Energiewirtschaft
Email: dogan.keles@kit.edu

Dr. Mirjam Kosch
Center for Energy and the Environment (CEE),
School of Management and Law (SML),
Zurich University of Applied Sciences (ZHAW)
Email: mirjam.kosch@zhaw.ch

Raphaela Kotsch
Center for Energy and the Environment (CEE),
School of Management and Law (SML),
Zurich University of Applied Sciences (ZHAW)
Email: raphaela.kotsch@zhaw.ch

Bert Kruyt
SLF
Email: bert.kruyt@slf.ch

Prof. Dr. Michael Lehning
EPFL/SLF
Email: lehning@slf.ch

Mario Liebsteiner
TU Kaiserslautern, Institute for Resource and Energy Economics, Germany
Email: mario.liebensteiner@wiwi.uni-kl.de

Dr. Rolf Luchsinger
TwingTec AG, c/o Empa
Email: rolf.luchsinger@twingtec.ch

Dr. Susan Mühlemeier
Unabhängige Wissenschaftlerin
Email: susan.muehlemeier@mailbox.org

Dr. Hans-Joachim Nägele
Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW), Life Sciences und Facility Management, Fachstelle Umweltbiotechnologie
Email: hans-joachim.naegele@zhaw.ch

Prof. Dr. Henrik Nordborg
University of Applied Sciences Rapperswil (HSR)
Email: henrik.nordborg@hsr.ch

Prof. Dr. Sebastian Rausch
ETH Zurich, Chair of Economics/Energy Economics Department of Management, Technology, and Economics
Email: srausch@ethz.ch

Florian Rüsch
Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW), Life Sciences und Facility Management, Fachstelle Umweltbiotechnologie
Email: florian.ruesch@zhaw.ch

Dr. Ivo Schillig
Stiftung Alpines Energieforschungscenter AlpEnForCe
Email: ivo.schillig@alpenforce.ch

Prof. Dr. Reto Schleiniger
Center for Energy and the Environment (CEE), School of Management and Law (SML), Zurich University of Applied Sciences (ZHAW)
Email: reto.schleiniger@zhaw.ch

Prof. Dr. Ruth Schmitt
Hochschule für Technik (FHNW),
Institut für Geistes- und Sozialwissenschaften
Email: ruth.schmitt@fhnw.ch

Thomas Schott
Berner Fachhochschule (BFH),
Institut für Energie und Mobilität (IEM),
Photovoltaik Labor (PV LAB)
Email: thomas.schott@bfh.ch

Dr. Markus Schreiber
Center for Law and Sustainability, Universität Luzern
Email: markus.schreiber@unilu.ch

Alain Schubiger
University of Applied Sciences Rapperswil (HSR)
Email: henrik.nordborg@hsr.ch

Prof. Dr. Peter Schwendner
ZHAW School of Management and Law,
Fachstelle für Asset Management
Email: peter.schwendner@zhaw.ch

Varun Sharma
Zuria (in creation)/WSL
Email: varun.sharma@wsl.ch

Alexander Stauch
Universität St. Gallen, Institut für Wirtschaft und Ökologie
Email: alexander.stauch@unisg.ch

Clemens Streitberger
ETH Zurich, Chair of Economics/Energy Economics Department of Management, Technology, and Economics
Email: clemenss@ethz.ch

Dr. Olga Ulanova
National Research Irkutsk State Technical University,
Russland / DHZ AG, Schweiz
Email: olga.ulanova@gmx.de

Pascal Vuichard
Universität St. Gallen, Institut für Wirtschaft und Ökologie
Email: pascal.vuichard@unisg.ch

Yi Wan
Paul Scherrer Institut (PSI), Energy Economics Group
Email: yi.wan@psi.ch

Prof. Dr.-Ing. habil. Claudia Werner
Hochschule Flensburg, Fachbereich Energie und Biotechnologie
Email: claudia.werner@hs-flensburg.de

Dr. Christian Winzer
Center for Energy and the Environment (CEE),
School of Management and Law (SML),
Zurich University of Applied Sciences (ZHAW)
Email: christian.winzer@zhaw.ch

Dr. Romano Wyss
EPFL und Wyss Conseil scientifique
Email: wyss@conseil-scientifique.ch

Dr. Hongliang Zhang
Université de Neuchâtel, Institut de recherches économiques
Email: hongliang.zhang@unine.ch

Florian Zimmermann
Karlsruhe Institut für Technologie (KIT), Lehrstuhl für Energiewirtschaft
Email: florian.zimmermann@kit.edu