

Heat, Wind, and Sun

The Impacts of Electricity-Heat Sector Coupling on the Power System Integration of Variable Renewable Energy Sources (Master Thesis)

Autor: Oliver Ruhnau
Betreuung: Univ.-Prof. Dr.-Ing Aaron Praktiknjo
Externe Betreuung: Prof. Dr. Lion Hirth

Kurzfassung

Die laufende globale Energiewende bringt grundlegende Veränderungen für unsere Stromsysteme mit sich. Es wird erwartet, dass Wind- und Solarenergie der Schlüssel zum Erfolg der Umstellung sein werden, aber die schwankende Verfügbarkeit dieser variablen erneuerbaren Energiequellen (VRE) stellt eine Herausforderung für ihre Integration in das Stromsystem dar. Darüber hinaus gewinnt die Kopplung des Strom- und Wärmesektors durch Power-to-Heat (PtH, einschließlich elektrischer Heizungen und Wärmepumpen) und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) als potenzielle Quelle zusätzlicher Fluktuationen und als Bestimmungsfaktor für die Flexibilität des Stromsystems an Bedeutung. In dieser Arbeit wird das wirtschaftliche Zusammenspiel von VRE, PtH und KWK untersucht. Inwieweit kann die Kopplung des Wärmesektors mit dem Stromsektor die Integration von Wind- und Solarenergie in das Stromsystem erleichtern oder erschweren? Und andersherum: Welche Auswirkungen haben die variablen erneuerbaren Energien auf die Wirtschaftlichkeit der Kopplung von Strom- und Wärmesektor?

Diese Arbeit beginnt mit einem Überblick über 46 deutsche Energieszenarien, wobei der Schwerpunkt auf den wirtschaftlichen Aspekten in Form von Marktanteilen liegt. Es wird gezeigt, dass mit einer zunehmenden Durchdringung von variablen erneuerbaren Energien der Anteil von PtH sowohl an der Wärmeerzeugung als auch am Stromverbrauch auf 53-89 % bzw. 30 % ansteigt. Dieser positive Zusammenhang ist symptomatisch für den Dekarbonisierungsbedarf, ein Hinweis auf Synergieeffekte zwischen VRE und PtH und wird durch die in den Szenarien angenommene Flexibilität der Elektroheizung verstärkt. Die Kraft-Wärme-Kopplung gewinnt bei mittleren Anteilen von VRE-Strom an Bedeutung und erreicht bis zu 25 % bei der Wärmeversorgung und 60 % bei der Reststromerzeugung, obwohl ihre Bedeutung bei hohen Anteilen tendenziell abnimmt. Abgesehen von den Klimazielen könnte die (angenommene) Inflexibilität der KWK eine Erklärung für diese Ergebnisse sein.

In Abwesenheit adäquater Datenquellen beginnt jede Strommarktanalyse, die sich mit Gebäudewärmepumpen befasst, mit der Modellierung des zeitlichen Wärmebedarfsprofils und, sofern diese nicht vernachlässigt werden, der Variation der Leistungszahl (COP) der Wärmepumpen. So auch in dieser Arbeit, aber um zukünftigen Doppelaufwand zu vermeiden und die Transparenz zu fördern, werden das Modell sowie die resultierenden Zeitreihen in Form des "When2Heat"-Datensatzes als Open-Source zur Verfügung gestellt. Dieser Datensatz deckt 16 europäische Länder auf nationaler Ebene und sechs Jahre in stündlicher Auflösung ab und wurde erfolgreich anhand von Feldmessungen validiert. Die zugrundeliegende Methodik berücksichtigt eine Vielzahl von Einflussfaktoren auf den Wärmebedarf und den COP und unterscheidet zwischen Raum- und Warmwasserheizung sowie verschiedenen Wärmepumpentypen.

In dieser Arbeit wird das Open-Source-Modell des europäischen Elektrizitätsmarktes EMMA erweitert und mit dem When2Heat-Datensatz kombiniert, um den Marktwert variabler erneuerbarer Energien und - als Äquivalent - den Lastpreis von Wärmepumpen zu ermitteln. Wie in der linken Grafik von Abbildung 1 dargestellt, sinkt der Marktwert der Windenergie um 24 €/MWh (40 %), wenn ihr Marktanteil von null auf 30 % steigt. Zusätzliche Wärmepumpen können diesen Wertverlust um bis zu 2 €/MWh abschwächen, was auf eine positive saisonale Korrelation zwischen Wärmebedarf und Windangebot zurückzuführen ist. Thermische Speicher für den flexiblen Wärmepumpenbetrieb können weitere 1 €/MWh hinzufügen. Diese Vorteile nehmen jedoch ab, wenn die Windenergie einen Marktanteil von 30 % erreicht. Dieses kontraintuitive Ergebnis ist darauf zurückzuführen, dass starke Schwankungen der unflexiblen Wärmepumpenlasten zu einer Überproduktion führen und thermische Speicher andere Flexibilitätsoptionen im Stromsystem ersetzen. Das rechte Diagramm in Abbildung 1 zeigt, dass der Lastpreis eines wachsenden variablen Verbrauchs in dem Maße steigt, wie der Wert einer wachsenden variablen Erzeugung sinkt – um 15 €/MWh (20 %) für den Fall eines zusätzlichen Stromverbrauchs von 12 % durch unflexible Wärmepumpen. Windkraft und thermische Speicher können den Lastpreis um mehr als 6 €/MWh bzw. 14 €/MWh senken. Weitere Modellergebnisse zeigen, dass Wärmepumpen den Wert von Solarstrom drücken, während Solarstrom nur geringe Auswirkungen auf den Wärmepumpenlastpreis hat.

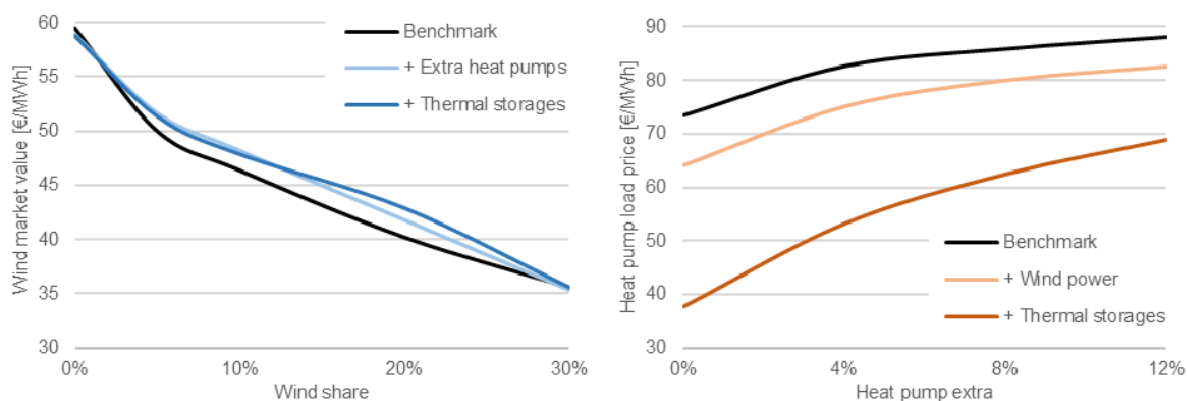


Abbildung 1: Wechselwirkungen zwischen Windkraft, Gebäudewärmepumpen und thermischen Speichern in Bezug auf den Windmarktwert (links) und den Wärmepumpenlastpreis (rechts).

Aus diesen Ergebnissen lassen sich drei wesentliche Schlussfolgerungen ziehen

1. Die Auswirkungen der Kopplung des Strom- und Wärmesektors auf die Integration von VRE sind unklar und hängen von saisonalen Korrelationen, Schwankungen, Flexibilität und Substitutionseffekten ab.
2. Die Wettbewerbsfähigkeit von PtH wird durch steigende Lastpreise eingeschränkt, kann aber durch thermische Speicher und Windkraft gesteigert werden, während die Solarenergie nur geringe Auswirkungen auf sie hat.
3. Ein Marktdesign mit fairer Brennstoffbesteuerung und nutzungsabhängigen Tarifen ist für einen optimalen Einsatz von PtH und Wärmespeichern unerlässlich.

Abstract

The ongoing global energy transition implies fundamental changes for our power systems. Wind and solar energy are expected to be key to success of the transition but the fluctuating nature of these variable renewable energy sources (VRE) challenges their electricity system

integration. Furthermore, electricity-heat sector coupling through power-to-heat (PtH, including electric heaters and heat pumps) and combined heat and power (CHP) gains importance as a potential source of additional fluctuations and a determinant of the power system's flexibility. This thesis investigates the economic interplay of VRE, PtH, and CHP. To what extent can coupling of heating with the electricity sector facilitate or complicate the integration of wind and solar energy thereto? And the other way around: What are the impacts of variable renewables on the economics of electricity-heat sector coupling?

This thesis starts with a review of 46 German energy scenarios, focusing on economics in terms of market shares. It is shown that, with a growing penetration of variable renewables, the share of PtH in both heat generation and electricity consumption increases up to 53-89 % and 30 %, respectively. This positive connection is symptomatic for decarbonisation needs, indicative for synergy effects between VRE and PtH, and found to be amplified by the electric heating's flexibility that is assumed in the scenarios. Cogenerating heat and electricity becomes more important at medium shares of VRE, reaching up to 25 % in heat supply and 60 % in residual electricity generation, though its importance tends to decrease at high shares. Apart from climate targets, the (assumed) inflexibility of CHP might be an explanation for these results.

In the absence of adequate data sources, every electricity market analysis concerned with building heat pumps starts with modelling the temporal heat demand profile and, if these are not neglected, variations in the coefficient of performance (COP) of the heat pumps. So does this thesis but to reduce future duplicated effort and to support transparency, the model as well as the resulting time series are made open-source in the form of the "When2Heat" dataset. This dataset covers 16 European countries on the national level and six years in an hourly resolution, and it is successfully validated against field measurements. The underlying methodology considers a large set of influencing factors on the heat demand and the COP, and it distinguishes between space and water heating, as well as different heat pump types.

This thesis then enhances the open-source European Electricity Market Model EMMA and combines it with the When2Heat dataset to assess the market value of variable renewables and, as its equivalent, the load price of heat pumps. As depicted in the left plot of Figure 1, the market value of wind power drops by 24 €/MWh (40 %) when its market share grows from zero to 30 %. Extra heat pumps can attenuate this value drop by up to 2 €/MWh, which can be traced back to a positive seasonal correlation between heat demand and wind availability. Thermal storages for flexible heatpump operation can add another 1 €/MWh. However, these benefits diminish as wind power reaches market shares of 30 %. This counter-intuitive result is due to large fluctuations of inflexible heatpump loads driving overproduction and thermal storages substituting for other flexibility options in the electricity system. The right plot in Figure 1 shows that, just as the value of a growing variable generation drops, the load price of a growing variable consumption rises – by 15 €/MWh (20 %) for the case of 12 % additional electricity consumption from inflexible heat pumps. Wind power and thermal storages can reduce the load price by more than 6 €/MWh and 14 €/MWh, respectively. Further model results indicate that heat pumps depress the value of solar power, while solar power has only minor implications for the heat pump load price.

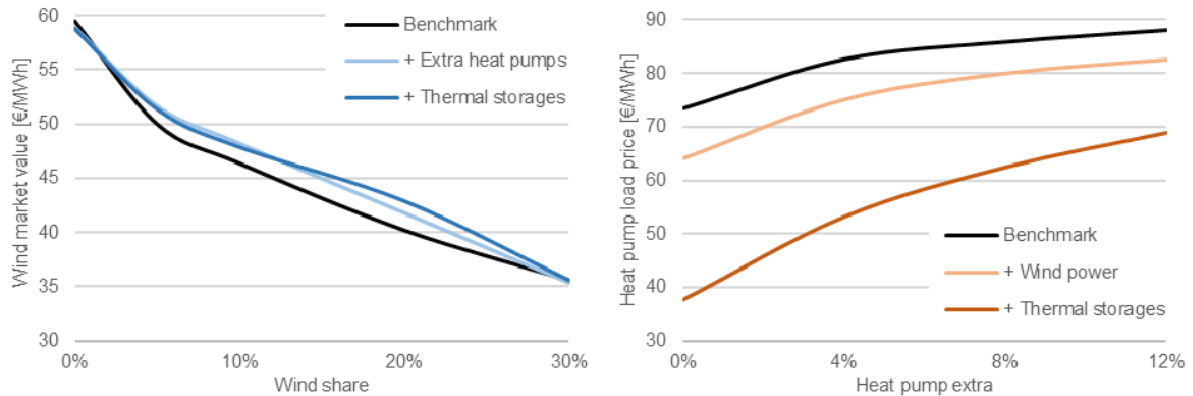


Figure 1: Interactions of wind power, building heat pumps, and thermal storages in terms of the wind market value (left) and the heat pump load price (right).

A second analysis with the extended EMMA version provides insights into the interactions between CHP, complementary PtH, and wind power. The results turn out to be highly sensitive to the CO₂ price. At 20 €/t, cogeneration is fuelled by cheap coal and responsible for 2.2 €/MWh of the wind value drop at a 30 % wind share, and complementary PtH is not an efficient counter measure. At 40 €/t, however, gas-based CHP does not significantly affect the corresponding wind value but the economically efficient combination with PtH can mitigate 2 €/MWh of the wind value drop.

Three main conclusions can be drawn from these findings:

1. The impacts of electricity-heat sector coupling on the integration of VRE are ambiguous, depending on seasonal correlation, fluctuations, flexibility and substitution effects.
2. The competitiveness of PtH is limited by rising load prices but can be leveraged by thermal storages and wind power, while solar power has only minor impacts on it.
3. A market design with fair fuel taxation and time-of-use tariffs is essential for reaching optimal PtH and thermal storage deployment.