



Future Energy
Lab

Ein Projekt der

dena

© 2018/2019



Future Energy
Lab

Erfahrungsberichte

FEL-Auslandsstipendium

Einblicke in die Forschungsreisen der Studierenden

Einleitung

Die Energiewende ist von zentraler Bedeutung für die Zukunft unserer Gesellschaft. Sie stellt nicht nur eine technologische Herausforderung dar, sondern erfordert auch einen tiefgreifenden Wandel in unseren wirtschaftlichen und sozialen Strukturen. Um diese Herausforderung zu meistern, sind innovative Ansätze sowie ein intensiver Austausch von Wissen und Erfahrungen unerlässlich.

Das Future Energy Lab (FEL) ist ein vielseitiges Innovationslabor der dena, das sich sowohl dem Wissensaufbau und Wissenstransfer als auch der praktischen Erprobung digitaler Technologien in der Energiewirtschaft widmet. Thematische Schwerpunkte liegen auf dem Einsatz digitaler Technologien zur Transformation des Energiesystems sowie auf der Funktion des FEL als Denkwerkstatt, die unterschiedliche Themenkomplexe identifiziert, wissenschaftlich analysiert, evaluiert und die Ergebnisse in die Fachwelt sowie die breite Öffentlichkeit trägt.

Ein besonderes Projekt innerhalb dieses Rahmens war das FEL-Auslandsstipendium. Das Programm wurde von der dena im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) durchgeführt und ermöglichte Studentinnen und Studenten deutscher Hochschulen, im Ausland Innovationstrends und neue Anwendungsfelder digitaler Technologien für die Energiewende zu erforschen.

Ein zentrales Ziel des Projekts war die Stärkung und Erweiterung des FEL-Netzwerks, insbesondere um Akteure aus internationaler Forschung und Wirtschaft. Mithilfe junger Akademikerinnen und Akademiker konnten internationale Forschungseinrichtungen und Institutionen in die Arbeit des FEL eingebunden werden, wodurch dessen Rolle als Denkwerkstatt weiter gestärkt wurde. Der internationale Ausbau des Netzwerks schafft vielfältige Möglichkeiten für zukünftige Kooperationen und macht die Arbeit des FEL auch auf globaler Ebene sichtbar.

Darüber hinaus ermöglichte das FEL-Auslandsstipendium die Identifikation internationaler Trends und Anwendungsfelder digitaler Technologien für die Energiewende sowie die Prüfung ihrer Übertragbarkeit auf Deutschland. Durch ihre Forschungsaufenthalte im Ausland setzten die Stipendiatinnen und Stipendiaten innovative Impulse, eröffneten neue Perspektiven und zeigten fortschrittliche Lösungsansätze auf. Ihre in ausführlichen Berichten zusammengefassten Erkenntnisse wurden veröffentlicht und stehen dem gesamten dena-Netzwerk zur Verfügung.

Zusätzlich werden die Ergebnisse in interaktiven Formaten wie Podcasts, Magazinartikeln, Präsentationen und Workshops einem breiten Publikum zugänglich gemacht.

Abgeschlossene Stipendienreisen

Das Projekt FEL-Auslandsstipendium lief von 2023 bis 2025 mit dem Ziel, insgesamt neun Studentinnen und Studenten zu fördern. Das Stipendium ermöglichte den ausgewählten Teilnehmenden, sechs bis acht Wochen im Ausland zu verbringen und innerhalb einer selbst gewählten Projektthematik mithilfe von Interviews, Expertengesprächen und der Teilnahme an relevanten Veranstaltungen neue Erkenntnisse zu gewinnen.

Im Jahr 2023 starteten vier Studierende mit Projekten in unterschiedlichen Themenfeldern der Energiewende. 2024 folgten drei weitere Forschungsreisen. Im letzten Projektjahr 2025 förderte das Future Energy Lab zwei weitere Stipendiatinnen bei ihren Auslandsforschungen.

Erfahrungsberichte aller abgeschlossenen Studienreisen sind auf <https://future-energy-lab.de/projects/fel-auslandsstipendium/> verfügbar und bieten wertvolle Einblicke in die Anwendung digitaler Technologien im Ausland. Ergänzend erarbeiteten die Studentinnen und Studenten Handlungsempfehlungen, die aufzeigen, wie die gewonnenen Erkenntnisse in Deutschland genutzt werden können. Auf diese Weise trägt das FEL-Auslandsstipendium aktiv zur Erweiterung des Wissensstands zur digitalen Energiewende bei und fördert den fachlichen Austausch zu dieser hochrelevanten Thematik.

Thematische Schwerpunkte der Stipendien

- Assessing the Impacts of Energy Sharing on Low Voltage Distribution Networks
- Strategic analysis of AI applications
- Energy Sharing Communities
- The State of Development of Residential Demand-Side Flexibility
- Open-Source Energiesystemmodellierung
- Cybersicherheit
- Künstliche Intelligenz
- Dekarbonisierung und Digitalisierung in der Fernwärme
- Digitale CO₂-Zertifizierung in der Wasserstoffwertungskette



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

Die Veröffentlichung dieser Publikation erfolgt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Die Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) unterstützt die Bundesregierung in verschiedenen Projekten zur Umsetzung der energie- und klimapolitischen Ziele im Rahmen der Energiewende.

KONTAKT
Jana Hammerer
Expertin Digitale Technologien
Tel.: +49 30 66 777-825
E-Mail: jana.hammerer@dena.de

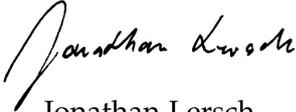
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
www.dena.de | www.future-energy-lab.de
Stand 12/2025
Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

Future Energy Lab Report: Assessing the Impacts of Energy Sharing on Low Voltage Distribution Networks

Jonathan Lersch

I confirm that this report is my own work and I have documented all sources and material used.

Munich, 2024-05-07


Jonathan Lersch

Contents

- 1. Introduction** **1**
 - 1.1. Relevance of the Studied Topic 1
 - 1.2. Relevance of the Studied Country 2
 - 1.3. Contribution and Objectives of this Report 3
 - 1.4. Structure of this Report 5

- 2. Theoretical Background and State of the Art** **6**
 - 2.1. From Centralized to Decentralized: The Transformation of the Energy System 6
 - 2.2. The Energy Sharing Concept and its Regulatory Framework 7
 - 2.3. The Impacts of Energy Sharing on Low Voltage Distribution Networks 8
 - 2.4. Contributions Beyond the State of the Art 10

- 3. Methodology** **11**
 - 3.1. Community Architecture 11
 - 3.2. Modeling Approach 12
 - 3.3. Performance Assessment 13
 - 3.4. Scenarios 14
 - 3.4.1. Electrification Pathways 15
 - 3.4.2. Pricing Strategies 15

- 4. Results & Discussion** **17**
 - 4.1. Technical Description 17
 - 4.2. Relevance to Germany 20

- 5. Conclusion & Recommendations for Action** **22**

- A. Appendix** **24**

- List of Figures** **33**

- List of Tables** **34**

- Acronyms** **35**

- Bibliography** **37**

1. Introduction

1.1. Relevance of the Studied Topic

Current human activities, particularly the reliance on fossil fuel extraction and consumption, pose a serious threat to the stability of life support systems [1], putting us at risk of triggering tipping points that irreversibly disrupt the Earth's system [2]. The 2023 IPCC report highlights the gravity of the situation, emphasizing *severe* risks and *high* reasons for concern, as millions of people face exposure to extreme events caused by the breach of such tipping points [2]. Consequently, there is an urgent need for action to mitigate climate change. Recognizing this urgency, the European Union (EU) has set ambitious targets for adopting renewable energy sources (RES) as part of its *Fit for 55* package within the *European Green Deal*. By 2030, the EU aims for renewable energy to constitute 42.5% of its energy mix [3], signaling its pivotal role in driving the shift towards carbon neutrality by 2050 [4] (cf. Figure 1.1). This shift will be particularly evident in the residential sector, where the majority of final energy demand is projected to be met by RES [5].

In the ongoing pursuit of decarbonizing residential building stock, the widespread adoption of distributed energy resource (DER) has emerged as a promising avenue [6]. DERs describe decentralized, small-scale power generation and storage devices, such as photovoltaic (PV) systems, heat pumps (HPs), battery storage (BS) systems, and electric vehicles (EVs), that are located close to the point of consumption. Projections from the German electricity network development plan indicate a significant uptick in various DER capacities by 2037: a 4.8-fold increase in PV system capacity (reaching 345 GW), a 51-fold increase in PV-BS system capacity (totaling 67.4 GW), alongside substantial rises in the number of EVs (a 20-fold increase, totaling 25.2 million) and HPs (an 11-fold increase, totaling 14.3 million) [7]. Initially, the adoption of DER assets was primarily driven by environmental concerns rather than economic motives [8]. However, with investment costs for DERs such as PV and BS systems declining exponentially over the recent years [9], more consumers are embracing DERs for self-consumption. This transition turns consumers into *prosumers* who both generate and consume renewable energy, actively engaging with the energy system.

Against this backdrop, the switch from fossil fuels to RES promises many benefits for consumers. However, the growing reliance on RES also presents challenges: Energy systems must undergo significant adaptations, shifting from a centralized model where electricity is generated by large-scale generators and distributed downwards to individual consumers, to a decentralized paradigm where DERs coexist with consumers across various levels of the grid. This transition poses particular challenges for the distribution and sub-transmission grid segments, where much of the digital-enabled, low-carbon energy innovation is anticipated

to occur [10]. In Germany, over 90% of both existing and planned DER installations are concentrated within these grid levels [11]. Specifically, within low-voltage distribution networks (LVDNs), the rapid increase in DERs can cause energy system instabilities [12], such as overloading of individual grid components like transformers and lines, as well as voltage issues. So-called renewable energy communities (RECs) formed at the distribution grid level can play a vital role in this regard, offering financial incentives for members to consume locally generated renewable energy, thereby maintaining a balanced local energy supply [13]. RECs are legal entities where citizens can voluntarily engage in, granting them rights to produce, consume, store, and share renewable energy within their community. In Europe, the legal framework for RECs was established in 2019 under the *European Green Deal* through the *Clean Energy for all Europeans* package, including the revised *Renewable Energy Directive (RED) II* [14], later updated as RED III [3]. This underscores the EU's commitment to empowering citizens in the energy transition.

While various services and activities align with the REC concept, not all are explicitly outlined within the EU framework. Energy sharing, for instance, emerges as a consumer-centric market approach, allowing consumers and prosumers to establish RECs and share renewable energy within the same distribution grid segment [15]. Discussions and initial steps toward implementing energy sharing frameworks are underway across various European nations. However, the primary focus in most countries has been on establishing a broad framework for RECs, driven by the deadline to transpose the provisions of the RED II by June 30, 2021. Energy sharing, in comparison, has received relatively less attention thus far. Existing legislation often allows for basic provisions through tenant electricity models, such as the Tenant Electricity Law (TEL) in Germany or the Private Wire Networks law in the UK [16, 17, 18]. These models typically confine energy sharing to collective self-consumption (CSC) schemes, enabling the sharing of renewable energy from a single source within limited contexts, such as within individual multi-apartment buildings (MABs) or private microgrids. For instance, the TEL in Germany permits the installation of a shared PV system on a MAB by the building owner, who can then distribute the generated renewable energy to tenants without utilizing the public grid infrastructure.

1.2. Relevance of the Studied Country

Many countries face challenges in establishing frameworks that facilitate energy sharing beyond a single building, allowing for the sharing of renewable energy over larger distances and leveraging the public grid infrastructure. Notably, Article 22(4) of RED II outlines various elements that an enabling framework for energy sharing should encompass, stressing the necessity that the [...] *relevant distribution system operator cooperates with renewable energy communities to facilitate energy transfers within renewable energy communities* [14]. To define a suitable legislative framework in Germany, it is crucial to assess the feasibility of widespread implementation of energy sharing RECs and the potential impacts on distribution grids managed by distribution system operators (DSOs) if such energy sharing concepts are extensively deployed. In the past, other European countries like the United Kingdom (UK)

have showcased significant progress in the field of energy sharing.

The UK's Net Zero Strategy sets forth a visionary goal of achieving exclusive reliance on clean electricity by 2035, driven by a significant increase in renewables' contribution to the energy mix [19]. This vision is underpinned by a remarkable surge in renewable energy adoption, with renewables contributing just 2.8% of total electricity output in 2000, soaring to an unprecedented 40% by 2022 [20, 21]. The journey towards net zero involves innovative approaches to energy sharing, exemplified by trials initiated as early as 2017 within regulatory sandboxes overseen by the Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM). These sandboxes offer a space for companies to pioneer new solutions free from traditional regulatory constraints. Notably, one such initiative deployed an energy sharing platform leveraging blockchain technology in collaboration with the Bartlett School of Environment, Energy, and Resources at the University College London (UCL), the research institute that co-authored this report. This energy sharing platform, in particular, facilitated energy exchange among prosumers in urban areas, fostering neighbor-to-neighbor energy sharing and enhancing levels of self-consumption.

From a regulatory standpoint, individuals within MABs or neighborhoods have the autonomy to establish and operate energy communitys (ECs) in the UK, without specific spatial limitations [22]. However, participation in local energy market initiatives requires adherence to the British Electricity Trading and Transmission Arrangement (BETTA), entailing significant operational overheads. Compliance with distribution grid codes and technical specifications is also mandatory to prevent network damage. Although there is no formal regulatory framework dedicated to energy sharing, analogous local initiatives have emerged within existing regulatory frameworks. For instance, Ripple, a renewable energy company, offers a CSC scheme where communities collectively own assets such as solar PV plants or wind farms. Incentives from energy retailers, who deduct a portion of energy produced by local assets from consumers' electricity bills, drive participation in these schemes [23]. Proposals for regulatory enhancements, such as those outlined by a panel overseeing the balancing and settlement code in UK, aim to further facilitate energy sharing initiatives [24]. Furthermore, initiatives testing the introduction of local network fees have been piloted in various sandboxes across the UK, providing additional incentives for energy sharing. For instance, Piclo, a local electricity market (LEM) led by Open Utility, an IT company, in collaboration with Green Energy, a renewable energy supplier, and OFGEM, offers discounted local network fees to incentivize local energy sharing [25].

1.3. Contribution and Objectives of this Report

Much of the current research on energy sharing has centered on the internal mechanisms governing how energy is shared among REC members [29] and the benefits it offers them [30]. Notably, there has been a gap in exploring the broader implications of energy sharing on the overall energy system, particularly its impacts on local LVDNs. This report aims to address this gap by investigating how energy sharing impacts LVDN performance by studying various

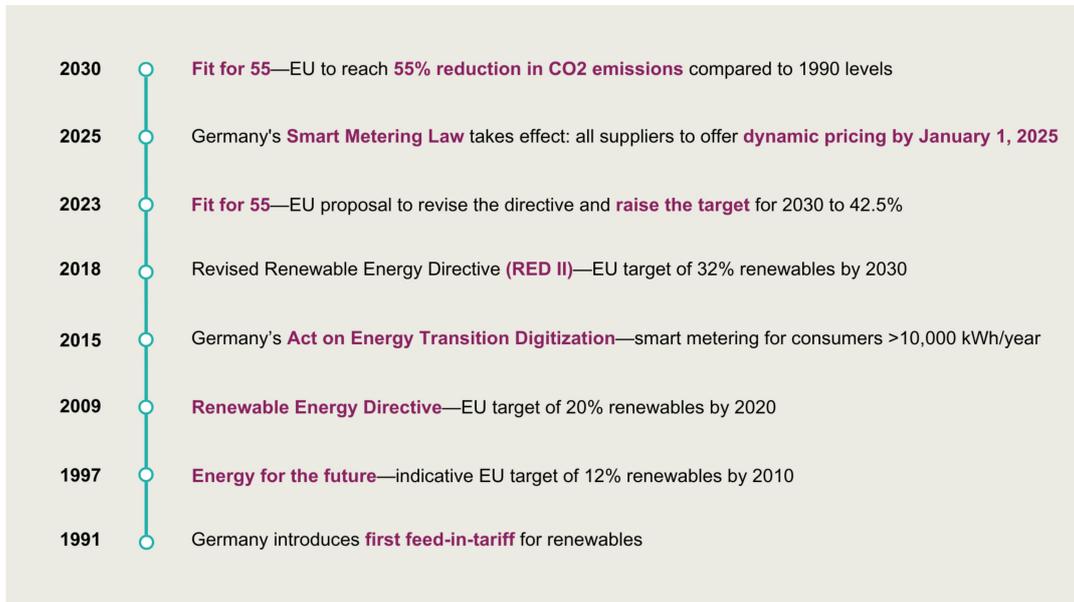


Figure 1.1.: Timeline for renewable energy in Germany and the EU. Source: Own illustration based on data of [26, 27, 28].

network performance metrics. The novelty of this research lies in its examination of how different pricing strategies (a static one representing the status quo, and two dynamic ones, anticipated to be implemented in the coming years) and pathways towards electrification (drawing from both 2023 data and 2037 projections) shape these metrics. To the best of our knowledge, such an investigation has not been extensively or systematically conducted in existing literature. Through our research, we seek to address the following research questions (RQs):

- RQ1: How can energy sharing schemes be integrated into LVDNs?
- RQ2: What impacts does energy sharing have on LVDN performance, considering different pricing strategies and electrification pathways?
- RQ2: How can the insights gained from this research effectively inform energy sharing initiatives in Germany?

With various energy sharing initiatives in place, the UK provides an interesting background of this study. Drawing upon the modeling proficiency of the Bartlett School of Environment, Energy, and Resources at UCL, known for its cutting-edge research in peer-to-peer (P2P) energy trading [31], this investigation extends the groundwork laid by prior cross-national analyses undertaken by the same research institute [32]. Specifically, we investigate a REC that connects multiple buildings within a LVDN. Each building has the capability to both import and export energy to and from the grid. Furthermore, every REC member can engage in energy sharing activities with other peers, reducing reliance on grid imports from traditional

retailers. Additionally, a home energy management system (HEMS) is installed in each building, optimizing energy usage based on factors such as load profiles and market signals. These market signals include traditional signals from retailers (e.g., retail electricity prices, network fees, and feed-in tariffs (FITs)) as well as community-based prices for energy sharing transactions. Key actors in this community architecture include a designated community manager (CM), the DSO, and the traditional energy retailer. The CM oversees the coordination of the different buildings and facilitates energy sharing among community members. The DSO ensures that community activities adhere to technical network constraints by monitoring power flows within the LVDN. Lastly, the traditional energy retailer serves as a supplier for energy imports and exports to and from the grid, supplementing energy sharing within the community.

With this report we provide valuable insights for REC participants, regulators, and DSOs to understand the impacts of energy sharing on European LVDNs and explore mitigation options, such as grid reinforcement measures. Moreover, in the German context, this research offers perspectives on the upcoming regulations on pricing in Germany, notably under §14a and §41a EnWG. Lastly, the data and insights gathered support further research on integrating energy sharing RECs into distribution grids across Europe, aligning with United Nations (UN) Sustainable Development Goals (SDGs) 7 (affordable and clean energy) and 13 (climate action) [33].

1.4. Structure of this Report

This report is structured as follows. Section 2 offers a comprehensive review of the theoretical background and the state of the art in the field. It explores the role of distribution grids and DSOs in future energy systems. Furthermore, it delves into existing studies that quantify the impacts of energy sharing on LVDNs. Section 3 introduces the REC architecture and outlines the methodological approach employed in this report. It elaborates on the twelve scenarios studied and the performance metrics utilized to evaluate them. Section 4 presents the findings derived from the implemented modeling approach. It offers a comprehensive analysis of the results obtained, highlighting key insights and trends, as well as the relevance of the results to Germany. Section 5 concludes the research by summarizing the implications of the results obtained and offering valuable insights for REC participants, regulators, and DSOs.

2. Theoretical Background and State of the Art

2.1. From Centralized to Decentralized: The Transformation of the Energy System

The European energy system is on the brink of significant transformation in the coming years as the EU strives to achieve its net-zero targets outlined in the *European Green Deal*. This transformation will change the types and scales of participants and assets at all voltage levels of the grid (cf. Figure 2.1), encompassing ultra-high voltage, high voltage (HV), medium voltage (MV), and low voltage (LV). Historically, electrical power has been generated by large centralized generators (ranging from a few MW to over 1,000 MW in capacity [34]), situated far from end consumers' grid connection points. This power is then transported through a network of HV lines to individual grid areas, where it is distributed to industry and residential consumers via distribution grids spanning MV (typically 1-35 kV) and LV (at 230/400 V) levels [35]. In this traditional setup, distribution grids played a passive role within the energy system, primarily designed for handling peak loads [36] and offering limited control and feedback mechanisms from consumers.

However, in the emerging energy systems, generators are no longer confined to the transmission grid; they are increasingly found as DERs, such as PV systems, BS systems, and EVs, across various grid levels, particularly in distribution and sub-transmission grid levels. While DERs are enabling decentralized electricity generation closer to consumption, their intermittent nature and growing integration pose challenges to networks [37]. Without effective management, DERs can lead to voltage and current violations in LVDNs [38, 9, 39, 40], accelerating the degradation of grid assets [37]. In Europe, 2,400 DSOs are tasked with operating, maintaining, and supervising the distribution grid and its assets to ensure the provision of electricity to consumers [41].

Advancements in information and communication technology (ICT) are enabling DSOs to actively monitor LVDNs. With the deployment of smart meters at consumers' grid connection points, DSOs can not only gather consumption data (typically on a 15-minute or hourly basis) but also gain *grid edge situational awareness* [42], including voltage monitoring and control capabilities [43]. While smart meter adoption in Germany lags significantly behind, other countries are making strides. For instance, in the UK, collectively across all energy suppliers, there were 32.1 million domestic smart meters (60% of households) installed by the end of Q3 2023 [44]. Together with remote-controlled MV/LV transformers, these enable DSOs to quantify the impacts individual DER units have on the distribution grid and potentially implement corresponding control mechanisms. By implementing such control mechanisms,

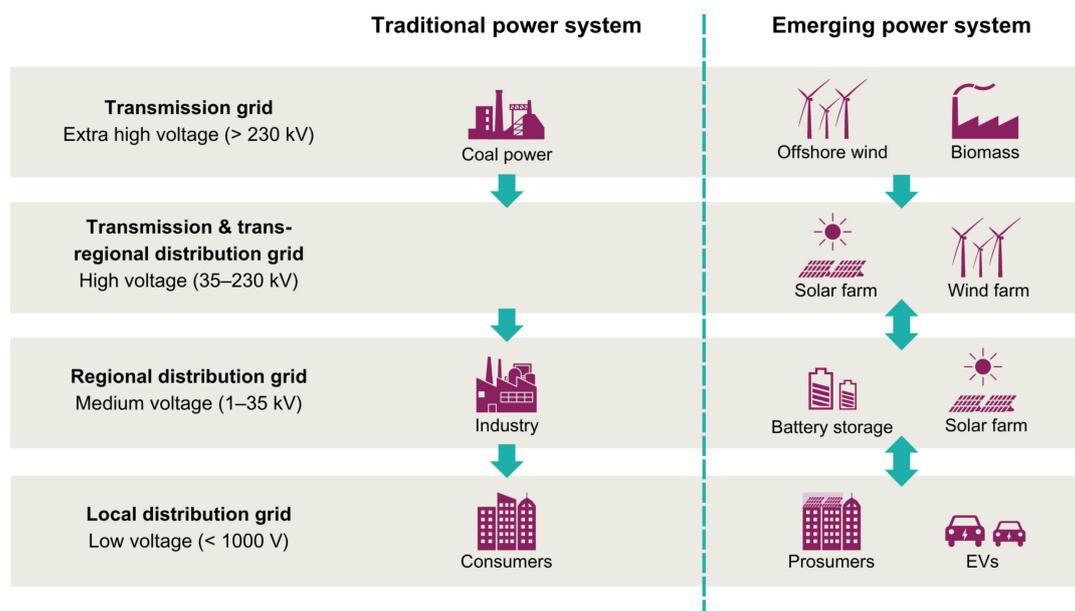


Figure 2.1.: Comparison between the traditional and the emerging energy system showcasing the four different voltage levels according to DIN EN 60038 as well as exemplary participants and assets. Source: Own illustration based on data of [35].

DSOs can consider a grid-serving use of DERs and significantly reduce potential investments in grid infrastructure [45].

To integrate physical grid limitations into the management of DERs and mitigate potential negative impacts on distribution grid assets, DSOs can utilize various mechanisms. In particular, innovative market mechanisms like microgrids and virtual power plants (VPPs) facilitate the integration of DERs into existing energy systems. Microgrids can be operated in an *island mode*, independently from the actual LVDN [46, 47, 48], while VPPs aggregate DERs dispersed in large geographical areas [49]. These approaches allow DERs to participate in wholesale energy markets and provide various ancillary services to DSOs [50, 51, 52, 53, 54].

2.2. The Energy Sharing Concept and its Regulatory Framework

Another innovative market mechanism is energy sharing, seen alongside the VPP and microgrid concept as one of the most preferred ways to facilitate the integration of DERs into energy systems [55, 56]. Energy sharing is a market-driven concept that is available for REC members [57]. In contrast to microgrids, where all connected participants are part of the defined entity [58], RECs are not necessarily confined to specific physical areas, and participation is voluntary [59]. These communities include both consumers and prosumers, with consumers solely using energy while prosumers generate and consume renewable energy, actively participating in the energy system.

In Europe, the legal framework for RECs has been established by the EU's *Clean Energy for all Europeans* package. Specifically, directives such as the *Electricity Market Design II* (Directive EU/2019/944 [60]) and the *RED II* (Directive EU/2018/2001 [14]) have introduced terms such as *Citizen Energy Community* and *Renewable Energy Community*, respectively. Throughout this report, these various community types will collectively be referred to as RECs. Specifically, the *Clean Energy for all Europeans* package allows European citizens to engage in RECs legally, granting them the right to produce, consume, store, and share renewable energy within the community, with access to all relevant electricity markets in a *non-discriminatory manner* [61, 62]. Such communities may include individuals, small- and medium-sized enterprises, or local authorities like municipal governments [4], and prioritize community benefits—whether environmental, economic, or social—over financial profits [59, 16].

In practice, RECs can be implemented as either a centralized or decentralized architecture [63]. In a centralized implementation, a single optimization and management strategy, typically overseen by a CM, serves all REC members. In contrast, a decentralized approach distributes optimization and management tasks among multiple participants [64]. Notably, our study employs a centralized approach and encompasses an energy sharing REC that extends beyond localized boundaries (*beyond the meter* [59]), i.e., the community is not restricted to specific areas or closed systems like private microgrids or tenant electricity models in MABs.

The benefits of energy sharing, extensively studied, encompass improved profitability [65, 66, 67, 64, 68], CO₂ reductions [64], and higher levels of self-sufficiency [69, 70, 5]. However, the DERs involved in energy sharing can also pose challenges to the existing grid infrastructure, such as congestion and voltage issues [39]. Components of grid infrastructure, like transformers and lines, play a pivotal role in energy sharing frameworks as they facilitate the transmission of electricity from its source to its destination. Therefore, an energy sharing transaction should only be deemed valid if it considers the impacts on these infrastructure elements.

2.3. The Impacts of Energy Sharing on Low Voltage Distribution Networks

Based on the preceding discussion, it becomes clear that the majority of studies and pilot projects concerning energy sharing prioritize highlighting the benefits it offers to participants, rather than examining its direct impacts on established system boundaries such as distribution grid infrastructure. This is also confirmed by reviews on this topic, for example, by Dudjak et al. [71]. Recently, some first academic studies have emerged considering the technical constraints associated with energy sharing within LVDNs.

Guerrero et al. [72] evaluate the technical impacts caused by energy sharing transactions in a LVDN in the UK. Their method predicts the network state caused by each energy sharing transaction made and internalizes the extra cost associated with the violations of the physical constraints. Tushar et al. [73] use a game-theoretical approach to facilitate energy sharing transaction that can help the grid to cope with peak hour demand, while, at the same time,

ensure economic benefits for all participants. Wang et al. [74] propose schemes incentivizing DER investment and peak load mitigation. Almasalma et al. [39] present a grid voltage control mechanism that leverages PV inverter control, integrated into the energy sharing model. Similar voltage-based control mechanisms have been explored in Demirok et al. [75], Kabir et al. [76], and Efkarpidis et al. [77].

Further, Park et al. [40] propose an energy sharing mechanism in which the REC has an obligation to reserve some flexibility during each transaction to ensure that the distribution grid remains intact. Specifically, the DSO announces the amount of flexibility to be reserved at the appointed time and the reserved flexibility is then used to mitigate any short-term voltage issues [40]. Also following a multi-stage approach, Putratama et al. [78] present an energy sharing settlement strategy that lets participants first minimize their energy bills through energy sharing and then adjust the market results to mitigate any voltage violations. In Morstyn et al. [79] energy sharing transaction fees are defined on a day-ahead basis by the DSO and used to ensure network constraints are met. However, none of these papers delve into the actual impacts of energy sharing on the grid, as their primary focus remains on solutions derived from incorporating grid constraints into the energy sharing model.

While many studies focus on integrating grid constraints, only a limited amount of literature focuses on analyzing the direct impacts of energy sharing transactions on the distribution grid. Azim et al. [80] studied power losses in distribution grids caused by energy sharing. Specifically, they observe network losses where energy sharing participants are provided with BS systems and flexible loads. The report of Hayes et al. [81] presents a co-simulation approach of energy sharing transactions and power flow analysis of a local distribution grid. Simulating a typical European semi-urban LVDN, they suggest that a moderate level of energy sharing transactions does not have a significant impact on grid performance. Teske et al. [45] propose a coordination and control mechanism for a decentralized energy sharing marketplace which not only achieves economics benefits for both prosumers and the DSO but also avoids grid congestions in the short term and reduces the need for grid reinforcement in the long term. Orlandini et al. [82] perform a power flow analysis to assess the grid impacts of energy sharing. An iterative approach is proposed, in which energy sharing transactions are validated based on grid limit violations and a dynamic network fee component is adjusted accordingly to motivate participants to avoid grid congestion.

Botelho et al. [83] improve this approach by determining which peers contribute to the violation of certain network constraints and then penalizing their transactions in an iterative approach. Similarly, Dyngne et al. [9] evaluate the economic benefits of energy sharing for consumers and prosumers, while also examining the challenges these transactions pose for grid operation. Their findings indicate that while the installation of PV systems alone has negligible impacts on grid operation, the use of decentralized BS results in increased voltage fluctuations and a 14% rise in losses within the neighborhood compared to scenarios without energy sharing. Recent studies like the one by Hussain et al. [37] focus on the degradation of distribution grid assets, optimizing energy sharing such that the amount of power households can draw from the grid gets limited in case potential damage to the

transformer is caused. In addition, Saif et al. [15] conduct a study quantifying the impacts of energy sharing transactions on LVDN performance under different retail electricity pricing schemes and Nour et al. [56] study the impacts of energy sharing on voltage unbalance of a LVDN while comparing energy sharing to cases where each building optimizes their assets based on regular HEMS.

2.4. Contributions Beyond the State of the Art

This report aims to contribute beyond the state of the art, by examining how different pricing strategies (a static one representing the status quo, and two dynamic ones, anticipated to be implemented in the coming years) and pathways towards electrification (drawing from both 2023 data and 2037 projections) shape the impact energy sharing has on LVDN performance. Specifically, our analysis encompasses a variety of twelve scenarios reflecting diverse REC configurations in current (2023) and future contexts (2037), encompassing PV systems, BS systems, EVs, alongside variations in pricing structures from static to dynamic, and differing network fee components. This array of scenarios offers insights into how energy sharing impact grid performance metrics across varying conditions. To the best of our knowledge, such a multi-facet analysis of the impacts of energy sharing on LVDNs for a REC in Germany is still absent in spite the variety of existing research.

3. Methodology

3.1. Community Architecture

In our modeling approach, we envision a REC comprising diverse buildings, each accommodating various types of households capable of acting as either traditional energy consumers or prosumers generating their own electricity using RES. These buildings are interconnected at the same voltage level, specifically within a segment of the LVDN, which may consist of a single feeder (i.e., a segment that is served by a single transformer) or a group of them. Within this network segment, the REC constitutes a subset of nodes, as depicted in Figure 3.1. Therefore, not all buildings within the LVDN segment may take part in the REC, as some may opt for conventional grid imports and exports without engaging in energy sharing. Such buildings will operate in a so-called *business as usual (BAU)* mode, similar to conventional consumers today without involvement in local energy community initiatives. This setup aligns with the provisions outlined in the EU’s RED II (Directive EU/2018/2001 [14]), which requires that participation in such schemes must be voluntary. Nevertheless, we assume all buildings in the segment possess various DERs, including PV systems, BS systems, EVs, and/or HPs.

Regarding the community itself, all buildings considered part of the REC can freely share energy with other members, thereby reducing their reliance on grid imports from traditional retailers. However, each building within the REC still has the option to procure energy from the traditional retailer, which is particularly relevant during periods when the community may not be entirely self-sufficient (e.g., insufficient RES generation available to cover the entire community demand). Furthermore, we assume each building is equipped with smart metering technology, enabling real-time monitoring and measurement of energy flows. Additionally, a HEMS is installed in every building, optimizing the operation of DERs based on inputs such as load profiles and market signals. These market signals include traditional signals from the retailer (e.g., retail electricity prices, network fees, and FITs) and community-based prices for energy sharing transactions. Apart from consumers/prosumers, other key stakeholders in the community structure include a designated CM, the DSO, and the traditional energy retailer.

Operating within a centralized community architecture, the CM acts as a third-party overseeing the coordination of HEMSs across various buildings and facilitating energy sharing among community members. Specifically, all buildings in the REC coordinate with the CM to solve a centralized optimization problem and find an optimal solution for the entire community. The DSO ensures that community activities comply with technical network constraints by monitoring power flows within the LVDN. For this purpose, we assume the DSO has all relevant monitoring infrastructure in place. Finally, the traditional energy retailer serves

as a supplier for energy imports and exports to and from the grid, complementing energy sharing within the community. Importantly, in a real-world setting, the retailer would not require direct access to households' metering data, unlike the CM and the DSO. Instead, the DSO would provide necessary billing information (e.g., total energy imported or exported to/from the grid) to the retailer. This architectural framework seamlessly integrates into the existing liberalized energy market structure, where consumers retain autonomy in selecting their preferred energy retailer while also having the option to participate in voluntary community-based energy initiatives like energy sharing.

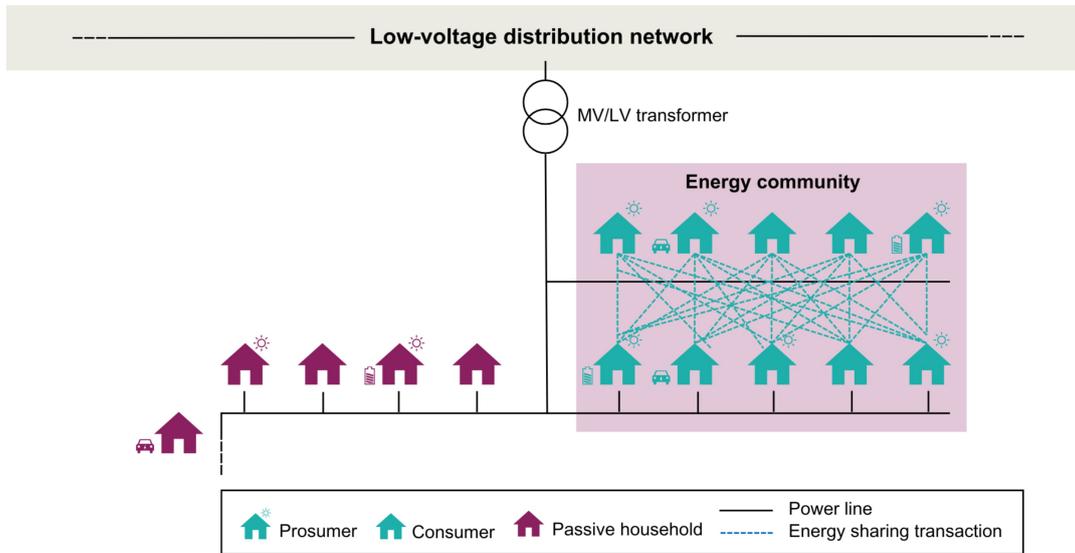


Figure 3.1.: Architecture and placement of the examined REC within the LVDN. Source: Own illustration.

3.2. Modeling Approach

Our research adopts a sequential modeling approach, involving an energy sharing model and a network model. In the first step, the energy sharing model is executed, utilizing a mixed-integer linear programming (MILP) optimization model to manage the operational statuses and parameters of the DERs within the buildings. It determines an optimal solution for the entire community by managing energy import/export, overseeing charging/discharging of BS systems and EVs, and facilitating energy sharing transactions. In real-world settings, the CM would execute the optimization of various HEMSs in the community to find a common optimal solution and collect and process the metering data from each building. Metering data would be aggregated, ensuring the privacy of individual consumption data, before it would be sent to the DSO. Our energy sharing model is implemented in *Python*, utilizing the *Gurobi* optimizer [84] as the solver.

Subsequently, the network model (typically run by DSOs in real-world settings), utilizes the energy sharing model's outcomes to conduct power flow simulations, ensuring compliance with existing network constraints. Building upon relevant network, load, and RES generation data, the network model can obtain voltages at different nodes, line flows, and various additional performance metrics, relevant for our analysis, by solving nodal power balance equations [85]. The network model is implemented using *Pandapower* [86], an open-source *Python* tool for power flow analysis, combining the power flow solver *Pyppower* and the data analysis library *Pandas*. Methodologically, the network model utilizes aggregated net demand data, a LVDN reference network model (RNM), and specific network data to simulate power flows. We present our modeling process through a comprehensive flowchart in Figure 3.2.

3.3. Performance Assessment

While our primary focus lies in evaluating how energy sharing affects network performance, we also delve into assessing its impact on energy community performance. Therefore, we verify the functionality of our model approach through analysis of different technical performance aspects, including grid and community interactions, as well as DER operation within our energy sharing framework. Furthermore, we quantify the costs associated with the REC operation, specifically measuring the total electricity costs resulting from grid and community interactions, encompassing both imports and exports.

To quantify the impacts of energy sharing on network performance, we assess various network performance metrics. First, we assess transformer and line loading, i.e., the loading of these assets must not exceed 100% to avoid power disruptions, curtailment of DER units at associated buses, or necessitate network reinforcement measures. Second, we quantify how much voltage occurs at each connection point in the LVDN, reflecting both demand and RES generation. Changes in voltage generally occur depending on the direction of current flow, resulting in drops during periods of high demand and increases during times of high generation. Excessive demand/generation can thus cause deviations from the nominal voltage, leading to deteriorating voltage quality and necessitating costly voltage compensation measures. To mitigate these issues, we adhere to voltage limits set at $\pm 6\%$ of the nominal voltage. Additionally, we quantify over- and under-voltage hours by counting the total number of time steps where voltage limits are exceeded.

Finally, we also evaluate the costs related to grid reinforcement. Should certain grid performance benchmarks be breached, the DSO is obligated to implement grid reinforcement measures, which may involve installing extra lines or adding a larger transformers to the LVDN feeder. Accordingly, the DSO monitors metrics such as transformer loading, the load on all LVDN lines, and voltage limits to identify potential bottlenecks and make necessary investments in grid reinforcement. For lines, it is assumed that the DSO installs parallel lines, while for transformers, new units with greater rated capacity are installed [45, 87]. We follow an iterative approach similar to that in [88]: initially, we examine line overloading and add parallel lines alongside existing ones, starting from the transformer. Next, we evaluate

transformer loading, upgrading it to the next available standard size if overloading is detected [33]. Subsequently, we search for any voltage violations in the grid. Specifically, we examine the voltage magnitudes at all 906 buses, and if violations are identified, we reinforce the lines connecting to the affected buses by adding parallel lines starting from the transformer. It is worth noting that there is no imposed limit on the number of parallel lines that can be installed in the feeder. After each step in the approach, we re-run the power flow simulation to verify if any grid constraints persist, repeating the necessary step (i.e., adding additional lines/transformer capacity) as required.

3.4. Scenarios

As discussed in Section 2, the rise of residential electrification, especially the widespread integration of DERs and novel market mechanisms like energy sharing, pose significant challenges to LVDNs. Additionally, the adoption of digital-enabled, low-carbon energy innovations at consumers' connection points, such as HEMSs, further strains distribution grids due to consumers adjusting their consumption patterns based on market signals [89, 64]. Hence, this report evaluates the performance of an REC and its impact on an LVDN, considering various electrification pathways (to accommodate the evolving DER landscape) and electricity pricing strategies (to address external market signals). Specifically, we analyze the performance of our methodology across two electrification pathways (for 2023 and 2037) and three pricing strategies (static pricing, dynamic pricing, and dynamic pricing incorporating a dynamic network fee component). Furthermore, each scenario encompasses two operational modes for the LVDN: a baseline scenario (BAU), where buildings optimize their assets independently using their HEMSs, and a collaborative energy sharing scenario (REC), where buildings participate in the centralized REC and engage in energy sharing. In total, we explore 12 scenarios, as outlined in Table 3.1.

ID	Electrification pathway	Operating mode	Pricing strategy
s0	2023	BAU	SP
s1			DP
s2			DN
s3	2037	REC	SP
s4			DP
s5			DN
s6	2037	BAU	DP
s7			DN
s8			DN
s9	2037	REC	SP
s10			DP
s11			DN

Table 3.1.: Studied scenarios. Source: Own illustration.

3.4.1. Electrification Pathways

We establish two electrification pathways to account for a future uptake of DERs (cf. Table 3.2). The German electricity network development plan 2023-2037/2045 identifies a strong demand growth in the household sector for DERs such as EVs, HPs, and PV-BS combinations [7]. For this reason, our analysis will encompass both a current 2023 electrification scenario and a future 2037 electrification pathway for the uptake in electric mobility demand, the electrification/decarbonization of heating demand, and the demand for BS systems.

Year	EVs [%]	EVs bidi. [%]	HPs [%]	PV-BS [%]
2023	0.02	0	0.06	0.01
2037	0.65	0.65	0.76	0.71

Table 3.2.: Electrification pathways. Source: Own illustration based on data of [7].

3.4.2. Pricing Strategies

To uncover how different market signals impact the model’s outputs, we investigate three pricing strategies. We examine these strategies in light of current and anticipated electricity pricing regulations in Germany, encompassing diverse frameworks for both electricity rates and network charges. The *Static Pricing – SP* strategy maintains static electricity prices and network fees over time, providing minimal encouragement for consumers to change their consumption habits. This pricing strategy serves as a baseline, illustrating a situation without significant economic incentives to modify energy usage based on pricing signals.

Moving towards more dynamic market signals, the *Dynamic Pricing – DP* strategy introduces dynamic electricity prices while keeping network fees unchanged. This variability aims to influence users to consume more energy when prices are low, often during times of high RES availability, and less when prices are high. Notably, this strategy aligns with Germany’s forthcoming regulation § 41a EnWG that mandates electricity suppliers to offer dynamic pricing models from January 1, 2025 [27].

As the most advanced among the examined strategies, the *Dynamic Network Fee – DN* strategy integrates dynamic electricity prices with dynamic network fees. Such a structure not only encourages users to adapt to varying electricity prices but also to consider the network’s current state, promoting adjustments in energy usage to avoid potential overloads of network infrastructure. Our calculation of dynamic network fees align with the requirements of §14a EnWG, which mandates that there should be three fee levels available: a standard fee (i.e., equivalent to our static network fee), a reduced fee (10% to 80% of the standard fee), and an increased fee (up to double the standard fee). We adjust the network fees based on historical data of the transformer load in our baseline pricing strategy. Specifically, when the load on the transformer surpasses or falls below certain thresholds, the network fee adjusts accordingly: it increases if the load is above 70% and decreases if below 10%.

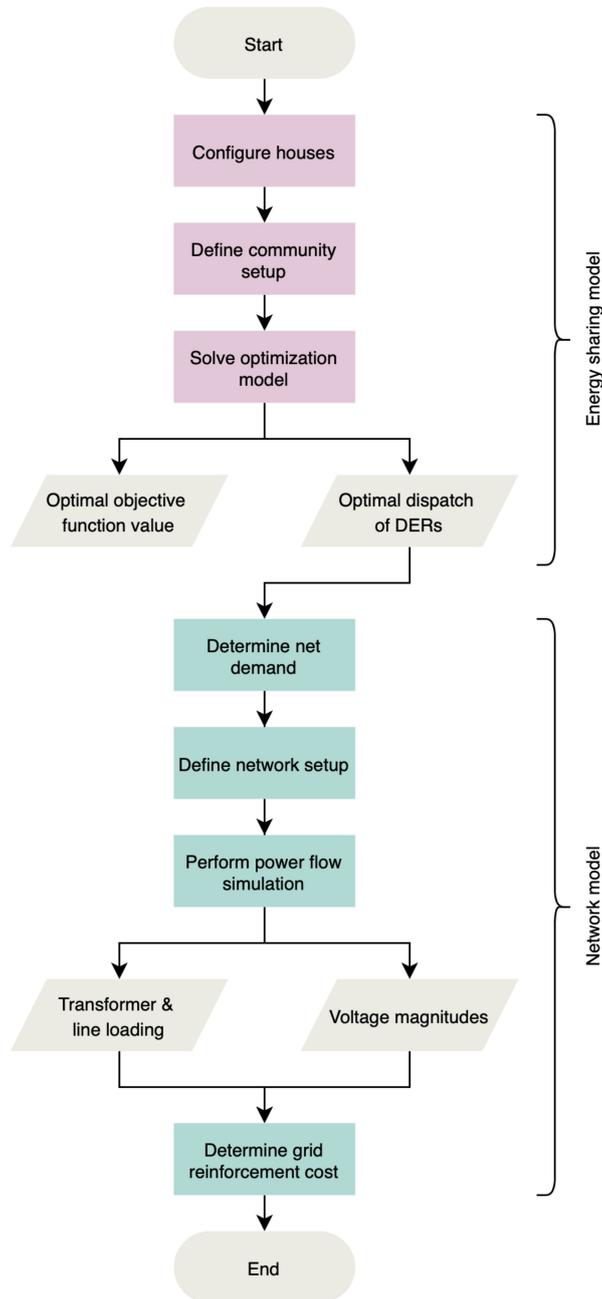


Figure 3.2.: Flow chart of the modeling approach. Source: Own illustration.

4. Results & Discussion

4.1. Technical Description

Our energy sharing model adopts a centralized management approach for the operation of DERs and the facilitation of energy sharing within an REC. The primary goal of our model is to minimize the overall energy procurement costs of the REC. We have successfully achieved considerable cost reductions at the community level, with savings of up to 80% compared to BAU scenarios. This significant reduction is attributed to the decreased reliance on traditional grid interactions among REC members, who prefer engaging in energy sharing transactions within the community. Specifically, REC scenarios demonstrate a potential for up to 78% reduction in grid imports and complete elimination of exports to the grid. At times, there are no imports from the retailer at all, as REC members prioritize self-consumption of their own RES generation or opt for energy sharing within the community.

In the 2037 scenarios, with a higher installation of DERs, energy sharing within the community is even more pronounced. This setup accommodates increased electricity demands while enabling energy storage in BS systems and EVs for later exports to the community. Specifically, households charge their assets during periods of high solar radiation (resulting in higher PV generation) and sell excess energy to other community members at a later point in time. Regarding pricing strategies, minor variations in grid imports are observed across the scenarios, mainly due to our decision to maintain a static FIT while introducing variability in prices through dynamic electricity prices and network fees. Scenarios employing dynamic electricity prices witness higher grid import peaks, especially during periods of low retail electricity prices and when numerous DERs are installed (as seen in the 2037 scenarios). In terms of costs, the impact of energy sharing on electricity costs is significant, showcasing savings of up to 80% for our REC scenarios. This reduction can be primarily attributed to decreased reliance on regular retailer imports, coupled with the community price being set substantially lower than the retail electricity price.

Conducting power flow simulations, we also quantify the impacts of energy sharing on various network performance metrics. First, we compare the outcomes of our network model across twelve scenarios concerning their impacts on the loading of individual grid assets, specifically, the transformer and the line connected to the transformer. Second, we delve into the changes in voltage magnitude present at three representative buses within the LVDN. Finally, to provide a more detailed picture on how energy sharing impacts the entire LVDN, we calculate grid reinforcement costs resulting from overloading of all grid assets and/or voltage deviations at all buses within the LVDN.

Comparing scenarios with and without energy sharing, we find a substantial reduction in the loading of individual grid assets for scenarios where energy sharing is in place (cf. Figure A.3 and Figure A.4 in the Appendix). Specifically, while transformer loading reaches up to 91% in BAU scenarios, the maximum transformer loading in REC scenarios does not exceed 29%. In the 2037 scenarios, with a higher installation of DERs and energy sharing within the community being more pronounced, the transformer is loaded to more than 100% in all scenarios, necessitating grid reinforcement measures such as the installation of a transformer with a larger capacity. Nevertheless, when compared to the BAU mode in these scenarios, energy sharing mitigates transformer loading impacts by up to 56%, illustrating its positive influence on transformer loading compared to scenarios where buildings do not engage in energy sharing.

For the line loading (cf. Figure A.3 and Figure A.4 in the Appendix), similar trends are observed as with transformer loading. To quantify the impacts of energy sharing on line loading in the LVDN, we measure the loading of the line connected to the LV side of the MV/LV transformer. Again, REC scenarios demonstrate lower loading values compared to BAU scenarios. Notably, we find the reduction in line loading to be more significant for cases with dynamic pricing being enabled. For example, in the 2023 scenarios energy sharing with dynamic pricing leads to a 62% reduction in line loading compared to energy sharing with static pricing (14%). In the 2037 scenarios, across both operating modes significant higher line loading values can be observed compared to the 2023 scenarios. However, persistent asset overloading (i.e., line loading >100%) is only observed for the BAU mode, emphasizing the positive impact of energy sharing on line loading in future LVDNs. Again, strong line loading stems from short-term peaks that occur a few times a day and mostly align the charging of individual DERs. In addition, examining the individual feeder segments, varying loading levels can be observed, with some segments experiencing heavier loading than others, potentially indicating areas for targeted infrastructure upgrades.

We also quantify the network performance in terms of voltage magnitudes (cf. Figure A.5 and Figure A.6 in the Appendix). Specifically, we analyze the voltage magnitudes at the three representative buses within the LVDN—one for each phase: A, B, and C—that demonstrate the most significant voltage deviation throughout the simulation period. We present the voltage magnitudes for each phase individually, since our LVDN is unbalanced, with prosumers with varying characteristics (i.e., consumption and DER adoption) not being distributed in balanced way across the feeder segment. Generally, smooth voltage profiles (i.e., minimal variations across time steps), indicate stable voltage conditions at the connection point. Conversely, larger fluctuations suggest instability at the connection point, as voltage should not surpass defined voltage limits [90]. The specific voltage magnitudes are influenced by both consumption and generation. Increased levels of RES generation and additional energy being fed into the grid typically raise voltage levels, while increased consumption (e.g., due to electrification and DER adoption) often leads to decreased voltage levels due to heightened resistance in distribution grid lines [91].

When analyzing voltage profiles for all three phases within a 48-hour timeframe, we observe

significantly more pronounced fluctuations in scenarios with energy sharing compared to those without. For example, in the 2023 scenarios, voltage profiles of all three phases in BAU mode exhibit a relatively consistent pattern, while voltage profiles for the REC mode display a more inconsistent pattern. While the heights and frequencies of voltage peaks are largely the same, it is clear that the spread of the voltage profile for cases with energy sharing is broader, deteriorating further than for cases without energy sharing. This trend likely stems from the additional degrees of freedom REC participants have compared to regular buildings in the LVDN. They can import/export energy from/to each other member in the community in each time step, leading to more energy exchanges across the entire feeder. To provide a broader perspective on voltage magnitudes, Figure A.7 also visualizes the voltages of all buses within the LVDN for the 2037 energy sharing scenario during the peak demand hour. Examining the individual feeder segments, varying voltage levels can be observed, with some segments of buses experiencing heavier voltage magnitudes than others.

To gain a comprehensive understanding of how energy sharing impacts an entire LVDN, rather than isolating individual components, our analysis extends to evaluating grid reinforcement expenses (cf. Table A.1 in the Appendix). This entails examining the transformer load, the load of the 905 lines, and the voltage levels across all 906 buses. This broader scope builds upon the previous sections, where we only investigated the line loading of the line connected to the LV side of the MV/LV transformer and the voltage levels at three representative buses. Examining the entire feeder segment presents a nuanced perspective compared to our prior findings. While energy sharing does not necessitate extensive grid reinforcement in terms of transformer and line loadings, significant measures are required due to breaches in voltage limits at various buses within the LVDN. When comparing scenarios with and without energy sharing, we observe higher overall grid reinforcement costs across all scenarios with energy sharing. However, these costs primarily arise from installing additional lines to address under- and overvoltage at various buses, rather than from lines installed due to overloading. In terms of overall reinforcement expenses, in the most extreme case, energy sharing incurs grid reinforcement costs of €342,273, requiring the addition of over 5.9 km of new lines across the entire feeder by 2037. In contrast, for the same year, we estimate costs 44.9% lower (€188,580) for scenarios where energy sharing is not employed. Regarding transformer reinforcement, the situation is reversed, with scenarios without energy sharing requiring larger transformer extensions due to transformer overloading. In 2037 scenarios, we need to upgrade to a 630 kVa rated transformer for BAU scenarios, while only a 250 kVa rated transformer is necessary for REC scenarios.

It is worth noting, however, that the costs associated with added transformer capacity are largely negligible when compared to the expenses for line reinforcement measures. The expenses for line reinforcement incurred due to under- and overvoltages at a significant number of the 906 buses in our feeder are substantially higher and likely stem from the previously observed trend in voltage profiles of the three representative buses within a 48-hour timeframe. In contrast, buildings operating in BAU mode tend to adhere to a more consistent pattern, such as injecting surplus energy when a lot of RES generation is available. Conversely, REC mode buildings enjoy additional flexibility, including the option to sell excess

RES generation to fellow participants instead of simply injecting it into the grid, enabling energy arbitrage among members. Remarkably, regarding pricing strategies, dynamic pricing notably reduces grid reinforcement costs, particularly evident for the 2037 REC mode, where it leads to a 42.7% reduction compared to static electricity pricing. Interestingly, when dynamic network fees are enabled, the difference in grid reinforcement costs between cases with and without energy sharing is less significant than previously observed, rendering the future grid reinforcement costs for energy sharing less significant.

4.2. Relevance to Germany

Discussions and initial steps toward implementing energy sharing frameworks are underway across various European nations. However, most countries primarily focus on establishing a broad framework for RECs, driven by the deadline to transpose the EU's RED II (Directive EU/2018/2001 [14]) provisions by June 30, 2021. Regulators in Germany encounter difficulties in implementing consumer-centric market approaches like energy sharing, as analyses of actual system impacts are largely still pending [29, 16]. Consequently, setting appropriate incentives is hindered by insufficient data and analysis. Evaluating the feasibility of widespread energy sharing implementation within RECs and understanding its impacts on distribution grids are pivotal for shaping an effective legislative framework. Against this backdrop, we have investigated the impacts of energy sharing on LVDN performance by studying various network performance metrics. Methodologically, we have demonstrated that innovative energy sharing approaches, akin to those tested in regulatory sandboxes in the UK overseen by OFGEM, could potentially be applied in Germany. These sandboxes provide a space for regulators to experiment with new solutions free from traditional regulatory constraints, thereby showcasing the potential impacts on existing system boundaries, such as grid infrastructure. By examining the UK's sandboxes in detail, Germany can gain insights into the practical implementation of energy sharing initiatives, including the regulatory mechanisms (e.g., pricing under §14a and §41a EnWG), technological infrastructure (e.g., smart meter roll-out), and network performance impacts.

Importantly, as demonstrated in our literature review, both, pricing strategies and pathways towards electrification, play a significant role in the adoption of innovative market mechanisms like energy sharing. With regards to the pricing strategies, for example, the RED II explicitly mandates regulators to develop a framework that allows REC members to freely share energy according to internally defined rules but to also be subject to *cost-reflective network charges* that ensure their adequate contribution to the overall system cost. Hence, we consider dynamic pricing strategies with 1) static network fees that take into account standard assumptions on system impacts and 2) dynamic network fees that account for the actual impact energy sharing is causing on the local LVDN. In the same vein, regulators also have to consider the future decentralized, bottom-up nature of the energy system that is largely driven by the electrification of both transportation and residential heating. Therefore we consider future uptake in DERs by integrating the adoption rates for BS systems, EVs, and HPs, outlined in the German electricity network development plan 2023-2037/2045. Existing literature

often overlooks the relationship of these factors, making it difficult for regulators to define fitting regulatory frameworks for energy sharing schemes given the external boundaries (e.g., grid characteristics, pricing strategies) of such schemes. This gap is particularly evident in Germany, where no prior study has evaluated energy sharing within the framework of the electricity network development plan or upcoming regulations on pricing, notably under §14a and §41a EnWG.

This report closes this gap by offering valuable insights for a variety of REC stakeholders in Germany, including REC participants (REC planners, consumers/prosumers, and CMs), regulators, and DSOs. For REC participants, the study unveils significant advantages during the operational phase of energy sharing schemes. It demonstrates substantial cost reductions compared to scenarios lacking a community setup, alongside the potential for achieving self-sufficiency, thereby reducing reliance on conventional energy retailers and grid interactions.

Regulators stand to gain invaluable insights from our approach too, enabling them to assess network performance under various setups during the planning phase of REC initiatives. This includes anticipating future pricing strategies, especially in light of forthcoming regulations such as those outlined in §14a and §41a of the German EnWG, as well as forecasting bottlenecks arising from the escalating adoption of DERs as highlighted in the German electricity network development plan 2023-2037/2045. Regulators must not only consider direct impacts on existing system boundaries like grid infrastructure but also carefully weigh the potential trade-offs between participant benefits and those for non-participating consumers. Our approach aids in quantifying these benefits for REC participants (e.g., cost reductions through community interactions) while also evaluating the consequences for non-participating consumers (e.g., necessitating grid reinforcement measures). For instance, our analysis of various grid reinforcement costs demonstrates that the choice of pricing strategy, such as dynamic pricing with a dynamic network fee, can have substantial impacts on required infrastructure upgrades.

Furthermore, our research offers valuable insights for DSOs in planning energy sharing schemes within LVDNs. It allows them to evaluate the impacts of such schemes on individual network assets and assess potential grid reinforcement measures accordingly. Additionally, the introduction of dynamic network fees creates a mechanism for DSOs during the operational phase of REC initiatives to provide feedback to the community on the utilization of distribution grid assets. This marks a significant step towards equipping DSOs with *grid edge situational awareness* [42], facilitating not only the quantification of energy sharing impacts on the distribution grid but also the potential implementation of corresponding control mechanisms. In the German context, regulatory frameworks for this are already underway, with §14a EnWG not only providing the framework for the introduction of dynamic network fees but also for direct interventions of the DSOs in instances of network violations, allowing them to directly control operators of controllable consumption devices in future contexts.

5. Conclusion & Recommendations for Action

In the early stages of studying the evolving energy system, research primarily focused on analyzing the integration of DERs into LVDNs. However, with the emergence of consumer-centric market concepts such as energy sharing, attention shifted towards end-user perspectives, often overlooking the impact of such concepts on the physical grid infrastructure. This report diverges from this trajectory, delving into the broader implications of energy sharing on the energy system, particularly its impacts on local LVDN. Our study centers on a REC located in Munich, Germany, showcasing the applicability of the energy sharing concept tested in regulatory sandboxes in the UK in Germany. An energy sharing model is implemented to optimize the DERs of the community members and determine the net energy demand for each building. Subsequently, power flow simulations are performed to validate the model's results on the IEEE European LV test feeder. We assess the impacts of energy sharing on LVDN performance by studying various network performance metrics, including asset loading (i.e., loading of the lines and the transformer), voltage magnitudes, and grid reinforcement costs. Additionally, we explore various pricing strategies and electrification pathways to comprehensively evaluate the implications of energy sharing. In this vein, this report presents several innovative contributions to the realm of modern energy system analysis.

Through our study, we addressed the three RQs outlined earlier. Initially, we presented an effective methodology for integrating energy sharing schemes within RECs situated in LVDNs by employing a sequential modeling approach, which encompasses an energy sharing model and a network model. Subsequently, we assessed the impacts of energy sharing within LVDNs on various network performance metrics. Our findings reveal that while energy sharing has minimal effects on transformer and line loading, it significantly influences voltage magnitudes at various buses within the LVDN, potentially leading to substantial increases in grid reinforcement costs in future scenarios (i.e., 2037). Finally, we showed how the insights gained from this study can effectively inform energy sharing initiatives in Germany. Specifically, there is no prior study available that evaluated energy sharing within the framework of the electricity network development plan or upcoming regulations on pricing, notably under §14a and §41a EnWG.

Our research illustrates that implementing energy sharing not only results in considerable cost savings at the community level (with potential savings of up to 80% compared to scenarios without energy sharing) but also brings about significant reductions in grid asset loading (with decreases in transformer loading of up to 68% and line loading of up to 62%, compared to baseline scenarios). Conversely, we show that energy sharing can significantly influence voltage magnitudes at various buses within the LVDN, potentially leading to substantial increases in grid reinforcement costs in future scenarios (i.e., 2037). Despite

these contributions, it is imperative to acknowledge various limitations inherent in both the modeling and analysis within our study. Specifically, our modeling assumed simplifications regarding the studied REC architecture, the underlying network topology, as well as the implementation of electrification pathways and pricing strategies, thus paving the way for future research to delve into the impacts of large-scale energy sharing across various grid types.

In this context, increased transparency regarding grid-related information from the DSOs in Germany is also essential. Currently, most REC planning and analysis rely on RNMs as applied in this study to perform network simulations and evaluate network performance. Hence, higher levels of transparency regarding precise grid-related information (often proprietary information held by DSOs) would enable more realistic modeling of energy sharing impacts on larger grids and facilitate better planning and evaluation of infrastructure upgrades. In addition, it is important to highlight that our approach is greatly reliant on advancements in ICT. Specifically, it hinges on Germany's widespread adoption of smart meters at consumers' grid connection points and monitoring infrastructure at the DSOs's network assets, such as remote-controlled transformers. These advancements will enable precise measurement of consumption data and network data, essential for effectively evaluating the impacts of energy sharing on various network performance metrics.

In addition to the research community, our findings offer valuable insights for a range of stakeholders, including REC participants, regulators, and DSOs. Our approach empowers them to assess network performance under different REC configurations during the planning and operational phases of energy sharing initiatives, facilitating proactive measures such as grid reinforcement. In alignment with the UN SDGs—specifically, Goal 7 (Affordable and Clean Energy), and Goal 13 (Climate Action)—we thereby catalyze the transformation of today's energy system, steering it towards a brighter, more sustainable future.

A. Appendix

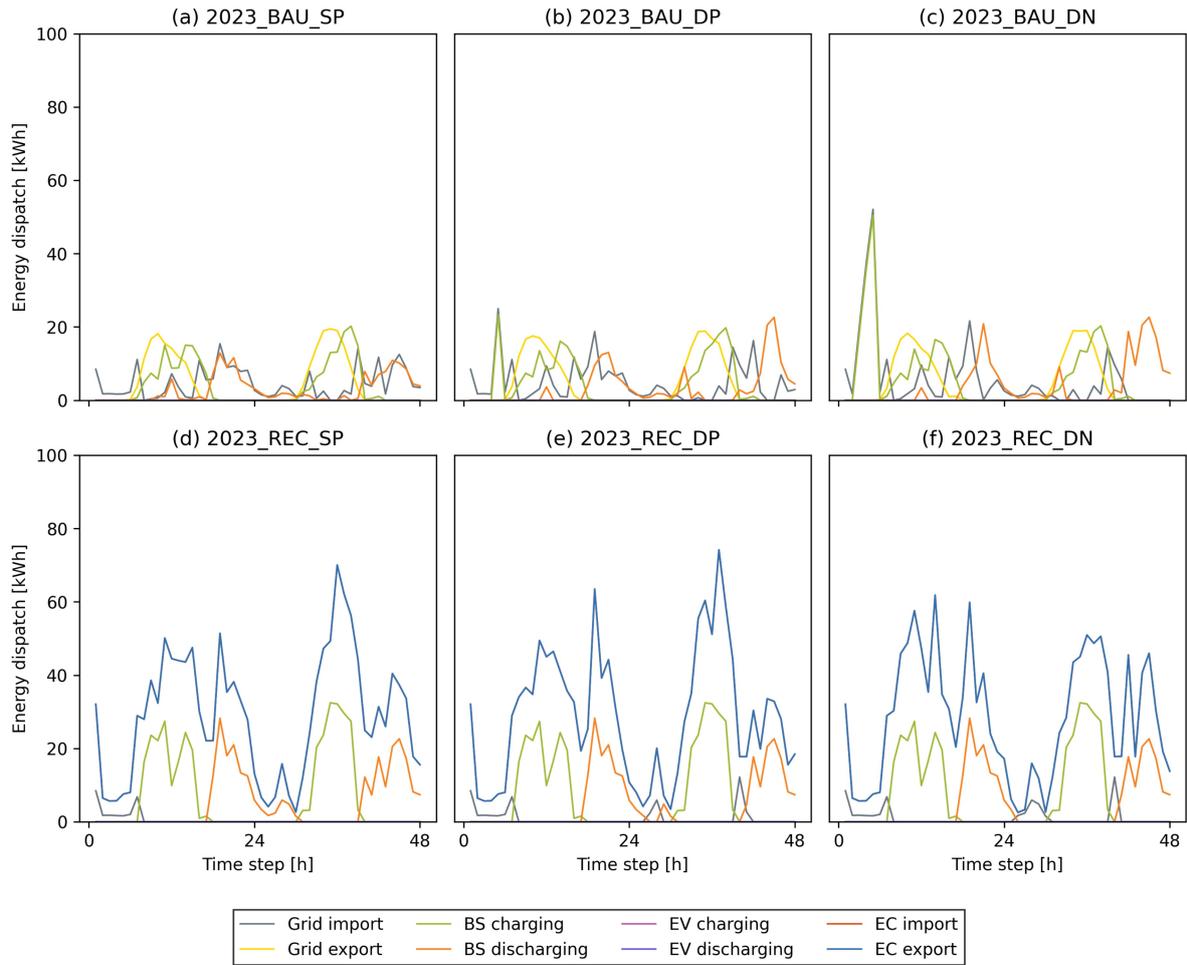


Figure A.1.: Energy dispatch for each 2023 scenario over a 48-hour period. Source: Own illustration.

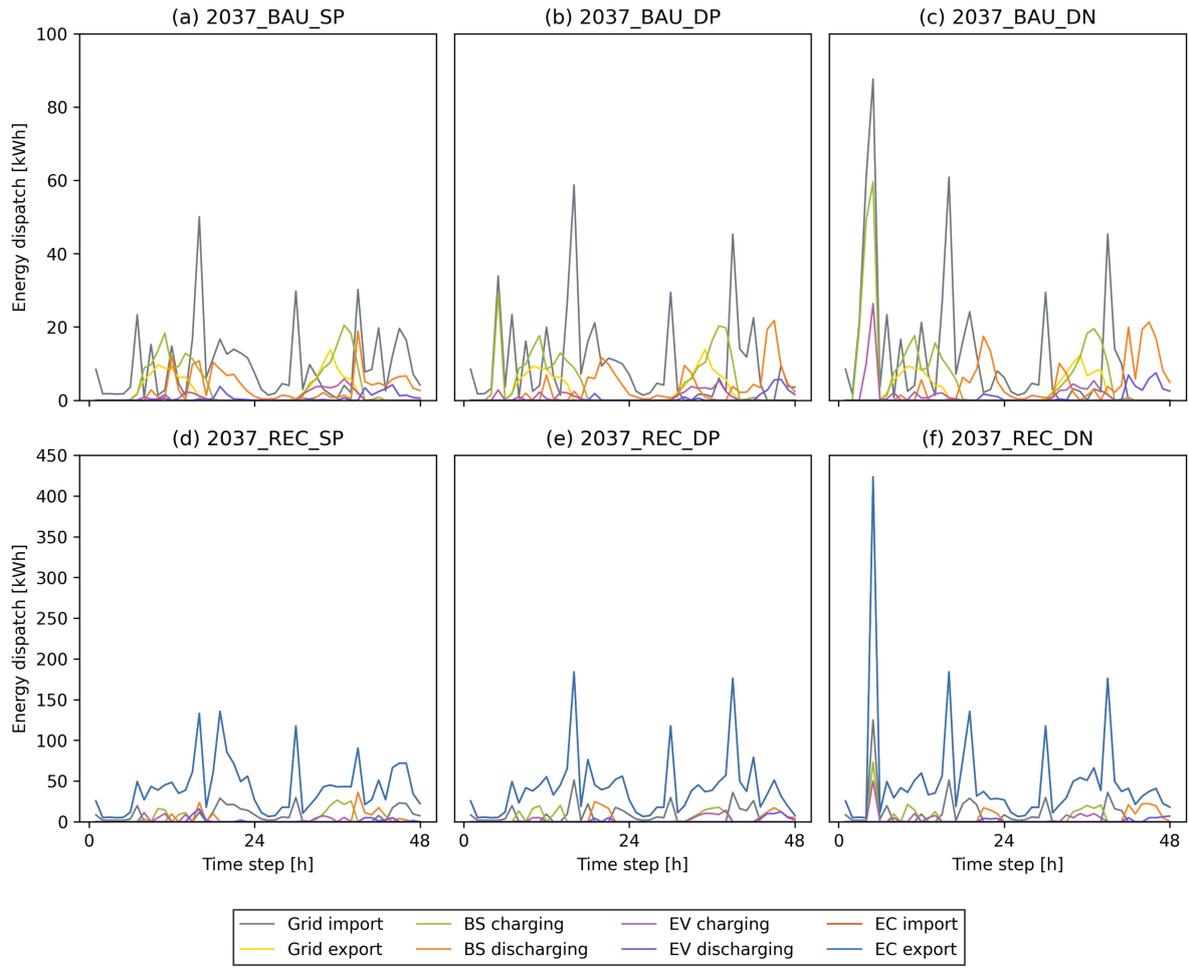


Figure A.2.: Energy dispatch for each 2037 scenario over a 48-hour period. Source: Own illustration.

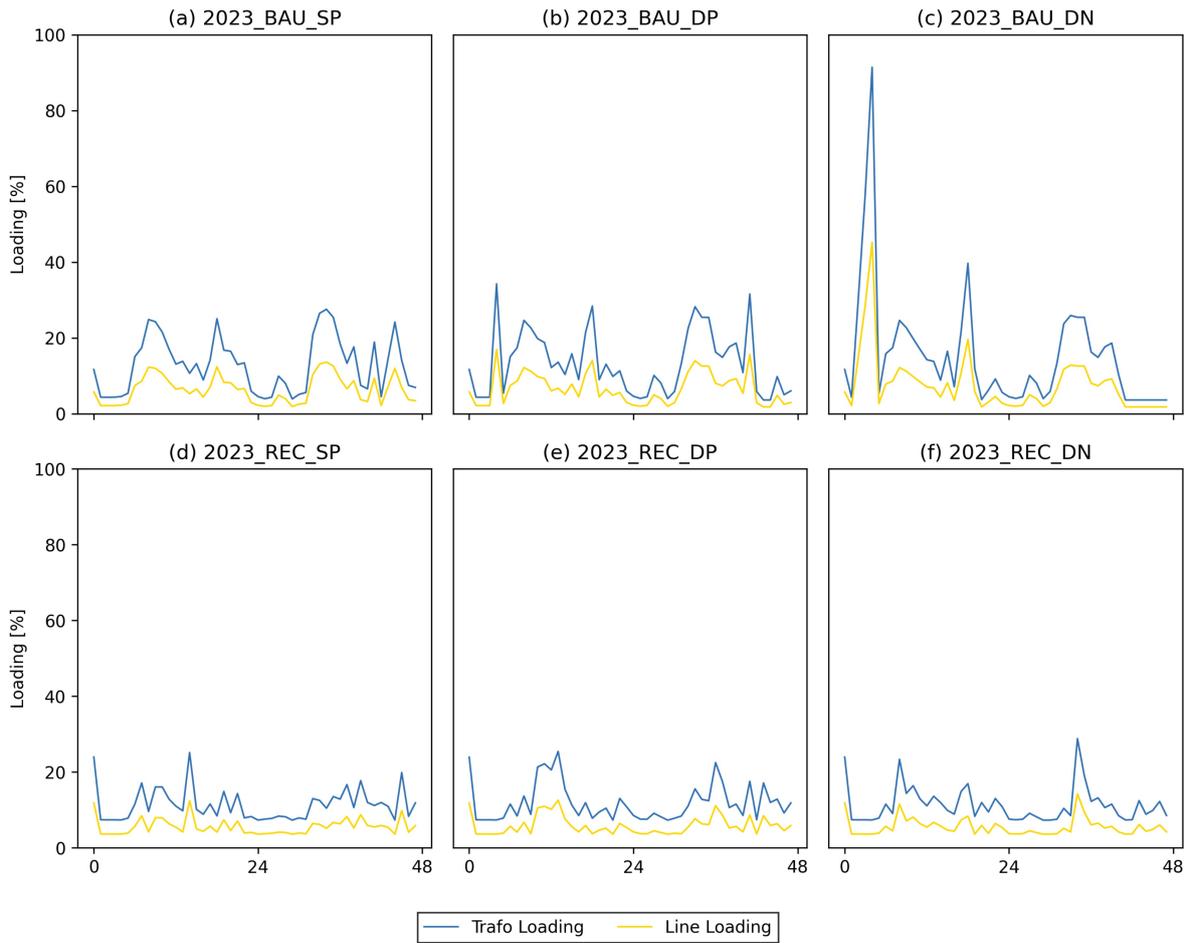


Figure A.3.: Transformer and line loading for each 2023 scenario over a 48-hour period.
Source: Own illustration.

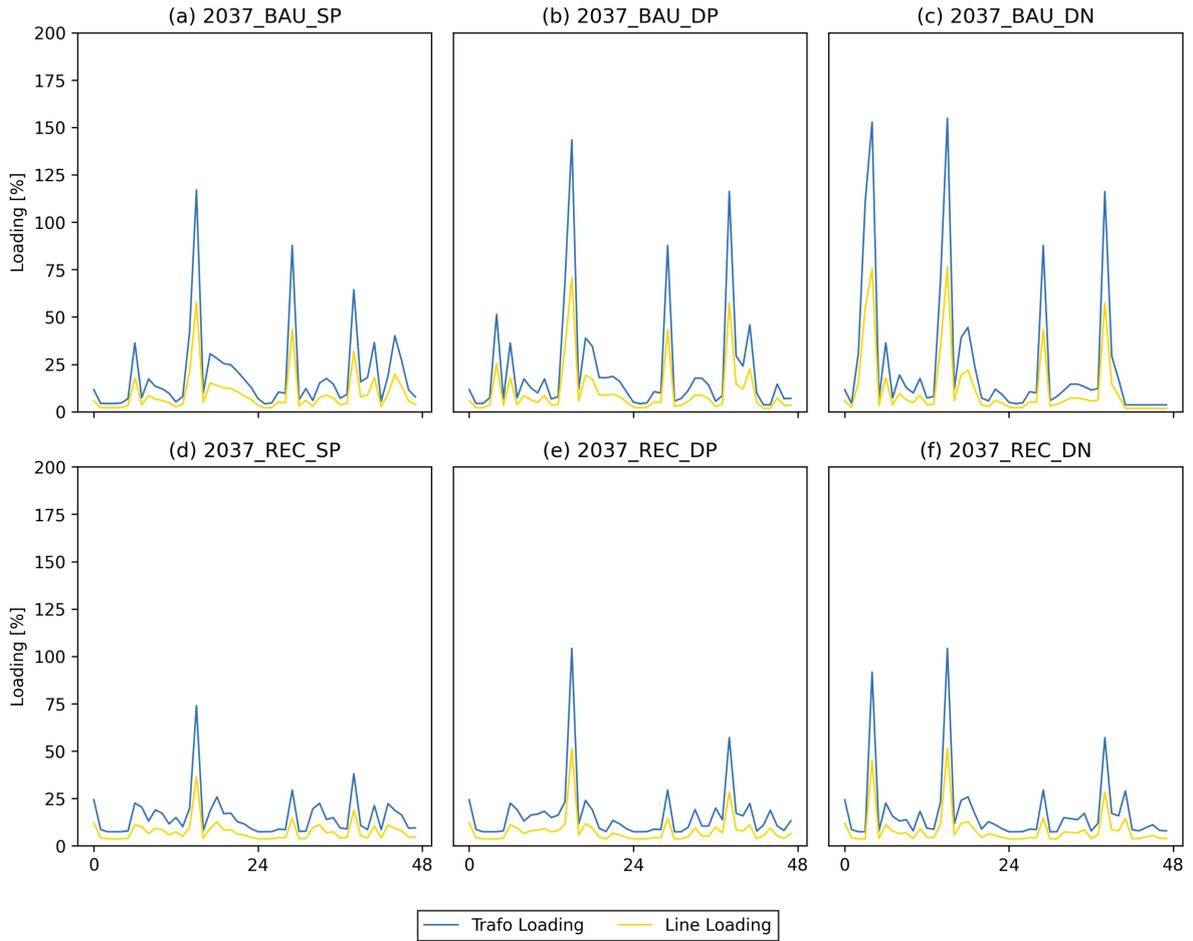


Figure A.4.: Transformer and line loading for each 2037 scenario over a 48-hour period.
Source: Own illustration.

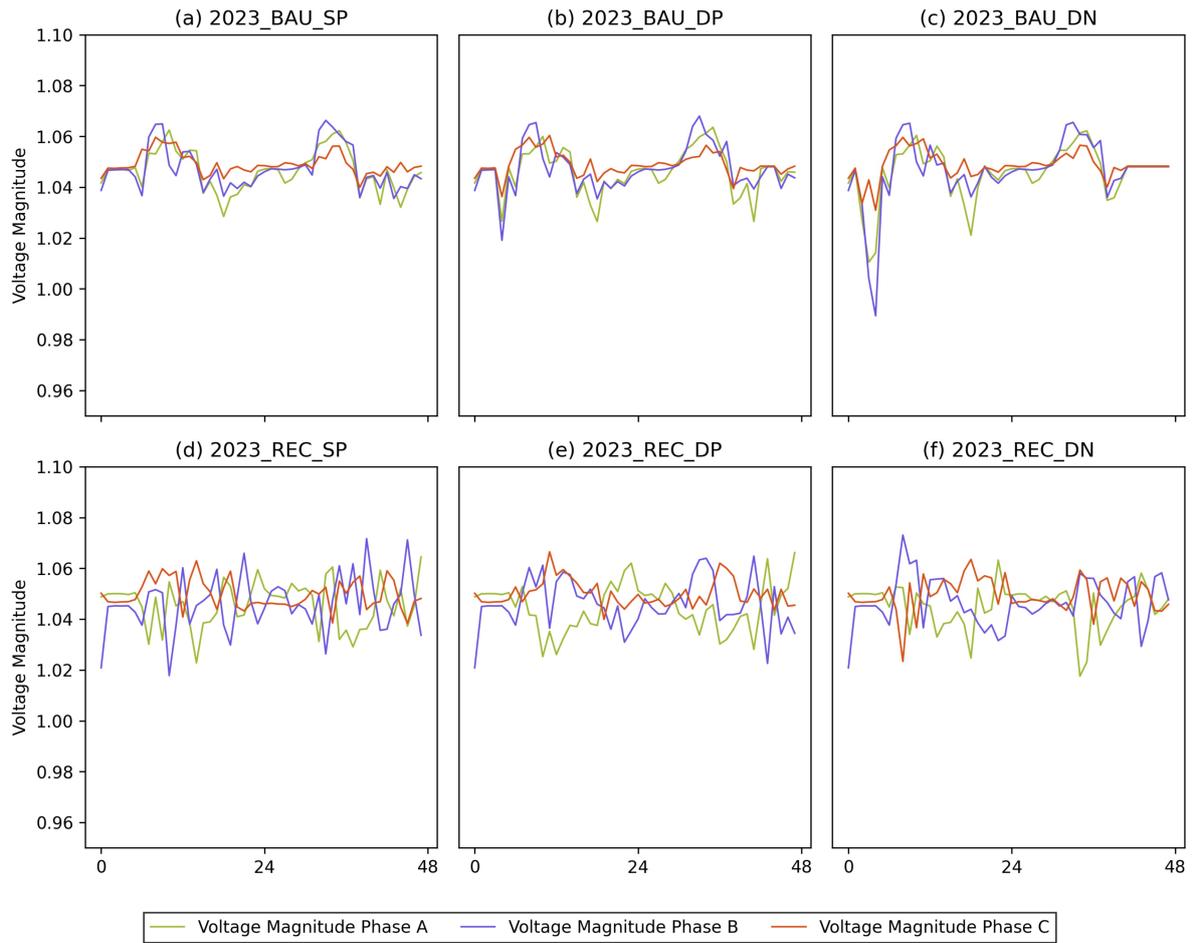


Figure A.5.: Voltage magnitudes of phases A, B, and C for each 2023 scenario over a 48-hour period. Source: Own illustration.

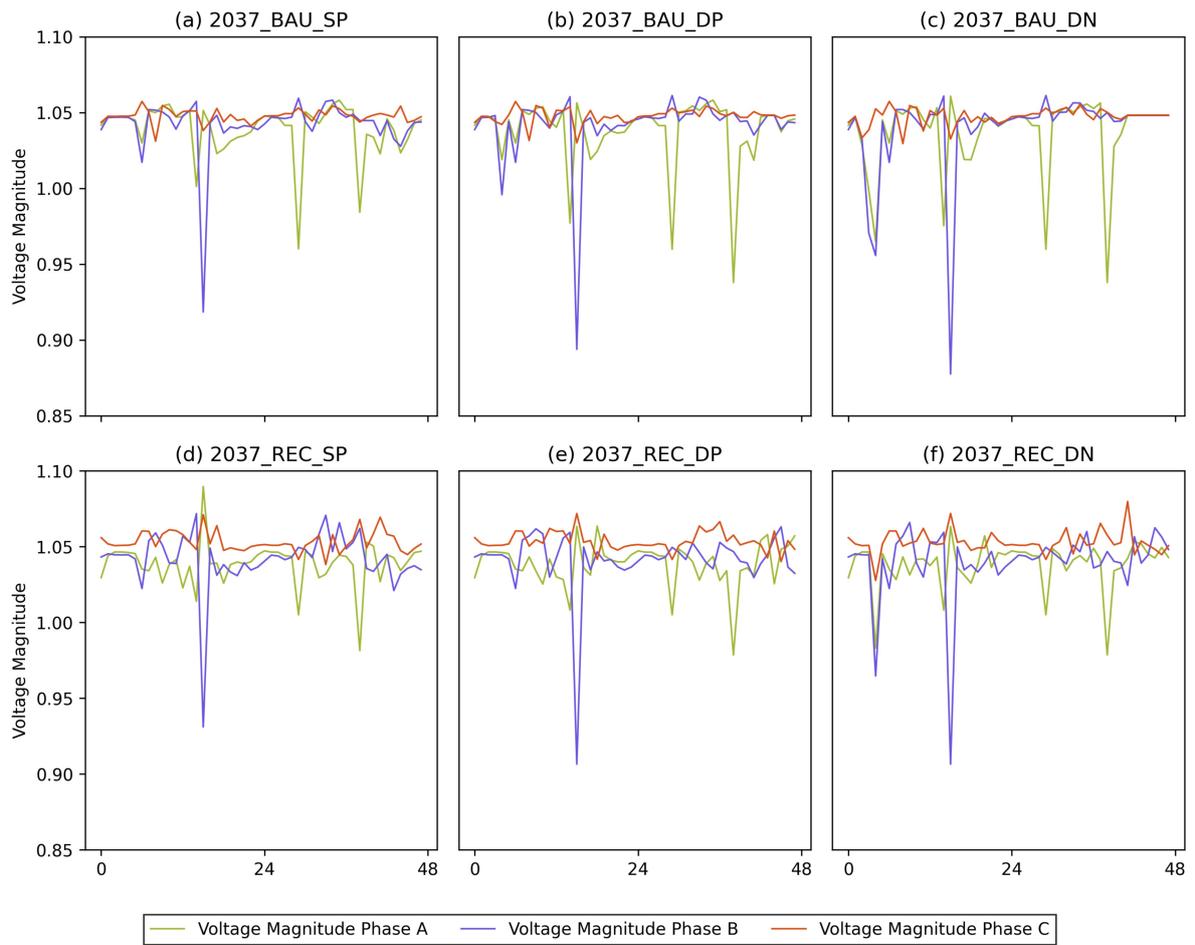


Figure A.6.: Voltage magnitudes of phases A, B, and C for each 2037 scenario over a 48-hour period. Source: Own illustration.

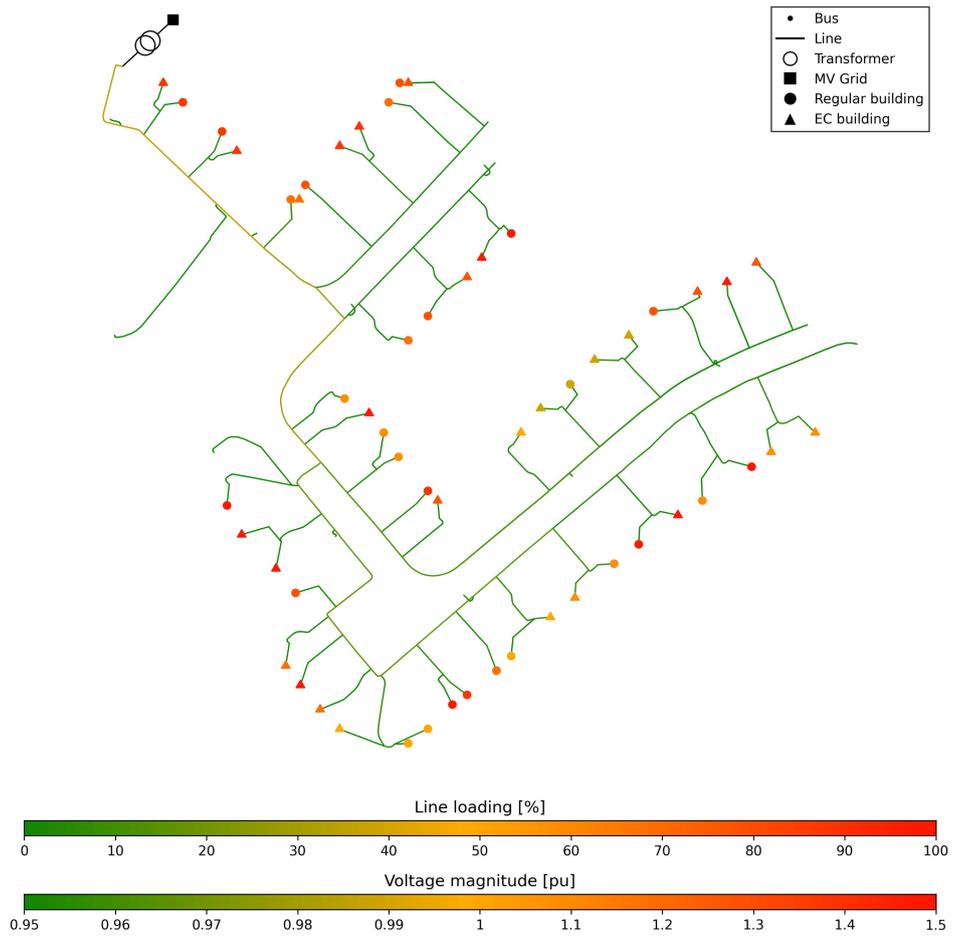


Figure A.7.: Line loading and voltage magnitudes of phases A, B, and C for the 2037 energy sharing scenario during the peak hour of maximum overall line loading. Source: Own illustration.

Performance metric	Scenario											
	s0	s1	s2	s3	s4	s5	s6	s7	s8	s9	s10	s11
Trafo capacity added [kVa]	0	0	0	0	0	0	630	630	630	250	250	250
Lines added [km]	1.7	1.3	1.3	1.6	2.1	1.6	3.3	3	3	5.9	4.1	3.4
Trafo costs [k€]	0	0	0	0	0	0	15.2	15.2	15.2	9.6	9.6	9.6
Lines costs [k€]	95.6	76.8	76.8	92.1	123	93.4	189	176	176	342	240	196

Table A.1.: Grid reinforcement measures for each scenario. Source: Own illustration.

List of Figures

- 1.1. Timeline for renewable energy in Germany and the EU 4
- 2.1. Comparison between the traditional and the emerging energy system 7
- 3.1. Architecture and placement of the examined REC within the LVDN 12
- 3.2. Flow chart of the modeling approach 16

- A.1. Energy dispatch for each 2023 scenario over a 48-hour period 25
- A.2. Energy dispatch for each 2037 scenario over a 48-hour period 26
- A.3. Transformer and line loading for each 2023 scenario over a 48-hour period . . . 27
- A.4. Transformer and line loading for each 2037 scenario over a 48-hour period . . . 28
- A.5. Voltage magnitudes of phases A, B, and C for each 2023 scenario over a 48-hour period 29
- A.6. Voltage magnitudes of phases A, B, and C for each 2037 scenario over a 48-hour period 30
- A.7. Line loading and voltage magnitudes of phases A, B, and C for the 2037 energy sharing scenario 31

List of Tables

- 3.1. Studied scenarios 14
- 3.2. Electrification pathways 15
- A.1. Grid reinforcement measures for each scenario 32

Acronyms

- BAU** business as usual. 11, 14, 17–19
- BETTA** British Electricity Trading and Transmission Arrangement. 3
- BS** battery storage. 1, 6, 9–12, 15, 17, 20
- CM** community manager. 5, 8, 11, 12, 21
- CSC** collective self-consumption. 2, 3
- DER** distributed energy resource. 1, 2, 6–9, 11–15, 17, 18, 20–22
- DSO** distribution system operator. 2, 5–7, 9, 11–13, 21, 23
- EC** energy community. 3
- EU** European Union. 1, 2, 6, 8, 20
- EV** electric vehicle. 1, 6, 10–12, 15, 17, 20
- FIT** feed-in tariff. 5, 11, 17
- HEMS** home energy management system. 5, 10–12, 14
- HP** heat pump. 1, 11, 15, 20
- HV** high voltage. 6
- ICT** information and communication technology. 6, 23
- LEM** local electricity market. 3
- LV** low voltage. 6, 18, 19, 22
- LVDN** low-voltage distribution network. 2–14, 17–22
- MAB** multi-apartment building. 2, 3, 8
- MILP** mixed-integer linear programming. 12
- MV** medium voltage. 6, 18, 19

- OFGEM** Office of Gas and Electricity Markets. 3, 20
- P2P** peer-to-peer. 4
- PV** photovoltaic. 1–3, 6, 9–11, 15, 17
- REC** renewable energy community. 2–5, 7–14, 17–23
- RED** Renewable Energy Directive. 2, 8, 11, 20
- RES** renewable energy sources. 1, 11, 13, 15, 17–20
- RNM** reference network model. 13, 23
- RQ** research question. 4, 22
- SDG** Sustainable Development Goals. 5, 23
- TEL** Tenant Electricity Law. 2
- UCL** University College London. 3, 4
- UK** United Kingdom. 2–4, 6, 20, 22
- UN** United Nations. 5, 23
- VPP** virtual power plant. 7

Bibliography

- [1] J. Rockström, J. Gupta, D. Qin, S. J. Lade, J. F. Abrams, L. S. Andersen, D. I. Armstrong McKay, X. Bai, G. Bala, S. E. Bunn, D. Ciobanu, F. DeClerck, K. Ebi, L. Gifford, C. Gordon, S. Hasan, N. Kanie, T. M. Lenton, S. Loriani, D. M. Liverman, A. Mohamed, N. Nakicenovic, D. Obura, D. Ospina, K. Prodan, C. Rammelt, B. Sakschewski, J. Scholtens, B. Stewart-Koster, T. Tharammal, D. van Vuuren, P. H. Verburg, R. Winkelmann, C. Zimm, E. M. Bennett, S. Bringezu, W. Broadgate, P. A. Green, L. Huang, L. Jacobson, C. Ndehedehe, S. Pedde, J. Rocha, M. Scheffer, L. Schulte-Uebbing, W. de Vries, C. Xiao, C. Xu, X. Xu, N. Zafra-Calvo, and X. Zhang. “Safe and just Earth system boundaries”. In: *Nature* (May 31, 2023). ISSN: 1476-4687. DOI: 10.1038/s41586-023-06083-8. URL: <https://doi.org/10.1038/s41586-023-06083-8> (visited on 05/05/2024).
- [2] K. Calvin, D. Dasgupta, G. Krinner, et al. *IPCC, 2023: Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, H. Lee and J. Romero (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland*. Edition: First. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), July 25, 2023. DOI: 10.59327/IPCC/AR6-9789291691647. URL: <https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/> (visited on 04/23/2024).
- [3] European Commission. *Directive EU/2023/2413*. Oct. 2023. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32023L2413&qid=1699364355105> (visited on 04/23/2024).
- [4] G. Piazza, S. Bracco, F. Delfino, M. D. Somma, and G. Graditi. “Impact of electric mobility on the design of renewable energy collective self-consumers”. In: *Sustainable Energy, Grids and Networks* 33 (Mar. 2023), p. 100963. ISSN: 23524677. DOI: 10.1016/j.segan.2022.100963. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2352467722002089> (visited on 05/05/2024).
- [5] A. Canova, P. Lazzeroni, G. Lorenti, F. Moraglio, A. Porcelli, and M. Repetto. “Decarbonizing residential energy consumption under the Italian collective self-consumption regulation”. In: *Sustainable Cities and Society* 87 (Dec. 2022), p. 104196. ISSN: 22106707. DOI: 10.1016/j.scs.2022.104196. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2210670722005091> (visited on 09/21/2023).
- [6] K. Qu, X. Chen, A. Ekambaram, Y. Cui, G. Gan, A. Økland, and S. Riffat. “A novel holistic EPC related retrofit approach for residential apartment building renovation in Norway”. In: *Sustainable Cities and Society* 54 (Mar. 2020), p. 101975. ISSN: 22106707. DOI: 10.1016/j.scs.2019.101975. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2210670719314659> (visited on 04/23/2024).

- [7] 50Hertz Transmission GmbH. *Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023*. Mar. 2023. URL: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-07/NEP_2037_2045_V2023_2_Entwurf_Teil1_1.pdf (visited on 04/03/2024).
- [8] V. Z. Gjorgievski, B. Velkovski, and S. Cundeva. "Fairness of Sharing Renewable Energy Between Prosumers". In: *2022 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*. 2022 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe). Oct. 2022, pp. 1–5. DOI: 10.1109/ISGT-Europe54678.2022.9960313.
- [9] M. F. Dynge, P. Crespo Del Granado, N. Hashemipour, and M. Korpås. "Impact of local electricity markets and peer-to-peer trading on low-voltage grid operations". In: *Applied Energy* 301 (Nov. 2021), p. 117404. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.117404. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261921008035> (visited on 11/14/2023).
- [10] European Commission. Joint Research Centre. *Distribution system operator observatory 2022: managing innovation and RES grid connection for a carbon neutral Europe*. LU: Publications Office, 2023. URL: <https://data.europa.eu/doi/10.2760/778963> (visited on 04/18/2024).
- [11] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). *Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit im Energiesystem: Handlungsbedarfsanalyse der Dena-Plattform Systemdienstleistungen*. July 2016. URL: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9184_Beobachtbarkeit_und_Steuerbarkeit_.pdf (visited on 04/24/2024).
- [12] Z. Liu, M. Majidi, H. Wang, D. Mende, and M. Braun. "Time Series Optimization-Based Characteristic Curve Calculation for Local Reactive Power Control Using Pandapower-PowerModels Interface". In: *Energies* 16.11 (May 29, 2023), p. 4385. ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en16114385. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/11/4385> (visited on 03/20/2024).
- [13] C. Long, J. Wu, C. Zhang, M. Cheng, and A. Al-Wakeel. "Feasibility of Peer-to-Peer Energy Trading in Low Voltage Electrical Distribution Networks". In: *Energy Procedia* 105 (May 2017), pp. 2227–2232. ISSN: 18766102. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.632. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1876610217306860> (visited on 04/24/2024).
- [14] European Commission. *Directive EU/2018/2001*. Dec. 2018. URL: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj> (visited on 04/23/2024).
- [15] A. Saif, S. K. Khadem, M. Conlon, and B. Norton. "Local Electricity Market operation in presence of residential energy storage in low voltage distribution network: Role of retail market pricing". In: *Energy Reports* 9 (Dec. 2023), pp. 5799–5811. ISSN: 23524847. DOI: 10.1016/j.egypr.2023.05.005. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2352484723007473> (visited on 12/22/2023).

- [16] D. Frieden, A. Tuerk, A. R. Antunes, V. Athanasios, A.-G. Chronis, S. d’Herbemont, M. Kirac, R. Marouço, C. Neumann, E. Pastor Catalayud, N. Primo, and A. F. Gubina. “Are We on the Right Track? Collective Self-Consumption and Energy Communities in the European Union”. In: *Sustainability* 13.22 (Nov. 12, 2021), p. 12494. ISSN: 2071-1050. DOI: 10.3390/su132212494. URL: <https://www.mdpi.com/2071-1050/13/22/12494> (visited on 04/02/2023).
- [17] F. Braeuer, M. Kleinebrahm, E. Naber, F. Scheller, and R. McKenna. “Optimal system design for energy communities in multi-family buildings: the case of the German Tenant Electricity Law”. In: *Applied Energy* 305 (Jan. 2022), p. 117884. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.117884. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261921012009> (visited on 03/19/2024).
- [18] European Union. *Electricity market – reform of the EU’s electricity market design*. 2023. URL: https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/13668-Electricity-market-reform-of-the-EUs-electricity-market-design/public-consultation_en (visited on 04/02/2023).
- [19] Grantham Research Institute. *How much do renewables contribute to the UK’s energy mix and what policies support their expansion?* June 23, 2023. URL: <https://www.lse.ac.uk/granthaminstitute/explainers/how-much-do-renewables-contribute-to-the-uks-energy-mix-and-what-policies-support-their-expansion/> (visited on 11/28/2023).
- [20] Parliamentary Office of Science and Technology. *Postnote - Renewable Energy*. 2001. URL: <https://www.parliament.uk/globalassets/documents/post/pn164.pdf> (visited on 11/28/2023).
- [21] World Economic Forum. *2022 was a record-breaking year for renewable energy in the UK*. Jan. 6, 2023. URL: <https://www.weforum.org/agenda/2023/01/2022-renewable-energy-uk-electricity/> (visited on 11/28/2023).
- [22] C. Inês, P. L. Guilherme, M.-G. Esther, G. Swantje, H. Stephen, and H. Lars. “Regulatory challenges and opportunities for collective renewable energy prosumers in the EU”. In: *Energy Policy* 138 (Mar. 2020), p. 111212. ISSN: 03014215. DOI: 10.1016/j.enpol.2019.111212. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421519307943> (visited on 05/08/2023).
- [23] REScoop. *Energy sharing regulation in the EU*. July 2022. URL: <https://www.rescoopvpp.eu/blog/energy-sharing-regulation-in-the-eu> (visited on 11/01/2023).
- [24] Elexon. *Multiple Suppliers through Meter Splitting*. Mar. 31, 2021. URL: <https://www.elexon.co.uk/mod-proposal/p379/> (visited on 02/19/2024).
- [25] R. Moura and M. C. Brito. “Prosumer aggregation policies, country experience and business models”. In: *Energy Policy* 132 (Sept. 2019), pp. 820–830. ISSN: 03014215. DOI: 10.1016/j.enpol.2019.06.053. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421519304239> (visited on 10/23/2023).

- [26] European Commission. *Renewable Energy Directive*. Mar. 2023. URL: https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-directive_en (visited on 05/05/2024).
- [27] Bundesamt für Justiz. § 14a EnWG - Einzelnorm. URL: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_14a.html (visited on 03/29/2024).
- [28] Bundesamt für Justiz. § 41a EnWG - Einzelnorm. URL: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_41a.html (visited on 03/29/2024).
- [29] V. Z. Gjorgievski, B. Velkovski, F. D. Minuto, S. Cundeva, and N. Markovska. "Energy sharing in European renewable energy communities: Impact of regulated charges". In: *Energy* 281 (Oct. 2023), p. 128333. ISSN: 03605442. DOI: 10.1016/j.energy.2023.128333. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360544223017279> (visited on 09/21/2023).
- [30] G. Tsaousoglou, J. S. Giraldo, and N. G. Paterakis. "Market Mechanisms for Local Electricity Markets: A review of models, solution concepts and algorithmic techniques". In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 156 (Mar. 2022), p. 111890. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2021.111890. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032121011576> (visited on 04/23/2024).
- [31] University College London. *P2P-IoET. The Internet of Energy Things: Supporting peer-to-peer energy trading and demand side management through blockchains*. May 21, 2018. URL: <https://www.ucl.ac.uk/bartlett/energy/research-projects/2023/sep/p2p-ioet> (visited on 02/19/2024).
- [32] University College London. *France and UK are well-positioned to learn from each other on self-consumption and peer-to-peer energy trading*. June 28, 2018. URL: <https://www.creds.ac.uk/wp-content/uploads/Regulating-new-electricity-markets-1-3.pdf> (visited on 02/19/2024).
- [33] R. Guo, S. Meunier, C. Protopapadaki, and D. Saelens. "A review of European low-voltage distribution networks". In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 173 (Mar. 2023), p. 113056. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2022.113056. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032122009376> (visited on 12/30/2023).
- [34] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. *Kraftwerksliste*. Nov. 2023. URL: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html> (visited on 04/18/2024).
- [35] DIN Deutsches Institut für Normung e.V. *DIN EN 60038:2012-04*. Berlin: Beuth-Verlag GmbH, 2011. URL: <https://www.beuth.de/de/norm/din-en-60038/148204325> (visited on 04/18/2024).

- [36] K. Lummi, A. Rautiainen, P. Järventausta, P. Heine, J. Lehtinen, and M. Hyvärinen. “Electricity Distribution Network Tariffs - Present Practices, Future Challenges and Development Possibilities”. In: *CIREN Workshop 2016*. CIREN Workshop 2016. Helsinki, Finland: Institution of Engineering and Technology, 2016, 173 (4.)–173 (4.) ISBN: 978-1-78561-202-2. DOI: 10.1049/cp.2016.0773. URL: <https://digital-library.theiet.org/content/conferences/10.1049/cp.2016.0773> (visited on 04/09/2024).
- [37] S. Hussain, M. I. Azim, C. Lai, and U. Eicker. “New coordination framework for smart home peer-to-peer trading to reduce impact on distribution transformer”. In: *Energy* 284 (Dec. 2023), p. 129297. ISSN: 03605442. DOI: 10.1016/j.energy.2023.129297. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360544223026919> (visited on 12/29/2023).
- [38] W. Shi, N. Li, X. Xie, C.-C. Chu, and R. Gadh. “Optimal Residential Demand Response in Distribution Networks”. In: *IEEE Journal on Selected Areas in Communications* 32.7 (July 2014), pp. 1441–1450. ISSN: 0733-8716, 1558-0008. DOI: 10.1109/JSAC.2014.2332131. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6840288/> (visited on 04/13/2024).
- [39] H. Almasalma, S. Claeys, and G. Deconinck. “Peer-to-peer-based integrated grid voltage support function for smart photovoltaic inverters”. In: *Applied Energy* 239 (Apr. 2019), pp. 1037–1048. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.01.249. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261919302806> (visited on 04/14/2024).
- [40] S.-W. Park, Z. Zhang, F. Li, and S.-Y. Son. “Peer-to-peer trading-based efficient flexibility securing mechanism to support distribution system stability”. In: *Applied Energy* 285 (Mar. 2021), p. 116403. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.116403. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261920317736> (visited on 04/13/2024).
- [41] C. Mateo, G. Prettico, T. Gómez, R. Cossent, F. Gangale, P. Frías, and G. Fulli. “European representative electricity distribution networks”. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 99 (July 2018), pp. 273–280. ISSN: 01420615. DOI: 10.1016/j.ijepes.2018.01.027. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S014206151731801X> (visited on 12/30/2023).
- [42] N. Duan, C. Huang, C.-C. Sun, and L. Min. “Smart Meters Enabling Voltage Monitoring and Control: The Last-Mile Voltage Stability Issue”. In: *IEEE Transactions on Industrial Informatics* 18.1 (Jan. 2022), pp. 677–687. ISSN: 1551-3203, 1941-0050. DOI: 10.1109/TII.2021.3062628. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9366429/> (visited on 04/18/2024).
- [43] Z. Chen, A. M. Amani, X. Yu, and M. Jalili. “Control and Optimisation of Power Grids Using Smart Meter Data: A Review”. In: *Sensors* 23.4 (Feb. 13, 2023), p. 2118. ISSN: 1424-8220. DOI: 10.3390/s23042118. URL: <https://www.mdpi.com/1424-8220/23/4/2118> (visited on 04/18/2024).

- [44] Government Digital Service. *Smart Meter Statistics in Great Britain: Quarterly Report to end September 2023*. Nov. 2023. URL: https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6567152e312f40000de5d574/Q3_2023_Smart_Meters_Statistics_Report.pdf (visited on 05/06/2024).
- [45] F. Teske, I. Wittl, F. Funk, A. Fehrle, and J. Franke. "A Design for an Urban Electricity Market to Reduce the Expansion of the Low Voltage Distribution Grid". In: *2021 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*. 2021 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC). Toronto, ON, Canada: IEEE, Oct. 22, 2021, pp. 340–346. ISBN: 978-1-66542-928-3. DOI: 10.1109/EPEC52095.2021.9621759. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9621759/> (visited on 03/11/2024).
- [46] O. Palizban and K. Kauhaniemi. "Hierarchical control structure in microgrids with distributed generation: Island and grid-connected mode". In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 44 (Apr. 2015), pp. 797–813. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2015.01.008. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032115000180> (visited on 04/21/2024).
- [47] I. Patrao, E. Figueres, G. Garcerá, and R. González-Medina. "Microgrid architectures for low voltage distributed generation". In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 43 (Mar. 2015), pp. 415–424. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2014.11.054. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032114009939> (visited on 04/21/2024).
- [48] X. Wang, C. Wang, T. Xu, L. Guo, P. Li, L. Yu, and H. Meng. "Optimal voltage regulation for distribution networks with multi-microgrids". In: *Applied Energy* 210 (Jan. 2018), pp. 1027–1036. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.08.113. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261917311376> (visited on 04/21/2024).
- [49] C. Glomb, R. Kuntschke, M. Specht, M. Van Amelsvoort, M. Wagler, M. Winter, and R. Witzmann. "Grid-aware VPP operation". In: *2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*. 2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON). Leuven, Belgium: IEEE, Apr. 2016, pp. 1–6. ISBN: 978-1-4673-8463-6. DOI: 10.1109/ENERGYCON.2016.7514128. URL: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7514128/> (visited on 04/21/2024).
- [50] N. Naval and J. M. Yusta. "Virtual power plant models and electricity markets - A review". In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 149 (Oct. 2021), p. 111393. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2021.111393. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S136403212100678X> (visited on 04/21/2024).
- [51] O. Oladimeji, Á. Ortega, L. Sigrist, L. Rouco, P. Sánchez-Martín, and E. Lobato. "Optimal Participation of Heterogeneous, RES-Based Virtual Power Plants in Energy Markets". In: *Energies* 15.9 (Apr. 27, 2022), p. 3207. ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en15093207. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/9/3207> (visited on 04/21/2024).

- [52] B. Marinescu, O. Gomis-Bellmunt, F. Dorfler, H. Schulte, and L. Sigrist. "Dynamic Virtual Power Plant: A New Concept for Grid Integration of Renewable Energy Sources". In: *IEEE Access* 10 (2022), pp. 104980–104995. ISSN: 2169-3536. DOI: 10.1109/ACCESS.2022.3205731. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9885182/> (visited on 04/21/2024).
- [53] N. Etherden, V. Vyatkin, and M. H. J. Bollen. "Virtual Power Plant for Grid Services Using IEC 61850". In: *IEEE Transactions on Industrial Informatics* 12.1 (Feb. 2016), pp. 437–447. ISSN: 1551-3203, 1941-0050. DOI: 10.1109/TII.2015.2414354. URL: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7063241/> (visited on 04/21/2024).
- [54] M. Kolenc, P. Nemček, C. Gutsch, N. Suljanović, and M. Zajc. "Performance evaluation of a virtual power plant communication system providing ancillary services". In: *Electric Power Systems Research* 149 (Aug. 2017), pp. 46–54. ISSN: 03787796. DOI: 10.1016/j.epsr.2017.04.010. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378779617301578> (visited on 04/21/2024).
- [55] A. Fleischhacker, H. Auer, G. Lettner, and A. Botterud. "Sharing Solar PV and Energy Storage in Apartment Buildings: Resource Allocation and Pricing". In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 10.4 (July 2019), pp. 3963–3973. ISSN: 1949-3053, 1949-3061. DOI: 10.1109/TSG.2018.2844877. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8374974/> (visited on 04/05/2023).
- [56] M. Nour, J. P. Chaves-Ávila, M. Troncia, A. Ali, and Á. Sánchez-Miralles. "Impacts of Community Energy Trading on Low Voltage Distribution Networks". In: *IEEE Access* 11 (2023), pp. 50412–50430. ISSN: 2169-3536. DOI: 10.1109/ACCESS.2023.3278090. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/10129863/> (visited on 10/24/2023).
- [57] F. D. Minuto and A. Lanzini. "Energy-sharing mechanisms for energy community members under different asset ownership schemes and user demand profiles". In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 168 (Oct. 2022), p. 112859. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2022.112859. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032122007419> (visited on 10/21/2023).
- [58] B. Rakos, P. Stumpf, and I. Nagy. "Investigation of the effects of nonlinear model of super-capacitors in local DC microgrids supplied by renewables". In: *2012 15th International Power Electronics and Motion Control Conference (EPE/PEMC)*. 2012 EPE-ECCE Europe Congress. Novi Sad, Serbia: IEEE, Sept. 2012, DS3b.11–1–DS3b.11–8. ISBN: 978-1-4673-1972-0 978-1-4673-1970-6 978-1-4673-1971-3. DOI: 10.1109/EPEPEMC.2012.6397331. URL: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6397331/> (visited on 04/21/2024).
- [59] T. Perger, L. Wachter, A. Fleischhacker, and H. Auer. "PV sharing in local communities: Peer-to-peer trading under consideration of the prosumers' willingness-to-pay". In: *Sustainable Cities and Society* 66 (Mar. 2021), p. 102634. ISSN: 22106707. DOI: 10.1016/j.scs.2020.102634. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2210670720308519> (visited on 04/05/2023).

- [60] European Commission. *Directive EU/2019/944*. June 2019. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32019L0944> (visited on 04/23/2024).
- [61] REScoop. *Energy community definitions*. May 2019. URL: <https://main.compile-project.eu/wp-content/uploads/Explanatory-note-on-energy-community-definitions.pdf> (visited on 04/23/2024).
- [62] G. Chicco, M. Di Somma, and G. Graditi. "Overview of distributed energy resources in the context of local integrated energy systems". In: *Distributed Energy Resources in Local Integrated Energy Systems*. Elsevier, 2021, pp. 1–29. ISBN: 978-0-12-823899-8. DOI: 10.1016/B978-0-12-823899-8.00002-9. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/B9780128238998000029> (visited on 04/23/2024).
- [63] M. N. Akter, M. A. Mahmud, and A. M. T. Oo. "An optimal distributed transactive energy sharing approach for residential microgrids". In: *2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting*. 2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM). Chicago, IL: IEEE, July 2017, pp. 1–5. ISBN: 978-1-5386-2212-4. DOI: 10.1109/PESGM.2017.8273879. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8273879/> (visited on 04/21/2024).
- [64] J. Madler, S. Harding, and M. Weibelzahl. "A multi-agent model of urban microgrids: Assessing the effects of energy-market shocks using real-world data". In: *Applied Energy* 343 (Aug. 2023), p. 121180. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.121180. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261923005445> (visited on 06/27/2023).
- [65] P. Mehta and V. Tiefenbeck. "Solar PV sharing in urban energy communities: Impact of community configurations on profitability, autonomy and the electric grid". In: *Sustainable Cities and Society* 87 (Dec. 2022), p. 104178. ISSN: 22106707. DOI: 10.1016/j.scs.2022.104178. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2210670722004917> (visited on 11/08/2023).
- [66] C. Long, J. Wu, Y. Zhou, and N. Jenkins. "Peer-to-peer energy sharing through a two-stage aggregated battery control in a community Microgrid". In: *Applied Energy* 226 (Sept. 2018), pp. 261–276. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.05.097. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261918308146> (visited on 04/17/2024).
- [67] C. Zhang, J. Wu, Y. Zhou, M. Cheng, and C. Long. "Peer-to-Peer energy trading in a Microgrid". In: *Applied Energy* 220 (June 2018), pp. 1–12. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.03.010. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261918303398> (visited on 04/17/2024).
- [68] B. Fina, H. Auer, and W. Friedl. "Profitability of active retrofitting of multi-apartment buildings: Building-attached/integrated photovoltaics with special consideration of different heating systems". In: *Energy and Buildings* 190 (May 2019), pp. 86–102. ISSN: 03787788. DOI: 10.1016/j.enbuild.2019.02.034. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378778818333826> (visited on 06/14/2023).

- [69] I. F. G. Reis, I. Gonçalves, M. A. R. Lopes, and C. H. Antunes. “Assessing the Influence of Different Goals in Energy Communities’ Self-Sufficiency—An Optimized Multiagent Approach”. In: *Energies* 14.4 (Feb. 13, 2021), p. 989. ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en14040989. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/4/989> (visited on 09/13/2023).
- [70] V. Todeschi, P. Marocco, G. Mutani, A. Lanzini, and M. Santarelli. “Towards Energy Self-consumption and Self-sufficiency in Urban Energy Communities”. In: *International Journal of Heat and Technology* 39.1 (Feb. 28, 2021), pp. 1–11. ISSN: 03928764. DOI: 10.18280/ijht.390101. URL: <http://www.iieta.org/journals/ijht/paper/10.18280/ijht.390101> (visited on 04/02/2023).
- [71] V. Dudjak, D. Neves, T. Alskaf, S. Khadem, A. Pena-Bello, P. Saggese, B. Bowler, M. Andoni, M. Bertolini, Y. Zhou, B. Lormeteau, M. A. Mustafa, Y. Wang, C. Francis, F. Zobiri, D. Parra, and A. Papaemmanouil. “Impact of local energy markets integration in power systems layer: A comprehensive review”. In: *Applied Energy* 301 (Nov. 2021), p. 117434. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.117434. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261921008266> (visited on 04/14/2024).
- [72] J. Guerrero, A. C. Chapman, and G. Verbic. “Decentralized P2P Energy Trading Under Network Constraints in a Low-Voltage Network”. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 10.5 (Sept. 2019), pp. 5163–5173. ISSN: 1949-3053, 1949-3061. DOI: 10.1109/TSG.2018.2878445. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8513887/> (visited on 04/14/2024).
- [73] W. Tushar, T. K. Saha, C. Yuen, T. Morstyn, Nahid-Al-Masood, H. V. Poor, and R. Bean. “Grid Influenced Peer-to-Peer Energy Trading”. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 11.2 (Mar. 2020), pp. 1407–1418. ISSN: 1949-3053, 1949-3061. DOI: 10.1109/TSG.2019.2937981. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8818368/> (visited on 04/14/2024).
- [74] J. Wang, H. Zhong, C. Wu, E. Du, Q. Xia, and C. Kang. “Incentivizing distributed energy resource aggregation in energy and capacity markets: An energy sharing scheme and mechanism design”. In: *Applied Energy* 252 (Oct. 2019), p. 113471. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.113471. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261919311456> (visited on 04/14/2024).
- [75] E. Demirok, P. C. González, K. H. B. Frederiksen, D. Sera, P. Rodriguez, and R. Teodorescu. “Local Reactive Power Control Methods for Overvoltage Prevention of Distributed Solar Inverters in Low-Voltage Grids”. In: *IEEE Journal of Photovoltaics* 1.2 (Oct. 2011), pp. 174–182. ISSN: 2156-3381, 2156-3403. DOI: 10.1109/JPHOTOV.2011.2174821. URL: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6096349/> (visited on 04/22/2024).
- [76] M. Kabir, Y. Mishra, G. Ledwich, Z. Xu, and R. Bansal. “Improving voltage profile of residential distribution systems using rooftop PVs and Battery Energy Storage systems”. In: *Applied Energy* 134 (Dec. 2014), pp. 290–300. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.08.042. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261914008459> (visited on 04/22/2024).

- [77] N. Efkarpidis, T. De Rybel, and J. Driesen. "Optimization control scheme utilizing small-scale distributed generators and OLTC distribution transformers". In: *Sustainable Energy, Grids and Networks* 8 (Dec. 2016), pp. 74–84. ISSN: 23524677. DOI: 10.1016/j.segan.2016.09.002. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2352467716300728> (visited on 04/22/2024).
- [78] M. A. Putratama, R. Rigo-Mariani, A. D. Mustika, V. Debusschere, A. Pachurka, and Y. Besanger. "A Three-Stage Strategy With Settlement for an Energy Community Management Under Grid Constraints". In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 14.2 (Mar. 2023), pp. 1505–1514. ISSN: 1949-3053, 1949-3061. DOI: 10.1109/TSG.2022.3167862. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9758051/> (visited on 05/31/2023).
- [79] T. Morstyn, A. Teytelboym, C. Hepburn, and M. D. McCulloch. "Integrating P2P Energy Trading With Probabilistic Distribution Locational Marginal Pricing". In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 11.4 (July 2020), pp. 3095–3106. ISSN: 1949-3053, 1949-3061. DOI: 10.1109/TSG.2019.2963238. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8946535/> (visited on 04/15/2024).
- [80] M. I. Azim, W. Tushar, and T. K. Saha. "Investigating the impact of P2P trading on power losses in grid-connected networks with prosumers". In: *Applied Energy* 263 (Apr. 2020), p. 114687. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.114687. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261920301999> (visited on 04/13/2024).
- [81] B. Hayes, S. Thakur, and J. Breslin. "Co-simulation of electricity distribution networks and peer to peer energy trading platforms". In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 115 (Feb. 2020), p. 105419. ISSN: 01420615. DOI: 10.1016/j.ijepes.2019.105419. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0142061519302972> (visited on 04/14/2024).
- [82] T. Orlandini, T. Soares, T. Sousa, and P. Pinson. "Coordinating Consumer-Centric Market and Grid Operation on Distribution Grid". In: *2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. 2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM). Ljubljana, Slovenia: IEEE, Sept. 2019, pp. 1–6. ISBN: 978-1-72811-257-2. DOI: 10.1109/EEM.2019.8916247. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8916247/> (visited on 04/14/2024).
- [83] D. Botelho, P. Peters, L. De Oliveira, B. Dias, T. Soares, and C. Moraes. "Prosumer-centric P2P energy market under network constraints with TDF's penalization". In: *2021 IEEE Madrid PowerTech*. 2021 IEEE Madrid PowerTech. Madrid, Spain: IEEE, June 28, 2021, pp. 1–6. ISBN: 978-1-66543-597-0. DOI: 10.1109/PowerTech46648.2021.9495048. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9495048/> (visited on 01/02/2024).
- [84] Gurobi Optimization LLC. *Gurobi*. 2024. URL: <https://www.gurobi.com> (visited on 02/19/2024).

- [85] M. Albadi. "Power Flow Analysis". In: *Computational Models in Engineering*. Ed. by K. Volkov. IntechOpen, Mar. 11, 2020. ISBN: 978-1-78923-869-3 978-1-78923-870-9. DOI: 10.5772/intechopen.83374. URL: <https://www.intechopen.com/books/computational-models-in-engineering/power-flow-analysis> (visited on 05/04/2024).
- [86] L. Thurner, A. Scheidler, F. Schafer, J.-H. Menke, J. Dollichon, F. Meier, S. Meinecke, and M. Braun. "Pandapower—An Open-Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis, and Optimization of Electric Power Systems". In: *IEEE Transactions on Power Systems* 33.6 (Nov. 2018), pp. 6510–6521. ISSN: 0885-8950, 1558-0679. DOI: 10.1109/TPWRS.2018.2829021. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8344496/> (visited on 01/22/2024).
- [87] J.-P. Beck, J. Reinhard, K. Kamps, J. Kupka, and C. Derksen. "Model experiments in operational energy system analysis: Power grid focused scenario comparisons". In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 164 (Aug. 2022), p. 112550. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2022.112550. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S136403212200449X> (visited on 04/10/2024).
- [88] Agora Think Tanks gGmbH and Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. *Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen: Wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Co. die Stromkosten für alle senken können*. Berlin: Agora Think Tanks gGmbH, 2023. URL: <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/haushaltsnahe-flexibilitaeten-nutzen> (visited on 05/05/2024).
- [89] E. Sarker, M. Seyedmahmoudian, E. Jamei, B. Horan, and A. Stojcevski. "Optimal management of home loads with renewable energy integration and demand response strategy". In: *Energy* 210 (Nov. 2020), p. 118602. ISSN: 03605442. DOI: 10.1016/j.energy.2020.118602. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360544220317102> (visited on 04/13/2024).
- [90] DIN Deutsches Institut für Normung e.V. *DIN EN 50160:2020-11*. Berlin: Beuth-Verlag GmbH, 2011. URL: <https://www.beuth.de/de/norm/din-en-50160/327353625> (visited on 04/18/2024).
- [91] T. Stetz, F. Marten, and M. Braun. "Improved Low Voltage Grid-Integration of Photovoltaic Systems in Germany". In: *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 4.2 (Apr. 2013), pp. 534–542. ISSN: 1949-3029, 1949-3037. DOI: 10.1109/TSSTE.2012.2198925. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6213176/> (visited on 05/06/2024).



(Konrad Adenauer Stiftung e. V., 2020)

Future Energy Lab scholarship abroad 2023

Deutsche Energie-Agentur GmbH

Future Energy Lab Berlin

Strategic analysis of AI applications in Singapore

Report on the Research Visit

Submitted by:

Jan Schulte

Jan.Schulte@hochschule-bc.de

Supervision Future Energy Lab:

Eva Steiger

Eva.Steiger@dena.de

Table of contents	1
1. Introduction	1
1.1 <i>Relevance of artificial intelligence in the energy sector</i>	1
1.2 <i>Relevance of Singapore as a target country</i>	1
2. Challenge and research question + project	2
3. Methodology	3
4. Regulatory framework of the electricity sector in Singapore	5
4.1 <i>Structure of the electricity sector in Singapore</i>	5
4.2 <i>Legal foundations and laws in Singapore</i>	8
4.2.1 <i>Energy Market Regulation Act and Energy Authority</i>	8
4.2.2 <i>Legal basis for AI applications</i>	9
5. Analysis survey results: AI applications along the energy sector value chain	10
5.1 <i>Strategic reasons for AI applications in the energy sector</i>	10
5.2 <i>Challenges of AI applications in the energy sector</i>	12
5.3 <i>Which AI applications have the greatest impact</i>	14
5.4 <i>Significance of influencing factors</i>	16
5.5 <i>Build or Buy</i>	18
5.6 <i>Future Outlook</i>	20
6. Trends	22
6.1 <i>Cyber Security and AI applications</i>	22
6.2 <i>Distributed Energy Resource Management System for Energy Grids</i>	23
6.3 <i>No Code AI on the meaning for the energy sector</i>	25
7. Applicability & transferability to Germany	26
8. Recommendations for action	29
Bibliography	30
List of illustrations	33
Appendix	34

<i>Interview with Linda about AI in the energy sector</i>	34
<i>Onepager Overview: Distributed Energy Resource Management System</i>	37
<i>Onepager Overview: No-Code AI</i>	40
Declaration under oath	42

Management Summary

The aim of the study was to assess the *relevance* and *trends* of artificial intelligence (AI) in the energy sector, with field research taking place in Singapore, which also analyzed the findings for the transferability of the trends to Germany. As an area of application the study deals with the following trends: cybersecurity, distributed energy resource management systems (DERMS) and no-code AI platforms.

Cybersecurity and AI Applications

This section highlights the increasing importance of the interplay between AI and cybersecurity. The findings emphasize the importance of robust data security in AI systems and argue for a balanced approach that balances usability with stringent security measures. The shift towards a zero-trust architecture and the need for comprehensive cybersecurity strategies at both a technical and organizational level are highlighted. These insights, gleaned from experts like Interview A and conventions like GovWare 2023, suggest a roadmap for navigating the complex field of AI and cybersecurity and advocate for increased education, regulatory oversight and a proactive stance toward new challenges.

Distributed Energy Resource Management System (DERMS)

Developed by the Energy Research Institute @ NTU (ERI@N) (Tanmay Kumar Pradhan & Prof Dong Zhao Yang), DERMS represents a significant advance in addressing the complexity created by the increasing integration of renewables, electric vehicles and energy storage into the power grid. This system is characterized by its innovative approach of probability-based forecasting, stochastic optimization and distributed architecture and offers a number of benefits, such as improved grid stability, efficient integration of renewables and electric vehicles, and increased energy efficiency. However, it also brings challenges related to technical, regulatory and market aspects that require careful navigation.

No-code AI platforms

The emergence of no-code AI platforms, as shown Kaher (2023), represents a paradigm shift in AI development. These platforms enable a comprehensive, accelerated approach to the development and deployment of AI models and can be a game changer for the energy sector. They enable predictive maintenance and other complicated tasks through a user-friendly, node-based interface, significantly reducing the traditional barriers to AI development. This trend will improve the efficiency of the sector,

democratize AI applications and encourage broader, more efficient engagement with AI-driven solutions.

Applicability and transferability to Germany

The findings and trends identified in the study have potentially significant implications for the German energy sector. The complicated interplay of AI and cybersecurity requires a holistic approach that integrates technical innovations, human factors, regulatory requirements and proactive strategies. The potential use of DERMS and no-code AI platforms in Germany offers promising prospects to improve the integration of renewable energy, strengthen grid stability and drive AI-driven innovation. However, in order to fully exploit the benefits of these technologies, the specific regulatory, technical and market conditions in Germany must be carefully considered.

In conclusion, the study not only sheds light on the prevailing ***importance of AI in the energy sector***, which was evaluated via a market ***survey***, but also paves the way for potential future developments and trends.

1. Introduction

The energy transition is accompanied by many challenges such as a rapidly increasing number of smart devices in the distribution grid, increasingly weather-dependent energy production, new customer requirements, greater strain on the distribution grid, etc (PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, 2022). The aim of the study is to assess the relevance and trends of artificial intelligence (AI) explicitly in the energy sector in Singapore. The additional aim was to analyze the results with a view to the transferability of the trends to Germany. Therefore, the study looks at the following trends that were explored as an area of application of this field research: cybersecurity, distributed energy resource management systems (DERMS) and no-code AI platforms. The research country Singapore, as a global hub for trade, finance and technology, has established itself as a leading centre for research and development in the field of artificial intelligence in recent years and is therefore fertile ground for new trends in the energy sector (Konrad Adenauer Stiftung e. V., 2020). The "FEL foreign scholarship" will be used to examine the analysed topic for transferability in Germany. Different framework conditions in both countries, such as the regulation of artificial intelligence and the associated data protection, the structure of the energy system and the regulation of the energy sector, must be taken into account. Consequently, successful fields of application for AI in Singapore are not necessarily applicable to Germany.

1.1 Relevance of artificial intelligence in the energy sector

AI technologies and the associated applications such as improving energy efficiency at production and distribution level or creating better forecasts for energy consumption and generation can significantly increase efficiency, profitability and sustainability and therefore contribute to the energy transition (German Association of Energy and Water Industries (BDEW), 2020). AI and its applications offer a broad portfolio of opportunities for energy supply companies.

1.2 Relevance of Singapore as a target country

As already described, Singapore is a global hub for trade, finance and technology, which has established itself as a leading centre for research and development in the field of artificial intelligence in recent years. The city-state's strategic location, state-of-the-art infrastructure, stable political landscape and consistent government support for innovation provide an optimal ecosystem for AI projects to flourish. And the Singaporean population has also come to realise that technology is potentially good and makes everyday life easier, which is also a good precondition.

Singapore has strict data protection laws, which can be crucial when working with sensitive data, as is often the case with AI applications. The level of security is comparable to the requirements in Germany with laws such as the General Data Protection Regulation (GDPR) (Personal Data Protection

Commission (pdpc), 2023). Singapore offers a fertile platform for the exchange of ideas and the rapid application of new technologies with the state being able to offer universities such as the National University of Singapore (NUS) and Nanyang Technological University (NTU), research institutions and close collaborations with the industry. The establishment of high-tech companies and research institutions is strongly encouraged by various incentives in Singapore (German Accelerator Singapore, 2023). Institutions such as the Agency for Science, Technology and Research and the Smart Nation initiative are examples of the country's commitment to technological progress. In addition, the multi-ethnic and multi-cultural context makes Singapore an ideal testing ground for AI systems designed for global markets. This unique combination of advantages positions Singapore perfectly for AI research and development, from basic research to commercialisation (German Accelerator Singapore, 2023).

2. Challenge and research question + project

Generally, like it is common in any transformation- or digitalisation- project in the energy sector, high initial investments are required in order to use scarce resources such as labour and capital more efficiently in the subsequent phase. In addition to a more efficient use of resources, the factors of environmental protection and security of supply also play an important role. Within this energy industry triangle described above (Energy Industry Act (EnWG), 2023), there are many potential AI applications such as real-time pricing, demand forecasts, weather forecasts, grid management and optimisation, etc.

In order to challenge potential decision-making processes for energy supply companies (ESCOs) in favour of or against AI applications, looking beyond national borders can change the perspective. With Singapore as one of the leading countries in the field of digitalisation and its many start-ups, FinTech sector (Southeast Asia Globe, 2022), and its own national AI strategy (Smart Nation Digital Government Office, 2019), which was updated again in 2023 (Government of Singapore, 2023d), Germany and its companies in the energy industry can take a look into the future. It is important for companies in the energy industry to make the necessary and right investment decisions now in order to drive their digitalization forward efficiently. As resources at energy supply companies are very limited, it is particularly important to make the right investment decisions in functioning and successful AI applications. (McKinsey & Company, 2021), in order to remain competitive or gain a competitive advantage.

The big questions are summarized about the challenges and spotting the main trends. Companies need to think carefully about why they want to use AI and make sure they are spending their money and time wisely. They should consider their personal benefits and challenges of using AI and decide whether it is better to develop their own AI solutions or buy them from someone else. This leads to the following

questions for energy supply companies: which AI applications will help us specifically and how can we integrate these applications (build or buy decision and solving challenges)?

In short, getting into AI is not just about using new tech. It's also about solving these challenges and keeping up with the big trends that shape how AI is used in business.

3. Methodology

To analyse the application and perception of AI in the energy sector, mixed methods were used. A quantitative survey and few interviews with trend leaders were conducted during an innovation trip to Singapore. The survey enabled the collection of opinions, attitudes and expectations of decision-makers and experts in the energy sector. The survey was conducted online and participants were made aware of the survey through initial personal dialogue at trade fairs, workshops and events, so that the survey was made available to the participants after the trade fairs, workshops and events together with general information.

The collected survey data is analyzed using classical statistical methods, such as mean values, standard deviations, quartiles, sums, etc. The survey is aimed at professionals, decision-makers and experts in the energy and AI sector in Singapore. This includes employees of energy companies, research institutes, government agencies and non-governmental organisations working in the fields of AI and energy.

This resulted in a total sample size of around 17 participants - 14 participants from Singapore and one participant each from Germany, China and the UK. The participants were selected on the basis of a brief evaluation of the existing specialist knowledge or the underlying specialist knowledge of the respective survey participant in an initial interview. It should be noted that there is no representative sample of participants. Due to the selective choice of participants and the number of 17 participants, the results of the survey are also limited. This limitation was compensated for by qualitative interviews, which validate the survey results.

The survey provides an analysis of the role of artificial intelligence in the energy sector by highlighting and evaluating both the potential benefits and challenges of AI applications and examining which applications could have the greatest social, economic, operational and environmental impact. It also analyses the decision to build or buy an AI application. Finally, the strategic importance of AI applications in general was assessed, taking into account the benefits and challenges. With regard to the benefits and challenges of AI applications in the energy sector, the following topics will be analyzed for reasons of focus: precise demand forecasts, improved grid management, optimised plant maintenance, the integration of renewable energies, the efficient use of energy storage, real-time pricing models, anomaly detection, energy efficiency on the consumer side, improved customer

services, fraud detection, support for engineers through virtual assistants and supply chain optimisation.

The interviews with the trend leaders are summarized in the "Conclusions and trends" section. Selected expert interviews were conducted to further deepen the specific expertise and practical experience. These experts have specialised knowledge in the areas of strategic analysis using artificial intelligence (AI) and the energy sector, which enables them to provide essential insights into the complex challenges and aspects of these sectors. Such interviews make it possible to capture a broad spectrum of perspectives and opinions. The complexity and diversity of factors influencing strategic analysis in the field of AI require the involvement of experts from different disciplines and backgrounds. Such a diverse group of experts from the energy and AI sector, particularly from Singapore, contributes to a holistic analysis from which potential strengths, weaknesses and opportunities for improvement of current approaches can be derived. The experts are from companies and organizations such as National University of Singapore, German Entrepreneurship Asia, Mitsubishi Electric Asia Pte Ltd, AI Singapore, Qi Square Pte Ltd, Solar Energy Research Institute of Singapore (SERIS), Jiva.ai etc.

The qualitative data collected through expert interviews provides insights into assessment practices and enables a detailed examination of the complex interrelationships within the topic. Open questions and the opportunity for in-depth discussions promote an understanding of nuanced aspects of strategic AI analysis (Misoch, 2019).

In addition to the insights gained from the expert interviews, a short summary text was created as a postscript in some cases, which summarises further condensed information and conclusions from the interviews (see appendix). This document can be seen as a concise supplement to the detailed interviews, summarising key findings and recommendations at a glance.

In this study, Chapter 4 methodically conducts a literature review on the regulatory framework and structure of the energy sector in Singapore. This analysis serves as a basis for understanding the survey results and expert interviews presented in the following chapters 5 and 6. In particular, the knowledge gained in Chapter 4 is of central importance for Chapter 7, in which the transferability of the findings to the German context is discussed. This structured approach enables a profound insight into the topic and promotes a comprehensive understanding of the study results.

The survey and interviews, which were conducted as part of an eight-week innovation trip to Singapore from September to October 2023, enables further in-depth analyses of the role, trends and perception of individual AI applications in the energy sector in Singapore and transferability to other countries such as Germany.

4. Regulatory framework of the electricity sector in Singapore

This chapter uses literature research to provide an understanding of the regulatory framework for the electricity sector in Singapore. This will later help to categorize the analysis of the survey results and the expert interviews.

In recent years, the electricity sector in Singapore has been liberalised step by step by opening up energy generation and the electricity retail business to non-state-owned companies (Government of Singapore, 2023a). In addition, a wholesale market including spot price mechanisms has been initialized (Government of Singapore, 2023a). This transformation process is mainly regulated by the Electricity Act and the Gas Act and monitored and enforced by the Energy Market Authority (EMA) as the regulatory authority, similar to the Federal Network Agency (BNetzA) in Germany. These laws set out the legal framework for the generation, transmission, distribution, and sale of electricity and gas in Singapore. Singapore is endeavouring to adopt best practices from abroad (Government of Singapore, 2023c). The regulatory framework for the electricity sector in Singapore is therefore characterised by a mixture of liberalised market mechanisms and targeted government intervention (Government of Singapore, 2023a).

Liberalisation has restructured the structure of Singapore's energy sector. Non-state-owned companies have been integrated and new mechanisms such as wholesale electricity trading have been introduced to prepare for future challenges such as the integration of renewable energies (Government of Singapore, 2023a).

4.1 Structure of the electricity sector in Singapore

Singapore's energy infrastructure is defined by a complex structure of conventional energy resources in combination with future-oriented goals (International Energy Agency (IEA), 2022). Natural gas contributes a remarkable 95% of the country's total electricity production. In contrast, renewable energies contribute only marginally to the overall energy matrix with less than 2 % (International Energy Agency (IEA), 2022).

Singapore's considerable energy consumption on an individual basis is evident, especially when analysing per capita consumption. Globally, Singapore ranks among the top countries such as Qatar, Iceland and Bahrain in terms of per capita energy consumption. This figure exceeds both the OECD average and the global average, emphasising the unique energy characteristics of the city-state.

Singapore has set itself the goal of realising net-zero emissions by 2050 (International Energy Agency (IEA), 2022).

As part of regional cooperation, Singapore has synchronised its energy system with Malaysia's, making it easier to import electricity (International Energy Agency (IEA), 2022).

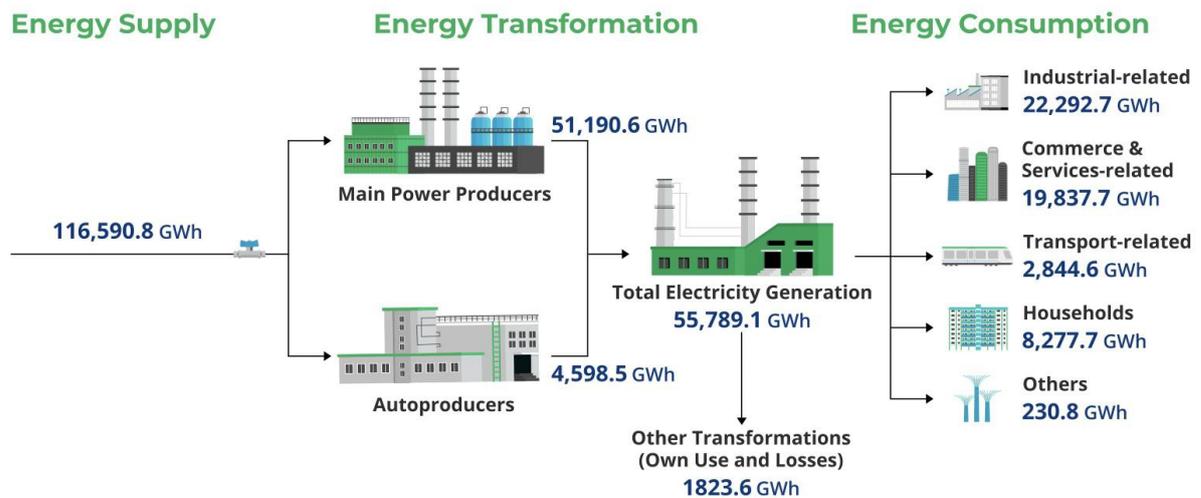


Figure 1: Chapter 4- Energy Balance (IEA 2022)

In terms of domestic energy production, Singapore's power plants generated a total of 55.8 terawatt hours of electricity in 2021 - 91.8% were produced by main power producers, while independent producers (industry) supplied the remaining 8.2%.

The acceleration of digitalisation and urban expansion in 2021 can be seen in the electricity consumption trend. All sectors recorded growth, with the information and communication technology sector leading the way with an increase of 30.7 %, (Government of Singapore, 2023c).

In financial terms, consumers experienced a burden as regulated electricity tariffs rose by 20.8 % from 2020 to 26.7 cents per kWh in Q2 2022. Residential gas tariffs followed the same trend, climbing from 17.0 cents per kWh to 20.9 cents during the same period (Government of Singapore, 2023c).

The NEA figure (National Environment Agency of Singapore (NEA), 2017) shows the distribution of household energy consumption by appliance, based on a study conducted in 2017.

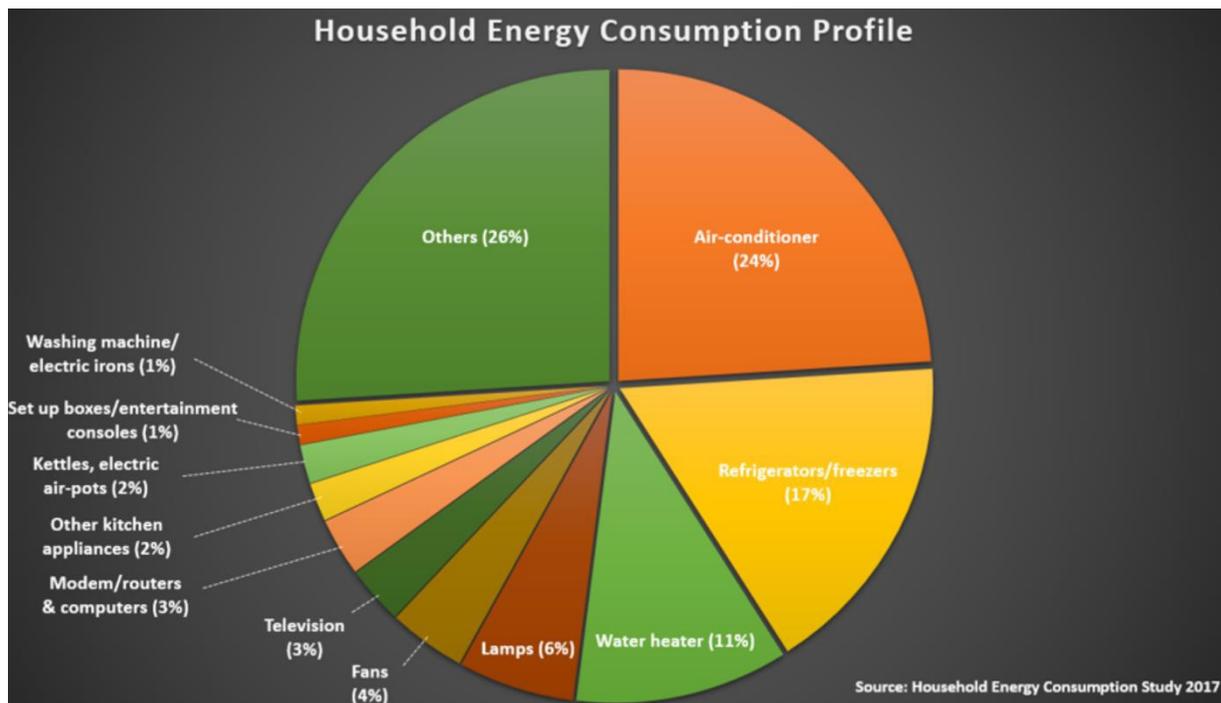


Figure 2: NEA Overview Household Energy Consumption Profile (NEA Singapore 2017)

At 24%, air conditioning accounts for a significant percentage of energy consumption. This large share of air conditioning, which is comparable to that of a heat pump as an energy-intensive appliance, represents a potentially great opportunity for shifting and managing demand.

Despite all this, Singapore's progress in the field of green energy is ambitious. Between 2016 and Q1 2022, the city state registered a significant increase in grid-connected installed solar capacity from 125.0 MWp to 670.0 MWp (Government of Singapore, 2023c).

To summarise, Singapore's energy landscape embodies a balance of conventional energy resources, regional cooperation and a progressive environmental vision.

The recent evolution of the electricity market in Singapore has seen a transformation characterised by the licensing of multiple players and the development of consumer choices.

In Singapore's electricity market, approximately 18 entities have been granted licences to generate electricity (Energy Market Company, 2023). This diversification of power generation sources marks a major shift in the country's energy sector and fosters a competitive environment.

In 2018, competitive consumers were responsible for 76.3% of total electricity consumption in Singapore. This high percentage emphasises the essential role that competitive consumers play in the electricity market and reflects the effectiveness of market deregulation to encourage consumer participation and choice (Wong et al., 2020).

The Open Electricity Market is another important aspect of the electricity sector in Singapore. It represents an initiative to liberalise the retail electricity market, giving consumers more options when choosing their electricity supplier (Government of Singapore, 2023c).

In summary, the electricity market in Singapore is characterised by a structured regulatory framework, a robust transmission system managed by SPPA and SP PowerGrid Limited, and a dynamic market situation with different options for competitive and non-competitive consumers. The engagement of multiple players in the power generation and retail sectors, as well as the implementation of the Open Electricity Market, signal a progressive move towards a more competitive and consumer-centric electricity sector in Singapore.

4.2 Legal foundations and laws in Singapore

The following section describes the legal foundations and laws in Singapore. The relevant topics of the Electricity Act (Chapter 89A) as the fundamental legal basis and the Energy Market Authority (EMA) as the controlling and implementing authority are analyzed. Building on this, the legal basis for AI applications in Singapore will be described (Electricity Act 2001, o. J.).

4.2.1 Energy Market Regulation Act and Energy Authority

The Energy Market Authority (EMA) of Singapore, which was established in 2001, plays a crucial role in regulating the country's electricity and gas market sectors. With the aim of ensuring security of energy supply, promoting competition and efficiency, and promoting sustainability, as in the Energy Industry Act in Germany, the EMA operates within a comprehensive regulatory framework. This authority is responsible for a variety of tasks, including the licensing of market participants, monitoring the market, regulating tariffs and managing the electricity grid (Energy Market Authority (EMA), 2022).

As Singapore continues to move towards cleaner and more efficient energy solutions, EMA plays a central role in shaping the country's energy future. Its contributions to the energy sector are broad and include diversifying energy sources, promoting innovation, international cooperation and implementing programmes to promote sustainability (Energy Market Authority (EMA), 2022).

The Electricity Act in Singapore is central to the regulation of the electricity industry. It aims to create a competitive market while ensuring the reliability of electricity supply and protecting the interests of consumers. This law regulates all aspects of the electricity market, from generation, transmission and distribution to the end customer business (Energy Market Authority (EMA), 2022). The regulatory bodies, which include the EMA and the SP Group, monitor the market and ensure that all market participants fulfil certain requirements through licensing (Energy Market Authority (EMA), 2022).

The EMA sets market rules to ensure transparency and fair trading practices in the wholesale and retail markets. In addition, the tariffs charged by licensed retailers are regulated to ensure an affordable electricity supply for consumers. The Grid Code and the Market Code define technical and operational standards to which market participants must adhere. The EMA monitors compliance with these

regulations and enforces the law. In addition, the provisions of the Act include consumer protection measures and promote the use of renewable energy and sustainability initiatives (Energy Market Authority (EMA), 2022).

Overall, the Electricity Act, together with the work of the EMA, forms the foundation or goal for an efficient, secure and sustainable electricity market in Singapore.

4.2.2 Legal basis for AI applications

The development of artificial intelligence is currently challenging the landscape of data protection and putting traditional methods of data protection to the test. This transformation is likely to lead to a re-evaluation of the effectiveness of existing data protection methods. AI makes it possible to collect and analyse large data sets, including personal and sensitive information, leading to increased concerns about data breaches. These concerns are particularly heightened in areas such as targeted advertising and facial recognition, where individuals' privacy can be compromised through surveillance and profiling (Mondaq Ltd, 2023).

A key issue in this discussion is the question of responsibility for data protection and data security in AI systems. Equally important is the question of how to approach data privacy and security in terms of governance, risk management and compliance regulations when developing and using AI applications. The aim is to find a balance that promotes responsible and ethical use of AI, supports innovation and at the same time strengthens consumer protection (Mondaq Ltd, 2023).

In Singapore, the protection of personal data is governed by the Personal Data Protection Act (PDPA), which was passed in 2012 and came into full force in 2014. The PDPA aims to regulate the collection, use and disclosure of personal data by organisations in order to protect personal information of individuals while enabling business activities that involve the processing of such data (Personal Data Protection Commission (pdpc), 2023).

The PDPA provides a basic standard for the protection of personal data in Singapore and complements sector-specific legal and regulatory frameworks. It recognises both the need to protect personal information of individuals and the need for organisations to collect, use or disclose personal information for legitimate and appropriate purposes. A data protection authority is necessary to protect personal data from misuse and to maintain the trust of individuals in organisations that manage their data. The PDPA applies to personal data in electronic and non-electronic formats (Personal Data Protection Commission (pdpc), 2023).

In 2020, the Personal Data Protection Commission (PDPC) in Singapore published a Model AI Governance Framework to support organisations using AI technologies. This framework is intended as a voluntary guide for organisations working with AI technologies and aims to promote their responsible and ethical use. Organisations using AI should be accountable for their systems and have a clear

understanding of the potential risks. They should be able to explain how their AI systems work, ensure that their AI systems are fair and do not discriminate against individuals or groups, and consider the ethical implications of their AI systems (Personal Data Protection Commission (pdpc), 2023).

In May 2022, the Infocomm Media Development Authority (IMDA) and the PDPC in Singapore launched A.I. Verify - the world's first AI governance testing framework and toolkit for companies that want to demonstrate responsible AI in an objective and verifiable way.

It is important for organisations in Singapore to be aware of and comply with the requirements of the PDPA in order to protect individuals' personal data and maintain the trust of their customers and clients. A breach could result in legal consequences and damage an organisation's reputation (Personal Data Protection Commission (pdpc), 2023).

AI can and will improve data security on the other hand, with improved threat detection and faster response capabilities. This will also bring challenges such as vulnerabilities, biases, privacy concerns and ethical issues. Balancing these aspects is essential for effective data security.

In summary, given the changing landscape of AI privacy and security, Singapore's Model AI Governance Framework is a valuable resource for organisations that want and need to develop and deploy AI systems responsibly and ethically. Singapore is positioning itself as a global leader in the AI landscape, fostering a trustworthy ecosystem where AI can be utilised for the good of society.

5. Analysis survey results: AI applications along the energy sector value chain

This section presents the analysis of the results of the survey conducted. The focus is on various key topics: the areas of application of AI along the value chain, strategic reasons for the use of AI in the energy sector, challenges in the implementation of AI applications in this industry, the identification of the AI applications with the greatest impact, the importance of various influencing factors, the decision between in-house development or the purchase of solutions and an outlook for the future.

5.1 Strategic reasons for AI applications in the energy sector

The survey results on expectations of the benefits of artificial intelligence in Singapore's energy sector, based on a survey of a group of experts, provides insightful findings on the perceived potential of this technology. The ratings, based on a scale of one to five, with higher numbers indicating a greater benefit, show a clearly positive picture of the role of AI in various key areas.

Survey results: Benefits of AI in the energy sector

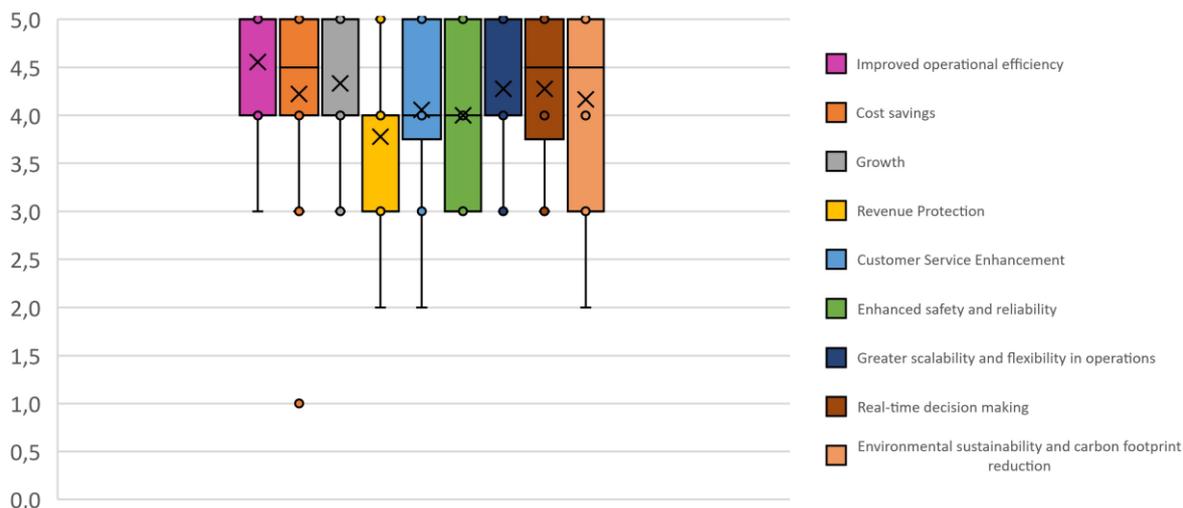


Figure 3: Analysis Benefits of AI

Improved operational efficiency (average rating of 4.56) is the main benefit of AI seen by survey respondents. This indicates that AI is seen as a key enabler for optimising operational processes, improving workflows and increasing overall efficiency. The automation and smarter data processing that AI enables can lead to significant improvements in time management and resource utilisation.

Cost savings (average rating of 4.22) are at the forefront of the expected benefits. This high rating reflects the expectation that AI will enable significant increases in efficiency and cost reductions. The use of AI can optimise operational processes, reduce energy consumption and minimise downtime, resulting in significant savings.

Growth (average rating of 4.33) is another area in which AI is seen as particularly beneficial. The experts expect AI to contribute to the development of new business models, the opening up of new markets and the improvement of existing products and services. This expectation emphasises the potential of AI to act as a catalyst for innovation and expansion in the energy sector.

Expectations for revenue protection (average rating of 3.78) are more moderate, but still positive. This indicates that AI is seen as an important tool for minimising risks and securing stable revenue streams. Through improved data analysis and customer interaction, AI can help to avoid revenue losses.

The improvement in customer service (average rating of 4.06) is also seen as a significant advantage of AI. The experts see AI as a means of personalising interaction with customers, responding to enquiries more quickly and making customer service more efficient overall.

The expectation that AI will increase safety and reliability (average rating of 4.00) reflects confidence in the technology's ability to monitor and protect critical infrastructure. Through predictive maintenance and advanced monitoring systems, AI can help prevent outages and ensure the reliability of energy supply.

In terms of scalability and flexibility (average rating of 4.28), energy supply companies are expected to have to adapt quickly to changing market conditions, but AI makes it easier to scale. This high rating emphasises the importance of AI for the dynamics of the energy market and the energy sector in general as well the development of new business opportunities.

Real-time decision making (average rating of 4.28) is seen as another advantage of AI. The ability to process and analyse large amounts of data quickly makes it possible to make informed decisions in real time, which is crucial for efficiency and responsiveness in the energy sector.

Finally, the role of AI in environmental sustainability and CO2 reduction (average rating of 4.17) is highlighted. This score reflects the expectation that AI will contribute to reducing the environmental footprint by enabling more efficient and sustainable operations.

The results of the survey on the expected benefits of AI applications in Singapore's energy sector reflect the transformative potential of AI. Covering a range of aspects including operational efficiency, business growth and sustainability, the analysis reveals a generally positive expectation towards the role of AI. It is clear that AI not only has the potential to bring about short-term operational improvements, but also to promote long-term strategic goals. In particular, the ability of AI to increase process efficiency, open up new business opportunities and implement sustainable practices emphasises its potential to bring about a fundamental transformation in the energy sector.

Nevertheless, this optimism requires sound underpinning through practical implementation strategies. In addition, a careful evaluation of the potential uses of AI, including an assessment of potential impacts and risks or challenges, is essential. The balance between innovation and responsible application will be crucial for utilities to realise the full potential of AI.

5.2 Challenges of AI applications in the energy sector

The survey conducted to assess various challenges of AI applications in the energy sector reveals important insights into the perception and assessment of these technologies among experts and decision-makers. The survey results, based on a scale of 1 to 5, reflect a differentiated assessment of the risks and challenges associated with the introduction and use of artificial intelligence in the energy sector.

Survey results: Challenges of AI in the energy sector

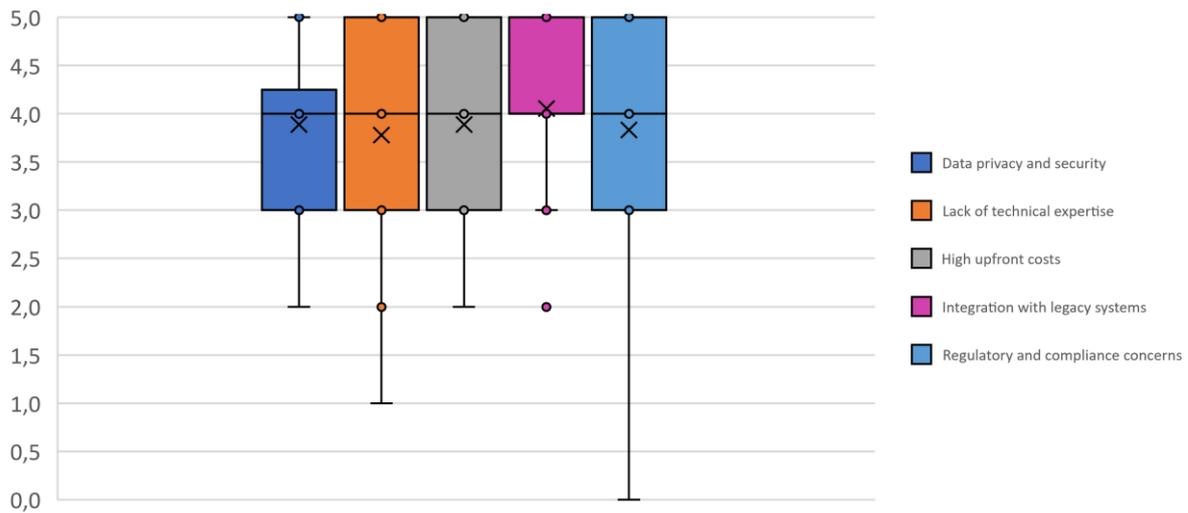


Figure 4: Analysis Challenges of AI

Integration with existing systems was rated as the biggest challenge, with an average score of 4.06. This high score indicates the complex technical and organisational challenges that can arise when integrating AI-based solutions into existing infrastructures and system landscapes. This challenge is particularly relevant in a sector such as the energy sector, which is often characterised by long investment cycles and highly regulated operating conditions. The high rating could also emphasise the importance of ensuring system compatibility and the need to develop interfaces and standards to enable efficient integration.

Data protection as well as security and high initial costs follow closely behind with an average rating of 3.89. These ratings reflect concerns about the security and protection of sensitive data in AI applications, an aspect that is particularly important in a technology-intensive and data-driven sector such as the energy sector. High initial costs indicate financial hurdles that companies have to overcome when introducing AI technologies. This can be a significant barrier, especially for smaller companies or organisations with limited resources. This is where best practices need to be adopted.

The challenge of regulatory and compliance concerns, with an average score of 3.83, emphasises the importance of compliance with legal regulations and standards. This reflects the dynamic and constantly evolving regulatory landscape in which AI applications operate in the energy sector, which is well illustrated by the example of EU AI regulation (European Union, 2023). Adapting to changing regulations and ensuring compliance can and will be a significant challenge for companies.

Finally, the assessment of the lack of technical expertise (average score 3.78) shows the need for qualified professionals who are able to effectively implement and utilise AI technologies. This highlights the need for education and training programmes to promote the expertise and skills required for the

successful application of AI in the energy sector. Singapore excels in this aspect and can therefore set itself apart from other countries (German Accelerator Singapore, 2023).

The relatively high standard deviations for all challenges indicate a broad spread of opinions among the respondents. This could indicate different backgrounds, levels of knowledge and perspectives within the expert group. This diversity in opinions is valuable as it reflects a wide range of views and concerns that need to be taken into account when developing strategies and solutions to overcome these challenges.

The overall analysis of the survey results on the challenges of artificial intelligence in the energy sector, paints a remarkable picture: despite the challenges identified, the benefits of AI applications were rated significantly higher by the experts and decision-makers surveyed in the energy sector. This observation provides a substantial basis for the hypothesis that AI technologies will have a transformative and positive impact on energy supply companies, if this is not already the case in the first instance.

The lower rating of the challenges compared to the benefits indicates a predominantly positive perception of AI in the energy sector.

The findings point to the need for utilities to actively drive the implementation of AI technologies, with the identified challenges serving as guiding factors for an adapted and responsible adoption. Challenges such as integration into existing systems, data protection, high initial costs, regulatory requirements and lack of expertise should be considered and addressed as critical areas of attention and investment.

In summary, the survey results show that, despite recognisable challenges, confidence in the positive impact of AI in the energy sector is strong. This trust reflects a fundamental willingness to view AI as a key technology for innovation and progress in the field of energy supply.

5.3 Which AI applications have the greatest impact

In this section of the survey analysis, the focus is put on a detailed examination and reflection of the impact of artificial intelligence in the energy sector. The perceptions of various aspects of AI applications are analysed, with a particular focus on the social, operational, economic and ecological dimensions.

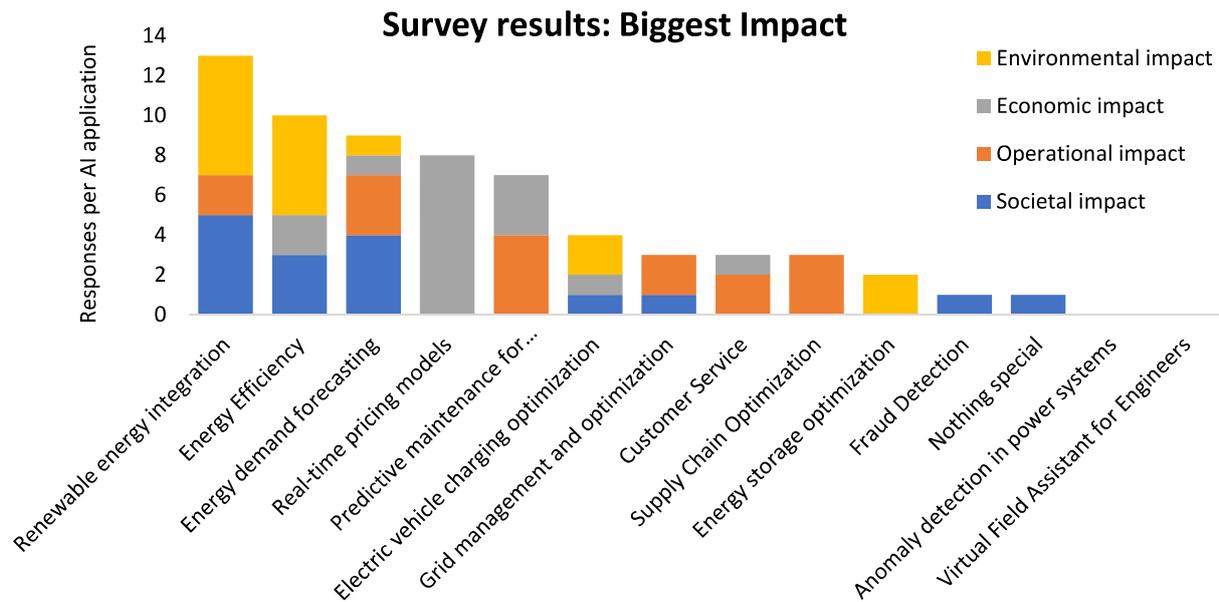


Figure 5: Analysis Biggest Impacts AI

In terms of social impact, the survey results in Figure 5 showed that "integration of renewable energies" was the most frequently mentioned response with five mentions, followed by "energy demand forecast" with four and "energy efficiency" with three mentions. These responses illustrate a strong interest among the experts surveyed in the integration of renewable energy sources and the precise forecasting of energy demand. These factors are seen as key drivers of social change in the energy sector and emphasise the relevance of a sustainable energy supply and efficient energy use.

In terms of operational impact, "Predictive Maintenance for Equipment and Machinery" was chosen most frequently with four mentions. This was closely followed by "Supply Chain Optimisation" and "Energy Demand Forecasting", each with three mentions. These results highlight the importance of AI for predicting maintenance requirements and optimising supply chains. These aspects are crucial for efficient operations management in the energy sector and illustrate how AI can contribute to increasing operational efficiency. A detailed investigation should be carried out in subsequent studies.

In the area of economic impact, "Real-time Pricing Models" led the way with eight mentions, which emphasises the role of AI in designing dynamic and effective economic models in the energy sector. "Predictive Maintenance for Equipment and Machinery" also received three mentions in this category, confirming its importance from an economic perspective.

In terms of environmental impact, "Renewable Energy Integration" and "Energy Efficiency" were mentioned most frequently, with six and five mentions respectively. These results reflect the experts' expectations that AI applications can make a substantial contribution to improving environmental sustainability in the energy sector. They emphasise the importance of AI in promoting sustainable energy production and efficient energy consumption.

As can be seen in Figure 5, the topics "integration of renewable energies" (13 mentions) and "energy efficiency" (10 mentions) were mentioned most frequently. This underlines the great importance attached to these areas in terms of their social, operational, economic and environmental impact.

"Energy demand forecasting" (9 mentions) and "real-time pricing models" (8 mentions) follow in importance and underline the role of AI in predicting and adapting to changing energy systems and market dynamics.

"Predictive Maintenance for Equipment and Machinery" (7 mentions) shows the importance of AI in maintenance and servicing, which is crucial for operational efficiency and cost savings in the energy sector.

The analysis of the survey results clearly shows that experts in the energy sector in Singapore see AI as one of the key potential factors for the transformation and sustainable development of the sector. The integration of renewable energies and the increase in energy efficiency are particularly emphasised. These areas are not only seen as essential for reducing environmental impacts, but also as key to increasing operational and economic efficiency.

The results reflect a broad awareness of the potential of AI in various aspects of the energy sector. They provide valuable insights for decision-makers and politicians to develop targeted strategies for the promotion and implementation of AI in the energy sector. The technological possibilities as well as the social, economic and environmental impacts should be taken into account.

For countries such as Germany and decision-makers, these findings offer important pointers for pursuing similar approaches and learning from the experiences in Singapore. The promotion of AI in the energy sector could thus make a significant contribution to achieving global sustainability goals and overcoming the challenges associated with the energy transition.

5.4 Significance of influencing factors

In relation to the survey data provided in the appendix, this part of the study focuses on a detailed and specific analysis of key factors that are considered relevant for the application and development of artificial intelligence in the energy sector.

The survey data provide valuable insights into the evaluation of various factors that are essential for AI in the energy sector and which are incorporated into the decision-making process of a utility company. These include the assessment of budgeting, strategic importance, internal expertise, long-term vision and the scalability of AI technologies. Analysing this data makes it possible to draw a detailed picture of which aspects are considered particularly important by experts in the energy sector and which challenges and opportunities they are seen in relation to the implementation and successful use of AI solutions.

Survey results: Average of Importance of factors

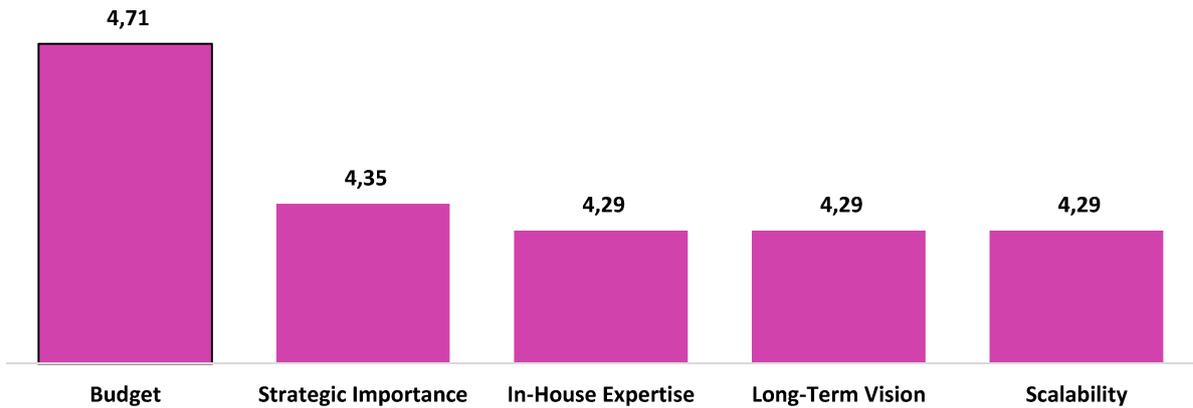


Figure 6: Analysis 1 Importance of Factors

These perspectives offer a potential basis for further analyses and can serve as an important guide for future decisions and strategies in the field of AI applications in the energy sector.

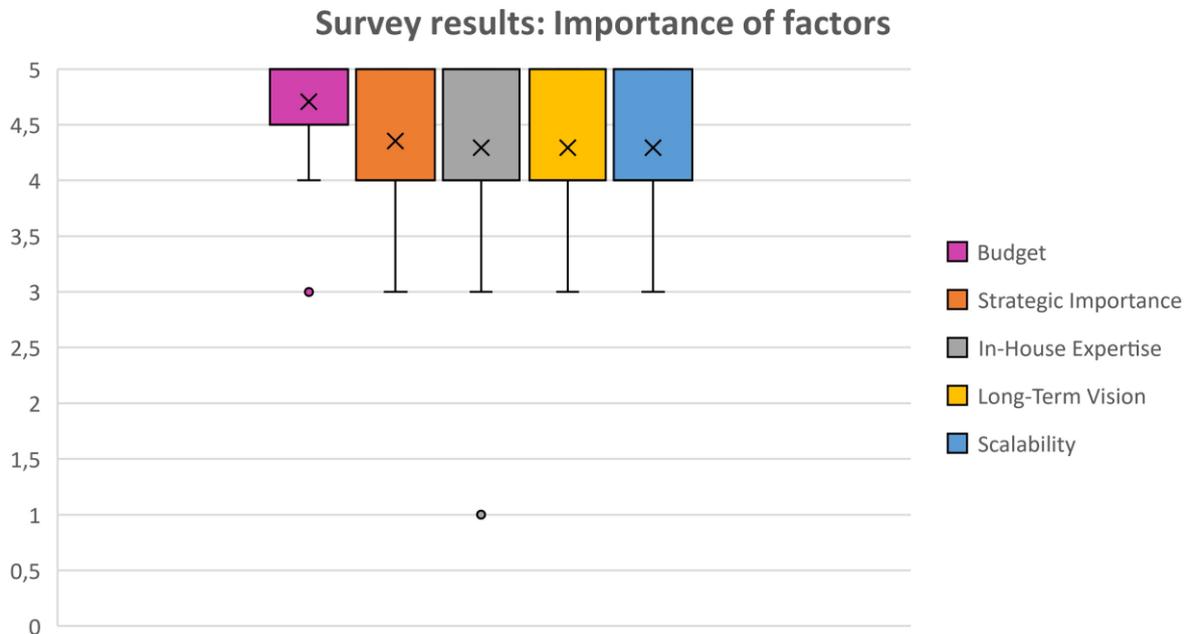


Figure 7: Analysis 2 Importance of Factors

The descriptive statistics of the survey results show that all factors "Budget", "Strategic Importance", "In-House Expertise", "Long-Term Vision" and "Scalability" scored consistently high average values, indicating a general recognition of their importance for the successful implementation and development of AI technologies in the energy sector. The factor "budget" received the highest score with an average of 4.71 (with a maximum score of 5), reflecting the opinion that sufficient financial

resources are crucial for the success of AI projects. The relatively low standard deviation of 0.57 for this factor indicates broad agreement among the respondents.

'Strategic importance' and 'Long-term vision' also received high average scores of 4.35 and 4.29 respectively, emphasising the belief that a clear strategic direction and visionary long-term planning are key elements for the success of AI initiatives in the energy sector. These factors were also rated with low standard deviations, indicating a general consensus.

Interestingly, the area of "in-house expertise" showed a slightly wider spread of ratings with a higher standard deviation of 1.02. This could indicate different experiences and assessments of the existing internal expertise in the respective organisations. The high importance placed on internal expertise suggests that the ability to effectively utilise and integrate AI technologies is seen as critical to success. Pursuing artificial intelligence as a stand-alone goal is not desirable.

The 'scalability' of AI applications was also considered important, underlined by an average score of 4.29. This reflects the opinion that the ability to scale AI solutions efficiently is critical to their wider application in the energy sector.

Overall, the findings suggest that experts in energy and AI in Singapore believe that financial resources, strategic planning, in-house expertise, a long-term vision and scalability are essential factors for the successful application and development of AI in the energy sector. These findings could have important implications for the future design of AI strategies in the energy sector, both in Singapore and in other countries such as Germany, by highlighting the key factors that decision-makers should focus on to fully realise the potential of AI.

5.5 Build or Buy

The core question of this part of the survey, "How should an organisation in the energy sector generally approach AI solutions at present?", was strategically formulated to gain insight into the preferred approach to implementing AI solutions. The three response options - "Primarily build in-house", "Buy from external providers" and "Combination" - reflected the common strategies that organisations may pursue.

Survey results: Build or Buy

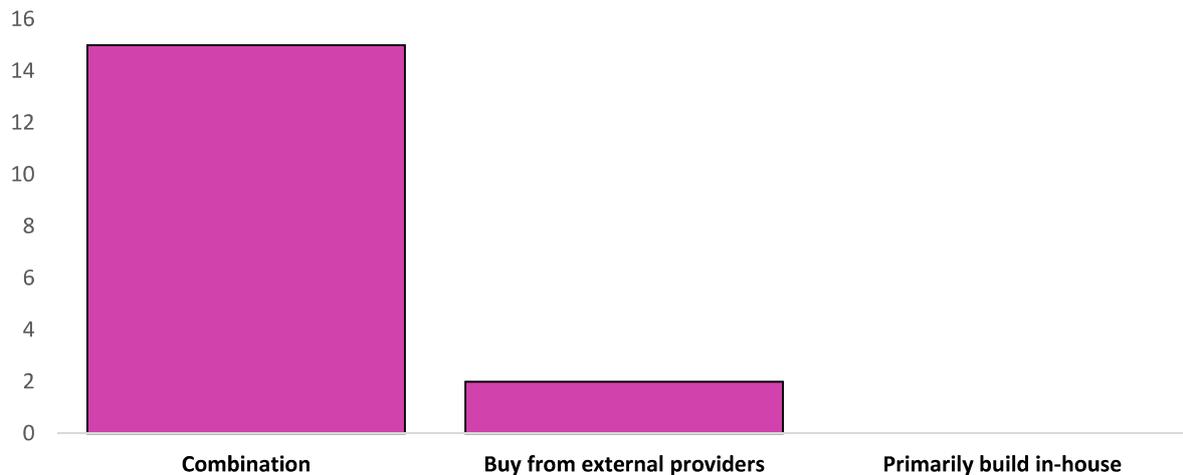


Figure 8: Analysis Build or Buy of AI

The results indicate that a clear majority of professionals in the energy sector favour a mixed approach, using both internal resources and make use of external solutions. This preference could indicate a perception that a combined strategy allows for flexible and efficient utilisation of the strengths of both approaches. It may also reflect the complexity and diverse requirements in the energy sector that force the need of a balanced approach.

Interestingly, only a minority of the participants (approx. 12%) chose the "Buy from external providers" option. This may indicate a reluctance to rely entirely on external providers, possibly due to concerns about cost, control, customisation or security.

It is noteworthy that the "Primarily build in-house" option was not selected at all. This could indicate that a purely in-house build of AI solutions in the energy sector is seen as less feasible or desirable. It is possible that this reflects the realisation that in-house development alone is a challenge given the rapid technological developments and specialised knowledge required in the field of AI.

To summarise, the results of the survey show a clear preference for a combined approach to AI solutions in the energy sector. This finding is important for decision makers and strategists in the energy sector as it points to the need to effectively utilise both internal and external resources to optimally address the challenges and opportunities that AI offers. The findings could also serve as a basis for further research to explore in detail the specific reasons for this preference, as well as the potential advantages and disadvantages of the different approaches.

5.6 Future Outlook

The survey, which concluded the comprehensive study to assess the relevance of artificial intelligence in the energy sector, aimed to obtain a general assessment of the importance of AI technologies in the energy sector in Singapore.

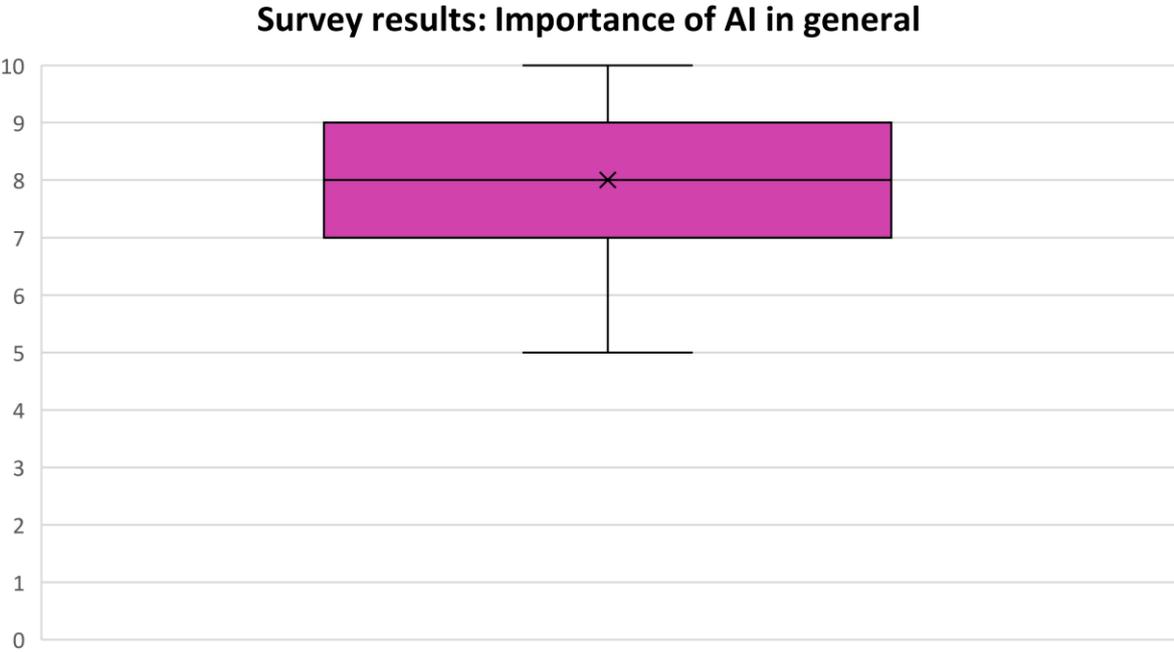


Figure 9: Analysis of AI in general

The evaluation of the data collected, based on the assessments of 17 participants, results in a mean value of 8.0 on a scale of 1 to 10. This high average value indicates a strong conviction that AI applications play a central role in the energy sector in Singapore. The standard deviation of 1.24 indicates a moderate spread in the ratings, which points to relative consistency in the opinions of the respondents. The median of 8.0 confirms the interpretation that the majority of participants rate the importance of AI in the energy sector as high.

The concentration of ratings at the higher end of the scale emphasises the expectation that AI applications are not only considered important, but that they are increasingly seen as a potential integral part of the energy sector.

The interpretation of these results in the context of the energy sector in Singapore shows that there is a broad recognition of the potential of AI applications. These findings are particularly relevant as they come from a selective group of professionals and experts who were recruited for the survey through initial personal interaction at trade fairs, workshops and events.

The high rating of the importance of AI in the energy sector could have various implications. On the one hand, it indicates a growing awareness and increasing acceptance of AI applications in this sector.

Secondly, it could be an indicator that future investments and research efforts will increasingly be directed towards AI applications in the energy sector, if this is not already the case for large energy supply companies and research institutions in Germany.

In conclusion, it can be said that the results of the survey not only reflect the current assessment of the importance of AI in the energy sector in Singapore, but can also point the way for future developments and strategies. The transferability of these findings to other countries, such as Germany, also offers the opportunity to make international comparisons and recognise global trends in the application and perception of AI in the energy sector.

6. Trends

This trend section provides an overview of AI applications that emerged as significant topics to consider in the survey results from Chapter 5. It analyses the themes of cybersecurity, decentralized energy resource management, and no-code AI. These trends were discovered at events and energy exhibitions in Singapore. Further qualitative interviews were conducted to examine these three trends in more detail.

The cybersecurity section covers the balance between accessibility and security in AI systems, the importance of a comprehensive approach to cybersecurity and the emergence of Zero Trust Architecture. In the area of distributed energy resource management, the focus is on the transformative impact of distributed energy resource management systems (DERMS) developed by NTU, which improve grid stability and optimize energy use. The final section looks at the rise of non-code AI platforms that are democratizing AI development and enabling broader, more efficient applications in sectors such as energy, highlighting significant advances and challenges in these evolving fields.

6.1 Cyber Security and AI applications

In the digital age, the interplay between Artificial Intelligence (AI) and cybersecurity is becoming increasingly critical. Insights from an interview (Interview A, 2023) and observations from the GovWare 2023 Convention in Singapore provide a comprehensive conclusion of the challenges and trends in this domain.

Data security, as Interview A (2023) emphasized, is the foundation of trust in AI systems. The sanctity of user data, particularly sensitive information, is paramount. AI applications must balance user-friendliness with robust data security measures, a balance that is not just a technical requirement but a fundamental aspect that drives user adoption and trust. However, it's crucial to recognize that the weakest link in data security often stems from human factors—be it negligence, error, or malicious intent. This realization shifts the focus towards comprehensive cybersecurity education and awareness at all organizational levels and underscores the need for regular board-level discussions on security concerns, advocating a top-down approach in strengthening cybersecurity measures.

The need for government intervention in regulating AI data security highlights the necessity for standardized approaches akin to those for other critical services. Such intervention can establish benchmarks and guidelines, ensuring a unified stance against cybersecurity threats and facilitating a balanced approach to data transmission and storage, crucial for maintaining the integrity and confidentiality of sensitive information.

The GovWare 2023 Convention ¹ spotlighted several pivotal trends and challenges, such as the paradigm shift towards Zero Trust Architecture, emphasizing “never trust, always verify”, and signaling a move towards more stringent access controls and verification processes. The emphasis on Cyber Risk Resilience and Management underscores the need for a comprehensive approach to cybersecurity that includes technological solutions and organizational strategies. The challenge of recruiting and retaining cybersecurity experts highlights a significant gap in the talent pipeline, stressing the need for enhanced educational programs and career pathways in cybersecurity. The focus on data classification and protection and attack surface assessments and insider threat management reflects an acknowledgment of the evolving nature of cyber threats and the need for proactive threat identification and management.

Moreover, discussions at GovWare shed light on the multifaceted challenges faced by organizations, categorized as unfocused, underfunded, and neglected aspects of cybersecurity. These challenges highlight systemic issues such as inadequate cybersecurity investment, limited technology and policy implementation, and unresolved cybersecurity audit findings, all contributing to a precarious cybersecurity posture.

The discourse surrounding AI and cybersecurity underscores several key takeaways, including the paramount importance of data security in AI applications, the need for a Zero Trust architecture, the adoption of a risk management mindset, and the necessity of board-level engagement and visibility in cybersecurity matters.

In conclusion, the relationship between AI and cybersecurity is complex and dynamic, requiring a comprehensive approach that includes technical innovation, consideration of human factors, regulatory oversight, and a proactive stance on emerging trends and challenges. Insights from Interview A (2023) and deliberations at GovWare 2023 provide a roadmap/overview for navigating this intricate landscape, emphasizing the need for concerted efforts from all stakeholders to strengthen the foundations of data security and create a secure and trustworthy digital ecosystem.

6.2 Distributed Energy Resource Management System for Energy Grids

Tanmay Kumar Pradhan from Energy Research Institute @ NTU (ERI@N) elaborates on the disruptive transformation of the electricity grid landscape, highlighting the integration of renewable energy, electric vehicles (EVs), utility-level energy storage, and demand-side management. This evolution introduces bidirectional electricity flows, diverging from the traditional one-way grid structure. The widespread adoption of Distributed Energy Resources (DERs) presents challenges such as network congestion, resilience issues, and voltage irregularities. To address these, NTU developed a DER

¹ Cf. GovWare 2023: Keynote presentation, 17.10.2023, see appendix

Management System (DERMS), aimed at harnessing the flexibility of DERs like EV chargers to maintain grid stability (Kumar Pradhan, 2024).

The DERMS platform, conceptualized by Nanyang Technological University (NTU), is engineered to preserve grid reliability and stability amidst the extensive deployment of DERs by exploiting the inherent flexibility of these resources, such as adjusting the demand from EV chargers.

NTU's DERMS platform distinguishes itself with a novel approach, integrating both decentralized and centralized architectures, thereby effectively managing the demand-side flexibility of DERs. The platform's innovation is anchored in three key areas (Kumar Pradhan, 2024):

Probabilistic Forecasting: Employing advanced Deep Neural Network-based algorithms, this feature adeptly manages the stochastic nature of Photovoltaics (PV) and EVs in forecasting, significantly enhancing operational decision-making processes.

Stochastic Optimisation: Recognizing the time-sensitive aspect of DER flexibility, this mechanism optimizes the utilization of DERs and operational expenditure (OPEX) by making informed decisions based on the anticipated events within the forthcoming 24 hours.

Distributed Architecture: This facet incorporates Coordinated Distributed Optimisation based on Multi-Agent Systems, ensuring scalability. Additionally, edge control offers prompt responses at substations, ensuring a high level of privacy and data security.

Beyond ensuring grid stability, DERMS also presents an economic advantage by deferring significant capital expenditures typically associated with extensive grid reinforcement to accommodate DER integration. This initiative is part of the Distributed Energy Resource Management Systems (DERMS) for Energy Grid 2.0 project, supported by the Republic of Singapore's National Research Foundation (NRF), and is situated within the Energy Research Institute at NTU.

A Distributed Energy Resource Management System also offers a spectrum of benefits and considerations (Kumar Pradhan, 2024):

Grid Resilience: By facilitating decentralized energy generation and storage resources, DERMS enhances the resilience of the power grid, reducing vulnerability to centralized failures and bolstering its capability to withstand disruptions.

Integration of Renewables and EVs: As the proportion of renewable energy sources and EV chargers escalates, DERMS effectively manages the intermittency and variability associated with these resources, ensuring coordinated distribution to meet demand and preserve grid stability.

Energy Efficiency: DERMS optimizes energy usage by intelligently coordinating and controlling distributed energy resources, including demand-side participation, resulting in heightened energy efficiency and minimized waste.

Grid Flexibility: DERMS introduces enhanced flexibility in grid operations, allowing near real-time monitoring and control of distributed assets, and enabling dynamic adjustments to harmonize supply with demand.

Customer Empowerment: DERMS empowers consumers by enabling active participation in energy markets, autonomous management of energy consumption, and contribution of excess energy back to the grid, benefiting both the utility grid and the consumers through incentives or other means.

However, the implementation of DERMS is accompanied by challenges that need addressing, including technical, regulatory, and market concerns. Interoperability, data security, regulatory frameworks, field testing, and the demonstration of DERMS solutions in brownfield scenarios are significant challenges. Moreover, the lack of regulatory framework and studies on socio-economic behavior pose hurdles in implementing a flexibility payment model for DER participants. Regulations and trading schemes in the electricity market also contribute to the complexity of fully utilizing DERMS (Kumar Pradhan, 2024).

Pradhan (2023) argues that the integration of artificial intelligence (AI) and machine learning (ML) into DERMS is seen as a transformative and indispensable advance. AI acts as a catalyst, unlocking the full potential of distributed energy resources and revolutionizing energy infrastructure management, optimization, and interaction. Improved situational awareness, a critical factor in preventing system blackouts and managing complex grids, is a significant benefit of AI integration. However, it's essential to recognize AI/ML limitations and carefully identify applicable use cases, especially in managing the electric grid, a vital national infrastructure.

Pradhan (2023) gives an outlook on the future: "The prospects for AI in DERMS are promising. The continuous development of AI technologies, such as improved algorithms, enhanced computing capabilities and greater integration with the Internet of Things (IoT), should further increase the capabilities of DERMS. The future is set to witness more sophisticated predictive analytics, autonomous decision-making, and seamless integration of diverse energy resources. In conclusion, the infusion of AI into DERMS marks a significant leap forward in the evolution of energy systems. This synergy between AI and distributed energy resources not only optimizes operational efficiency but also significantly contributes to the sustainability and resilience of the energy infrastructure. Embracing these technological advancements is pivotal for navigating the complexities of the ever-evolving energy landscape.

6.3 No Code AI an the meaning for the energy sector

The emergence of no-code artificial intelligence (AI) represents a significant trend in AI development, particularly in the energy sector (Kaher, 2024). As Kaher (2023) explains, No-code AI overcomes the traditional programming barriers and enables a more inclusive and faster approach to AI development

and deployment. This democratization of AI technology allows non-technical individuals or companies such as energy providers to participate in the development of complex AI models, significantly reducing the time and resources traditionally associated with AI development (Kaher, 2024).

How it works:

Jiva.ai's no-code AI platform provides a variety of data science tools in the form of nodes that users can select for their AI pipelines (or that the platform can recommend for you). Users can select API nodes that connect them to various software to retrieve the data, and then select nodes to clean and manage the data before feeding it into a variety of AI techniques (Kaher, 2024).

In the context of the energy sector, the implications of no-code AI are potentially profound and multi-faceted. One of the potential applications is predictive maintenance. Using AI algorithms, no-code AI platforms can analyze extensive data sets from sensors and equipment and predict potential failures or maintenance needs quickly and accurately.

No-code AI platform encapsulates a wealth of data science tools in an intuitive, node-based format. Users can select or be recommended specific nodes to build their AI pipelines, ranging from API nodes for data querying to nodes for data cleansing and management, culminating in the application of various AI techniques.

The future of AI in general and no-code AI in the energy sector is further enriched by the emergence of multimodal AI, which startups such as Jiva.ai specialize in. Multimodal AI embodies the convergence of related data verticals to enable more accurate predictions in complicated systems. In the energy sector, for example, this means integrating different data sources, including weather, demand, carbon dioxide production, pollution and pricing. This integrated approach allows for more holistic and informed management of different energy sources and improves the efficiency, sustainability and resilience of the sector.

In summary, the rise of no-code AI, as developed by Jiva.ai, holds great potential for the energy sector. It democratizes AI applications and makes them accessible and fit for purpose.

7. Applicability & transferability to Germany

In Germany, the integration of AI-applications and cybersecurity should play a central role, with a particular focus on ensuring data security as the core of trust in AI systems (Interview A, 2023). The challenge is to find a balance between user-friendliness and robust security measures, while not ignoring the human factor, which often leads to security vulnerabilities. This emphasizes the need for comprehensive cybersecurity education and increased awareness at all organizational levels. The role of government regulation should not be underestimated in this context, as it is crucial for setting standards in AI data security to ensure consistent safeguards against cyber threats and ensure the integrity of sensitive data (Interview A, 2023). The energy industry should have a strong commitment

to trends such as Zero Trust Architecture and places great emphasis on cyber risk resilience and management, highlighting the need for a comprehensive approach that integrates both technological solutions and organizational strategies (Interview A, 2023).

In addition, a Distributed Energy Resource Management System (DERMS), as described by Pradhan (2023), appears to be quite applicable and promising for the German context. The implementation of a DERMS in Germany would require careful consideration of the specific regulatory framework, with particular emphasis on data protection and interoperability. Taking these specific conditions into account, a DERMS could offer significant benefits for the integration of renewable energy and electric vehicles (EVs), improve grid stability and contribute to the efficiency and cost-effectiveness of the German energy supply system.

Similarly, no-code AI also holds enormous potential for the German market, with few barriers. This technology makes it possible to develop and deploy AI models quickly and efficiently without the need for extensive knowledge of programming or data science. This approach could be a game changer, especially in the German energy sector, which is characterized by rapid adaptation and integration of new technologies. The ability to use AI solutions without in-depth technical knowledge could accelerate the development and implementation of innovative solutions and further drive the efficiency and cost-effectiveness of energy supply in Germany (Kaher, 2024).

The results of the survey suggest that the findings from Singapore are not only relevant, but also directly transferable to the German energy sector, which provides the basis for further studies and evaluations.

In particular, the integration of renewable energies and the increase in energy efficiency are highlighted. These areas are essential in order to reduce ecological impact and at the same time increase operational and economic efficiency.

Furthermore, the survey shows that in Singapore, AI applications will be built through a combination of build and buy strategies. The adaptability of these build and buy strategies enables specific challenges and opportunities within the German context to be addressed in a targeted way.

The high evaluation of the general importance of AI applications in the energy sector by the participants from Singapore underlines the expectation that AI will and must play a fundamental role in the future development of the sector. This attitude and the resulting investments will have to establish themselves in Germany, although with a time delay. The time delay is justified by the assumption that Singapore is considered a pioneer in the field of AI. This perspective emphasizes the timely need for German energy supply companies to increase both strategic planning and investment in AI applications in order to avoid being left behind.

In summary, the complex relationship between AI and cybersecurity in Germany requires a holistic approach that combines technical innovation, human factors, regulatory requirements and proactive strategies. The implementation of a DERMS and the use of no-code AI platforms could bring significant benefits for Germany in this context. And last but not least the results of the survey from Singapore are generally applicable to the German energy sector and offer valuable insights for its future direction and development. The findings underline the importance of AI as a transformative force in the energy sector and serve as an impulse for further studies to evaluate the specific potential and challenges for the implementation of AI in the German energy sector in greater depth.

8. Recommendations for action

Titel der Maßnahme	Umzusetzender Akteur	Zeithorizont der Umsetzung	Inhalt der Maßnahme
Making energy supply companies fit for AI	Management level of the energy supply companies	short-term	<p>To optimize the implementation and application of Artificial Intelligence (AI) in the energy sector, it is recommended that organizational management focuses on enhancing the competencies of the workforce comprehensively. This can be achieved by fostering a data-driven perspective on processes and applications among employees. The development of specialized AI professionals, including Data Engineers and Data Scientists, is crucial. Additionally, it's essential to train and deploy personnel who operate at the interface between AI and the energy sector, ensuring a synergistic integration of expertise.</p> <p>A fundamental prerequisite for these initiatives is the establishment of an organizational culture that is actively supported by corporate management. This culture should prioritize innovation, allowing for the exploration and adoption of new methodologies and approaches in a supportive environment.</p>
Implementing a Zero Trust Architecture	Management level of the energy supply companies	short-term	<p>To effectively handle the rising cybersecurity challenges, especially those intensified by AI, adopting a robust and adaptive strategy is crucial. This involves employing advanced tools for ongoing threat monitoring, particularly focusing on the unique risks posed by AI. It's vital to ensure the entire team is well-informed about AI's potential cybersecurity threats, fostering a proactive and security-conscious culture. Special attention should be given to protecting the most critical system components, especially from sophisticated AI threats. Remaining constantly vigilant and ready to adapt defenses promptly is essential in combating the evolving nature of these threats. A holistic and responsive approach is key to maintaining robust defenses against the complex challenges introduced by AI in cybersecurity.</p>
Implementing of Distributed Energy Resource Management System	Management level of the Grid Operators	mid-term	<p>To enhance the stability, efficiency, and resilience of the electricity grid through the implementation of an advanced Distributed Energy Resource Management System (DERMS) with leveraging artificial intelligence (AI) and machine learning (ML) technologies.</p>
Implementing No-Code AI applications	Management level of the energy supply companies	short-term	<p>Use of no-code AI platforms: No-code AI overcomes the traditional programming barriers and enables a more inclusive and faster approach to AI development and deployment. This democratization of AI technology allows non-technical individuals or companies such as energy providers to participate in the development of complex AI models, significantly reducing the time and resources traditionally associated with AI development</p>

Table 1: Recommendations for action

Bibliography

Electricity Act 2001. <https://sso.agc.gov.sg/Act/EA2001>

Energy Industry Act (EnWG) (2023). https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/

Energy Market Authority (EMA). (2022). *Annual Report FY2021/22*.

<https://www.ema.gov.sg/content/dam/corporate/resources/corporate-publications/annual-reports/pdf-files/EMA-Annual-Report-Smart-Energy-Sustainable-Future-2021-2022.pdf>

Energy Market Company. (2023). *Market Players*. <https://www.home.emcsg.com/about-the-market/Market-Players>

European Union. (2023). *Overview Artificial intelligence act*.

[https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2021/698792/EPRS_BRI\(2021\)69879_2_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2021/698792/EPRS_BRI(2021)69879_2_EN.pdf)

German Accelerator Singapore. (2023). *Internal Presentation Intro to GEA and SG AI*.

German Association of Energy and Water Industries (BDEW). (2020). *Artificial intelligence for the energy sector*. https://www.bdew.de/media/documents/Pub_20200624_Kuenstliche-Intelligenz-fuer-die-Energiewirtschaft.pdf

Government of Singapore. (2023a). *Electricity Market*. <https://www.ema.gov.sg/our-energy-story/energy-market-landscape/electricity>.

Government of Singapore. (2023b). *NAIS 2.0*. <https://file.go.gov.sg/nais2023.pdf>

Government of Singapore. (2023c). *Singapore Energy Statistics 2023*.

<https://www.ema.gov.sg/resources/singapore-energy-statistics>

Government of Singapore. (2023c). *Standards and Best Practices*.

<https://www.developer.tech.gov.sg/guidelines/standards-and-best-practices/overview.html>

International Energy Agency (IEA). (2022). *Southeast Asia Energy Outlook 2022*.

<https://iea.blob.core.windows.net/assets/e5d9b7ff-559b-4dc3-8faa-42381f80ce2e/SoutheastAsiaEnergyOutlook2022.pdf>

Kaher, C. (2024). *No Code AI and the Importance for the Energy Sector*.

Konrad Adenauer Stiftung e. V. (2020). *Singapore: Pioneer and benchmark in artificial intelligence? An interview*. <https://www.kas.de/documents/252038/7995358/Singapur+-+Pioneer+and+Scale+in+Artificial+Intelligence.pdf/a2a46357-e997-86b2-749d-269600182e86?version=1.0&t=1605536993388>

Kumar Pradhan, T. (2024). *Distributed Energy Resource Management System (DERMS) for Energy Grid 2.0*.

McKinsey & Company. (2021). *Implementing a digital transformation at industrial companies*. <https://www.mckinsey.com/industries/industrials-and-electronics/our-insights/implementing-a-digital-transformation-at-industrial-companies#/>

Misoch, S. (2019). *Qualitative Interviews* (2., erweiterte und aktualisierte Auflage). De Gruyter Oldenbourg.

Mondaq Ltd. (2023). *Data Privacy In Artificial Intelligence: Decoding Singapore's AI Governance Framework*. . <https://www.mondaq.com/privacy-protection/1354756/data-privacy-in-artificial-intelligence-decoding-singapores-ai-governance-framework>

National Environment Agency of Singapore (NEA). (2017). *Household Energy Consumption Profile*. <https://www.nea.gov.sg/our-services/climate-change-energy-efficiency/energy-efficiency/household-sector/household-electricity-consumption-profile>

Personal Data Protection Commission (pdpc). (2023). *Proposed Advisory Guidelines on use of Personal Data in AI Recommendation and Decision Systems*. <https://www.pdpc.gov.sg/-/media/Files/PDPC/PDF-Files/Legislation-and-Guidelines/Public-Consult-on-Proposed-AG-on-Use-of-PD-in-AI-Recommendation-and-Systems-2023-07-18-Draft-Advisory-Guidelines.pdf>

Interview A (2023). *Interview with Linda about AI in the energy sector*.

Smart Nation Digital Government Office. (2019). *National artificial intelligence strategy*. <https://file.go.gov.sg/nais2019.pdf>

Southeast Asia Globe. (2022). *How Singapore is becoming a world leader in fintech*. <https://southeastasiaglobe.com/fintech-singapore/>

Wong, K., Meng, T. W., & Kiat, Y. B. (2020). *Electricity regulation in Singapore: Overview. Practical Law Country Q&A*. [https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/7-637-5107?transitionType=Default&contextData=\(sc.Default\)&firstPage=true](https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/7-637-5107?transitionType=Default&contextData=(sc.Default)&firstPage=true)

List of illustrations

FIGURE 1: CHAPTER 4- ENERGY BALANCE (IEA 2022)	6
FIGURE 2: NEA OVERVIEW HOUSEHOLD ENERGY CONSUMPTION PROFILE (NEA SINGAPORE 2017)	7
FIGURE 3: ANALYSIS BENEFITS OF AI	11
FIGURE 4: ANALYSIS CHALLENGES OF AI	13
FIGURE 5: ANALYSIS BIGGEST IMPACTS AI	15
FIGURE 6: ANALYSIS 1 IMPORTANCE OF FACTORS	17
FIGURE 7: ANALYSIS 2 IMPORTANCE OF FACTORS	17
FIGURE 8: ANALYSIS BUILD OR BUY OF AI	19
FIGURE 9: ANALYSIS OF AI IN GENERAL	20

Appendix

Interview with Linda about AI in the energy sector

16.10.2023, Singapore

Interview A

Is AI a real future topic or just a hot topic right now?

- **“This is a real thing”**
 - AI is not a passing fad but a transformative technology that is already impacting various industries and aspects of our daily lives (e.g. ChatGPT)
- **“It is important to address it to government”**
 - The widespread adoption of AI raises important ethical, legal, and regulatory questions. Government intervention and oversight are essential to ensure that AI is developed and used responsibly, ethically, and for the benefit of society as a whole.
- **“We still need the human”**
 - AI can perform many tasks with remarkable precision, but it is a tool created and controlled by humans
 - **“The person which use AI will take your job not AI”**
 - The fear that AI will completely replace human jobs is a common concern. However, it's often the way AI is deployed and integrated by individuals and organizations that determines its impact on employment. AI can augment human productivity and create new opportunities as much as it may disrupt existing roles.

Is data security a big topic which lowers the expectation of Ai application?

Data security is an extremely important aspect of AI applications. It not only affects the trust users place in AI systems but also has significant implications for the companies that develop and deploy these technologies.

- **“Extreme important topic when we talk about AI”**
 - Data security is paramount when it comes to AI applications. Users need to trust that their data is handled responsibly and securely, especially in applications that involve sensitive information.
- **“Balancing User-Friendliness and Security”**
 - Finding the right balance between making AI applications user-friendly and ensuring data security is a challenging task. Striking this balance is crucial to encourage user adoption while safeguarding data
- **Government Involvement: “Government need to step in”**
 - Just as governments regulate other critical services like water, there's a growing need for governments to step in and regulate data security in AI applications. This can establish standards and guidelines for companies to follow.
- **“Find the balance between Data Transmission and Storage”**
 - Companies must carefully balance the need to transmit data for AI processing and the imperative to securely store sensitive data
- **“It is important to address cyber security on board-level”**

- Data security should be a regular topic of discussion at the board level. Ensuring that security concerns are understood and addressed at the highest levels of the organization is essential.
- **Human Weakness**
 - **“Often, the weakest link in data security is not the AI itself but the human factor.”** Human errors, negligence, or malicious intent can compromise data security.

Should an energy company **build their own AI system or buy it from external provider?** Is here data security issues or any else a topic?

- The decision of whether an energy company should build its own AI system or acquire one from an external provider is a complex one and depends on various factors
 - **“In the end it depends on many factors”**
 - **“There are many startups that build it for a business”**
 - The decision between building an AI system or buying from an external provider for an energy company is a multifaceted one. Data security, cost, flexibility, and scalability are key considerations, and each option has its advantages and challenges.

Do you have any advice for Germany (policy makers; organization)

- **“Singapore is like a startup”**
 - Singapore's approach to policymaking and organization resembles that of a dynamic startup. The government operates with agility, constantly iterating and adapting to changing circumstances. This flexibility has enabled Singapore to respond swiftly to emerging opportunities and challenges.
- **Quickly handling**
 - One of the most crucial aspects of Singapore's success is its ability to handle issues and opportunities with speed and efficiency.
- **“Singapore has the willingness”**
 - Singapore's willingness to embrace change and experiment with novel policies is commendable.
- **“Singapore government turns key issues and trends into policy interest”**
 - In Singapore, the government actively participates in key areas deemed important for national growth. Germany can take inspiration from this approach by strategically involving the government in sectors that are pivotal for innovation, such as technology, renewable energy, and sustainable transportation.
- **“They promote innovation”**
 - Innovation should be at the forefront of Germany's policy agenda. Encouraging research and development, supporting startups and small businesses, and fostering collaboration between academia, industry, and government are all crucial steps to promote innovation and economic growth

Why is Singapore “the place to be” when it is about the topic AI?

- **“Mini Silicon Valley”**
 - Singapore has rapidly transformed itself into a thriving hub for AI, often likened to a mini Silicon Valley. It boasts a burgeoning ecosystem of startups, research institutions, and multinational tech companies, all actively engaged in AI research and development. The presence of venture capital firms and angel investors further fuels this innovation, creating an environment ripe for AI-driven entrepreneurship. This concentration of AI talent and resources has made Singapore a hotspot for those passionate about the field.

- **“Singapore is unique”**
 - It offers a diverse and multicultural population, facilitating the testing and adaptation of AI technologies across different demographic groups. Its world-class infrastructure and connectivity, combined with its business-friendly regulations, make it an attractive destination for tech companies and AI researchers. The stability of the government and a commitment to innovation contribute to Singapore's allure, ensuring a supportive environment for AI initiatives.
- **“Singapore as a template”**
 - Its journey showcases the importance of a strategic vision for AI development, investment in education and research, and collaboration between the government, industry, and academia. Singapore's AI policies and initiatives are closely watched by countries worldwide, with many seeking to replicate its success in building a thriving AI ecosystem

Distributed Energy Resource Management System (DERMS) for Energy Grid 2.0

Project hosted by:

Energy Research Institute @ NTU (ERI@N),
Nanyang Technological University (NTU),
1 Cleantech Loop, Singapore 637141

Project PI: Prof Dong Zhao Yang

Project contact: Prof Dong Zhao Yang <zy.dong@ntu.edu.sg>, Tanmay Kumar Pradhan <pradhan.kumar@ntu.edu.sg>

Overview:

In its drive for sustainability, the grid landscape is being disrupted by renewable integration, electric vehicles, utility-level energy storage, and demand-side management. The electricity grid, which was originally designed to carry electricity one way will see more bidirectional flows with the increase in distributed generation and active connections to the grid. Large deployment of these Distributed Energy Resources or DERs potentially pose challenges in future such as impact resiliency & congestion in the network, undesired voltage profile, back-feed power etc. In order to address these challenges and realise DER opportunities, there is a need for a DER Management System or DERMS.

The purpose of DERMS platform is to maintain grid reliability and stability in the face of a large deployment of DERs by harnessing the flexibility of DERs such as decreasing demand from EV chargers.

The NTU (Nanyang Technological University) DERMS platform follows a unique coordinated decentralised and centralised architecture that can manage the demand side flexibility of the DERs.

The key innovation areas are:

- **Probabilistic Forecast:** Deep Neural Network based algorithms that can handle the stochasticity of PV, EV in forecasting and thereby improving the operational decision-making.
- **Stochastic Optimisation:** DER flexibility is time dependent and decision needs to be taken considering events in the coming 24 hours. It optimises utilisation of DERs, optimises OPEX.
- **Distributed architecture:** Coordinated distributed optimisation based on Multi-Agent Systems provides high scalability and edge control provides more real-time response at substations while facilitating high level of privacy and data security.

Apart from grid stability, DERMS offer CAPEX deferral of heavy grid-reinforcement investment to support DER on boarding.

This research is supported by the Republic of Singapore's National Research Foundation (NRF) through Distributed Energy Resource Management Systems (DERMS) for Energy Grid 2.0 project at Energy Research Institute @ Nanyang Technological University, Singapore.

The ensemble of works within the project is expected to help in understanding and realising the Energy Grid 2.0 of Singapore, especially considering Singapore's green plans for 2GWp of solar by Y2030, greater than 200 MW of energy storage systems beyond Y2025 and 60,000 EV charging points by Y2030.

Benefits and Challenges:

Here are some potential advantages and considerations for DERMS:

Grid Resilience: DERMS can enhance the resilience of the power grid through decentralised energy generation and storage resources. This makes the grid less vulnerable to centralized failures and improves its ability to withstand disruptions.

Integration of Renewables and EV: As the share of renewable energy sources like solar and EV chargers increase, DERMS can help to manage the intermittency and variability associated with them. It enables better coordination of distributed resources to meet demand and maintain grid stability.

Energy Efficiency: DERMS can optimize energy usage by intelligently coordinating and controlling the distributed energy resources including demand side participation. This result in increased energy efficiency and reduced energy wastage.

Grid Flexibility: DERMS enables greater flexibility in grid operations. It allows for near real-time monitoring and control of distributed assets, facilitating dynamic adjustments to balance supply with demand and maintain grid stability.

Customer Empowerment: DERMS can empower consumers by allowing them to actively participate in energy markets, manage their own energy consumption, and contribute excess energy back to the grid which not only helps the utility grid but also gets benefit in terms of incentives or in other form.

Challenges:

Implementing DERMS involves addressing **technical, regulatory, and market challenges**. Interoperability, **data security, and regulatory frameworks are crucial considerations in deploying effective DERMS solutions**. Field test and demonstration of DERMS solution is a challenge given the brown field scenario for most utilities. In the absence of regulatory

framework and study on socio-economic behaviour, implementing a flexibility payment model for DER participants is still under investigation. Electricity market regulations and schemes of trading contribute to another important challenge for wider utilisation of DERMS never-the-less it can serve as a tool for market operators to shape the market rules for social benefit maximisation.

Opinion and Outlook:

The integration of Artificial Intelligence (AI)/Machine Learning (ML) into DERMS emerges as a transformative and indispensable tool. Our opinion from Energy Research Institute is strongly positive, viewing AI as a catalyst for unlocking the full potential of distributed energy resources and revolutionizing the way we manage, optimize, and interact with our energy infrastructure. **AI enables better situational awareness which have been recognised as the most significant factor** leading to system blackout and other system contingencies due to limited knowledge of the ever increasingly complex grids. While there are lot of promises from AI/ML, **it is important to realise the limitations of AI/ML and identify the use cases carefully** where it can be applied, especially in managing the electric grid, which is the backbone and critical infrastructure of a nation.

Future Outlook:

Looking ahead, the outlook for AI in DERMS is promising. Continuous advancements in AI technologies, including improved algorithms, enhanced computing capabilities, and greater integration with the Internet of Things (IoT), will further elevate the capabilities of DERMS. The future holds the potential for even more sophisticated predictive analytics, autonomous decision-making, and seamless integration of diverse energy resources.

In conclusion, the incorporation of AI into DERMS represents a crucial step forward in the evolution of the energy systems. The synergy between AI and distributed energy resources not only optimizes operational efficiency but also contributes significantly to the sustainability and resilience of the energy infrastructure. Embracing these technological advancements is essential for navigating the complexities of our ever-evolving energy landscape.

Onepager Overview: No-Code AI

Topic: No Code AI and the Importance for the Energy Sector

Interview partner: Chetan Kaher (Chief Innovation Officer at jiva.ai Limited)

No-Code AI refers to the development and deployment of artificial intelligence (AI) solutions without the need for traditional programming. It enables non-technical individuals to build AI models and as such democratises access to AI. Other benefits include the speed of AI development by not having to go through traditional coding methods.

In the energy sector, this No-Code technology holds significant importance and offers various applications. One crucial area is predictive maintenance, where AI algorithms can analyze vast amounts of data from sensors and equipment to predict potential failures or maintenance needs, in a fraction of the time, thereby optimizing asset performance and reducing downtime.

Additionally, no-code AI enables the automation of routine tasks such as data collection, analysis, and reporting, streamlining operational processes and improving efficiency across the energy value chain.

Furthermore, in fast-growing renewable energy sectors, like solar and wind farms, AI can optimize energy production by forecasting weather patterns as well optimise energy planning, by predicting which sources should be used and when.

Jiva.ai's No-code AI platform cleverly puts a host of data science tools in the format of nodes, which users can select (or the platform can recommend for you) for their AI pipelines. The users are able to select API nodes to link to different software to retrieve the data then choose nodes to clean and manage the data before putting it into a variety of AI techniques. will soon launch a natural language version where you simply just upload the data and the AI behind the platform will recommend which nodes to use and why, to get the most accurate AI models made. The platform is agnostic to datatype, industry, and AI technique. We usually deploy on the client's preferred cloud (AWS, Azure, etc) or on-prem.

Overall, the adoption of no-code AI in the energy sector enhances decision-making, reduces time and cost of AI deployment, and promotes sustainability, functionality and longevity, through improved resource management and operational effectiveness.

At Jiva.ai we specialise in No-Code, Multimodal AI. Multimodal AI is the ability to integrate related data verticals for more accurate predictions in complex systems. In the Energy sector, this could mean taking multiple data sources such as weather, demand, carbon diocide production, pollution and pricing to better manage different energy sources.

Jiva.ai – The Solution



- ✔ **Massively Reduced costs & time**
 On average **\$500k** in AI development costs
- ✔ **No Code approach to building AI**
 Build AI models without needing to be a data scientist
- ✔ **Multimodality**
 Ability to integrate related data verticals for better predictions over time
- ✔ **Explainability**
 Ability to understand where the prediction is coming from
- ✔ **IP Neutral**
 User retains all IP
- ✔ **Jiva.ai Optimises faster the more it is used**
 Becomes more cost & time efficient

Multimodality – Next Generation AI



We lack the tools to bridge across modalities. The same pain point exists across sectors, for example in healthcare how do diagnostic or progression predictors bridge with one another? This is a pain point for any industry that deals with complexity.



Declaration under oath

I hereby certify that I have written this thesis independently and that no other persons have contributed to this thesis. I also confirm that I have only used the sources stated.

Biberach an der Riß, 24.03.2024
Place, date



Jan Schulte

FEL-Auslandsstipendium 2023

Deutsche Energie-Agentur GmbH

Future Energy Lab Berlin

Energy Sharing Communities in Spanien

Report on the Research Visit

Submitted by:

Nils Bartig

Inhalt

1. Vorwort	3
2. Einleitung und Hintergrund	4
2.1 Relevanz von Energy Sharing	4
2.2 Kurzübersicht Energy Sharing im EU-Recht	5
3. Mangelnde Attraktivität von Energy Sharing in Deutschland	7
3.1 Status Quo: Energy Sharing in Deutschland	7
3.2 Technische und regulatorische Voraussetzungen für Energy Sharing.....	8
3.3 Forschungsfragen und Methodik	9
4. Regulatorischer Rahmen: Energy Sharing in Spanien	14
4.1 Stand der Energiewende in Spanien	14
4.2 Regulatorische Umsetzung von Energy Sharing.....	16
4.3 Involvierte Parteien beim Energy Sharing	19
4.4 Prozess und Dokumentation.....	20
5. Enabler & praktische Umsetzung in Spanien	23
5.1 Hürden in der praktischen Umsetzung von Energy Sharing	23
5.2 Vorstellung von spanischen Lösungsansätzen	26
6. Anwendbarkeit auf Deutschland	29
6.1 Ableitung von Handlungsempfehlungen zur Verbesserung der deutschen Regulatorik.....	30
6.2 Weiterführende Best Practices aus Spanien.....	32
7. Fazit und Ausblick.....	34
8. Verzeichnis	36
8.1 Abkürzungsverzeichnis	36
8.2 Literaturverzeichnis.....	37
9. Anhang.....	42
9.1 Übersicht und Leitfaden für geführte Interviews	42
9.2 Case Study: Einsparpotentiale einer geteilte PV-Anlage in Barcelona.....	44

1. Vorwort

Die Energiewende in Deutschland und der damit verbundene Ausbau von Erneuerbaren Energien (EE) schreiten weiter voran. Um das Tempo beim EE-Ausbau weiterhin hochzuhalten und dem dynamischen Kontext des Energiesystems gerecht zu werden, sind innovative Impulse und die Einführung neuer Instrumente gefragt. Dabei lohnt sich häufig der Blick ins Nachbarland, um zu evaluieren, wie die mit dem EE-Ausbau einhergehenden Herausforderungen dort gelöst werden. Der Blick über die Grenzen ermöglicht es, innovative Ansätze zu identifizieren und deren Potenzial für die deutsche Energiewende zu bewerten.

Hier in Deutschland steht man noch vor der Herausforderung, die Energiewende verstärkt in die urbanen Strukturen zu integrieren. In einem bisher wenig partizipativen Energiesystem, insbesondere für Endkunden, rückt da das Konzept des Energy Sharings als vielversprechender Ansatz in den Fokus. Es hat das Potenzial, eine breite Palette von Endkunden aktiv in die Energiewende einzubinden und somit weitere Fortschritte im EE-Ausbau zu erzielen.

Deswegen widmet sich diese Studie dem Konzept des Energy Sharing und dessen Umsetzung in unserem EU-Nachbarland Spanien

Während eines intensiven 8-wöchigen Forschungsaufenthalts in der Metropolregion Barcelona wurden das Konzept, die praktische Umsetzung und die damit verbundenen Hürden des spanischen Konzeptes für Energy Sharing detailliert untersucht. Die gewonnenen Erkenntnisse bilden die Grundlage für eine umfassende Analyse, die nicht nur die Potenziale, sondern auch die Herausforderungen dieses Konzepts aufzeigt.

Die Studie bietet darüber hinaus konkrete Handlungsempfehlungen für Umsetzung eines für die Endkunden attraktiven Energy Sharing Konzeptes. Maßnahmen wie die verstärkte Einführung intelligenter Messsysteme, die effiziente Nutzung des Niederspannungsnetzes und die Schaffung neuer Rollen im Strom-Sektor werden als Schlüssel zur erfolgreichen Umsetzung herausgestellt.

Abschließend erfolgt eine kritische Betrachtung, inwieweit das spanische Energy Sharing Konzept auf die deutsche Realität übertragbar ist. Die gewonnenen Erkenntnisse und Empfehlungen sollen nicht nur zur Erforschung dieses Konzepts beitragen, sondern auch Impulse für die Weiterentwicklung der deutschen Energiewende bieten. Diese Studie erweitert somit das Wissen auf diesem Gebiet und liefert konkrete Handlungsempfehlungen für politische Entscheidungsträger und Akteure im Energiesektor.

Ich bin zuversichtlich, dass diese Erkenntnisse einen wertvollen Beitrag zur Gestaltung einer nachhaltigen und effizienten Energieversorgung in Deutschland leisten können.

Viel Spaß beim Lesen wünscht

Nils Bartig

2. Einleitung und Hintergrund

2.1 Relevanz von Energy Sharing

Die deutsche Bundesregierung hat ehrgeizige Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien gesetzt, die bis 2030 einen Anteil von mindestens 80 Prozent am Bruttostromverbrauch erreichen sollen. Diese ehrgeizige Agenda wurde bereits im Januar 2022 durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) skizziert und umfasst konkrete Ausbauziele für Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen), Windkraftanlagen und batterieelektrische Fahrzeuge (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2022). Um diese Ziele zu unterstützen, wurde die Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) von 2023 eingeführt, die Teil des sogenannten Osterpakets ist und verschiedene rechtliche Maßnahmen verankert.

Auf europäischer Ebene wurden die Klimaziele durch den Green Deal erheblich angehoben, wobei ein klimaneutrales Europa bis 2050 angestrebt wird. Diese Transformation des europäischen Energiesystems eröffnet viele Chancen, wirft jedoch auch neue Herausforderungen auf. Ein besonderes Augenmerk liegt dabei auf der Stärkung der Bürgerbeteiligung, wie sie in der Richtlinie Recast of the Renewable Energy Directive (RED II) und der Richtlinie Electricity Market Directive (EMD) der EU betont wird. Diese betont die Überzeugung, dass die Beteiligung von Bürgern¹ an Projekten im Bereich erneuerbarer Energien nicht nur die Akzeptanz fördert, sondern auch den Zugang zu zusätzlichem Privatkapital vor Ort ermöglicht.

Die Herausforderung der noch mangelnden Beteiligung von Bürgern wurde im Maßnahmenpaket Clean Energy Package for all European (CEP) adressiert, welches das Konzept des Energy Sharing eingeführt hat. Die Europäische Kommission verpflichtete im Jahr 2019 alle EU-Mitgliedsstaaten zur verbindlichen Implementierung von Energy Sharing (Europäische Kommission, 2016, 2019). Das CEP lässt Spielraum für Interpretationen und definiert Energy Sharing als die kollektive Nutzung, den Verbrauch und die Erzeugung von Energie innerhalb von Energiegemeinschaften (RECs² oder CECs³) oder alternativ über Collective Self-Consumption (CSC⁴) (EU-Richtlinie 2018/2001 vom 11.12., 2018; EU-Richtlinie 2019/944 vom 05.06, 2019).

Generell etabliert dieses innovative Konzept einen neuen Marktansatz, der es Teilnehmern ermöglicht, gemeinschaftlich erzeugten Strom unter spezifischen Bedingungen über das regionale Netz kostengünstig zu nutzen (Ritter et al., 2023; Viola Theesfeld et al., 2021). Die grundlegende Idee von Energy Sharing geht über die bloße Stromerzeugung hinaus und eröffnet die Möglichkeit, vielfältige Mehrwerte in ökologischer, ökonomischer und sozialer Hinsicht zu generieren (Ritter et al., 2023). Zusätzlich kann mit Energy Sharing eine gerechte Teilhabe an der Energiewende ermöglicht werden, indem es Menschen ohne eigenen Besitz die Mitgestaltung erneuerbarer Energien ermöglicht (Engie, 2023, 2024; Ritter et al., 2023).

Trotz dieser vielversprechenden Perspektiven spielt Energy Sharing in Deutschland bisher kaum eine Rolle, während es in europäischen Nachbarländern bereits praktiziert wird (European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators [ACER] & Council of European Energy Regulators [CEER], 2022; Frieden et al., 2020). In Deutschland besteht ein deutlicher Nachholbedarf

¹ Dieser Bericht verwendet aufgrund der besseren Lesbarkeit das generische Maskulinum. Gemeint sind jedoch immer alle Geschlechter.

² Renewable Energy Community gem. CEP – RED II – Art. 2.16 & Art.22

³ Citizen Energy Community gem. CEP – EMD – Art. 2.11 & Art. 16

⁴ CEP – RED II – Art. 2.14/15 & Art. 21: jointly acting renewable self-consumer; CEP – EMD – Art.2.8: active costumer

aufgrund fehlender attraktiver Regulatorik. Der Druck auf die Regierung steigt, unter anderem durch zunehmende Berichterstattung (Mdr, 2023). Akteure, wie das Bündnis Bürgerenergie e.V., haben gegen die mangelnde Umsetzung der Verordnung in deutsches Recht bereits eine EU-Beschwerde eingereicht (BBEn - Bündnis Bürgerenergie e.V., 2024).

In diesem Kontext stellt sich die Frage, welche Erkenntnisse aus den Erfahrungen anderer Länder mit Energy Sharing auf Deutschland übertragbar sind und wie diese Integration in die deutsche Energiewende erfolgen kann. Diese Überlegungen bilden den Kernpunkt dieser Forschungsarbeit. Bevor das Zielland dieser Forschungsarbeit begründet wird, gilt es, das geltende EU-Recht für Energy Sharing vorzustellen.

2.2 Kurzübersicht Energy Sharing im EU-Recht

Im November 2016 legte die Europäische Kommission erstmals das Clean Energy for all European Package (CEP) vor, das neue Bestimmungen für die Gestaltung des Energiemarktes der EU enthält (Divshali et al., 2020; Held et al., 2019). Bestehend aus acht Richtlinien und Verordnungen wurde dieses Paket Ende 2019 von Europäischem Parlament und Europäischem Rat verabschiedet (Europäische Kommission, 2019). Die geänderten Verordnungen galten unmittelbar, während die EU-Mitgliedsstaaten die neuen Richtlinien innerhalb zwei Jahre in nationales Recht zu integrieren hatten (Europäische Kommission, 2016; Publications Office of the European Union, 2021).

Die Vorgaben des CEP eröffnen den Energiemarkt und setzen Anreize für Endkunde, eine aktivere Rolle auf dem Markt einzunehmen. Zusätzlich erhalten Endkunden die Möglichkeit, selbst erzeugte Energie zu verbrauchen, speichern oder zu verkaufen (EU-Richtlinie 2019/944 vom 05.06, 2019). Innerhalb der CEP-Richtlinien wurden zwei Konzepte eingeführt, die es Endkunden ermöglichen, kollektiv am Energiemarkt teilzunehmen und Energie untereinander auszutauschen. Das Konzept der Energy Community (EC) gibt einen rechtlichen Rahmen vor, wie sich Endkunden zusammenschließen können, um Energy Sharing zu betreiben (Frieden et al., 2020). Das Konzept Collective Self-Consumption (CSC) beschreibt hingegen die konkrete Umsetzung des gemeinschaftlichen Energy Sharing und legt dafür rechtlichen Grundlagen auf EU-Ebene fest (Roberts et al., 2019). Diese beiden Konzepte wurden in zwei Gesetztestexten des CEP eingeführt; in der Richtlinie Recast of the Renewable Energy Directive (RED II) und der Richtlinie Electricity Market Directive (EMD).

Eine Übersicht der für Energy Sharing relevanten Paragraphen wird in der Abbildung 2 aufgezeigt.

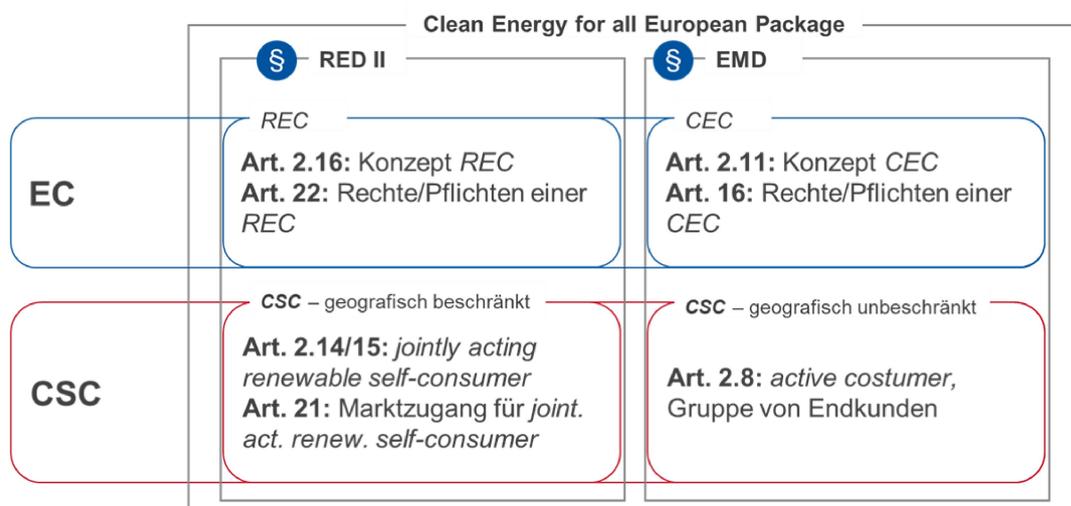


Abbildung 1: Übersicht der relevanten Energy Sharing Artikel des CEP; eigene Darstellung

Die Definition von Energy Sharing ergibt sich aus Artikel 22 2b) RED II, wodurch einer Renewable Energy Community (REC) das Recht obliegt, erzeugte Energie aus den eigenen Anlagen gemeinschaftlich zu nutzen (EU-Richtlinie 2018/2001 vom 11.12., 2018). Alternativ wird in der Richtlinie EMD aufgeführt, dass Energie innerhalb einer Citizen Energy Community unter den Mitgliedern gemeinschaftlich geteilt werden darf (EU-Richtlinie 2019/944 vom 05.06, 2019). Damit besteht die Möglichkeit innerhalb einer EC Energy Sharing durchzuführen (Viola Theesfeld et al., 2021). Ferner lässt sich Energy Sharing über Collective Self-Consumption realisieren, was die Gründung einer Energy Community für Energy Sharing obsolet werden lässt (Frieden et al., 2020).

Das später untersuchte Konzept für Energy Sharing stützt sich rein auf das Konzept Collective Self-Consumption, weswegen in diesem Bericht nicht näher auf das Konzept der Energy Communities eingegangen wird. Nur der Vollständigkeit halber wird hier Energy Sharing mittels Energy Communities kurz aufgeführt.

Jointly Acting Renewable Self-Consumer nach RED II

In Artikel 2.14 RED II wird der Renewable Self-Consumer eingeführt, ein Endkunde, der EE nicht nur erzeugen, sondern auch speichern und verkaufen darf. Dabei unterliegt er geografischen Beschränkungen und darf dieses nur innerhalb definierter Grenzen tun. Artikel 2.15 RED II erweitert die Definition auf Jointly-acting Renewable Self-Consumer, was eine Gruppe gemeinsam handelnder Renewable Self-Consumer ist. Diese müssen in demselben Gebäude respektive Mehrfamilienhaus agieren. Die EU-Mitgliedsstaaten sind gemäß Artikel 21 RED II dafür verantwortlich, dass diesem Kollektiv ein Marktzugang für den Verkauf von Energie ohne diskriminierende Umstände, z. B. durch hohe Abgaben oder bürokratische Hürden, gewährleistet ist. Aus dem RED II ergibt sich so die Möglichkeit Energy Sharing innerhalb eines Gebäudes zu betreiben, ohne dass eine EC erforderlich ist. (EU-Richtlinie 2018/2001 vom 11.12., 2018)

Active Costumer nach EMD

Das Pendant zum Renewable Self-Consumer ist der Active Costumer nach Artikel 2.8 EMD. Analog zum Renewable Self-Consumer hat der Active Costumer das Recht elektrische Energie zu erzeugen, zu speichern und zu verkaufen. Ein Active Costumer ist nicht auf einen Endkunden limitiert, sondern kann auch eine Gruppe gemeinsam handelnder Endkunden sein. Ferner ist der Active Costumer nicht an Ort und Stelle gebunden, sodass das Energy Sharing in diesem Fall keiner geografischen Beschränkung unterliegt. (Alaton et al., 2020; EU-Richtlinie 2019/944 vom 05.06, 2019)

In diesem Bericht wird das Energy Sharing der Jointly-Acting Self-Consumer und Active Costumer gemeinsam unter dem Oberbegriff CSC geführt.

3. Mangelnde Attraktivität von Energy Sharing in Deutschland

3.1 Status Quo: Energy Sharing in Deutschland

In Deutschland existieren gegenwärtig zwei Ansätze mittels derer regionale Stromverbraucher gemeinschaftlich Energie erzeugen und nutzen können: das Mieterstrom-Modell, und Bürgerenergiegenossenschaften (Roland Tual et al., 2023). Diese Modelle zeichneten sich historisch durch erhebliche bürokratische Komplexität aus. Das Solarpaket I, dessen Verabschiedung bevorsteht, verspricht jedoch verschiedene Verbesserungen (RSM Ebner Stolz, 2024). Ebenfalls wird in der Photovoltaik-Strategie des BMWK erstmals der Begriff "Energy Sharing" offiziell von der Regierung verwendet (BMWK, 2023). Zugleich wird durch das Gesetz für den Neustart der Digitalisierung der Energiewende der Smart-Meter Rollout in Deutschland intensiv vorangetrieben, was die technische Grundlage für Energy Sharing Konzepte schafft (BMWK, 2024).

Mieterstrom-Modell / Solarpaket I

Der Terminus "Mieterstrom-Modell" umfasst eine spezifische Gruppe von Regularien innerhalb des deutschen Stromsektors. Ziel dieser Rechtsvorschriften ist es, die Entwicklung und Umsetzung von Mieterstromanlagen zu fördern. Mieterstromanlagen sind Photovoltaikanlagen, die auf den Dächern von Mehrfamilienhäusern installiert werden, die Bewohner direkt mit Strom versorgen, ohne dass das öffentliche Netz genutzt wird (Bundesnetzagentur, 2024).

Die Regulierung basiert auf dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) (Bundesnetzagentur, 2024). Das EEG gestattet Betreibern von Mieterstromanlagen die Inanspruchnahme eines Mieterstromzuschlags pro erzeugter und im Haus verbrauchter Kilowattstunde Strom (Bayernwerk, 2024; Bundesnetzagentur, 2024; Node.Energy, 2024). Die StromNZV regelt den Netzanschluss-Vorgang dieser Anlage und verordnet, dass SLP-Messungen⁵ vom Gesetzgeber als zulässig betrachtet werden, trotz einer Überschreitung von >100.000 kWh Bezug am Summenzähler (Carsten Tschamber et al., 2017). Für die EEG-Förderung von Mieterstrommodell gelten die Bedingung, dass der Mieterstrompreis mindestens zehn Prozent unterhalb des Grundversorgungstarifs liegen muss, Mieter die Möglichkeit haben, den Vertrag jederzeit mit einer Kündigungsfrist von drei Monat zu beenden (Bundesnetzagentur, 2024).

Das geplante Solarpaket I beinhaltet Maßnahmen zur Förderung der dezentralen Stromversorgung in Deutschland und insbesondere auch des Mieterstrommodell zu fördern und zu erleichtern. Veränderungen umfassen die Ausweitung des Anwendungsbereichs von Mieterstrom-Modellen auf Gewerbeflächen und Nebenanlagen wie Garagen, eine Absenkung der technischen Anforderungen sowie die Einführung eines virtuellen Summenzählers. Mit diesen Neuerungen wird die Abrechnung des Stromverbrauchs vereinfacht, der Verwaltungsaufwands reduziert und die Attraktivität von Mieterstrom-Projekten gefördert. (BMWK, 2023)

Bürgerenergiegesellschaft

Bürgerenergiegesellschaften sind genossenschaftliche Unternehmen, von Privatpersonen gegründet, mit dem Hauptziel, Erneuerbare Energien zu fördern und die Energiewende in Deutschland zu unterstützen (Energiewende jetzt, 2024). Diese Genossenschaften betreiben

⁵ SLP-Zähler sind saldierende Zähler mit Zählerständen und Standardlastprofilen. Abgrenzend dazu existieren die RLM-Zähler mit einer registrierenden Lastgangmessung Carsten Tschamber et al. (2017).

verschiedene Arten von Erneuerbaren-Energie-Anlagen und können auch Stromnetze betreiben oder Energiedienstleistungen anbieten. Darüber hinaus können sie in der Lage sein, Stromnetze zu betreiben oder Energiedienstleistungen bereitzustellen. Mitglieder sind aktiv in Errichtung und Betrieb involviert, können sich an Finanzierung und Umsetzung beteiligen. Die regulatorische Grundlage findet sich im Genossenschaftsgesetz (GenG) und im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Wesentliche Anforderungen umfassen eine Mindestanzahl von sieben Mitgliedern, eine festgelegte Satzung, Haftpflichtversicherung und die Einhaltung des EnWG.

Die wesentlichen regulatorischen Anforderungen für Bürgerenergiegenossenschaften in Deutschland umfassen die Notwendigkeit einer Mindestanzahl von sieben Mitgliedern, die Verpflichtung zur Ausarbeitung einer Satzung zur Regelung der Ziele und Organisation der Genossenschaft, die Absicherung mittels Haftpflichtversicherung sowie die Einhaltung der Vorschriften des EnWG.

Förderprogramme der Bundesregierung haben über die vergangene Jahre zu einem Anstieg von Bürgerenergiegesellschaften geführt, so dass im Jahr 2023 über 870 solcher Genossenschaften mit insgesamt mehr als 220.000 Mitgliedern aktiv sind (DGRV, 2024). Beispiele für Bürgerenergiegenossenschaften sind die EWS Elektrizitätswerke Schönau eG, eine der ältesten und größten Bürgerenergiegenossenschaften, die Windkraftanlagen, Solaranlagen und Biogasanlagen in Baden-Württemberg betreibt. Ebenso sind Unternehmen wie Green Planet Energy eG und Naturstrom AG größere Akteure (Wir leben Genossenschaft - BWGV, 2023).

3.2 Technische und regulatorische Voraussetzungen für Energy Sharing

Die gemeinsame Nutzung von Energie stellt eine weitere dezentrale Bezugsmöglichkeit für Endverbraucher dar, bislang ihren Strombedarf entweder durch Versorgung durch das Energieversorgungsunternehmen (EVU) oder durch Eigenversorgung decken. Energy Sharing ein neuer technischer Ansatz im Energiesektor, der verschiedene Aspekte mit sich bringt (BUND et al., 2019; Viola Theesfeld et al., 2021).

Einerseits ist es notwendig, neue technische Richtlinien und Anforderungen für die Einrichtung eines Energy-Sharing-Kollektivs zu beschreiben. Die räumliche Nähe definiert dabei den Bereich, in dem Energy Sharing um die Erzeugungsanlage herum stattfindet. Zusätzlich müssen die maximal zulässige Gesamtproduktionskapazität (kWp) für Erzeugungsanlagen festgelegt und ein "Verrechnungszeitraum" gewählt werden, d. h. die Zeiteinheit, für die der Verbrauch durch das Energy Sharing vom Gesamtverbrauch abgezogen wird. Für die Implementierung und Umsetzung dieser neuen Richtlinien und Anforderungen können neue Prozesse erforderlich sein. Darüber hinaus entstehen im Rahmen dieses Versorgungskonzepts neue Rollen, weshalb neue Einrichtungen geschaffen werden müssen, die für die Verwaltung der gemeinsamen Nutzung von Energie verantwortlich sind (z. B. die Gemeinschaft als Rechtsform). Es muss auch festgelegt werden, welcher Akteur für die Erfassung von Messdaten verantwortlich ist und diese an andere beteiligte Akteure weiterleitet. (Roland Tual et al., 2023)

Neben den technischen Anforderungen spielt die Wirtschaftlichkeit bei Energy Sharing eine zentrale Rolle. Dabei können verschiedene Faktoren die Rentabilität einer Initiative zur gemeinsamen Nutzung von Energie beeinflussen, wobei in der Regel Anreize geschaffen werden, die sich auf die Abrechnungskomponenten der Stromrechnung (Energie, Netzgebühr, Steuern und Abgaben) auswirken. Dabei müssen auch die bestehenden Vorschriften zur Verwendung überschüssigen Energie und die Modalitäten für die Einspeisung in das Netz beachtet werden. (Roland Tual et al., 2023)

Smart-Meter-Rollout / GNDEW

Energy Sharing kann eine entscheidende Rolle in der Energiewende spielen, in es Effizienz und Flexibilität in der Energieversorgung verbessert. Dabei ist eine bestehende Smart Meter Infrastruktur essenziell, um den "virtuellen" Energieaustausch zwischen Haushalten, Unternehmen und lokalen Energieerzeugern zu ermöglichen. Die Implementierung digitaler und intelligenter Zähler sowie die damit verbundene digitale Infrastruktur ermöglichen erst die Echtzeitüberwachung des Energieverbrauchs und der -erzeugung sowie die virtuelle Umverteilung von Strom. Diese digitale Einbindung von Endkunden eröffnet neue Möglichkeiten für den dezentralen Energieaustausch und fördert die Schaffung kollektiver Flexibilität, die sich stark nach den Verfügbarkeiten von Energie richtet. (Roland Tual et al., 2023; van Heemstra et al., 2021; Viola Theesfeld et al., 2021)

Derzeit fehlt eine solche technische Infrastruktur in Deutschland. Das "Gesetz für den Neustart der Digitalisierung in der Energiewende" von 2023 zielt darauf ab, dieses Defizit zu beheben und einen klaren Zeitplan für die flächendeckende Einführung von Smart Meter vorzugeben. Bis zum Jahr 2030 ist die Ausstattung aller Haushalte und Unternehmen in Deutschland mit diesen intelligenten Zählern vorgesehen, wobei bis zum Jahr 2027 bereits 80% der Haushalte und Unternehmen mit Smart Metern ausgestattet sein sollen. Parallel dazu vereinfacht das Gesetz Genehmigungsverfahren für die Installation von Smart Metern und beseitigt bürokratische Hemmnisse. Diese zeitliche Vorgabe und die in dem Gesetz enthaltenen Maßnahmen schaffen die technische Grundlage für Energy Sharing in Deutschland. (BMWK, 2024)

Um einen attraktiven Rahmen für Energy Sharing in Deutschland zu schaffen, ist neben der Schaffung der technischen Infrastruktur eine Anpassung der Regulierung erforderlich. Dabei stellt sich die Frage, welche regulatorische Voraussetzungen geschaffen werden müssen und welche Auswirkungen durch solche Anpassungen entstehen.

3.3 Forschungsfragen und Methodik

Wahl des Ziellandes Spanien

Dieses Forschungsvorhabens konzentriert sich auf Spanien als ein vielversprechendes Untersuchungsziel für Energy Sharing. Das Land zeichnet sich durch ein fortschrittliches Energiesystem mit einem bedeutenden Anteil an erneuerbarer Energien (50.3% EE-Anteil an Bruttostromerzeugung) aus (Eléctrica, 2023; Statista, 2024). Besonders interessant ist die bereits 2018 eingeführte Regulatorik für Energy Sharing das attraktive wirtschaftliche Anreize auf die geteilte Energie bietet (Deutsche Handelskammer für Spanien & Mittelstand Global Exportinitiative Energie, 2021).

Die spanische Regulatorik ermöglicht es Nachbarn innerhalb eines 2-km-Radius um eine Photovoltaik-Anlage, Energy Sharing über das Niederspannungsnetz durchzuführen. Dieser Mechanismus basiert auf digitalen Smart-Metern und erlaubt das Teilen von Solar-Energie ohne Netzentgelte, Stromsteuern oder Abgaben. Allerdings sind mit der Umsetzung noch einige offene Fragen und Herausforderungen verbunden. (Deutsche Handelskammer für Spanien & Mittelstand Global Exportinitiative Energie, 2021; Frieden et al., 2020; Roland Tual et al., 2023)

Folglich stellt sich die Frage, wie das spanische Energy Sharing Konzept konzeptioniert ist, wie es in der Praxis durchgeführt wird. Dabei konzentrieren sich die Untersuchungen geografisch auf Katalonien und insbesondere auf Barcelona und sind durch einen acht-wöchigen

Auslandsaufenthalt zeitlich beschränkt. Die Wahl für den regionalen Fokus auf Barcelona ist begründet durch die Progressivität im Bereich Nachhaltigkeit.

Forschungsfragen

Um eine umfassende Analyse einer attraktiven Energy-Sharing-Regulierung zu ermöglichen, hat dieses Projekt zum Ziel, die Praxis des Energy Sharing in Spanien im Kontext der geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen zu untersuchen. Dabei liegt der Fokus auf der Identifizierung bewährter Verfahren, zentraler Herausforderungen und der Übertragbarkeit des Konzepts auf Deutschland. Dieser Bericht gibt Antwort auf die folgenden drei Fragestellungen:

1. Wie gestaltet sich die aktuelle Regulatorik für Energy Sharing in Spanien und welche rechtlichen Rahmenbedingungen wurden dafür geschaffen?

Ein Hauptziel dieses Berichts ist die detaillierte Darstellung des spanischen Energy-Sharing-Konzepts. Hierfür wird innerhalb dieser Fragestellung das Konzept gemäß des vorherigen Unterkapitels charakterisiert, wobei die technischen Regeln, die wirtschaftlichen Anreize und geschaffene Prozesse vorgestellt werden. Ferner werden die teilweise neuen Rollen sowie deren Verantwortlichkeiten benannt. Die Beantwortung dieser Fragestellung bildet die Grundlage für die weitere Untersuchung und soll dem Leser ein besseres Verständnis der spanischen Strom-Regulatorik vermitteln. Insbesondere zeigt die Beantwortung dieser Fragestellung eine neue Perspektive für Energy Sharing auf, die sich deutlich von dem Mieterstrom-Modell und den Bürgerenergiegesellschaften abgrenzt.

2. Welche spezifischen Hürden und Bottlenecks treten bei der praktischen Umsetzung von Energy Sharing-Projekten in Spanien auf und wie können diese überwunden werden?

Die zweite Fragestellung zielt darauf ab, Problemfelder bei der Umsetzung von Energy Sharing zu identifizieren. Mit dem neu geschaffenen Konzept Energy Sharing, sind in Spanien unvorhergesehen Schwierigkeiten und Einschränkungen bei der praktischen Umsetzung aufgetreten. Die Beantwortung dieser Fragestellung, dient dazu für die spezifischen Energy Sharing Probleme sensibilisiert zu werden. Mit dieser Sensibilisierung bekommt man wiederum ein besseres Gefühl für die Probleme, die einem bei der Umsetzung begegnen können. Ferner werden verschiedene Einflussfaktoren deutlich, wodurch sich wiederum Strategien und Maßnahmen entwickeln lassen, die diesen gezeigten Umsetzungs-Problemen entgegenwirken.

3. Welche Handlungsempfehlungen lassen sich aus Spanien auf den deutschen Energiemarkt übertragen, um eine erfolgreiche Implementierung von Energy Sharing zu ermöglichen?

Die Beantwortung dieser Forschungsfrage gibt Aufschluss darüber, welche Praktiken in Spanien sich im Kontext von Energy Sharing erfolgreich bewährt haben und bei einer möglichen Etablierung eines neuen deutschen Energy-Sharing-Konzepts berücksichtigt werden könnten. Dafür soll aufgezeigt werden, welche besonderen praktischen Merkmale von Energy Sharing in Spanien existieren. Aufbauend darauf lassen sich potenzielle Anpassungen oder Ergänzungen identifizieren, die erforderlich sind, um das Konzept des Energy Sharing erfolgreich in Deutschland umzusetzen. Dabei werden Handlungsempfehlungen erarbeitet, die die spezifischen rechtlichen, technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen

berücksichtigen. Diese Handlungsempfehlungen sind als Impulse oder Denkanstöße zu interpretieren.

Methodik

Im Rahmen dieser Studie wird eine Kombination aus qualitativer und quantitativer Forschung durchgeführt, wobei verschiedene methodische Ansätze kombiniert wurden, um die drei Forschungsfragen zu beantworten. Die Datenerhebung basierte auf einer Literaturrecherche und einer Felduntersuchung.

Literaturrecherche

Die Literaturrecherche erfolgte in zwei Schritten. Zunächst wurde mittels einer breiten Literaturrecherche eine Vielzahl von Quellen gesammelt, um einen allgemeinen Überblick über Energy Sharing in der EU und in Deutschland zu geben. Hierbei wurde hauptsächlich deutsche Fachliteratur verwendet. Zuerst wurden die zentralen Anlaufstellen für Energy Sharing in Deutschland identifiziert, darunter das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), die Deutsche Energie-Agentur (dena), die Bundesnetzagentur (BNetzA), der Bund für Umwelt und Naturschutz (BUND) und das Bündnis Bürgerenergie (BBEn).

Auf den Internetseiten dieser Anlaufstellen wurde gezielt nach Studien und Positionspapieren zum Thema Energy Sharing in Deutschland gesucht. Auf dieser Grundlage wurde mithilfe der Schneeball-Technik weitere Fachliteratur erarbeitet. Die gefundene Literatur wurde durch die Verwendung von Original-Gesetzestexten wie der RED II und EMD des CEPs ergänzt.

Im zweiten Schritt wurde eine erneute Literaturrecherche durchgeführt, die sich auf die ersten beiden Forschungsfragen fokussierte. Diese Literaturrecherche beschränkte sich auf spanisch- und englischsprachige Studien. Hierfür wurden – analog zum vorherigen Vorgang – die zentralen Anlaufstellen für Energy Sharing in Spanien identifiziert. Diese Anlaufstellen sind in der untenstehenden Tabelle aufgeführt.

Anlaufstelle für Energy Sharing in Spanien	
Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)	<ul style="list-style-type: none">• Behörde für Regulierung und Überwachung von Strom-Märkten und Wettbewerb• https://www.cnmc.es/
Red Electrica Espana (REE)	<ul style="list-style-type: none">• Übertragungsnetzbetreiber in Spanien, Anlaufstelle für Daten zu Erzeugung, Verbrauch oder Ausbau von EE• https://www.ree.es/es
Institut para la Diversificacion y Ahorro de la Energia (IDAE)	<ul style="list-style-type: none">• staatliche Institution, zur Förderung des nachhaltigen Energieverbrauchs in Spanien, Entwicklung von Förderprogrammen, Veröffentlichung Guidelines für EE-Projekte• https://www.idae.es/en/home
Endesa / e-distribución	<ul style="list-style-type: none">• Endesa ist das größte EVU in Spanien, Verbundlung mit eigenem VNB e-distribución; Informationen zu Anschluss und technische Regeln für Energy Sharing Anlagen• https://www.edistribucion.com/es/index.html https://www.endesa.com/

**Ministerio de la
Presidencia, Justicia y
Relaciones con las
Cortes**

**Unión Española
Fotovoltaica (UNEF)**

**Asociación de
Empresas de Energías
Renovables (APPA
Renovables)**

**Alianza por el
autoconsumo**

- Spanisches Justiz-Ministerium, Veröffentlichung aller Gesetzestexte
- <https://www.mpr.gob.es/Paginas/index.aspx>
- Branchenverband für Photovoltaik in Spanien, institutionelle Vertretung und Förderung des Photovoltaiksektors
- <https://www.undef.es/>
- Verband für EE, repräsentiert u.a. Unternehmen aus dem Bereich Eigenverbrauch / Energy Sharing in Spanien
- <https://www.appa.es/>
- Allianz setzt sich für die Förderung von Eigenverbrauch ein, Zusammenschluss aus Unternehmen
- <https://alianzaautoconsumo.org/>

Im Gegensatz zur initialen breiten Literaturrecherche wurde sich bei diesem Vorgehen darauf konzentriert, eine begrenzte Anzahl von Quellen sehr gründlich zu untersuchen. Insbesondere wurden bestehende spanische Gesetze, Verordnungen und offizielle Richtlinien verwendet. Die verwendeten Haupt-Suchbegriffe zur Identifikation relevanter Literatur waren:

Spanische Hauptsuchbegriffe	
Allgemeines Konzept Energy Sharing / Eigenverbrauch	<i>Autoconsumo; autoconsumo colectivo; autoconsumo compartid(o); comunidades energética; consumo colaborativo de energía; energía solar compartida; cooperativas de energía renovable</i>
Regulatorische und rechtliche Aspekte	<i>Royal Decreto / Ley por autoconsum; RD 244 / 2019; RD 15/2018; Ley del Sector Eléctrico; Comercialización de energía; compensación (simplificada) excedentes Diagnóstico.../ retos... / propuestas... / problemas... / trabas.../ barreras... ...por/con autoconsumo colectivo</i>
Identifikation von Problemen	<i>in boolescher Kombination mit: comunidades de propietarios; distribuidoras; ayuntamientos; comercializadoras; excedentes; compensación</i>

Mittels dieser Schlagwörter und der damit einhergehenden Literaturrecherche ließen sich detaillierte Informationen zum Aufbau der spanischen Regulatorik abrufen. Die Ergebnisse wurden zusammengefasst und kritisch analysiert, wobei der Fokus auf der Entwicklung und der aktuellen Situation der rechtlichen und regulatorischen Landschaft lag. Ferner sollten mit dieser Literaturrecherche konkrete Schwierigkeiten und Einschränkungen identifiziert werden, denen Energy Sharing Projekte in Spanien gegenüberstehen. Hierbei wurde insbesondere auf operationelle Herausforderungen, rechtliche Komplexitäten und sozioökonomische Faktoren eingegangen.

Felduntersuchung

Im Rahmen dieses Auslandsaufenthaltes wurden zudem acht Interviews mit Experten aus dem Bereich Energy Sharing in Spanien geführt. Ziel der Interviews war es, die aktuellen Herausforderungen und Probleme im Bereich Energy Sharing zu beleuchten, mögliche Lösungen

und Handlungsempfehlungen zu identifizieren und die Wahrnehmung und Akzeptanz von Energy Sharing bei verschiedenen Stakeholdern zu erfassen.

Die Interviews wurden mit folgenden Personen geführt:

Die Interviews wurden mit folgenden Personen geführt:

- Experten aus der Energiewirtschaft: Fachanwalt, Ingenieure
- Politische Vertreter: Leiter des *Oficina Técnica de Energía Limpia y Proyectos Inteligentes (OTELI)*⁶
- Mietglieder von Energy Sharing Kollektiven: Besitzer eines Mehrfamilienhauses; Vorsitzender einer Eigentümergemeinschaft mit geteilter Photovoltaik-Anlage
- Start-Up: Projektmanager & Technischer Leiter eines Energy Sharing Start-Ups

Die Interviews wurden halbstrukturiert geführt. Es wurde ein Leitfaden mit zentralen Fragen vorbereitet, um die Interviews zu strukturieren, wobei den Interviewern jedoch die Möglichkeit gegeben wurde, zusätzliche Fragen zu stellen und auf interessante Themen vertiefend einzugehen. Durch die vorbereitende Literaturrecherche konnten bereits recherchierte Themen vertieft und ausgearbeitete Praxishypothesen zu den Bottlenecks validiert oder falsifiziert werden. Der Leitfaden mit den Themen und Fragestellungen findet sich im Anhang.

Ergänzt wurde die qualitative Forschung durch die Auswertung eines Realdatensatzes einer geteilten Photovoltaik-Anlage in Barcelona. In der vorliegenden Fallstudie wurde ein Privathaushalt in Barcelona analysiert, bei dem es sich um einen drei-Personen-Haushalt in einer Wohnung handelt, der 1620 kWh/a Strom verbraucht. Die geteilte Solaranlage, an die der Endkunde angeschlossen ist, hat eine installierte Nennleistung von 4,455 kWp und umfasst neun 495-Wp-Solarpanele auf der Dachterrasse eines Mehrfamilienhauses in Barcelona. Die Anlage wird zwischen neun Nachbarn geteilt, die alle in dem Gebäude wohnen, und hat einen Neigungswinkel von 5° mit Süd-Süd-West-Ausrichtung. Für diese Anlage liegt ein Jahresdatensatz in stündlicher Auflösung vor, wobei diese Daten die Erzeugungslleistung, Strompreise, Einspeisevergütung und die daraus resultierenden Stromkosten umfassen.

Abschluss und Synthese

Die abschließende Synthese der gewonnenen Erkenntnisse bildet die Grundlage für Empfehlungen zur rechtlichen Anpassung oder Verbesserung des regulatorischen Rahmens in Deutschland. Durch die Verbindung der Ergebnisse aus der Literaturrecherche und den Stakeholder-Interviews wird eine tiefgehende Erkundung der realen Herausforderungen und Perspektiven der Stakeholder ermöglicht. Ausgehend von diesen Erkenntnissen wurden induktiv Handlungsempfehlungen für die Übertragbarkeit in Deutschland abgeleitet. Insbesondere werden die "Lessons learned" sowie "Best Practices" aus den Ergebnissen nochmals hervorgehoben.

⁶ Die *OTELI* sind öffentliche Einrichtungen, die durch das IDAE in das Leben gerufen worden sind. In diesen können sich Bürger von Fachexperten kostenlos zu Themen wie Eigenverbrauch oder Energieeffizienz beraten lassen *Oficina Técnica de Energía Limpia y Proyectos Inteligentes en las islas | Idae (2024)*.

4. Regulatorischer Rahmen: Energy Sharing in Spanien

4.1 Stand der Energiewende in Spanien

Um die bessere Vergleichbarkeit zwischen Deutschland und Spanien zu gewährleisten und Verständnis für das Zielland zu bekommen, wird in diesem Kapitel Unterkapitel der Stromsektor in Spanien charakterisiert. In Spanien wurden in den letzten fünf Jahren erhebliche Fortschritte im Ausbau erneuerbarer Energien erzielt. Dabei werden die europaweit größten natürlichen Ressourcen für Wind- und Solarenergie genutzt. Diese Entwicklung hat das Land zu einem Vorreiter im Bereich der erneuerbaren Energien gemacht, wie Berichte der Deutschen Handelskammer für Spanien zeigen. (Deutsche Handelskammer für Spanien & Mittelstand Global Exportinitiative Energie, 2021)

Im Jahr 2023 konnte Spanien bereits stundenweise den gesamten Primär-Strombedarf durch erneuerbare Energie abdecken, was einen Meilenstein in der nachhaltigen Energieversorgung markiert (Fariza, 2023). Der gesamte Brutto-Stromverbrauch lag im Jahr 2023 bei 244,7 TWh und die kumulierte installierte Leistung aller Erzeugungsanlagen betrug 125,2 GW (Eléctrica, 2023). Abbildung 1 zeigt die Entwicklung des Ausbaus von Photovoltaik und EE im spanischen Sektor.

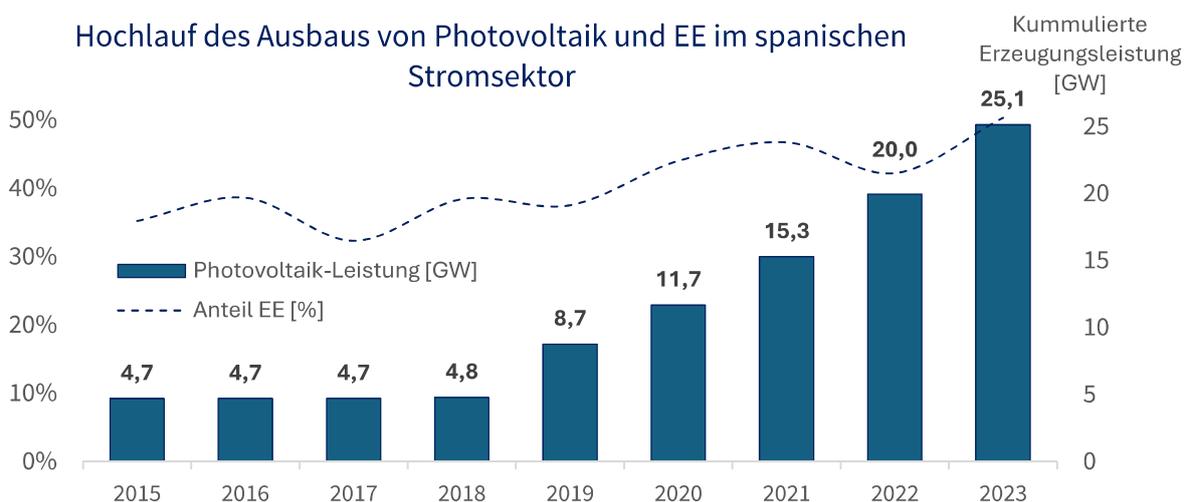


Abbildung 2: Entwicklung Ausbaus von Photovoltaik und des EE-Anteils im Stromsektor in Spanien; (Eléctrica, 2024a)

Im Jahr 2023 wurden 50,8% des spanischen Brutto-Strombedarfs durch erneuerbare Energien gedeckt (Eléctrica, 2024b). Dabei wurde auf eine installierte Leistung von 30,7 GW Windkraft, 26,9 GW Solar (Photovoltaik & Solarthermie) und 17,1 GW Wasserkraft zurückgegriffen. Bei den nicht erneuerbaren Energieträgern liegt die größte installierte Kapazität bei Gas- und Dampf-Kombikraftwerken mit 26,3 GW, gefolgt von der Atomkraft mit 7,1 GW. Daneben stehen 5,6 GW Kraftwerksleistung für Kraft-Wärme-Kopplung-Kraftwerke zur Verfügung und es sind aktuell 3,5 GW Leistung von Kohlekraftwerken installiert. (Eléctrica, 2024a)

Die Stromerzeugung in Spanien profitiert von einer hohen Anzahl an Sonnenstunden und hoher Einstrahlung. Der jährliche Solarertrag einer Solaranlage liegt bei optimaler Ausrichtung zwischen 1500-1850 kWh/kW_p, was gut dem eineinhalbfachen Ertrag einer gleichwertigen Solaranlage in Deutschland entspricht (IFEMA Madrid, 2022; ResearchGate, 2022; *Solar resource maps and GIS data for 200+ countries* | Solargis, 2024). Staatliche Förderungen ermöglichen Privatpersonen eine

Rückerstattung von knapp der Hälfte der Installationskosten, was die Attraktivität von Photovoltaik-Installationen weiter steigert (Energy Nordic, 2023; Liferay DXP, 2024).

Smart Meter Rollout und Digitalisierung im Stromsektor

Der Smart Meter Rollout bezieht sich auf die flächendeckende Einführung intelligenter Zähler, die in Spanien als *Contadores Inteligentes* bekannt sind, welcher erst die Einführung digitaler Anwendungen in der Energiewende ermöglicht. Dabei sind drei digitale Use Cases – insbesondere auch im Energy Sharing Kontext – von zentraler Bedeutung.

1. Echtzeitverbrauchsdaten: Smart Meter ermöglichen den Verbrauchern den Zugriff auf Echtzeitdaten über ihren Energieverbrauch. Dies ermöglicht es ihnen, ihr Verbrauchsverhalten besser zu verstehen und zu verbessern.
2. Fernauslesung: Die intelligenten Zähler ermöglichen eine ferngesteuerte Auslesung von Verbrauchsdaten. Dies reduziert die Notwendigkeit von manuellen Ablesungen vor Ort und erleichtert die Abrechnung für Energieversorger. Durch die Fernauslesung können Verbraucher und Netzbetreiber den Energieverbrauch in Echtzeit überwachen.
3. Zeitabhängige Tarife: Die *contadores inteligentes* haben die Einführung von zeitabhängigen Tarifen ermöglicht, bei denen die Kosten für den Energieverbrauch je nach Tageszeit variieren. Dies ermutigt Verbraucher dazu, ihren Verbrauch in Zeiten niedrigerer Nachfrage zu verlagern, was zur besseren Ausnutzung erneuerbarer Energiequellen und zur Reduzierung der Netzbelastung beiträgt. Insbesondere der staatlich geregelte Stromtarif PVPC spielt dabei eine zentrale Rolle, den knapp 50% aller Endkunden nutzen.

(Carracedo, 2019; Endesa, 2024b; Iberdrola, 2024)

Der Smart Meter Rollout in Spanien begann im Jahr 2010 und ist mittlerweile nahezu abgeschlossen. Gemäß den gesetzlichen Vorgaben der spanischen Regierung mussten alle Haushalte und Kleinunternehmen bereits bis Ende 2018 mit intelligenten Zählern ausgestattet sein. Dabei wurde der Rollout intelligenter Zähler von der Regierung als Teil einer umfassenderen Energiereform initiiert. Das Hauptziel bestand darin, den Energieverbrauch zu optimieren, den Verbrauchern detailliertere Informationen über ihren Energieverbrauch bereitzustellen und die Netze effizienter zu machen. Wichtig ist zu betonen, dass in Spanien durch den frühen Smart-Meter Rollout keine steuerbaren Schnittstellen zu den Verbrauchern existieren, sondern lediglich eine Echt-Zeit-Messung der Stromdaten möglich ist. (Leiva et al., 2016, S. 229; Team, 2017)

Stromtarife und Einspeisevergütung

Da in Spanien nahezu alle Haushalten mit Smart-Metern ausgestattet sind, ermöglicht dieses eine Vielzahl von Stromtarifoptionen, die in Deutschland erst jetzt eingeführt werden (Leiva et al., 2016, S. 229; Team, 2017). Endverbraucher können zwischen einem dynamischen Tarif mit stündlicher Preisdifferenzierung (PVPC) oder einem nach Zeiträumen abhängigen Tarif wählen. PVPC ist ein staatlich regulierter Stromtarif, bei dem der Strompreis auf Grundlage des Day-Ahead-Marktpreises festgelegt wird. Neben Netzentgelte wird eine staatlich-fixierte Marge auf den Preis erhoben. Für den nach Zeiträumen abhängigen Tarif wird der Tag in drei Zeiträume aufgeteilt. Abhängig von diesem und je nach Wochentag werden unterschiedliche Strompreise in Rechnung gestellt. (Eléctrica, 2024c; Gallego-Castillo et al., 2021)

In der Vergangenheit wurde Endverbrauchern in Spanien bis 2018 der Eigenverbrauch von Solar-Strom durch die Auferlegung wirtschaftlich nachteiliger Bedingungen erschwert (Immo Moraira Cuñat Weber, 2024). Die genehmigungsrechtlichen, technischen und wirtschaftlichen

Voraussetzungen der Stromerzeugung mit Eigenverbrauch wurden erstmalig im Gesetz RD 900/2015 geregelt. In diesem Zusammenhang wurde eine „Sonnensteuer“ eingeführt, die für Eigenverbraucher anfiel. Auf jede erzeugte Energieeinheit wurde eine Abgabe zwischen 0,05 €/kWh und 0,07 €/kWh erhoben. (Deutsche Handelskammer für Spanien & Mittelstand Global Exportinitiative Energie, 2019; Gallego-Castillo et al., 2021; López Prol & Steininger, 2020)

Mit Einführung des CEP müssen alle EU-Mitgliedsstaaten gewährleisten, dass Renewable Self-Consumer ihre erzeugte Energie ohne diskriminierende Umstände verkaufen können (EU-Richtlinie 2018/2001 vom 11.12., 2018). Dieser Umstand trug dazu bei, dass die Sonnensteuer im RD15/2018 aufgehoben und das Vergütungsschema *compensación simplificada* für überschüssige Energie eingeführt wurde (Bireselioglu et al., 2021; Frieden et al., 2020; Valdivia, 2019). Bei diesem Einspeisevergütungsmechanismus werden die Gestehungskosten der Stromrechnung direkt um die Einspeisevergütung verringert (Banker, 2020). Die Höhe der Vergütung pro eingespeister kWh wird dabei zwischen Versorger und Endkunden individuell festgelegt (Gallego-Castillo et al., 2021; López Prol & Steininger, 2020). Die maximale Vergütung ist in Höhe der gesamten Stromgestehungskosten der Stromrechnung gedeckelt, so dass der Endkunde keine Auszahlung erhalten kann (Deutsche Handelskammer für Spanien & Mittelstand Global Exportinitiative Energie, 2021; López Prol & Steininger, 2020)

Besitzt der Endkunde einen PVPC-Vertrag, so wird die Vergütung anhand eines Durchschnittspreises der Day-Ahead-Marktpreise ermittelt (Gallego-Castillo et al., 2021; López Prol & Steininger, 2020). Die eigenerzeugte und direkt selbstverbrauchte Energie ist, unabhängig der Verwendung, von Abgaben und Steuern befreit (Banker, 2020; López Prol & Steininger, 2020). Einzig der Differenzbetrag zwischen saldierten Kosten der Stromversorgung mit der Vergütung für Überschüsse unterliegt der spanischen Mehrwertsteuer (Deutsche Handelskammer für Spanien & Mittelstand Global Exportinitiative Energie, 2019). Die gesamte Vergütung ist in Höhe des Rechnungsbetrags gedeckelt. Ein Endkunde erhält somit nie eine Auszahlung, sondern maximal eine neutrale, ausgeglichene Rechnung (Deutsche Handelskammer für Spanien & Mittelstand Global Exportinitiative Energie, 2019; Gallego-Castillo et al., 2021; Jager-Waldau et al., 2019).

Das spanische Konzept für Energy Sharing basiert auf einer Ausweitung des eben vorgestellten Konzepts für den Eigenverbrauch (Gallego-Castillo et al., 2021; López Prol & Steininger, 2020).

4.2 Regulatorische Umsetzung von Energy Sharing

Energy Sharing Modalitäten im spanischen Gesetz

Das Gesetz RD 15/2018 ermöglicht allgemein die Durchführung von CSC in Spanien. Zusätzlich wurde im Jahr 2019 das Gesetz RD 244/2019 ergänzt, in welchem Voraussetzungen für die Durchführung von CSC spezifiziert worden sind. (Bireselioglu et al., 2021; Frieden et al., 2020; Gallego-Castillo et al., 2021)

Aus dem RD 244/2019 lassen sich zwei Kategorien von kollektivem Eigenverbrauch ableiten: der kollektive Eigenverbrauch ohne Überschüsse und mit Überschüssen. Die folgenden vorgestellten Modalitäten sind vor allem dem Leitfaden für Energy Sharing (*Guía de autconsumo colectivo*) entnommen, welches durch das IDAE veröffentlicht worden ist. Das IDAE (*Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía*) ist eine öffentliche Einrichtung, die dem spanischen Ministerium für ökologischen Wandel und Energiewende untersteht und Informationsmaterialien für die Durchführung von u.a. Energy Sharing ausgibt. Nach diesem Leitfaden sind zwei Energy Sharing Modalitäten realisierbar: Kollektiver Eigenverbrauch ohne Überschüsse oder mit Überschüssen.

(Departamento Solar y Autoconsumo – IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía., 2023)

1. Eigenverbrauch ohne Überschüsse

Hierbei handelt es sich um Anlagen, die an das Niederspannungs- oder Mittelspannungsnetz angeschlossen und mit einem Einspeisungsschutzsystem ausgestattet sind, das die Einspeisung von Überschussenergie in das Netz verhindert. Der kollektive Eigenverbrauch ohne Überschüsse ermöglicht einen Überschussausgleich, bei dem innerhalb des Kollektivs je nach Bedarf die Überschüsse verteilt werden.

Diese Form von CSC lässt sich nur innerhalb eines privaten Netzes realisieren, wie es in einem Mehrfamilienhaus gegeben ist. Alle Teilnehmer befinden sich hinter einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt und sind durch ein internes Netz direkt mit der PV-Anlage verbunden. Dabei muss technisch gewährleistet werden, dass kein Überschuss entsteht. Die Produktion der PV-Anlage wird abgeregelt, sobald die erzeugte Energiemenge die Höhe des kollektiven Verbrauchs übersteigt. So wird verhindert, dass Energie in das öffentliche Netz eingespeist.

(Banker, 2020; Departamento Solar y Autoconsumo – IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía., 2023; López Prol & Steininger, 2020)

2. Eigenverbrauch mit Überschüssen

Diese Anlagen liefern nicht nur Energie für den Eigenverbrauch, sondern überschüssige Energie kann ebenfalls in das Netz eingespeist werden. Zu dieser Kategorie gehören Anlagen, die entweder durch ein internes Netz direkt mit den Endverbrauchern verbunden ist oder unter Nutzung des Verteil- oder Übertragungsnetzes mit den Endverbrauchern verbunden ist.

Innerhalb des Eigenverbrauchs **mit** Überschüssen werden weiter zwischen zwei verschiedene Sub-Kategorien differenziert:

A. Eigenverbrauch mit Überschüssen zulässig für die Einspeisevergütung

Hier entscheiden sich Erzeuger und Verbraucher für den eine vereinfachten Vergütungsmechanismus, die sogenannte *compensación simplificada*. Der Verbraucher nutzt bei Bedarf Energie aus der Anlage und kann Energie aus dem Netz zukaufen, wenn die Energie der Anlage nicht ausreicht. Die in das Netz eingespeiste überschüssige Energie wird in der Rechnung des Verbrauchers ausgewiesen und mit der aus dem Netz bezogenen Energie saldiert.

Eine Anwendung dieser Modalität setzt voraus, dass alle der nachfolgenden fünf Bedingungen erfüllt sind:

- Die Primärenergiequelle der Erzeugungsanlage muss **erneuerbaren Ursprungs** sein.
- Die Gesamtkapazität der zugehörigen Produktionsanlagen **übersteigt nicht 100 kW**.
- Jeder Verbraucher hat jeweils einen einzigen Liefervertrag für den Eigenverbrauch und den Zusatzverbrauch mit **einem einzigen** Energieversorger geschlossen.
- Der Verbraucher und der angeschlossene Erzeuger haben einen Vertrag zum Ausgleich des Eigenverbrauchsüberschusses unterzeichnet. (dazu später in der Beschreibung der erforderlichen Dokumentation mehr)
- Die Erzeugungsanlage unterliegt keinem Vertrag zum Ausgleich des Eigenverbrauchsüberschusses. Die Erzeugungsanlage unterliegt nicht der Erhebung einer

zusätzlichen oder spezifischen Vergütung, wie es beispielsweise bei einer Direktvermarktung der Fall wäre.

B. Eigenverbrauch mit Überschüssen nicht zulässig für die Einspeisevergütung

Dieser Modus umfasst alle Eigenverbrauchsanlagen mit Überschüssen, die die Kriterien der vorherigen Kategorie nicht erfüllen oder sich bewusst gegen eine Teilnahme entscheiden. In diesem Fall wird die überschüssige Energie auf dem Strommarkt verkauft⁷.

Alle genannten Eigenverbrauchsarten können entweder individuell (mit einem einzigen Verbraucher, der der Anlage zugeordnet ist) oder kollektiv (mit mehreren Verbrauchern, die der Anlagen zugeordnet sind) durchgeführt werden. Auch können Speicherelemente bei jeder Eigenverbrauchs-Modalität hinzugefügt werden. Um an einem dieser vorgestellten Modalitäten teilnehmen zu können, müssen die Verbraucher zwingend einen Stromliefervertrag haben. Einem Verbraucher kann jeweils nur eine Eigenverbrauchs-Modalität zugewiesen sein.

Unabhängig von der gewählten Eigenverbrauchsart besteht die Möglichkeit, dass verschiedene natürliche oder juristische Personen Verbraucher und Eigentümer der Erzeugungsanlage(n) sind. Darüber hinaus existiert die Möglichkeit, eine Gemeinschaft für erneuerbare Energien zu gründen, um den kollektiven Eigenverbrauch unter bestimmten Voraussetzungen zu erleichtern, sowie die Möglichkeit, einen Vertreter für die angeschlossenen Verbraucher zu benennen.

Alternativ dazu kann der kollektive Eigenverbrauch durch Vereinbarungen zwischen Verbrauchern frei ausgestaltet werden, wobei Bevollmächtigte ernannt werden können und als Vertreter und Eigenverbrauchsmanager fungieren. Die Rolle des Eigenverbrauchsmanagers wird gesondert im Kapitel mit Handlungsempfehlungen bei der Umsetzung von Energy Sharing aufgegriffen.

(Departamento Solar y Autoconsumo – IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía., 2023)

Regulatorische Voraussetzungen und finanzielle Anreize

Die Voraussetzungen, dass zwischen einer Erzeugungsanlage und mehreren Endkunden kollektiver Eigenverbrauch durchgeführt werden kann, lässt sich auf vier Bedingungen runterbrechen. Dabei muss zwischen den jeweiligen Endkunden und der Erzeugungsanlage mindestens eine der folgenden Bedingungen erfüllt sein:

- Endkunde und Erzeugungsanlage verbindet ein internes Stromnetz,
- Endkunde und Erzeugungsanlage befinden sich im NS-Netz und sind mit der gleichen Ortsnetzstation (ONS) verbunden,
- Endkunde und Erzeugungsanlage befinden sich jeweils im NS-Netz und haben eine orthogonale Distanz von weniger als 2000m zueinander,

⁷ Alternativ zur *compensación simplificada* existiert in Spanien ebenfalls die Direktvermarktung. Dabei kann der Überschuss direkt zu Großhandelspreisen verkauft werden. Dabei fällt pro verkaufter Energieeinheit eine Gebühr für den Zugang zum Markt an. Ferner fällt auf den aus dem Verkauf erzielten Umsatz eine Erzeugungssteuer an. López Prol und Steininger (2020); Rocha et al. (2021 - 2021)

- Endkunden und Erzeugungsanlage befinden sich je an Orten, die in den ersten 14 Stellen der Cadastral-Nummer⁸ übereinstimmen.

(Banker, 2020; Departamento Solar y Autoconsumo – IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía., 2023; Frieden et al., 2020; López Prol & Steininger, 2020)

Diese Bedingungen legen die Grundlage für die gemeinschaftliche Allokation einer PV-Anlage, womit sich erzeugte Energie zwischen Endkunden aufteilen lässt. Es wird auf die innerhalb der Endkunden geteilte Energie keine Steuern oder Abgaben erhoben. Ferner wird trotz Energy Sharing über das öffentliche Netz kein Netzentgelt für diese Energie erhoben, weder auf Erzeuger- noch auf Abnehmerseite (Departamento Solar y Autoconsumo – IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía., 2023; Deutsche Handelskammer für Spanien & Mittelstand Global Exportinitiative Energie, 2021; López Prol & Steininger, 2020). Diese Befreiung von Netzentgelten gilt aber nur temporär für aktuelle Pilotprojekte; eine Aufhebung dieser Befreiung wird in nachfolgenden Regulierungen ab 2025 erwartet (Banker, 2020; López Prol & Steininger, 2020; Rocha et al., 2021).

Allgemein gilt, dass die Endkunden innerhalb des Kollektivs auch bei unterschiedlichen Energieversorgern unter Vertrag stehen können (Banker, 2020). Weiter setzt der spanische Gesetzgeber auf Eigenverantwortung bei der Ausgestaltung der Verträge innerhalb des Kollektivs. Die Endkunden innerhalb des Kollektivs unterzeichnen ein Abkommen, in dem die Anteile der PV-Anlage untereinander vergeben werden. Diese Anteile sind gleichbleibende Koeffizienten, ergeben in Summe eins und sind entweder dynamisch auf stündlicher Basis oder für ein Jahr feststehend (näheres im Folge-Kapitel: Prozess und Umsetzung). (Banker, 2020; Rocha et al., 2021)

4.3 Involvierte Parteien beim Energy Sharing

Innerhalb des Energy Sharings sind verschiedene Rollen und Parteien involviert. Dabei orientiert sich die folgende Rollen-Definition stark an der spanischen Regulatorik. Diese Rollen sind dem abermals dem Leitfaden für Energy Sharing (*Guia de autconsumo colectivo*) entnommen. Nach diesem Leitfaden sind folgende Rolle bzw. folgende Stakeholder in den Prozess des Energy Sharings eingebunden: (Departamento Solar y Autoconsumo – IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía., 2023)

Rollen-Name (DE/ES)	Beschreibung
Assoziierte Endkunde (<i>consumidor asociado</i>)	Hierbei handelt es sich um eine natürliche und juristische Person, die als Stromverbraucher an einem Netz-Anschlusspunkt angeschlossen sind. Er kann entweder direkt in einem internen Netz (Anwendungsbeispiel: Mehrfamilienhaus) mit einer strom-erzeugenden Anlagen befinden und über das öffentliche Netz mit dieser verbunden sein.
Assoziierter Erzeuger (<i>productor asociado</i>)	Bei dieser Person kann es sich um eine natürliche oder juristische Person handeln. Diese Person wird in das spanische Verwaltungsregister der Stromerzeugungsanlagen (RAIPEE) [ähnlich dem deutschen Marktstammdatenregister] als Erzeuger eingetragen und ist unter bestimmten Umständen für die Vermarktung der überschüssigen Energie verantwortlich.
Inhaber der Erzeugungsanlage	Ist diejenige Person (natürlich oder juristisch), die als Inhaber oder Besitzer für die Erzeugungsanlage in den Eigenverbrauchsregistern

⁸ Die Cadastral-Nummer ist vergleichbar mit der Postleitzahl und Adresse in Deutschland. Diese Nummer ist eine 20-stellige Zahl und wird eindeutig zu jeweils einer Immobilie zugeordnet.

<p><i>(titular de la instalación de Generación de autoconsumo)</i></p> <p>Eigentümer der Erzeugungsanlage <i>(propietario de la instalación de generación en autoconsumo)</i></p>	<p>eingetragen ist. Diese Person obliegt die Verantwortung für die sachgemäße Installation und die Anmeldung der Anlage.</p> <p>Diese Person trägt sich als Eigentümer einer Eigenverbrauchs-Erzeugungsanlage in die entsprechenden Unterlagen ein. Bei kollektiven Eigenverbrauchsanlagen wird das Eigentum auf alle angeschlossenen Verbraucher verteilt.</p>
<p>Energieversorgungsunternehmen (EVU) <i>(empresa comercializadora)</i></p>	<p>Diese Unternehmen verkaufen Strom an Verbraucher durch Lieferverträge. Die Versorger bieten auf dem freien Markt elektrische Energie an und verhandeln mit den Kunden über die Lieferung zu vereinbarten Preisen. Grundversorger sind verpflichtet, die Lieferung zum sog. freiwilligen Kleinverbraucherpreis (PVPC) [stündlich-variabler Stromtarif mit staatlich fixierten Margen] anzubieten. Wenn ein Verbraucher keinen Einzelhändler hat, ist der Grundversorger verpflichtet, die Lieferung zu übernehmen.</p>
<p>Ausführendes Installationsunternehmen <i>(empresa instaladora habilitada)</i></p>	<p>Hierbei handelt es sich um Einzelpersonen oder Unternehmen, die die Installation der Anlage durchführen. Diese Unternehmen können stellvertretend für das Kollektiv mit dem Netzbetreiber und Behörden für die Anmeldung und Legalisierung der Anlage kommunizieren.</p>
<p>Verteilnetzbetreiber <i>(empresa distribuidora)</i></p>	<p>Diese Unternehmen sind Eigentümer des Verteilnetzes und verwalten, betreiben und warten dieses Netz. Sie bewerten die Anträge auf Zugang und Anschluss und können diese genehmigen oder ablehnen. Außerdem stellen sie den EVUs die erforderlichen Daten für die Abrechnung von Energie, Tarifen, Gebühren und Abgaben zur Verfügung.</p>
<p>Netzbetreiber <i>operador del sistema</i></p>	<p>In Spanien fungiert die Red Eléctrica de España (REE) als Netzbetreiber. Ihre Hauptaufgabe besteht darin, die Stromversorgung zu sichern und Produktion und Transport elektrischer Energy zu koordinieren. Sie regelt den Zugang zum Übertragungsnetz und genehmigt Anlagen mit einer Kapazität von mehr als 1 MW.</p>
<p>Messstellenbetreiber <i>(encargado de la lectura)</i></p>	<p>Dieser Akteur führt beim Energy Sharing die Inspektion und Überprüfung von Messanlagen durch, liest elektrische Energiemesssysteme ab, berechnet Verluste und stellt dem Netzbetreiber und anderen Beteiligten Daten zur Verfügung. An den Netzanschlusspunkte von Endverbraucher mit einer Anschlussleistung <450kW nimmt in Spanien der Verteilnetzbetreiber diese Aufgabe wahr.</p>

4.4 Prozess und Dokumentation

Für die Darstellung des Prozesses und der Dokumentation wurden die offiziellen *autoconsumo colectivo* Guidelines der IDAE analysiert. Die Guidelines werden fortlaufend aktualisiert; für diesen Bericht wurden die Version aus dem Juni 2023 verwendet. Die Ausarbeitung des Prozesses zur Anmeldung von Energy Sharing Anlagen hilft dabei die zweite Forschungsfrage zu beantworten, indem die praktische Umsetzung aufgezeigt wird. Anhand der Prozess-Darstellung werden im darauf folgenden Kapitel die Problemfelder analysiert, die aus den einzelnen Prozessschritten stammen.

Der Prozess für die Anmeldung und Aktivierung einer kollektiven Eigenverbrauchsanlage erfolgt in den ersten vier Schritten analog wie die Anmeldung einer individuellen Eigenverbrauchsanlage bei der lediglich ein Endverbraucher involviert ist. Erst ab dem fünften Schritt sind zusätzliche Dokumentationen erforderlich.

1. Genehmigungen

Vor der Installation von Solarmodulen oder elektrischen Eigenverbrauchssystemen müssen Privatpersonen und Unternehmen die Verfahren einhalten und die erforderlichen Unterlagen sowohl bei der örtlichen Gemeinde (*Ayuntamiento*) als auch bei der Regionalregierung (*gobierno autonómico*) einreichen. Die spezifischen Anforderungen sind in den kommunalen Vorschriften des jeweiligen Ortes festgelegt. Je nach den örtlichen Vorschriften kann das Verfahren eine Erklärung über die Verantwortlichkeit für den Bau oder eine vorherige Anmeldung beinhalten. Für Eigenverbrauchsanlagen, die überschüssigen Strom erzeugen und eine Erzeugungsleistung von weniger als 100 kW aufweisen, sind in der Regel keine Umweltverträglichkeitsprüfungen und keine Genehmigungen der Regionalregierung erforderlich, wodurch vereinfachte Prozesse angewendet werden können.

2. Anfrage Eigenverbrauchs-Nummer / CAU (*Código de autoconsumo*)

Der CAU ist ein numerischer Code, der zur Identifizierung von Eigenverbrauchsanlagen verwendet wird. Dieser Code wird vom Netzbetreiber zur Verfügung gestellt und muss während des Installationsprozesses bei der regionalen Verwaltung eingereicht werden.

3. Vertragsanpassung mit dem Versorgungsunternehmen

Sobald die Regionalverwaltung die Daten über die Eigenverbrauchsanlage an die Energieversorger übermittelt hat, muss der Verbraucher deren Richtigkeit innerhalb von zehn Werktagen bestätigen. Der Energieversorger muss dem Endkunden eine Vergütung für die Überschüsse anbieten und den Liefer-Vertrag an die gewählte Eigenverbrauchs-Modalität anpassen.

4. Elektroinstallationsbescheinigung / CIE (*Certificado de instalación eléctrica*)

Die CIE ist ein Dokument, das die Sicherheit und den ordnungsgemäßen Zustand der Eigenverbrauchsanlage bescheinigt. Sie ist erforderlich, um den die abschließende Aktivierung des Eigenverbrauches vorzunehmen und auch um Stromliefervertrag in der Zukunft zu ändern. Die CIE enthält verschiedene Angaben, z. B. Registrierungs- und Referenznummern, Angaben zum Anlageneigentümer, Anlagendetails sowie Informationen zur Überprüfung und Inspektion.

5. Vergütungsvertrag für überschüssige Energie / *Contrato de Compensación de Excedentes*

Dieser Vertrag ist für den Betrieb von gemeinschaftlichen Eigenverbrauchsanlagen unerlässlich. Es handelt sich um einen Vertrag zwischen dem Energieerzeuger und dem angeschlossenen Verbraucher für den Fall, dass überschüssige Energie erzeugt wird. Der Vertrag vereinfacht den Ausgleich von Energiedefiziten und regelt die Nutzung von Überschussenergie. Er enthält Angaben über den Energieerzeuger, die Anlage und den Verbraucher. Der Vertrag muss von beiden Parteien unterzeichnet werden und folgt vordefinierten Bestimmungen. Insbesondere unterzeichnen die Verbraucher folgenden Klausel:

„Die Unterzeichner sind sich bewusst, dass die stündlich überschüssige Energie des Verbrauchers nicht als Energie betrachtet wird, die in das Stromnetz eingespeist wird, und folglich von der Zahlung der Gebühren befreit ist, die im RD 1544/2011 vom 31. Oktober festgelegt sind, dass die Gebühren für den Zugang zu den Übertragungs- und Verteilnetzen definiert, die von den Stromerzeugern zu zahlen sind. Ebenso sind sich die Unterzeichner bewusst, dass der Erzeuger nicht an einem anderen Mechanismus für den Verkauf der erzeugten Energie teilnehmen darf.“

(Übersetzung aus (Departamento Solar y Autoconsumo – IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía., 2023))

Mit dieser Bestimmung wird die rechtliche Grundlage für die gebührenfreie Nutzung des Netzes gelegt.

6. Verteilungs-Vereinbarung / Acuerdo de reparto

Beim kollektiven Eigenverbrauch müssen sich die Verbraucher, die derselben Erzeugungsanlage angehören, über die Verteilung der Energie einigen. Diese Vereinbarung umfasst zwei Hauptdokumente:

- Eine von allen angeschlossenen Verbrauchern unterzeichnete Verteilungsvereinbarung
- Eine .txt-Datei, die die Koeffizienten zwischen den Verbrauchern festhält

Ein Mustervertrag für die Verteilungsvereinbarung ist untenstehend aufgezeigt:

**ACUERDO DE REPARTO DE ENERGÍA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO
INSTALACIONES CON EXCEDENTES
ACOGIDAS A COMPENSACIÓN**

En aplicación del Real Decreto 244/2019 de 5 de abril, los siguientes consumidores acordamos asociarnos a la instalación de **autoconsumo colectivo de energía eléctrica** con las siguientes características:

CON excedentes
Acogida a compensación

CÓDIGO DE AUTOCONSUMO (CAU): _____

(Completar para cada consumidor asociado)

	CONSUMIDOR ASOCIADO (titular del suministro)	NIF	CUPS	COEFICIENTE DE REPARTO (β)
1				
2				
3				

(Si existen varios productores con instalaciones de generación asociadas al autoconsumo, completar para cada uno de ellos)

	PRODUCTOR ASOCIADO (titular de la instalación de generación)	NIF	CIL	COEFICIENTE (α)
1				
2				

Con la firma del presente acuerdo, los consumidores nos acogemos voluntariamente al mecanismo de compensación simplificada entre los déficits del consumo de cada consumidor y la totalidad de los excedentes de la instalación de autoconsumo, tal como establece el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril.

Los **CONSUMIDORES** asociados:

(Completar para cada consumidor asociado)

CONSUMIDOR ASOCIADO 1:	CONSUMIDOR ASOCIADO 2:	CONSUMIDOR ASOCIADO 3:
NIF: _____	NIF: _____	NIF: _____

Los **PRODUCTORES** asociados:

(Completar para cada productor asociado)

PRODUCTOR 1:	PRODUCTOR 2:
NIF: _____	NIF: _____

Abbildung 3: Mustervertrag: Verteilungs-Vereinbarung nach den Richtlinien der IDAE

In diesem werden mit dem β -Koeffizienten die Erzeugung aufgeteilt. Hierbei kann entweder auf statische oder alternativ auf dynamische Koeffizienten zurückgegriffen werden. Diese Koeffizienten können auf der Grundlage des Verbrauchs, der finanziellen Beteiligung oder anderer Kriterien festgelegt werden. Statische Koeffizienten sind jeweils ein fester Koeffizient zwischen 0 und 1, der über das gesamte Jahr gleichbleibend ist. Alternativ kann über einen dynamischen Koeffizienten für jede Stunde des Jahres ein Sharing-Koeffizient festgelegt werden. In Summe müssen die Koeffizienten aller Endkunden für jede Stunde eins ergeben. Über den α -Koeffizienten wird das Eigentum an der Erzeugungsanlage aufgeteilt, sollten bspw. mehrere Endkunden in die Anlage gemeinschaftlich investiert haben.

Über die CUPS werden die Verbraucher eindeutig identifiziert. Die CUPS (*Código Universal del Punto de Suministro*) ist in Spanien eine eindeutige Identifikationsnummer für einen bestimmten Strom- oder Gasversorgungspunkt, wobei jeder physische Ort, an dem Strom oder Gas geliefert wird, eine Nummer zugeordnet ist. Die CUPS-Nummer setzt sich aus einer Kombination von Zahlen und Buchstaben zusammen und enthält Informationen über den Verteilnetzbetreiber, die Region und den spezifischen Versorgungspunkt. Die Vereinbarung wird dem Energieversorger zusammen mit dem CIE zur Aktualisierung des Liefervertrags vorgelegt.

(Departamento Solar y Autoconsumo – IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía., 2023)

5. Enabler & praktische Umsetzung in Spanien

5.1 Hürden in der praktischen Umsetzung von Energy Sharing

Die Ergebnisse dieses Kapitels basieren auf zwei wesentlichen Quellen. Einerseits wurde von der APPA Renovables⁹ im Juli 2023 eine Stellungnahme veröffentlicht, in der die Probleme bei der Umsetzung von *autoconsumo colectivo* adressiert werden und Maßnahmen sowie Empfehlung zur Beseitigung dieser vorgelegt wurden. Dieser Bericht wurde von allen relevanten Unternehmen im Bereich des *autoconsumo colectivo* gemeinsam verfasst. Die Aussagen dieses Berichtes wurden ferner in qualitativen Interviews mit weiteren Fachexperten validiert und ergänzt. Eine Kurzübersicht über die zentralen Aussagen der geführten Interviews findet sich im Anhang.

Seit der Aufhebung der Sonnensteuer im Jahr 2018 und dank umfassender regulatorischer Unterstützung, erlebt der Eigenverbrauch in Spanien aktuell einen beispiellosen Boom. Dabei ist die Anzahl der installierten Leistung in den letzten fünf Jahren um 1 200 % gestiegen. Im Jahr 2021 wurde ein Zuwachs an neuer installierter Eigenverbrauchsleistung von 1 203 MW verzeichnet und im Jahr 2022 ein Plus von 2 507 MW registriert. Dabei verteilen sich die installierten Kapazitäten zu 47 % auf industrielle Anlagen (50 - 100 kWp), gewerbliche Anlagen (10 - 50kWp) auf 20 % und zu 32 % auf Haushalte (< 10 kWp). (Appa Autoconsumo, 2023)

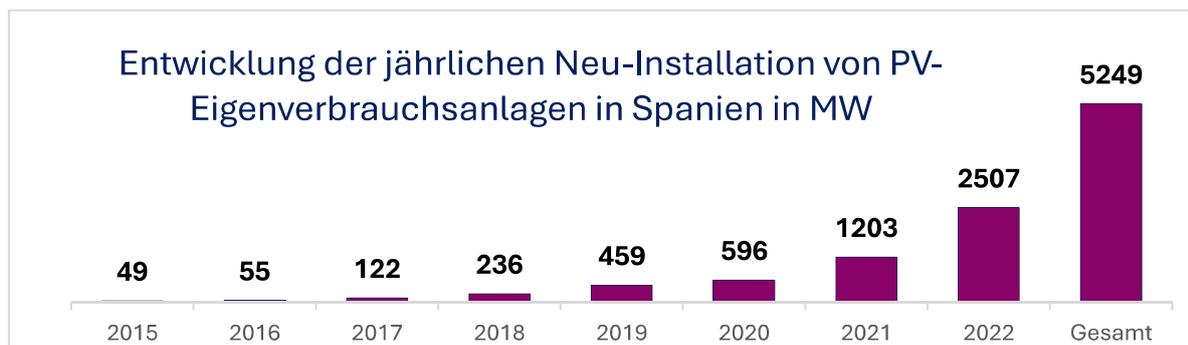


Abbildung 4: Entwicklung Neu-Installation Eigenverbrauchsanlagen in Spanien (Alianza por el Autoconsumo, 2023b)

Der Anteil von neuen kollektiven Eigenverbrauchsanlagen macht aber insgesamt nur 1% aller neu installierten Eigenverbrauchs-Anlagen aus (Alianza por el Autoconsumo, 2023b). Bereits aus dieser Zahl lässt sich ableiten, dass die Installation von kollektiven Eigenverbrauchsanlagen mit vielen Hindernissen in der Praxis verbunden ist.

Trotz des exponentiellen Wachstums des individuellen Eigenverbrauchs in den letzten zwei Jahren gibt es immer noch zahlreiche Hindernisse für die Entwicklung des kollektiven Eigenverbrauchs. Einige dieser Hindernisse sind darauf zurückzuführen, dass der Eigenverbrauch erst vor kurzem auf dem Markt und in der Gesellschaft eingeführt wurde, was zu einem mangelnden Bewusstsein bei Bürgern und Behörden geführt hat. In anderen Fällen sind diese Hindernisse auf schlechte Praktiken und mangelnde Zusammenarbeit zurückzuführen, wobei einige Akteure des Energie-Sektors (insbesondere Versorgungsunternehmen) ihre Macht missbrauchen und eine blockierende Haltung einnehmen (Alianza por el Autoconsumo, 2023b). Diese Dynamik wirkt sich

⁹ APPA Renovables ist die Spanische Vereinigung der Unternehmen für EE und setzt sich für unterstützende politische Maßnahmen ein und arbeitet mit der Regierung zusammen, um die Entwicklung von EE zu fördern. Dabei spielt APPA eine entscheidende Rolle bei der Förderung des Wachstums der Branche und insbesondere bei der Aufklärung von wettbewerbsverzerrenden Maßnahmen sowie regulatorischen Irrtümern. Appa Renovables (2023)

negativ auf die Ausweitung des Eigenverbrauchs aus. Insgesamt lassen sich die nachfolgenden geschilderten Probleme in drei Cluster einordnen:

- Gesellschaftliche Probleme
- Mangelnde Anpassung der Netzbetreiber und EVU an Rechtsvorschriften
- Unangemessene bürokratische Verzögerung und zusätzliche Prozess-Schritte

Gesellschaftliche Hürden bei Umsetzung *autoconsumo colectivo* Projekten

Eine große Herausforderung bei der Umsetzung und Initiierung von geteilten Solar-Installationen zur gemeinsamen Nutzung von Energie ist der erhebliche Mangel an Wissen und Bewusstsein bei den Beteiligten (#A1, 2023; Alianza por el Autoconsumo, 2023b). Das Konzept *autoconsumo colectivo* ist weiterhin vergleichsweise neu und vielen potenziellen Teilnehmern noch nicht bekannt. Dadurch stößt man bei Wohnungseigentümern auf Unverständnis und es erfordert lange Aufklärungsprozesse, bis das Konzept an sich überhaupt vorgestellt ist (#A1, 2023; #A7, 2023).

Durch das mangelnde Wissen resultieren wiederum mehrere Subprobleme. Erstens kennen die Menschen weder die Vorteile, Möglichkeiten und Mechanismen, die mit der gemeinsamen Nutzung von Energie verbunden sind. Das mangelnde Wissen macht es schwierig, Interesse und Unterstützung für solche Initiativen zu wecken (#A7, 2023). Die Unkenntnis führt häufig zu Skepsis und Zurückhaltung führen, sich auf ein Konzept einzulassen, das nicht allgemein bekannt ist. Infolgedessen ist die allgemeine Akzeptanz von Systemen zur gemeinsamen Nutzung von Energie begrenzt, was ihre erfolgreiche Umsetzung behindert (#A1, 2023; #A7, 2023; Alianza por el Autoconsumo, 2023b).

Eine weitere große Herausforderung noch vor der eigentlichen Installation ist die Notwendigkeit, die Zustimmung der Eigentümer in einer Gemeinschaft zu erreichen. Der Gesetzestext erfordert die Überzeugung von 33 % aller Eigentümer (Departamento Solar y Autoconsumo – IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía., 2023). Dabei ist hier das größte Problem, dass die Zustimmung innerhalb einer Eigentümerversammlung eingeholt werden muss, wobei diese Versammlung nur sehr sporadisch abgehalten werden (#A2, 2023; #A7, 2023). Es hat sich gezeigt, dass es aus verschiedenen Gründen schwierig ist, die Eigentümer von der Teilnahme am Energy Sharing zu überzeugen. Viele haben nur begrenztes Vertrauen in das neue Konzept und die potenziellen Vorteile, während andere es als komplizierten oder zeitaufwändigen Prozess ansehen (#A7, 2023). Darüber hinaus sind wirtschaftliche Faktoren wie die anfänglichen Kosten für die Installation und mögliche Störungen während der Umsetzung bei den Eigentümern abschreckende Argumente (#A1, 2023; #A2, 2023). Dadurch gestaltet sich der Zustimmungsprozess als ein langwieriger und komplexer Prozess. Somit ist die erste erhebliche Hürde für die erfolgreiche Umsetzung von Energy Sharing Konzepten bereits einen Konsens zwischen allen Beteiligten zu erreichen und die Vorbehalte zu überwinden. Selbst in dem Fall der kollektiven Zustimmung ergibt sich noch ein weiteres Konfliktpotential. Das Konzept *autoconsumo colectivo* lässt sehr unterschiedliche finanzielle Beteiligungsmodelle zu, wodurch die Einigung auf die Teilungskoeffizienten nicht eine eindeutige Entscheidung zulässt und Konfliktpotential birgt (Alianza por el Autoconsumo, 2023b).

Mangelnde Anpassung der Netzbetreiber und EVU an Rechtsvorschriften

Während des Installationsprozesses treten weitere Herausforderungen, die eine zeitnahe und effiziente Umsetzung der Systeme beeinträchtigen. Die Haupt-Herausforderungen bestehen in dem langwierigen Prozess der Kontaktaufnahme mit dem Verteilnetzbetreiber und dem

Energieversorger bei der Anmeldung der Anlage (#A1, 2023; #A6, 2023; Alianza por el Autoconsumo, 2023a).

Hier kommt insbesondere das Problem des mangelnden Unbundlings in Spanien zum Tragen. Während rechtlich ein Unbundling herrschen sollte, dominieren fünf Stromanbieter mit kumulierten 90% Marktanteil den Strommarkt (RUEDA, 2024). Vier dieser Stromanbieter betreiben gemeinschaftlich das Verteilnetz in Spanien. Der Prozess, dass die geteilte Anlage in das Netz angemeldet wird, wird dabei von den Netzbetreibern häufig verzögert oder aber Anträge werden ohne Rückmeldung nicht genehmigt (#A1, 2023; #A6, 2023). Dabei ergibt sich ein langwieriger Prozess, der bis zu sechs Monate oder länger dauert. Diese lange Bearbeitungsdauer – nur für den Zugang zur Netzverbindung – führt zu erheblichen Verzögerungen bei der Implementierung von Energy Sharing-Systemen (Alianza por el Autoconsumo, 2023a).

Für das spanische Konzept *autoconsumo colectivo* ist es nicht erforderlich, dass alle beteiligten Parteien bei dem gleichen Stromversorger unter Vertrag stehen (#A3, 2023; Departamento Solar y Autoconsumo – IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía., 2023). Im zweiten Schritt der Anmeldung wird durch den Netzbetreiber der Energieversorger über die gemeinsame Eigenverbrauchsregelung informiert. Dabei existiert die Möglichkeit, dass Energieversorger direkt durch den Netzbetreiber benachrichtigt wird oder alternativ, dass der Endkunde direkt an seinen Energieversorger mit der erforderlichen Dokumentation herantritt (Departamento Solar y Autoconsumo – IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía., 2023). Bei diesem Schritt divergiert aktuell die Regulatorik weit von der Praxis auseinander. Dadurch, dass fehlende Standardisierung von Verfahren und Anforderungen seitens des Regulators gegeben sind, erschweren die Energieversorgern die Umsetzung solcher Konzepte (#A3, 2023; Alianza por el Autoconsumo, 2023a). Bei diesem Schritt existiert eine rechtliche Grauzone, so dass jeder Versorger eigene Voraussetzungen und Regeln für den Umgang mit der gemeinsamen Eigenverbrauchsregelung festlegen (#A3, 2023). Diese fehlende Standardisierung führt zu zusätzlichen Komplexitäten, da unterschiedliche Anforderungen für jeden Energieversorger erfüllt werden müssen. Die Koordination mit mehreren Energieversorgern und die Einhaltung ihrer individuellen Richtlinien verursachen weitere Verzögerungen und administrative Herausforderungen während des Installationsprozesses.

Es herrscht weit verbreitetes Unwissen innerhalb der Energieversorger über den Aktivierungsprozess von individuellen Selbstverbrauchsverträgen, was zu wiederholtem Versenden derselben Unterlagen und Eröffnungen von Akten für denselben Fall führt. Damit wird die effektive Aktivierung des Eigenverbrauchs für jedes Mitglied des Kollektivs erheblich verzögert. Darüber hinaus ist die Kommunikation zwischen Netzbetreibern und Energieversorgern mangelhaft, was zu noch weiteren Verzögerungen führt. (#A1, 2023; #A3, 2023; Alianza por el Autoconsumo, 2023a)

Insgesamt zeigte sich in der Auswertung des APPA-Reports und der Interviews, dass Netzbetreiber zusammen mit den Energieversorgungsunternehmen das größte Bottleneck für die Anmeldung von kollektiv geteilten Anlagen darstellen. Die Verzögerung führt zu wirtschaftlichen Verlusten für die Endkunden, da die Anlage häufig schon bezahlt ist, aber nicht an das Netz angeschlossen ist.

Unangemessene bürokratische Verzögerung und zusätzliche Prozess-Schritte

Auch werden vom Energieversorger übertriebene Anforderungen an Anschlussänderungen gestellt, die über den geforderten Standard hinausgehen (#A1, 2023; #A3, 2023; #A6, 2023; Alianza por el Autoconsumo, 2023a). Es gibt zwingende Erneuerungen von

Verbindungseinrichtungen und Anpassungen von Schaltungskästen, die mit redundanten Installationsmaßnahmen durchgeführt werden müssen (#A1, 2023; Alianza por el Autoconsumo, 2023a). Solche Anforderungen werden manchmal nach Beschwerden aufgrund ihrer Unangemessenheit zurückgezogen (#A3, 2023; Alianza por el Autoconsumo, 2023a).

Im Fall einer erfolgreichen Anmeldung kann es dennoch dazu kommen, dass die Versorger keine monatlichen Ablesungen der Zähler für individuellen oder kollektiven Selbstverbrauch senden, wodurch Verbraucher nicht von ihrer Überschusskompensation profitieren können. Sie erhalten keine Rechnungen und haben dementsprechend auch keine Informationen über ihren Verbrauch. Als Grund wird hier von den Versorgern auf IT-Probleme verwiesen. (#A1, 2023; #A4, 2023; Alianza por el Autoconsumo, 2023a)

Obwohl im RD 14/2022 eine Höchstfrist von 2 Monaten für die Aktivierung von kollektiven Eigenverbrauchsanlagen vorgesehen ist, beträgt die Zeitspanne in der Realität mindestens zehn Monate und kann bis zu 24 Monate dauern (#A4, 2023; Alianza por el Autoconsumo, 2023a). Dabei zeigen sich zwei zentrale Probleme, die immer wieder auftreten:

Aufgrund von mangelndem Interesse das Konzept *autoconsumo colectivo* zu unterstützen, sowie aufgrund fehlender Verfahren oder Systemaktualisierungen gibt es die schlechte Praxis, dass bei der Antwortzeit stark seitens des Energieversorgers verzögert wird und Akten trotz eingereichter Beschwerden unbeantwortet gelassen werden. Dies geschieht, um das Beantworten von Rückfragen zu kollektivem Selbstverbrauch zu vermeiden, Bauprojekte zu stoppen oder die Aktivierung von Kompensationen zu verzögern (#A6, 2023; Alianza por el Autoconsumo, 2023a). Einige Versorger benötigen über einen Monat, um zu antworten, und in manchen Fällen werden Akten ohne Erklärung wieder geschlossen, was dazu führt, dass Akten bis zu sieben Mal wiedereröffnet werden müssen und die Prozesse somit bis zu 2 Jahre dauern (Alianza por el Autoconsumo, 2023a).

Ferner ist es üblich, dass die Vorlage von Dokumenten oder Maßnahmen verlangt werden, die rechtlich nicht erforderlich oder unangemessen sind, und bei Nichtvorlage den Fortschritt von Anträgen zu blockieren. Beispiele hierfür sind: die ausdrückliche Anforderung einer Anschlussverbindung für die Installation, die Anforderung der Seriennummern aller Solarmodule nach Abschluss der Installation; Anforderung von Fotos und Installation eines weiteren Schaltkastens, wobei keiner dieser Aktivitäten rechtlich vorgesehen sind (#A1, 2023; #A4, 2023; Alianza por el Autoconsumo, 2023a).

Um diese Herausforderungen zu bewältigen und die erfolgreiche Umsetzung von Energy Sharing-Konzepten zu ermöglichen, wurden verschiedene Lösungsansätze seitens der IDAE und APPA vorgestellt.

5.2 Vorstellung von spanischen Lösungsansätzen

Lösungsansatz Eigenverbrauchsmanager (Gestor del autoconsumo colectivo)

Um die Bearbeitung der *autoconsumo colectivo*-Verfahren zu beschleunigen, wurde im Juli 2023 die Person des *Gestor del autoconsumo colectivo* (deutsch: Eigenverbrauchsmanager) geschaffen, der als Vertreter der angeschlossenen Verbraucher für die Kommunikation mit den am Eigenverbrauch beteiligten Akteuren, wie Netzbetreiber und Stromversorgern, fungiert. Diese Rolle kann implementiert werden, sobald die Installation durch das Kollektiv beschlossen worden ist und das Verfahren zur Legalisierung der Anlage bei der zuständigen Stelle der autonomen Gemeinschaft eingeleitet wurde. Die Rolle des Eigenverbrauchsmanagers resultiert nicht aus einem konkreten Gesetz, sondern geht implizit aus der spanischen Gesetzgebung hervor. Diese

Rolle wurde erstmalig im Juli 2023 durch die IDAE in die offiziellen Richtlinien aufgenommen. Somit basieren auch folgende Informationen wieder auf (#A3, 2023; Departamento Solar y Autoconsumo – IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía., 2023)

Der Eigenverbrauchsmanager kann jede natürliche oder juristische Person sein, unabhängig davon, ob sie Teil des Kollektivs ist oder nicht, d.h. es kann sich um einen Verbraucher, einen Erzeuger, einen Eigentümer, einen Hausverwalter, einen Vorsitzenden der Eigentümergemeinschaft oder einen Dritten handeln. Auch sind autorisiertes Installationsunternehmen oder ein speziell auf diese Prozesse Dienstleister als Anbieter denkbar.

Zu den Hauptaufgaben eines Eigenverbrauchsmanagers gehören:

- 1. Repräsentation:** Er vertritt die am kollektiven Eigenverbrauchssystem teilnehmenden Verbraucher und stellt sicher, dass ihre Interessen und Rechte während des gesamten Prozesses gewahrt werden.
- 2. Kommunikation:** Erleichterung einer effektiven Kommunikation zwischen den Verbrauchern und den Energieversorgern. Dies kann die Übermittlung von Informationen, das Ansprechen von Bedenken und das Verhandeln im Namen der Verbraucher beinhalten.
- 3. Unterstützung bei Verfahren:** Unterstützung der Verbraucher bei der Bewältigung der Verwaltungsverfahren und -anforderungen im Zusammenhang mit dem kollektiven Selbstverbrauch.

(#A3, 2023; Departamento Solar y Autoconsumo – IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía., 2023)

Die beiden nachfolgenden Lösungsansätze wurden hingegen von der APPA in ihrem Bericht (Appa Autoconsumo, 2023) angeregt, um die Energy Sharing Prozesse weiter zu verbessern.

Staatliche Standardisierung und zentralisierte Anlaufstelle für Abwicklung Eigenverbrauch

In den Herausforderungen wurden zwei entscheidende Phasen mit Problemen identifiziert: der Prozess bis zur Durchführung von Installation und der nachfolgende Prozess nach der Installation für die Aktivierung und Abrechnung der Eigenverbrauchsanlage. Um die Benutzerfreundlichkeit für die Endkunden zu erhöhen, Verwaltungsabläufe zu beschleunigen und Engpässe bei Installationsfirmen, Verteilern und Vertriebsunternehmen zu vermeiden, ist es wichtig zu verhindern, dass jeder Verteiler und jedes Vertriebsunternehmen unterschiedliche Dokumente und Verfahren für diese Phasen verlangt. Eine detaillierte Standardisierung, bspw. mit vereinheitlichten Protokollen, auf staatlicher Ebene, der alle beteiligten Parteien folgen müssen, ist wird dabei von APPA als unerlässlich angesehen. Es soll sichergestellt werden, dass diese Protokolle transparent, digital und beständig sind, um die einseitige Einführung neuer Anforderungen an Dokumente oder Verfahren durch Netzbetreiber und Versorger zu vermeiden.

Ferner wird vorgeschlagen, dass eine staatliche Anlaufstelle oder einheitliche Genehmigungsverfahren für Verwaltungsangelegenheiten und Netzanschluss-Anfragen angestrebt werden sollten. Dabei sollen Verwaltungen auf allen Ebenen (Bund, Regionen und lokale Einheiten, Netzbetreiber und Versorger) am Design, der Governance und dem Betrieb beteiligt sein. Dies schließt nicht aus, dass autonome Einzelstellen existieren können, jedoch wird empfohlen, die Schaffung von Redundanzen auf lokaler Ebene zu vermeiden. Dieses Problem existiert in Spanien durch die leichte Abänderung der *autoconsumo colectivo*-Anforderungen in allen Autonomen Gemeinden. (Appa Autoconsumo, 2023)

Einführung strikter Sanktionierungs-Regeln gegen Netzbetreiber und Versorger

Die Kommunikation mit den EVU erweist sich als eine der größten Hürden für die Aktivierung der Einspeisevergütung. Die üblichen Zeiträume erstrecken sich in einigen Fällen von 12 bis zu 24 Monaten für eine rechtlich möglicherweise 15-tägige Prozedur. Dies führt zu einer Schutzlosigkeit der Verbraucher, weswegen eine korrigierende Maßnahme gegen Fälle von Fehlverhalten und Nichteinhaltung gesetzlicher Fristen eine Lösung sein könnte. Erfahrungsgemäß waren solche durchsetzenden Mechanismen erfolgreich darin, die Einhaltung von Fristen und guten Praktiken zu fördern, um den Verbraucherschutz zu gewährleisten. Ein Beispiel dafür ist die Regulierung des Wechsels von Mobilfunkanbietern in Spanien, die nach angemessener Regulierung und Bestrafung von Missbräuchen von einer übermäßigen Wartezeit von mehr als einem Monat auf fünf Tage reduziert wurde. (Appa Autoconsumo, 2023)

6. Anwendbarkeit auf Deutschland

Mit der abschließenden Ableitung von Handlungsempfehlungen und Best Practices sollen Impulse für eine Änderung der deutschen Regulatorik gegeben werden. Aus der anfänglichen Darstellung des Status Quos in Deutschland lassen sich mit dem Blick aus Spanien drei zentrale Handlungsempfehlungen ableiten. Die genannten Best Practices adressieren hingegen die wichtigsten und größten Bottlenecks und Hürde bei der Umsetzung des Energy Sharing Konzepts. Die Best Practices sind als potenzielle Anpassungen oder Ergänzungen zu interpretieren, die erforderlich sind, um langfristig das Konzept des Energy Sharing erfolgreich in Deutschland umzusetzen. Eine Übersicht aller Impulse ist komprimiert in der untenstehenden Tabelle zusammengefasst. Eine weitere Erklärung dieser Aspekte folgt in den beiden Unterkapiteln.

Handlungsempfehlungen & Best Practices für die erfolgreiche Umsetzung von Energy Sharing		
<u>Titel und Kurzbeschreibung</u>	<u>Involvierte Akteure</u>	<u>Zeitfenster</u>
<p>Forcierung Smart Meter Rollout Schaffung der digitalen Infrastruktur für den virtuellen Energie-Austausch zwischen Haushalten über intelligente Messsysteme.</p>	Messstellenbetreiber Gesetzgeber	Kurzfristig
<p>Einführung von neuen Energy Sharing Prozesse Entbürokratisierung des bestehenden Mieterstrom-Modells, Einführung neuer Konzepte für das Teilen von Strom, einfache Mechanismen angelehnt an spanischen Sharing-Vertrag.</p>	Gesetzgeber; Netzbetreiber (VNB&ÜNB); BNetzA; EVUs	Mittelfristig
<p>Finanziellen Anreizen und Ausweitung der Nutzung auf des NS-Netz Erlauben des Teilens von Strom über das NS-Netz, um Attraktivität des Energy Sharing Konzepts zu steigern. Reduzierte Netzentgelte als finanzieller Anreiz denkbar, Entlastung für VNB schaffen.</p>	Gesetzgeber; Netzbetreiber (VNB&ÜNB)	Mittelfristig
<p>Verteilnetzbetreiberübergreifende Standardisierung von Prozessen und Anforderungen Keine individuellen Lösungen der VNB, sondern einheitliche Standards schaffen. Keine Interpretationsspielräume geben durch Schaffung von verbindlicher, standardisierter Dokumentation.</p>	Gesetzgeber; BNetzA	Mittelfristig
<p>Einführung Rolle „Eigenverbrauchsmanager“ mit Vertretungsmacht für Kollektive Neue Rolle des Eigenverbrauchsmanagers vertritt Kollektive und kommuniziert mit Netzbetreiber, weitere Standardisierung der Anmeldung.</p>	Gesetzgeber	Mittelfristig
<p>Schaffung einer offiziellen Energy Sharing Anlaufstelle Offizielle durch Gesetzgeber geschaffen Stelle die Anmeldung der Kollektive annimmt und an den Netzbetreiber weitergibt. Weitere bilaterale Vereinfachung der Anmeldeprozesse.</p>	Gesetzgeber; BNetzA Netzbetreiber (VNB&ÜNB)	Langfristig

6.1 Ableitung von Handlungsempfehlungen zur Verbesserung der deutschen Regulatorik

Forcierung des Smart Meter Rollouts

In Spanien werden die Endkunden über Smart-Meter direkt in den Strommarkt integriert. Die Echtzeitdaten über den Stromverbrauch stellen die technische Voraussetzung für diese "Markt-Integration" dar. Besonders wichtig ist jedoch, dass auch das Energy Sharing Konzept auf diesen Echtzeitdaten angewiesen ist. Bei dem spanischen Konzept ist eine bestehende Smart Metering Infrastruktur und die damit einhergehende zeitsynchrone Abrechnung essenziell, um den „virtuellen“ Energieaustausch zwischen Haushalten, Unternehmen und den lokalen Energieerzeugern über das Niederspannungsnetz zu ermöglichen. Mit der Datenerfassung können Energieflüsse neu aufgestellt werden und virtuell neu verteilt werden. Da Energy Sharing auf einer zeitsynchronen Abrechnung fußt, wird nicht nur der Gesamtenergieverbrauch, sondern auch den Zeitpunkt der Nutzung berücksichtigt. (van Heemstra et al., 2021; Viola Theesfeld et al., 2021)

Dabei ist eine Charakteristik des Energy Sharings die virtuelle Saldierung von Strom. Im Gegensatz zu traditionellen Methoden des Energieaustauschs, die eine physische Verbindung durch Kabel erfordern, wird der virtuelle Stromaustausch über digitale Plattformen ermöglicht. Diese virtuelle Verbindung eröffnet neue Möglichkeiten für den dezentralen Energieaustausch und fördert die Schaffung von kollektiver Flexibilität, die sich stark nach den Verfügbarkeiten von Energie richtet. (Roland Tual et al., 2023)

Ein zentrales Hindernis für die flächendeckende Einführung von Energy Sharing Konzepten in Deutschland ist die unzureichende technische Infrastruktur, insbesondere im Hinblick auf den Einsatz von Smart Metern. Um diese Hürde zu überwinden, empfiehlt sich eine weitere Forcierung des Rollouts von intelligenten Messsystemen. Hierbei liefert das GNDWE bereits gute Impulse und geht in die richtige Richtung, in dem alle Haushalte bis 2030 mit einem solchen Zähler ausgestattet werden sollen.

Energy Sharing Prozesse mit geringen bürokratischen Hürden schaffen

Eine Kritik am Mieterstrom-Modell ist insbesondere die hohe Bürokratisierung dieses Ansatzes. Auch bei Bürgerenergiegesellschaften ist es stets erforderlich eine legale Entität zu gründen oder einer beizutreten, was Bürokratie nach sich zieht. Die vereinfachte Herangehensweise Spaniens im Energy Sharing Prozess, die auf einem einzigen Dokument basiert, bietet eine inspirierende Perspektive. Um diesen Ansatz auf Deutschland zu übertragen, ließe sich – genau wie in Spanien – der Prozess der Anmeldung des Eigenverbrauches auf einen kollektiven Eigenverbrauch ausweiten. Der Anmelde-Prozess des kollektiven Eigenverbrauchs folgt in den ersten Schritten analog zum individuellen Eigenverbrauch. Nur in den abschließenden Schritten wird die Erzeugungsanlage mehrere Verbraucher durch einen einfachen Sharing-Vertrag allokiert. Dieses erfolgt über ein einziges Dokument im spanischen Fall, was zwei verschiedene Abrechnungsmechanismen zulässt.

Deswegen ist es ebenfalls erforderlich, einen geeigneten Abrechnungsmechanismus zu entwickeln, der eine transparente und faire Aufteilung der gemeinsam genutzten Energie der Verbraucher ermöglicht. Hierbei kann zwischen einem kollektiven und einem individuellen Modell unterschieden werden.

Im kollektiven Modell wird die Gemeinschaft als eine Einheit behandelt, und der gemeinschaftlich verbrauchte Strom wird kumuliert. Im individuellen Fall wird hingegen jeder Verbraucher einzeln

betrachtet. Abhängig von dieser Unterscheidung wird entweder das Kollektiv oder jeder einzelne Verbraucher zum Einspeiser. Verbraucht ein Haushalt in Spanien nicht zeitsynchron die Erzeugung aus seinem Anteil, wird sein Überschuss eingespeist und ihm gutgeschrieben. Es ist auch denkbar, diese Überschüsse innerhalb des Kollektivs zu teilen, was in Spanien jedoch nicht vorgesehen ist.

Dabei ist zu beachten, dass dieser Mechanismus die innerhalb der Gemeinschaft geteilte Energie genau abrechnen muss und die Verantwortung für diese Abrechnung klar definiert sein sollte (entweder durch den Netzbetreiber oder durch Drittanbieter für Kollektive). Die Grundlage hierfür bildet eine schlüssige Zuteilungstabelle bzw. ein Verteilungsschlüssel, aus dem hervorgeht, wie die Energiezuteilungswerte berechnet und an die Energielieferanten weitergegeben werden. In Spanien wurde ein Konzept etabliert, bei dem Koeffizienten an der Anlage vergeben werden, und die Erzeugung proportional gemäß diesen Koeffizienten verteilt wird.

Anreizschaffung für Netzbetreiber und Endverbraucher

Die deutsche Regulatorik sollte Anreize schaffen, um Energy Sharing attraktiver zu gestalten. Dies könnte finanziellen Anreizen, wie Vergünstigen oder Förderprogramme geschaffen werden. Dabei sollte sowohl für den Kunden als auch für Netzbetreiber Anreize geschaffen werden. Kunden können durch Kosteneinsparungen motiviert werden, die durch die gemeinsame Nutzung ermöglicht werden. Diese Einsparungen können durch eine Reduzierung der Netzentgelte, Stromsteuern oder Abgaben realisiert werden. Alternativ ist auch eine Energy Sharing Prämie, ähnlich der EEG Einspeisevergütung, für Kollektive, die geteilte Energie nutzen, denkbar.

Andererseits gilt es zu beachten, dass mit einer Netzentgelt-Befreiung Defizite bei den Netzbetreiber auftreten werden. Hier gilt es auch auf Seiten der Netzbetreiber Anreize zu schaffen, da neben den Defiziten zusätzlicher Aufwand mit der Abrechnung der Kollektive entsteht, wodurch Energy Sharing als Doppelbelastung für den Netzbetreiber gesehen werden kann. Dabei muss die Unterscheidung zwischen Energy Sharing und Energieversorgung klar definiert werden. Die gemeinsame Nutzung von Energie sollte nicht mit einer Bilanzierungsverantwortung einhergehen oder damit verbundene Kosten auf das Kollektiv abwälzen.

Ferner ist die deutsche Regulatorik noch nicht attraktiv genug, um mit der Energiewende auch Bewohner von Mehrfamilienhäusern und Wohnungen zu erreichen. Dabei sollte die Lokalität durch eine geeignete geografische Begrenzung sichergestellt werden, die weder zu eng noch zu weit gefasst ist. Eine Beschränkung auf dasselbe Mehrfamilienhaus, wie im aktuellen Mieterstrommodell, ist nicht sinnvoll, da nicht jedes Mehrfamilienhaus kurzfristig mit PV-Anlagen ausgestattet werden kann. Andererseits sollte eine zu weitgehende Öffnung vermieden werden, um den Lokalfaktor zu erhalten und Energy Sharing nicht zu einem anonymen Abrechnungskonzept verkommen zu lassen. In Spanien müssen die abnehmenden Endkunden bei *autoconsumo colectivo* an dieselbe Niederspannungs-Ortsnetzstation angeschlossen sein. Für diese lokale Begrenzung wurden weitere Alternativkriterien entwickelt, die sich in Deutschland wie folgt übersetzen ließen:

- Gleiche Postleitzahl der abnehmenden Endkunden und Erzeugungsanlage
- 2km orthogonale Distanz zwischen abnehmenden Endkunden und Erzeugungsanlage

6.2 Weiterführende Best Practices aus Spanien

Standardisierung von Prozessen und Anforderungen

Die Einführung der Verteilnetzbetreiberübergreifenden Standardisierung von Prozessen und Anforderungen geht Hand in Hand mit einer verstärkten Kooperation mit den Netzbetreibern. Smartes Energy Sharing verändert die Beziehung zwischen Endkunden und Netzbetreibern grundlegend. Dabei wird das Kollektiv zu einer integralen Organisation im Zentrum des Energiesystems, die nicht nur technisch, sondern auch organisatorisch und finanziell Produktion und Verbrauch intelligent kombiniert. Dabei hat sich in Spanien gezeigt, dass die DSOs und die Energieversorger diesen Mehrwert von Energy Sharing nicht wahrgenommen haben.

Infolgedessen wurde das Konzept seitens der Netzbetreiber und Versorger wenig unterstützt. Bedingt dadurch, dass die Regulatorik große Interpretationsspielräume zugelassen hat, haben alle Netzbetreiber und Versorger ihre eigenen Standards implementiert, so dass im Prozess der Anmeldung lange Verzögerungen für die Verbrauch ergab, was große Verwirrung und Frustration auf Seiten der Verbraucher gestiftet hat. Insbesondere vor dem Hintergrund, dass in Deutschland 866 Verteilnetzbetreiber¹⁰ aktiv sind, gilt es hier von Beginn an einheitliche und verbindliche Standards zu schaffen. Für die Definition dieser Standards ist es empfehlenswert, eine enge Kooperation mit den Netzbetreibern von Anfang an anzustreben, damit nicht nur die reibungslose Integration von Energy Sharing ermöglicht wird, sondern auch die Vorteile eines Kollektivs mit Flexibilitätspotential von Beginn an dargestellt werden.

Einführung rechtliche Figur des Eigenverbrauchsmanager

Die Einführung des Eigenverbrauchsmanagers im Rahmen des spanischen Energy Sharing-Konzepts erfolgte als Antwort auf diverse gesellschaftliche und organisatorische Herausforderungen, die die Umsetzung von *autoconsumo colectivo*-Projekten erschwerten (#A3, 2023). Zu diesen Herausforderungen gehörte zunächst das begrenzte Wissen und Bewusstsein der Beteiligten über das Konzept des *autoconsumo colectivo*, was zu Skepsis und Zurückhaltung bei Wohnungseigentümern führte. Darüber hinaus stellte die Notwendigkeit, die Zustimmung der Eigentümergemeinschaft zu erhalten, um Energy Sharing-Projekte zu initiieren, eine bedeutende Hürde dar, da dies oft langwierige und komplexe Konsensfindungsprozesse erforderte. Ein weiteres Problem bestand in der zeitaufwändigen und komplexen Kommunikation mit den Verteilnetzbetreibern (DSO) sowie der Beantragung des Anschlusszugangs, da vor der Einführung des Eigenverbrauchsmanagers alle Beteiligten individuell mit den Energieversorgern und Netzbetreibern interagieren mussten.

Die Einführung des Eigenverbrauchsmanagers, bekannt als *Gestor del autconsumo colectivo*, im Juli 2023 wurde als Lösung für diese Herausforderungen entwickelt. Der Eigenverbrauchsmanager spielt eine zentrale Rolle bei der Bewältigung dieser Probleme, indem er die Kommunikation und Repräsentation der angeschlossenen Energiekollektive koordiniert und vereinfacht. Vor dieser Neuerung waren Einzelpersonen gezwungen, individuell mit den Energieversorgern und Netzbetreibern zu interagieren, um notwendige Schritte im Zusammenhang mit Energy Sharing-Projekten durchzuführen. Die Einführung des Eigenverbrauchsmanagers hat somit die Koordination und Kommunikation erheblich verbessert und führt zu einer beschleunigten Umsetzung von *autoconsumo colectivo*-Projekten. Diese Figur kann eine natürliche oder juristische Person übernehmen, was auch Dienstleistern erlaubt die Stellvertretung von Kollektiven zu übernehmen.

¹⁰ Bundesnetzagentur (2023)

Schaffung offizieller Energy Sharing Anlaufstelle

Um die vorherig- genannten Probleme und Herausforderungen im Umgang mit Netzbetreibern und Energieversorgern anzugehen, wurde in Spanien zusätzlich zum *Gestor del Autoconsumo* die *Oficina Técnica de Energía Limpia y Proyectos Inteligentes* (Büro für saubere Energie und intelligente Projekte) als Anlaufstelle für *autoconsumo colectivo*-Projekte ins Leben gerufen. Mit dieser Initiative wird das Ziel verfolgt, die Beteiligung der Bürger an Energy Sharing Projekten zu fördern, indem diese Büros die Prozesse unterstützen. Zusätzlich fungieren die *Oficina Técnica* als Koordinationsstelle für den Informationsaustausch auf interkommunaler Ebene im Bereich von Energy Sharing. Sie fördern den Wissensaustausch, unterstützen Arbeitsgruppen, verbreiten bewährte Praktiken und erstellen Handbücher und Leitfäden zur Durchführung von *autoconsumo colectivo* Projekten.

Dennoch ist anzumerken, dass die derzeitige Rolle dieser Anlaufstelle auf informierende Funktionen beschränkt ist. Es wäre jedoch effektiver, wenn sie eine zentrale Anlaufstelle wäre, die auch die Kommunikation und Anmeldung von Energy Sharing-Projekten gebündelt und zentralisiert koordiniert. In den Anfangstagen von Energy Sharing-Projekten hatten Verbraucher nur begrenzte rechtliche Möglichkeiten, ihre Rechte gegenüber den Netzbetreibern durchzusetzen, trotz klarer rechtlicher Bestimmungen. Die Netzbetreiber ignorierten häufig geltendes Recht, wie bereits in den zuvor beschriebenen Problemen dargelegt. Die Regierung hat zwar die Rechtslage kontinuierlich verbessert, es fehlt jedoch eine Exekutivgewalt, die die Einhaltung dieser Gesetze und Regeln überwacht und insbesondere die Befugnis hat, bei Bedarf nachzubessern. Die bloße Abhängigkeit vom guten Willen der Netzbetreiber bei der Anmeldung solcher Projekte erweist sich in dieser Hinsicht als unzureichend und sollte durch eine stärkere staatliche Regulierung und Überwachung ergänzt werden.

7. Fazit und Ausblick

Zusammenfassung der Kernaspekte

Diese Einführung des spanischen Energy Sharing Konzepts wurde durch die Integration der CEP-Richtlinien in das nationale Recht ermöglicht. Das Konzept des Energy Sharing in Spanien baut dabei auf den rechtlichen Grundlagen für Eigenverbrauch auf. Mit der Umsetzung der CEP-Richtlinien wurde 2018 die "Sonnensteuer" abgeschafft, die PV-Projekte in Spanien gehindert hatte, und die Durchführung von Collective Self-Consumption (CSC) ermöglicht. Die Bedingungen für CSC wurden 2019 in RD 244/2019 festgelegt. CSC kann in privaten Netzwerken oder über das öffentliche Stromnetz realisiert werden, abhängig von bestimmten Bedingungen. In der Regel wird hier die 2 km-Regel angewendet, so dass Erzeugungsanlage und Verbraucher voneinander getrennt sein können. Die über das öffentliche Netz geteilte Energie ist von Steuern und Abgaben befreit.

Das spanische Gesetz differenziert zwischen Eigenverbrauch ohne und mit Überschüssen, was Verbrauchern und Produzenten flexible Optionen zur Verwendung von überschüssiger Energie bietet. Trotz des exponentiellen Wachstums des individuellen Eigenverbrauchs stehen dem kollektiven Eigenverbrauch zahlreiche Hindernisse im Weg. Ein Hauptaspekt ist das mangelnde Bewusstsein, sowohl auf Seiten der Bürger als auch der Behörden. Das Konzept des "autoconsumo colectivo" ist vielen noch unbekannt, was zu Missverständnissen und zeitaufwändigen Aufklärungsprozessen führt. Das begrenzte Wissen wiederum führt zu weiteren Problemen, da die Vorteile und Mechanismen der gemeinsamen Nutzung von Energie nicht ausreichend bekannt sind, was die Akzeptanz und erfolgreiche Umsetzung behindert.

Eine beträchtliche Herausforderung besteht darin, die Zustimmung der Eigentümer in einer Gemeinschaft zu erhalten, wofür mindestens 33% erforderlich sind. Der Zustimmungsprozess gestaltet sich komplex und langwierig, insbesondere weil die erforderliche Eigentümerversammlung selten stattfindet. Die Überzeugungsarbeit, vor allem in Bezug auf Kosten und mögliche Störungen während der Umsetzung, gestaltet sich schwierig.

Während des Installationsprozesses treten weitere Herausforderungen auf, insbesondere die langwierige Kontaktaufnahme mit dem Verteilnetzbetreiber (DSO) und die Beantragung des Anschlusszugangs. Dies führt zu erheblichen Verzögerungen von bis zu sechs Monaten oder länger bei der Integration der geteilten Anlagen ins Netz. Unklarheiten und Unregelmäßigkeiten in der Kommunikation zwischen Energieversorgern und Netzbetreibern sowie mangelnde Standardisierung von Verfahren und Anforderungen tragen zu weiteren Verzögerungen und administrativen Herausforderungen bei.

Die Energieversorgungsunternehmen spielen eine entscheidende Rolle und sind häufig der Engpass bei der Aktivierung kollektiver Eigenverbrauchsanlagen. Hierbei treten erhebliche Verzögerungen aufgrund von Schwierigkeiten seitens der Versorgungsunternehmen auf. Trotz der gesetzlich festgelegten Höchstfrist von 2 Monaten dauert die Aktivierung in der Realität oft mindestens zehn Monate, manchmal sogar bis zu 24 Monate. Die Ursachen reichen von weit verbreitetem Unwissen innerhalb der Energieversorger über den Aktivierungsprozess bis zu bürokratischen Verzögerungen und übertriebenen Anforderungen an Anschlussänderungen.

Im Juli 2023 wurde als Reaktion auf die Probleme die Rolle des Eigenverbrauchsmanagers eingeführt. Der Eigenverbrauchsmanager wurde geschaffen, um die Interessen der Verbraucher zu vertreten, die am kollektiven Eigenverbrauch teilnehmen. Seine Aufgaben umfassen Repräsentation, Kommunikation, Unterstützung bei Verfahren und Problemlösung. Trotz dieser

Fortschritte bestehen weiterhin Herausforderungen. Als weitere Lösungsansätze wurde staatliche Standardisierung für die Abwicklung Eigenverbrauch sowie stärkere Sanktionsmaßnahmen gegen den Netzbetreiber diskutiert.

Zukunftsansicht Energy Sharing DE und abschließende Bemerkung

Im August 2023 präsentierte das BMWK erstmals einen Referentenentwurf des Solarpaket I, das darauf abzielt, den Ausbau von Photovoltaikanlagen zu beschleunigen, bürokratische Hürden abzubauen und Grundlagen für Energy Sharing zu legen. Insbesondere umfasst das Paket Vereinfachung der Genehmigungsverfahren und Verbesserung zum Mieterstrommodell. Das Solarpaket II wird ebenfalls erwartet und soll die Grundlagen für das Energy Sharing in Deutschland weiter stärken.

Eine positive Entwicklung für Energy Sharing zeigt sich bereits im Mieterstrommodell, das mit dem Solarpaket I verbessert werden wird, mit Ausweitungen auf Gewerbegebiete, geringeren technischen Anforderungen, kürzeren Genehmigungsverfahren und einem virtuellen Summenzähler. Ein weiterer Schritt zur Unterstützung von Energy Sharing ist der Smart Meter Rollout durch das "Gesetz für den Neustart der Digitalisierung in der Energiewende." Dieses Gesetz legt einen klaren Zeitplan für die flächendeckende Einführung von Smart Metern bis 2030 fest und zielt auf die Vereinfachung der Genehmigungsverfahren für diese intelligenten Zähler ab. Die flächendeckende Einführung intelligenter Zähler schafft die technische Grundlage für Energy Sharing in Deutschland.

Trotzdem bleibt Energy Sharing weitgehend unentdeckt, und es gibt noch Raum für Verbesserungen. Der Blick auf das Modell in Spanien zeigt das Potenzial von Energy Sharing für die dezentrale Energieversorgung in Städten.

Energy Sharing ist im Kern ein Abrechnungsmechanismus, der durch simple Verträge realisierbar ist. Die technische Umsetzung kann auf bestehenden Energieinfrastrukturen aufbauen, wodurch die Hürden für die Implementierung gesenkt werden. Mit der richtigen rechtlichen und regulatorischen Unterstützung kann Energy Sharing zu einer zentralen Säule der Energiewende in Deutschland werden. Es liegt an uns, dieses Potenzial zu nutzen und innovative Wege zu beschreiten.

8. Verzeichnis

8.1 Abkürzungsverzeichnis

BWМК	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
CEC	Citizen Energy Community
CEP	Clean Energy for all European Package
CSC	Collective Self-Consumption
EC	Energy Community
EE	Erneuerbare Energien
EMD	Electricity Market Directive
EU	Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FiT	Feed-in-Tariff
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
kWp	Kilowatt peak
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
PV	Photovoltaik-Anlage
RD	Royal Decreto / Königliches Dekret

8.2 Literaturverzeichnis

- #A1 (4. Juli 2023). Interview durch Nils Bartig.
- #A2 (10. Juli 2023). Interview durch Nils Bartig.
- #A3 (11. Juli 2023). Interview durch Nils Bartig.
- #A4 (13. Juli 2023). Interview durch Nils Bartig.
- #A6 (20. Juli 2023). Interview durch Nils Bartig.
- #A7 (7. August 2023). Interview durch Nils Bartig.
- Alaton, C., Contreras-Oscana, J., Döring, T., Tounquet, F. & Radigues, P. de. (2020). *Energy Communities: From European Law to Numerical Modeling* (2020 17th International Conference on the European Energy Market (EEM). Institute of Electrical and Electronics Engineers. <https://ieeexplore.ieee.org/servlet/opac?punumber=9217568>
<https://doi.org/10.1109/EEM49802.2020>
- Alianza por el Autoconsumo. (2023a). *AUTOCONSUMO EN ESPAÑA: DIAGNÓSTICO, RETOS Y PROPUESTAS*.
- Alianza por el Autoconsumo. (2023b, 21. Juni). *AUTO-CONSUMO EN ESPAÑA: DIAGNÓSTICO, RETOS Y PROPUESTAS*. https://alianzaautoconsumo.org/wp-content/uploads/2020/10/informe-autoconsumo_PAGf.pdf
- Appa Autoconsumo. (2023). *INFORME ANUAL DEL AUTOCONSUMO FOTOVOLTAIC*.
- Appa Renovables. (2023, 25. September). *La Asociación - APPA Renovables*.
<https://www.appa.es/la-asociacion/>
- Banker, M. (2020). *Collective Self-Consumption in the European Union* [, Universitat Politècnica de Catalunya]. upcommons.upc.edu.
<https://upcommons.upc.edu/handle/2117/333815>
- Bayernwerk. (2024, 21. Januar). *Mieterstromzuschlag*. <https://www.bayernwerk-netz.de/de/energie-einspeisen/ihre-anlage/sonne/Mieterstromzuschlag.html>
- BBEn - Bündnis Bürgerenergie e.V. (2024, 20. Januar). *EU-Beschwerde eingereicht: Aktuelle energiewirtschaftliche Studie zeigt den dringenden Handlungsbedarf auf*.
<https://www.buendnis-buergerenergie.de/aktuelles/news/artikel/2021-8-6/eu-beschwerde>
- Biresselioglu, M. E., Limoncuoglu, S. A., Demir, M. H., Reichl, J., Burgstaller, K., Sciallo, A. & Ferrero, E. (2021). Legal Provisions and Market Conditions for Energy Communities in Austria, Germany, Greece, Italy, Spain, and Turkey: A Comparative Assessment. *Sustainability*, 13(20), 11212. <https://doi.org/10.3390/su132011212>
- BMWK. (2023). *Referentenentwurf: Gesetz zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung*.
- BMWK. (2024, 21. Januar). *Kabinett beschließt Neustart für die Digitalisierung der Energiewende und stellt Weichen für beschleunigten Smart-Meter-Rollout* & nbsp. BMWI.
<https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/01/20230111-kabinett-beschliesst-neustart-fur-die-digitalisierung-der-energiewende.html>
- BUND, Greenpeace, BBEn, Friends of the Earth Europe, REScoop.EU & energycities. (2019). *Europa entfesselt - Die Energiewende in Bürgerhand*.
- Bundesnetzagentur. (2023, 29. November). *Monitoringbericht 2023*.
- Bundesnetzagentur. (2024, 21. Januar). *Bundesnetzagentur - Mieterstrom*.
<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/Vertragsarten/Mieterstrom/start.html>
- Carracedo, G. (17. Oktober 2019). Smart Meters in Spain - Telemangement system | Tarlogic. *Tarlogic*. <https://www.tarlogic.com/blog/smart-meters-spanish-scenario-telemangement/>

- Carsten Tschamber, Jann Binder, Nicolai Ferchl, Karlheinz Rausch, Horst Zeller & Hans-Günther Hogg. (2017, 22. März). *Leitfaden Mieterstrom*.
- Departamento Solar y Autoconsumo – IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (Juni 2023). *Guía de Autoconsumo Colectivo*.
- Deutsche Handelskammer für Spanien & Mittelstand Global Exportinitiative Energie. (2019). *Eigenverbrauch und Speicherung von erneuerbaren Energien: Zielmarktanalyse 2019 mit Profilen der Marktakteure*.
- Deutsche Handelskammer für Spanien & Mittelstand Global Exportinitiative Energie. (2021). *Eigenverbrauch und Speicherung von erneuerbaren Energien: Zielmarktanalyse 2021 mit Profilen der Marktakteure*.
- DGRV. (2024, 21. Januar). *Energiegenossenschaften 2023 – DGRV*.
<https://www.dgrv.de/news/energiegenossenschaften-2023/>
- Divshali, P. H., Kulmala, A. & Jarventausta, P. (2020). *Forming a Local Market using a Virtual Energy Community*. Institute of Electrical and Electronics Engineers.
<https://ieeexplore.ieee.org/servlet/opac?punumber=9217568>
- Eléctrica, R. (2023, 3. Oktober). *Demand for electricity in Spain fell 6.7% in December*.
<https://www.ree.es/en/press-office/press-release/news/press-release/2023/01/demand-electricity-spain-fell-6-dot-7-percent-december>
- Eléctrica, R. (2024a, 21. Januar). *REData - Generation*.
<https://www.ree.es/en/datos/generation/installed-capacity>
- Eléctrica, R. (2024b, 21. Januar). *Renewable energy breaks records and accounts for more than 50% of electricity generation in Spain in 2023*. <https://www.ree.es/en/press-office/press-release/news/press-release/2023/12/Renewable-energy-breaks-records-and-accounts-for-more-than-50-per-cent-of-electricity-generation-Spain-2023>
- Eléctrica, R. (2024c, 21. Januar). *Voluntary price for the small consumer (PVPC)*.
<https://www.ree.es/en/activities/operation-of-the-electricity-systemvoluntary-price-small-consumer-pvpc>
- Endesa. (2024a, 17. Januar). *One Luz 3 Periodos*.
<https://www.endesa.com/en/catalog/light/one/tarifa-one-luz-3periodos-en>
- Endesa. (2024b, 18. Januar). *El contador inteligente*. <https://www.endesa.com/es/la-cara-e/red-electrica/contador-inteligente>
- Energiewende jetzt. (2024, 21. Januar). *Übersicht Energie-Genossenschaften*.
<https://www.energiegenossenschaften-gruenden.de/energiegenossenschaften.html>
- Energy Nordic (30. Oktober 2023). *Government Grants for Solar Panels Spain 2023*. *Energy Nordic*. <https://energynordic.com/charging-points/grants-solar-panels/>
- Engie. (2023). *Energy Sharing – ein Motor für die Energiewende?* <https://www.engie-deutschland.de/de/magazin/energy-sharing-ein-motor-fuer-die-energie-wende>
- Engie. (2024, 20. Januar). *Energy Sharing – ein Motor für die Energiewende? | ENGIE Deutschland*. <https://www.engie-deutschland.de/de/magazin/energy-sharing-ein-motor-fuer-die-energie-wende>
- Europäische Kommission. (2016). *Anwendung des EU-Rechts*.
https://ec.europa.eu/info/law/law-making-process/applying-eu-law_de
- Europäische Kommission. (2019). *Saubere Energie für alle Europäer*.
<https://doi.org/10.2833/793432>
- RICHTLINIE (EU) 2018/2001 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (2018).

- RICHTLINIE (EU) 2019/ 944 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES - vom 5. Juni 2019 - mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/ 27/ EU (2019).
- European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators & Council of European Energy Regulators. (Oktober 2022). *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2021: Energy Retail and Consumer Protection Volume*.
- Fariza, I. (19. Mai 2023). The nine hours in which Spain made the 100% renewable dream a reality. *Ediciones EL PAÍS S.L.* <https://english.elpais.com/spain/2023-05-19/the-nine-hours-in-which-spain-made-the-100-renewable-dream-a-reality.html#>
- Frieden, D., Tuerk, A., Neumann, C., D'Herbement, S. & Roberts, J [Josh]. (2020). *Collective self-consumption and energy communities: Trends and challenges in the transposition of the EU framework*. https://www.researchgate.net/profile/dorian-frieden/publication/346975546_collective_self-consumption_and_energy_communities_trends_and_challenges_in_the_transposition_of_the_eu_framework <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.25685.04321>
- Gallego-Castillo, C., Heleno, M. & Victoria, M. (2021). Self-consumption for energy communities in Spain: A regional analysis under the new legal framework. *Energy Policy*, 150(4), 112144. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112144>
- Held, A., Ragwitz, M. & Winkler, J. (2019). "Clean Energy for all Europeans" Package. *Implications and Opportunities for the Mediterranean*. <http://publica.fraunhofer.de/dokumente/N-615503.html>
- Iberdrola. (2024, 21. Januar). *Los contadores inteligentes, una pieza básica para la digitalización de la red*. <https://www.iberdrola.com/innovacion/contadores-inteligentes>
- IFEMA Madrid (16. Juni 2022). The potential of solar energy in Spain. *IFEMA MADRID*. <https://www.ifema.es/en/global-mobility-call/sector-news/the-potential-of-solar-energy-in-spain>
- Immo Moraira Cuñat Weber. (2024, 21. Januar). *Understanding the Sun Tax in Spain*. <https://www.immomoraira.com/en/blog/understanding-the-sun-tax-in-spain/>
- Jager-Waldau, A., Lindahl, J., Heilscher, G., Kraiczy, M., Masson, G., Mather, B., Mayr, C., Moneta, D., Mugnier, D., Nikolettatos, J., Neubourg, G., Adinolfi, G., Platt, G., Roberts, M. B., Batlle, A., Braun, M., Bucher, C., Detollenaere, A., Frederiksen, K. H., . . . Lemus, R. G. (2019). *Electricity produced from photovoltaic systems in apartment buildings and self-consumption: Comparison of the situation in various IEA PVPS countries*. Institute of Electrical and Electronics Engineers. <https://ieeexplore.ieee.org/servlet/opac?punumber=8963747> <https://doi.org/10.1109/PVSC40753.2019.8980484>
- Leiva, J., Palacios, A. & Aguado, J. A. (2016). Smart metering trends, implications and necessities: A policy review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 55, 227–233. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.002>
- Liferay DXP. (2024, 21. Januar). *Ayudas y Subvenciones para Instalar Placas Solares - IBERDROLA - Liferay DXP*. <https://www.iberdrola.es/en/smart-solar/subsidies>
- López Prol, J. & Steininger, K. W. (2020). Photovoltaic self-consumption is now profitable in Spain: Effects of the new regulation on prosumers' internal rate of return. *Energy Policy*, 146, 111793. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111793>
- Mdr, T. F. (2. April 2023). Probleme beim Stromtausch aus privaten Solaranlagen. *tagesschau.de*. <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/verbraucher/solarenergie-energy-sharing-101.html>

- Node.Energy. (2024, 21. Januar). *Gewerblicher Mieterstrom – Pflichten und Fristen* | node.energy Wiki. <https://www.node.energy/wiki/pv-direktlieferung-mieterstrom/pflichten-und-fristen>
- Oficina Técnica de Energía Limpia y Proyectos Inteligentes en las islas | Idae. (2024, 27. Februar). <https://www.idae.es/oficina-tecnica-de-energia-limpia-y-proyectos-inteligentes-en-las-islas>
- Publications Office of the European Union. (2021, 12. November). *Richtlinien der Europäischen Union*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=legissum:l14527>
- ResearchGate. (2022, 4. Juli). *Figure 8: Distribution of the annual energy yield for PV plants in Spain. The differences are* https://www.researchgate.net/figure/Distribution-of-the-annual-energy-yield-for-PV-plants-in-Spain-The-differences-are_fig18_283211424
- Ritter, D., Bauknecht, D., Fietze, D., Klug, K., Kahles, M. & Stiftung Umweltenergierecht. (November 2023). *Energy Sharing: Bestandsaufnahme und Strukturierung der deutschen Debatte unter Berücksichtigung des EU-Rechts*.
- Roberts, J [Joshua], Frieden, D. & Stanislas D'Herbement. (2019). *Energy Community Definitions*. <https://www.compile-project.eu/wp-content/uploads/Explanatory-note-on-energy-community-definitions.pdf>
- Rocha, R., Mello, J., Villar, J. & Saraiva, J. T. (2021, 28. Juni – 2. Juli). Comparative Analysis of Self-Consumption and Energy Communities Regulation in the Iberian Peninsula. In *2021 IEEE Madrid PowerTech* (S. 1–6). IEEE. <https://doi.org/10.1109/PowerTech46648.2021.9494916>
- Roland Tual, Viola Theesfeld, Matle Zieher & BBEn - Bündnis Bürgerenergie e.V. (Juni 2023). *Umsetzungsstand von Energy Sharing in der EU*.
- RSM Ebner Stolz. (2024, 21. Januar). *Solarpaket I – Neuer Schwung für Mieterstrom? - RSM Ebner Stolz*. <https://www.ebnerstolz.de/de/gesetzsentwurf-zur-aenderung-des-erneuerbare-energien-gesetzes-455707.html>
- RUEDA, R. R. i. (2024, 28. Februar). *Parliamentary question | Energy oligopoly in Spain | E-001153/2014* | European Parliament. https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/E-7-2014-001153_EN.html
- Solar resource maps and GIS data for 200+ countries* | Solargis. (2024, 20. Januar). <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/spain>
- Statista. (2024, 20. Januar). *Spain: renewable electricity share 2023* | Statista. <https://www.statista.com/statistics/419432/spain-share-of-electricity-from-renewable-sources/>
- Team, T. (4. Juli 2017). Spain will be first in Europe to fit 'smart' electricity meters in 100% of homes and businesses. *thinkSPAIN*. <https://www.thinkspain.com/news-spain/29238/spain-will-be-first-in-europe-to-fit-smart-electricity-meters-in-100-of-homes-and-businesses>
- Valdivia, A. G. (15. April 2019). Renewable Energy In Spain: From The 'Sun Tax' To The Promotion Of Collective Self-Consumption. *Forbes*. <https://www.forbes.com/sites/anagarciavaldivia/2019/04/15/renewable-energy-in-spain-from-the-sun-tax-to-the-promotion-of-collective-self-consumption/?sh=61ea3780aeeb>
- van Heemstra, W., Hermans, P., Straathof, L., Swens, J., Summer, S. & Energy Samen. (Dezember 2021). *Smart energy sharing through energy communities: A white paper of Energie Samen*.
- Viola Theesfeld, Malte Zieher, Felix Schäfer & Ariana August. (Oktober 2021). *Konzeptpapier Energy Sharing: Partizipation vor Ort stärken & Flexibilität aktivieren*.

Wir leben Genossenschaft - BWGV. (2023). *Energiegenossenschaften - BWGV*. <https://www.wir-leben-genossenschaft.de/de/energiegenossenschaften-45.htm>

9. Anhang

9.1 Übersicht und Leitfaden für geführte Interviews

ID	Kernaussagen / Zentrale Aussagen
#A1	<ul style="list-style-type: none"> • Öffentliche Wahrnehmung zentriert sich immer noch hauptsächlich auf Solar in Einfamilienhäusern • Herausforderung: Zustimmung der Eigentümergemeinschaft • Schwierige Argumentation für Überzeugung, sehr störrisch • Größere Verzögerungen in Prozessen wegen „lack of collaboration“ von den Netzbetreibern • Förderungen: Next Generation Fund, Tax Bonus (IBI & ICIO)
#A2	<ul style="list-style-type: none"> • Projekt: Installation kollektive Solaranlage läuft seit 1 ½ Jahren • Technische Probleme: doppelten Anforderungen, zusätzliche technische Installationen erforderlich • Kein funktionierendes Business Model • Keine Zuverlässigkeit im Markt (weder Installateure noch Behörden)
#A3	<ul style="list-style-type: none"> • Rechtliche Entwicklung: Umdrehung des Anmeldeprozesses, Ablehnung darf nicht mehr erfolgen • Große Abweichungen zwischen Gesetz und Realität • Aktuelle CNMC Klage gegen Netzbetreiber • Einführung des Gestors als Benefit für alle Akteure
#A4	<ul style="list-style-type: none"> • Einsparungen sind hauptsächlich Treiber für Umsetzung solcher geteilten Projekte • Kommt häufig mehr Mehrkosten einher im Vergleich zu Einfamilienhaus • Daten-Zugang nur auf Anfrage bei Netzbetreibern möglich, nicht so einfach wie es nach außen scheint • Vorstellung Datadis Plattform als zentraler Anlaufstelle aller Netzbetreiber zur Bereitstellung von Verbrauchsdaten
#A5	<ul style="list-style-type: none"> • Administrative Herausforderungen sind für Endverbraucher kaum zu bewältigen • Herausforderungen der Eigentümer-Strukturen: wem gehören die Anlagen? Kann eine Community ein Eigentümer sein? • Finanzielle Komplexitäten bei Finanzierung von Anlagen über Drittparteien
#A6	<ul style="list-style-type: none"> • Größte Herausforderung in Praxis: DSOs • Mangelnde Bereitschaft zurückzuführen auf fehlende rechtliche Verpflichtungen und mangelnde Anreize • Regulatorische Intervenieren gewünscht • Härtere Zeit-Restriktionen festlegen • Noch unklare Umsetzung des Eigenverbrauchsmanagers
#A7	<ul style="list-style-type: none"> • Umsetzung der IBI und Büros zur Förderung von autoconsumo colectivo Projekten • Problemfeld: öffentliche Wahrnehmung • Fehlende Verbindung zu Energiewende in Spanien • Unzufriedenheit mit Umsetzung von Projekten • Mehr öffentliche Unterstützung erforderlich für Kollektive
#A8	<ul style="list-style-type: none"> • Probleme bei Ansprechen der Eigentümergemeinschaften • Langwierige Gespräche, kaum Resultate • Lange Zeithorizonte für Entscheidungsfindung • Geringe Umbruchstimmung / Stimmung für Veränderungen

ID	Stakeholder / Topic	Organisation / Unternehmen	Datum
#A1	Besitzer geteilte Solar-Anlage	Unabhängig	04.07.2023
#A2	Perspektive: Eigentümer Mehrfamilienhaus	Unabhängig	10.07.2023
#A3	Blick auf die aktuelle Regulatorik	Anwaltskanzlei	11.07.2023
#A4	Besitzer geteilte Solar-Anlage	Unabhängig	13.07.2023
#A5	Blick auf mögliche Autoconsumo Colectivo Geschäftsmodelle	Kommerzielles Unternehmen	19.07.2023
#A6	Autoconsumo Colectivo Regulatorik als ausführendes Unternehmen	Kommerzielles Unternehmen	20.07.2023
#A7	Herausforderungen Gesellschaft	Unabhängig	07.08.2023
#A8	Probleme für den Regulator	Öffentliches Institut	05.10.2023

1. Rahmenbedingungen für Energy Sharing in Spanien:

- Rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen:
 - Welche rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen beeinflussen Energy Sharing in Spanien?
 - Welche Herausforderungen und Chancen ergeben sich aus diesen Rahmenbedingungen?
 - Welche Anpassungen des Rechtsrahmens könnten die Entwicklung von Energy Sharing fördern?
- Wirtschaftliche Rahmenbedingungen (z.B. Preise, Steuern, Subventionen):
 - Welche wirtschaftlichen Rahmenbedingungen beeinflussen Energy Sharing in Spanien?
 - Welche ökonomischen Anreizsysteme (Preise, Steuern und Subventionen) fördern die Akzeptanz von Energy Sharing?

2. Technische Herausforderungen:

- Interoperabilität von Systemen:
 - Welche Herausforderungen bestehen hinsichtlich der Interoperabilität von Systemen im Bereich Energy Sharing?
 - Welche Ansätze und Lösungen gibt es, um die Interoperabilität zu verbessern?
 - Welche Rolle spielen Standards und Normen im Hinblick auf die Interoperabilität?

3. Soziale Herausforderungen:

- Akzeptanz von Energy Sharing bei der Bevölkerung:
 - Welche Faktoren beeinflussen die Akzeptanz von Energy Sharing bei der Bevölkerung?
 - Welche Bedenken und Vorbehalte haben Bürgerinnen und Bürger gegenüber Energy Sharing?
 - Welche Informations- und Aufklärungsarbeit ist notwendig, um die Akzeptanz von Energy Sharing zu erhöhen?

4. Erfolgsbeispiele und Best Practices:

- Welche erfolgreichen Beispiele und Best Practices für Energy Sharing gibt es in Spanien?

- Welche Faktoren tragen zum Erfolg von Energy-Sharing-Projekten bei?
- Welche Lehren lassen sich aus den Erfolgsbeispielen und Best Practices für die Weiterentwicklung von Energy Sharing ziehen?

9.2 Case Study: Einsparpotentiale einer geteilte PV-Anlage in Barcelona

In der vorliegenden Case-Study wurde ein Privathaushalt in Barcelona analysiert, wobei es sich um einen drei-Personen-Haushalt in einer Wohnung handelt. In dem untersuchten Zeitraum von einem Jahr wurden insgesamt 1619,5 kWh Strom verbraucht. Dabei liegen die Daten der Erzeugung und des Verbrauches in einer stündlichen Auflösung vor, so dass rückwirkend die ursprüngliche Stromrechnung ohne Energy Sharing bestimmt werden kann.

Die jährliche Stromrechnung hätte ohne Anwendung von Energy Sharing 631,97 € betragen. Für diesen Verbraucher ist ein sog. „Tres-Periodos-Tarif“ abgeschlossen worden. Der Tres Periodos-Stromtarif in Spanien ist ein verbrauchsabhängiger Tarif, der den Tag in drei Zeiträume mit unterschiedlichen Strompreisen unterteilt:

- Punta / Peak-Zeiten (P1): Die teuersten Stunden, von 10 bis 14 Uhr und von 18 bis 22 Uhr an Wochentagen.
- Llano / Off-Peak-Zeiten (P2): Mäßig teure Stunden, von 8 bis 10 Uhr und 14 bis 18 Uhr an Wochentagen
- Valle / Super Off-Peak-Zeiten (P3): Die günstigsten Zeiten, von 12 bis 8 Uhr an Wochentagen und 24 Stunden am Tag an Wochenenden und Feiertagen.

(Endesa, 2024a)

Dabei sind die Kosten für die Netzentgelte und für den Strompreis variabel und wurden jeweils für die jeweilige Periode monatsweise angepasst, so dass auch der finale monatlicher Strompreis für den Endkunden über das Jahr variabel war. Für die Vergütung der Überschüsse wurde die *compensación simplificada* angewendet.

Die geteilte Solaranlage, an die der Endkunde angeschlossen ist, hat eine installierte Nominalleistung von 4,455 kWp und umfasst neun 495-Wp-Solarpaneele auf der Dachterrasse eines Mehrfamilienhauses in Barcelona. Die Anlage wird zwischen neun Nachbarn geteilt, die alle in dem Gebäude wohnen. Dadurch ergibt sich ein individueller PV-Anlagen-Anteil von je 495Wp, so dass jedem assoziiertem Verbraucher ein einzelnes Modul zugeordnet ist. Die Anlage hat einen Neigungswinkel von 5° und ist nach Süd-Süd-West ausgerichtet. Damit wird eine spezifische Erzeugungsleistung von 1106,8 kWh/kWp pro Jahr erreicht. Auf die einzelnen Verbraucher entfällt somit jeweils eine Erzeugungsleistung von 547,8 kWh/a. Somit beträgt der Quotient aus Generation zu Verbrauch 33,8 % für diesen Verbraucher. Bilanziell gesehen kann der Verbraucher also knapp 1/3 seines Verbrauches durch die Erzeugung seines PV-Anteils decken.

In dem untenstehenden Diagramm wird jeweils die absoluten Werte der Erzeugung des jeweiligen Monats zu der Erzeugung in das Verhältnis gesetzt. Auf der Sekundärachse wird zudem der instantane Eigenverbrauch geplottet, das heißt die Menge von Energie die direkt verbraucht werden konnte.



Abbildung 5: Auswertung direkter Eigenverbrauch aus geteilter Solaranlage

Durch die Beteiligung an der geteilten Solaranlage konnte eine durchschnittliche instantane Eigenverbrauchsrate von 69,3% erzielt werden. Dementsprechend wurden 30,7% der erzeugten Energie nicht durch Verbraucher abgenommen, sondern in das Netz eingespeist. Insgesamt konnten innerhalb des untersuchten Jahres 149,81€ auf der Stromrechnung eingespart werden, was einer relativen Reduktion der Stromrechnung von 23,7% entspricht.

Future Energy Lab Auslandsstipendium 2023

Deutsche Energie-Agentur GmbH
Future Energy Lab Berlin

The State of Development of Residential Demand-Side Flexibility in France

Report on the Research Visit

Submitted by:

Milan Robert Wanek
m.wanek@tu-berlin.de

Supervision dena:

Eva Steiger
Eva.Steiger@dena.de

Period: 18 September 2023 - 12 November 2023

Contents

1	Introduction	1
2	State of Digitalization in the French Energy Transition	2
3	State of Demand-Side Management in France	4
3.1	Flexibility Markets in France	4
3.2	Aggregators	5
3.3	Residential Demand-Side Management in France	6
3.4	Case Studies	10
3.4.1	Company A	10
3.4.2	Company B	10
4	Expert Interviews	12
5	Challenges and Facilitators for Deploying Residential Demand-Side Management	14
6	Adaptability within the German Energy Transition	15
	Bibliography	17

List of Figures

2.1	Communication infrastructure of the Linky smart meter [1]	2
2.2	Average hourly electricity generation and demand profile for the mean day of 2019 (own representation based on [2])	3
3.1	Grid-Balancing mechanisms and companies [3]	4
3.2	Rebound after Demand Response [4]	5
3.3	Aggregator business model (translated from [5])	6
3.4	Company A M-Box [6]	10
3.5	Company A K-Box [6]	10
3.6	Company A C-Box [6]	10
3.7	Company A D-Box [6]	10

1 Introduction

The energy transition in Germany envisions the expansion of renewable energy sources, particularly wind and solar power. These sources require careful balancing of supply and demand on the grid due to their variable and intermittent nature. Demand-side management refers to the adaptation of energy consumption patterns to align with grid needs, a strategy largely utilized in industrial and commercial sectors. Despite accounting for 27% of Germany's total energy consumption, residential demand remains a largely untapped resource for providing significant flexible capacity to support the energy transition.

Motivation of the Topic

In contrast to most European countries, France has already made significant progress in unlocking the demand-side flexibility of the residential sector, which still remains largely untouched in Germany. The reasons for this progress include a top-down implementation strategy of new technologies (like smart meters), and the high inertia of nuclear power plants, which made the widespread adoption of two-rate tariffs already a necessity three decades ago [7]. Building on this foundation, a number of interesting innovations can be identified, that make residential flexibility a cornerstone of the French 2050 energy targets.

Research Question

The research stay is therefore intended to investigate the way in which household electricity consumption in France contributes to making the energy system more flexible and resilient, how this is technically implemented, what role digital technologies play, and what potential can be expected for the future. This report will provide a summary of the findings.

Methodology of the Research Visit

During the research visit, I had three main sources of information:

1. Events from governmental agencies, companies, and educational institutions
2. Interviews with experts from the field
3. Extensive literature research.

While the events, that I attended during this period were a great aid in getting an understanding of the energy sector and its trajectory, it was almost impossible to find events that were exactly about my research topic, which was already very specific. The most detailed information therefore stemmed from the expert interviews and analysis of existing literature.

2 State of Digitalization in the French Energy Transition

The backbone of the French smart grids is the Linky meter, a smart metering and control unit, that was rolled out between 2015 and 2022. Today, around 95% of households are equipped, which cost an initial investment of around €5 billion. The meter allows near real-time remote consumption readings, remote cut and repowering, and remote management of the internal and 7 additional relays. The communication with the distribution system operator (DSO) is through powerline communication (PLC) and General Packet Radio Service (GPRS). [1]

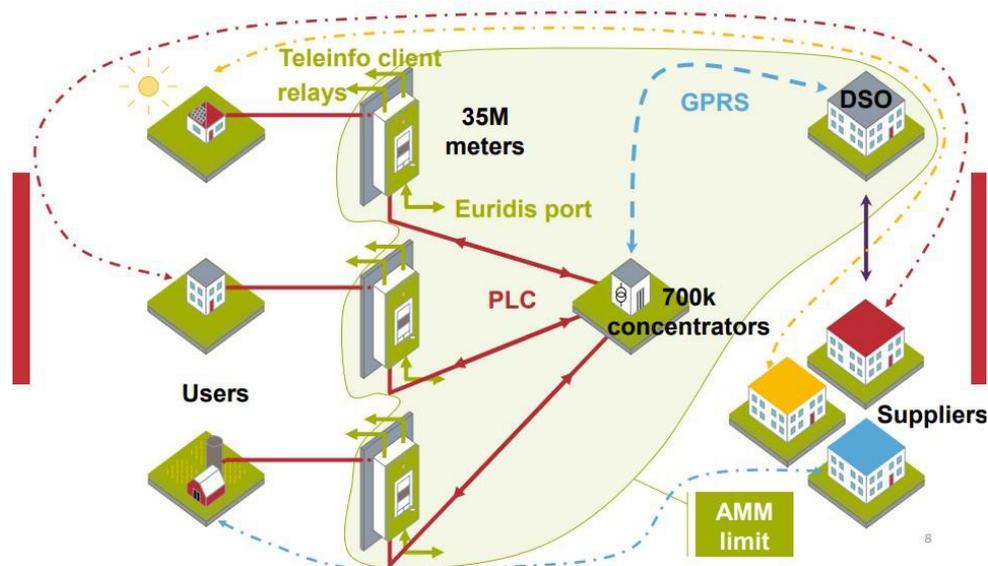


Figure 2.1: Communication infrastructure of the Linky smart meter [1]

The eight available buses for home energy management allow controlling the water heater, the main and secondary heating, air conditioning and heat pump, electric vehicle (EV) and a battery system for grid injection, while still keeping 2 spares for future uses.

French efforts to develop and expand the smart grid can be attributed to three objectives [8]:

- Facilitating the integration of renewable energy (storage, forecasting, grid optimization)
- Adapting the grid to new electricity uses (load peaks, electric vehicles)
- Developing demand-side management (smart meters, smart devices, unlocking flexibility)

The challenges posed by these goals are slightly different than in Germany. Households contribute the highest share to overall demand with around 37%, compared to 27% in Germany [9]. Peak demand is therefore located around the times of maximum household activity, first around 13:00 and then again around 19:00, as shown in Figure 2.2.

To shave off consumption during peak hours, the state-owned electric utility company Electricité de France (EDF) offers a two-rate tariff called *Tarif Bleu*, that offers a reduced price of 18.28ct€/kWh

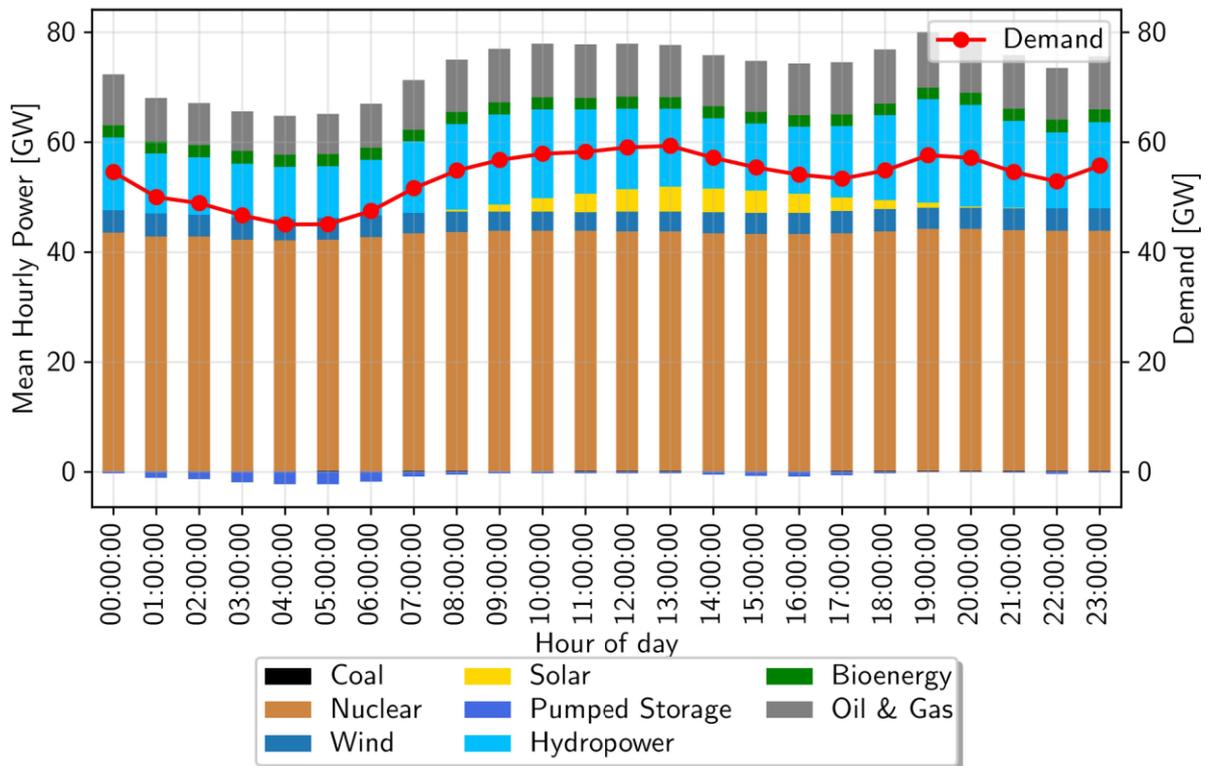


Figure 2.2: Average hourly electricity generation and demand profile for the mean day of 2019 (own representation based on [2])

during off-peak hours, compared to 24.60ct€/kWh during on-peak hours. The off-peak hours are always 8 hours per day and vary from region to region, being usually situated between 22:00 and 07:00. [10]

Another dynamic tariff option within the *Tarif Bleu* is the *Option Tempo*, which aims to limit the use of backup capacity during days of peak demand, most notably during cold winter months. The option introduces a distinction between 3 different colors: blue, white and red, that every day of the upcoming year gets assigned, with the following distribution: 300 blue days, 43 white days, 22 red days. During blue and white days, the electricity price is reduced by up to 44% for both on-peak and off-peak hours. However, during red days, the electricity price can be elevated up to 300% during on-peak hours [10]. This option aims to address the so-called *missing money problem* [11], where the high cost of backup capacity can't be passed on to consumers.

These dynamic tariffs are facilitated by the wide-spread adoption of smart meters, and offer a kind of "soft" flexibility of household consumption.

3 State of Demand-Side Management in France

3.1 Flexibility Markets in France

In France, the transmission grid operator (TSO) Réseau de Transport d'Electricité (RTE) is tasked with ensuring a reliable power grid and thus the balance between generation and consumption of electricity in real time. To do so, RTE uses the flexibilities offered by generation, storage and consumption on market mechanisms, known as balancing mechanisms or frequency ancillary services. Figure 3.1 shows the companies, that currently participate in the French grid-balancing, be it storage, interconnectors or flexibility. [3]

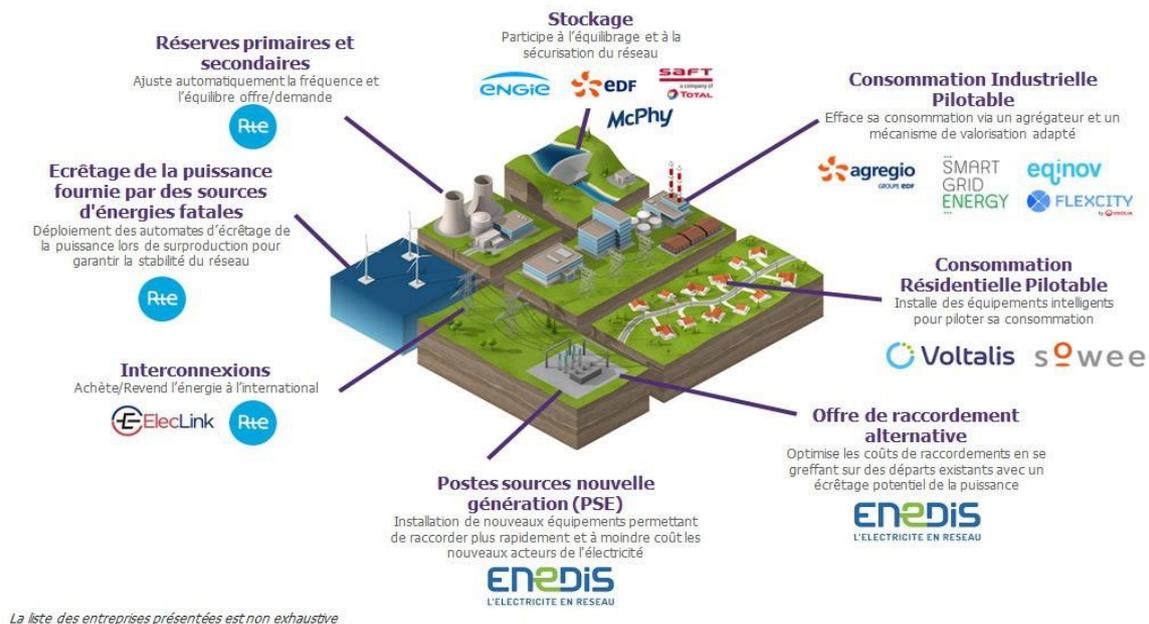


Figure 3.1: Grid-Balancing mechanisms and companies [3]

The flexibilities are able to adjust their generation or consumption upon request by the RTE. Demand response describes the concept of temporarily reducing all or part of a participant's consumption, over a given period of time. It may be followed by a shift of all or part of the reduced consumption, as shown in Figure 3.2. The ratio of the rebound consumption to the load reduction is known as the carryover-rate. [4]

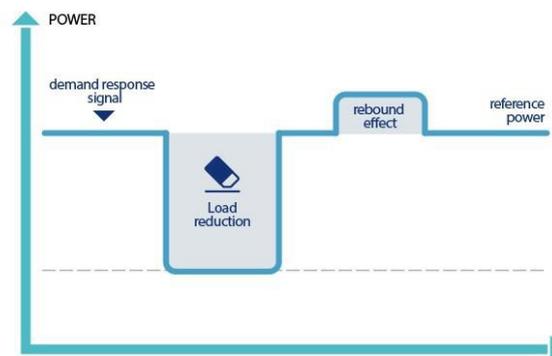


Figure 3.2: Rebound after Demand Response [4]

Demand response can be remunerated across all mechanisms operated by RTE in the same way as energy generation. France was the first country in Europe to open all its national energy market structures to all consumers. Since 2014, participants can trade their flexible demand in the same manner as generation on the Demand Response Block Exchange Notification, known as NEBEF.

Flexibility is remunerated either in terms of the capacity (in €/MW), that is made available in a given timeslot and can be activated by the RTE or an aggregator, or in terms of the energy reduction (in €/MWh), for a fixed power and duration [4]. In 2021, an asset always available could have generated up to 55 800€/MW/year of remuneration according to the market prices [12]. There are specific minimum power requirements for participating in remuneration schemes. For instance, in the case of the NEBEF market, registration as a Load Reduction Operator with RTE is a prerequisite for participation, requiring a minimum operating capacity of 100kW. Still, smaller capacities are included in these mechanisms through the use of aggregators.

3.2 Aggregators

In the context of DSM, aggregators are companies that pool together multiple small electricity loads, make these remotely controllable and therefore create a larger block of demand response capacity. Some of the largest aggregators are shown in Figure 3.1. Their underlying business model is as follows:

1. Make the loads of the participants remotely controllable
2. Identify times of possible load reduction by use of pattern recognition and experts estimates
3. Trade the aggregate flexibility/ make money

Additionally, aggregators often include generation from small-scale renewable energy producers, who benefit from a simpler access to the grid and better pricing. The basic interactions of these stakeholders are shown in Figure 3.3.

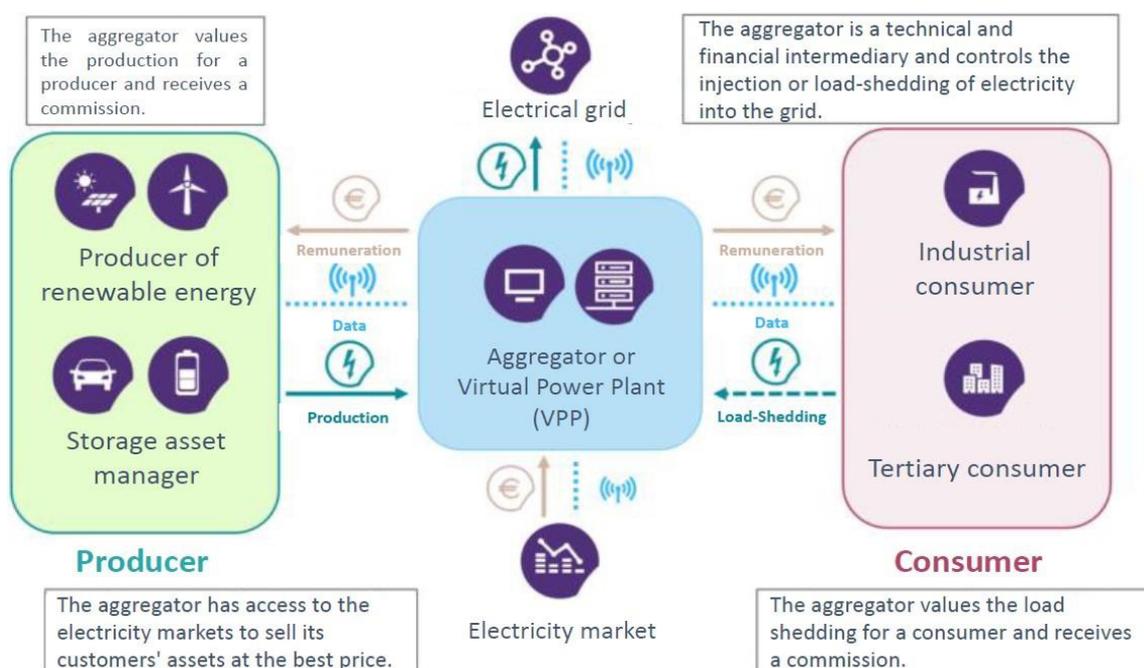


Figure 3.3: Aggregator business model (translated from [5])

3.3 Residential Demand-Side Management in France

Demand Side-Management systems have historically been associated primarily with large industrial consumers. However, as the share of variable renewable capacity grows, as does the grid's need for diversified flexibility sources. Here, residential and tertiary demand emerges as one of the largest and still largely untapped sources of flexibility.

To investigate the role of residential flexibility in France's electrical grid today and in the future, we must initially understand the required capacity of flexible demand in the upcoming decades.

The role of demand-side flexibility in France's future energy scenarios

The French TSO RTE developed a range of possible scenarios for the energy sector in 2050, called *RTE Futurs Energétiques 2050*, that are extensively documented and regularly updated [13]. These include estimations of the overall capacity of sources of flexibility that will be needed in the future. Currently, most primary and secondary balancing energy comes from gas and combined heat and power (CHP) plants, that will be being taken off the grid in the countries efforts to reduce emissions.

Depending on the share of nuclear energy in the electricity mix, France will need between 13-44GW of flexible demand by 2050 [13]. While most of this will come from industrial consumers, EVs, and electrolyzers, households will continue to play a role in ensuring a safe and reliable power grid. The EU directive 2019/944 aims to set guidelines for European electricity markets and promote dynamic tariffs, that incentivize the consumption of electricity during off-peak hours [14], which France implements by making the option of dynamic tariffs mandatory for electricity suppliers upwards of 200 000 customers. In 2022, 67% of French households had a dynamic tariff [15], facilitated by the widespread deployment of smart meters, currently at 95% deployment rate.

However, harnessing the flexibility of households requires more than just dynamic tariffs and smart meters. It calls for the integration of home energy management systems (HEMS) and appropriate communication infrastructure to enable centralized demand control. Additionally, aggregated control systems are essential to combine multiple households into coherent entities for grid-balancing purposes. Accurate demand and generation forecasts are required for enabling model predictive control and identifying periods of peak demand. Furthermore, intermediary companies capable of providing this flexibility in energy markets, ready to respond quickly to grid operator signals, are equally crucial.

During this research visit, two companies could be identified, that already found economic solutions to these challenges and are able to offer aggregate residential flexibility on all suitable electricity markets. They will be discussed in chapter 3.4.

Beforehand though, the potential of residential DSM is discussed in detail. While some scientific literature suggests a very limited potential in terms of economic and emission-reduction gains [16], or low social acceptability in regards to a just implementation [17], RTE considers residential DSM a cornerstone of its future energy systems.

The contribution of residential demand-side flexibility to grid stability and resilience

In a working paper developed by RTE from 2021 [18], that builds on assessments by the The French Agency for Ecological Transition (ADEME), the deposits of accessible residential demandside flexibility are investigated in terms of the technical resources and the social acceptability of each measure, which results in an estimation of the realistically mobilizable deposit for 2050. The following paragraphs aim

to summarize their findings and conclusions, including the quantitative assessment of potential capacity.

Determining the technical deposits first requires evaluating the evolution of electricity consumption according to the different trajectories defined in [13]. For example, while heating represents the largest deposit of residential demand-side flexibility and the share of accessible heating capacity grows, energy efficiency programs will significantly reduce the overall energy consumption of residential heating, counteracting the gains in accessible capacity.

Additionally, the patterns of consumption lead to different potential impacts of flexibilization from different activities. Power demand linked to heating is fairly well distributed throughout the day, while electricity consumption for domestic hot water (uncontrolled) or cooking is concentrated around a few hours of the day. The contribution to the flexibility of the energy system will therefore be higher for uses which have consumption peaks coinciding with the busiest times for the electrical grid.

Greater household flexibility is included in almost all long-term energy scenarios [19, 20, 21, 22], however, the management of residential consumption is still not widely adopted today, with the notable exception of electric water heaters in France. The management of heating consumption is developing, with aggregators trading this flexibility on the market, but still in a limited way. Experimental and commercial deployment of V2G technologies is increasing, but remain marginal at the time of writing. On the other hand, residential demand associated with lighting, cooking and entertainment, despite contributing around 40TWh to total demand, is rarely considered, due to the low user willingness to modify their behaviour. Indeed, beyond purely technical considerations, the flexibilization of electrical uses, like any innovation, raises questions in terms of acceptability and social appropriation.

According to a 2020 study carried out for RTE, around 30% of the population declare, that they are not ready to adopt energy consumption management tools in their households, in particular due to concerns about the sharing of personal and health data. On the other hand, around 70% of respondents are likely to accept DSM tools in their everyday life. The acceptance is highly correlated to age, with young people being significantly more likely to accept DSM tools. Four main types of motivation can lead individuals to flexibilize their electricity demand [17]:

- better management of the country's energy supply
- contribution to the preservation of the environment
- financial benefits
- an interest in new technologies

Among these, environmental considerations are the biggest contributing factor for young French people (<30 years old) to accept DSM.

While a third of the French population considers the environmental impacts of their consumption the key factor in accepting DSM tools, around 40% are mainly motivated by economic benefits like reduced electricity bills. Translating the acceptability of controlling residential demand into monetary terms remains a delicate exercise. Consumption depends directly on the activities carried out, which are part of lifestyles and daily practices. People's habits and values are fundamental determinants of the willingness to participate and the material possibilities to realise them. [18]

By first analysing the existing technical deposits of flexibility, including their trajectories within the energy transition, then evaluating their social acceptability based on the social studies mentioned above, realistically mobilizable capacities from each main use were calculated by RTE. Their results are shown in Table 3.1. The ratio of participating households over the technically available are shown as a percentage. Furthermore, the activation times, that can be realized with the respective capacity is included, as well as an estimation of the required equipment and associated cost. For heating, the activations are constrained so that the temperature varies by a maximum of 1°C. [18]

The management of electricity consumption for domestic water heaters has already been implemented in France for several decades, thanks to a static two-rate tariff for on-peak and off-peak hours, broadcast through power-line communication. The share of hot water tanks controlled by this type of system is currently around 80%, which makes it possible to reduce demand by around 4GW during peak hours. Due to the inertia of the thermal capacity, these measures are widely accepted in the population, since they do not impose major constraints on the users. [18]

Concerning wet appliances (dishwashers, washing machines, ...), 40% of French households already use the delayed start function, and around half of those do so to take advantage of times when the electricity price is cheaper. In addition to these manual measures, semi-automatic starts could be scheduled by HEMS connected to the smart meter. [18]

While cold appliances, like refrigerators, contribute up to 2GW of load during warm summer days, the most tense hours for the electrical system are also those when refrigerators are frequently opened, making their flexibilization unrealistic, which is why they are excluded from this comparison. Similarly, residential lighting is considered to bring no significant source of flexibility to the power grid. Electricity consumption associated with entertainment is purposefully excluded due the low acceptability mentioned above. [18]

In summary, around 8GW of residential flexibility is envisioned for 2050 under realistic assumptions (excluding EVs), the majority of which will come from heating and hot water. Although this capacity is not always available and has limited activation times, it can have a very significant impact in ensuring a safe and reliable future energy system. [18]

	Capacity accessible in 2050	% Households	Activation time	Equipment Needed	Equipment Cost
Electric Vehicles	16GW	80%	Finely modeled on the basis of connection periods and user mobility needs	Communicating meter for simple charging control, smart phone app for real-time control + inverter for V2G	Real-time control infrastructure: 10€/year/vehicle, Inverter: 20€/year/vehicle
Heating	3GW	50%	Two non-consecutive one-hour activations per day	Communicating meter + technician intervention, dedicated box for close-to-real-time control	Technician's intervention: 15€/heater/year, Box: 75 €/household/year
Air conditioning	0.5GW	45%	Two non-consecutive one-hour activations one day	Communicating meter + technician's intervention, dedicated box for real-time close control	Technician's intervention: 15€/household/year, Box: 75€/household/year
Domestic hot water	3GW	90%	Possibility to postpone consumption by 10 hours	Tariff control options integrated by default into the installation of the Linky meter	-
Wet appliances	0.5GW	35%	Possibility to postpone consumption by 10 hours	Dedicated box (information screen)	Box: 75€/household/year
Cooking	1GW	20%	Two 30 minute activations over the course of a day	Dedicated box (information screen)	Box: 75€/oven/year

Table 3.1: Estimated residential demand-side flexibility potential in 2050 and required equipment (translated from [18])

3.4 Case Studies

After this definition of the potential contribution of demand-side flexibility from households for the 2050 energy sector scenarios, it becomes evident that the advantages cannot go unconsidered in designing a more flexible and resilient grid. These considerations, however, are not purely hypothetical anymore. There exist numerous companies that have already developed successful business models for commercializing residential flexibility. Two of these are described in more detail in the following chapter. They were chosen, since they command a combined market share of more than 95%. Company B was willing to discuss their business model and the adaptability within the context of the German energy transition in great detail.

3.4.1 Company A

The company was founded in 2012 as a joint venture between two swiss enterprises. In 2014 it became the first company worldwide, that provided residential demand-side flexibility as a secondary frequency control mechanism. In 2016 they were the first to offer primary frequency control services from residential assets. [23]

Their system enables users to program temperatures for each room, optimize self-consumption of energy from solar panels, and control existing heat pumps, boilers and night storage systems by retrofitting them. By using the flexibility of the customers' devices the company provides services ranging from Demand Response, DER and frequency regulation, to intra-day and day-ahead markets. Part of the earnings are passed on to the customers as revenue. [23]

The M-Box is a secure gateway, which connects the end-user's home installation to the companies datacenter (Back-End Private Cloud System) through ethernet or private mobile connection. Using the existing power lines of the customer's house, it controls the other devices. The K-Box is a class B 3-phase energy meter for active power. Together with an integrated switch, it can measure and control the connected device. The C-Box is a communication interface for appliances (e.g. a battery) that support the Modbus protocol (via ETH, RS485) or can be controlled by 4 GPIOs. The D-Box allows customers to remotely control direct electrical heating systems, enabling temperature-based, room-by-room smart solutions.

3.4.2 Company B

Company B is a leading company specializing in demand response technology for residential and commercial buildings. They aim to reduce reliance on emissions-heavy power plants by enabling smarter energy consumption in businesses and households. Company B has equipped over 200,000 sites with their technology and collaborates with over 500 partners worldwide. The company has invested over 14 years in research and development, focusing on linking flexible power consumption with energy systems through in-house technology. This includes smart devices in participant buildings, dedicated Home Energy Management Systems, and a central control room connected to power markets. Company B's ambition is to install their systems in 3 million more homes and businesses within the next 5 to 7 years in France and Europe. They have headquarters in France and the United Kingdom, with plans for expansion. [24]

They offer this flexibility on the wholesale market and as primary and secondary frequency ancillary services. According to the company, they currently access 500MW of capacity with a reliability (initiated load reduction taking place) of at least 97%. Their integrated measuring infrastructure removes the need for pre-installed smart meters. According to their assessment, they are going to continue to grow fast. The instalment of the control and measurement devices comes free of charge

to the customer. The system allows for easier monitoring and management of the household consumption, while providing up to 15% reduction of electricity consumption and up to 70% reduction of electricity-related CO2 emissions. Furthermore, the company advertises, that participation in this mechanism contributes to the stability and security of the electrical grid. [25]

4 Expert Interviews

The energy transition and especially the involvement of stakeholders from the population in sociotechnical systems make the decision-making process for the implementation of new technologies a delicate task. In order to better understand the viewpoints of some relevant stakeholders, experts from three distinct directions were interviewed on the matter of residential demand-side flexibility: *Science* - represented by a university researcher, *Public Infrastructure* - represented by a researcher from the TSO, and *Business* - represented by the largest household aggregator Company B. The following paragraphs summarize the most important interviews from my research visit. The contents are not to be taken as objective fact, but rather as the perspective of the corresponding interview partner. Information that was gained from these interviews and later used in this report was checked as far as possible.

Science: Julien Ancel researches Demand Response at the Laboratoire Génie Industriel (LGI) at the university CentraleSupélec near Paris. He investigates market mechanisms from the perspective of a regulator to identify potential flexibility at optimal cost. As an expert in the field, his interview was very insightful. In France, households are included in Demand Response (DR) through aggregators, who can trade the flexibility through the *Notification d'Echanges de Blocs d'Effacement* (NEBEF) mechanism. Here, they must bundle a minimum capacity of 100kW to participate. There are approximately 14-15 aggregators in France. The digital tools these companies use are often developed by start-ups. Aggregators usually have direct access to customers' Home Energy Management Systems (HEMS), but can also exercise "soft" control by asking customers to reduce load via messages. Space- and water-heating are most prominent in these efforts. Aggregators rely heavily on machine learning and AI tools to identify patterns in customer demand, aiming to find optimal times for load reduction. Although most load-shedding introduces a rebound, dedicated load-shifting mechanisms (e.g., into times of high renewable energy generation) are mostly developed in industrial Demand Response. The total accessed capacity of flexible demand was between 2.6 and 3GW in 2022. Aggregators provide services on all markets, including frequency ancillary services.

Public Infrastructure: Adrienne de Bazelaire de Lesseux works for LGI and the French Transmission System Operator RTE. She focuses on optimizing a threefold grid expansion: transformer expansion, battery expansion, and grid connection expansion in the medium-voltage grid, aiming to reduce the overall cost of grid investments. Her in-depth understanding of the French transmission grid greatly aided my research. While most Demand Response in France originates from the industrial sector, the residential DR capacity is expanding, particularly through one household-aggregator, here anonymised as *Company B*. However, from the TSO's perspective, this flexibility was not considered very reliable in recent years. She highlights the existence of multiple types of flexible residential consumption without the use of aggregators, especially the dynamic 'Tarif Bleu' and 'Tarif Tempo'. She notes that these tariffs are predominantly adopted by people of lower economic status, for whom the benefits of reduced tariffs are more significant. Currently, in most residential scenarios, the limitations on lifestyle still outweigh the potential monetary benefits that could be gained by adjusting demand patterns. Regarding the 100kW minimum capacity required to participate in the NEBEF, flexibility providers are advocating for a lower threshold. However, from a TSO perspective, it's crucial to have a perceptible load reduction that surpasses the noise level.

Business: Sébastien Condom is employed in the International Business Development department at Company B, the leading household aggregator in France. His insights were crucial for my understanding of residential DSM in France. Our discussion also touched upon a potential pilot deployment in Germany, where residential DSM remains undeveloped. The company, commanding a 90% market

share in France, currently accesses 500 MW of capacity with over 97% availability and is experiencing exponential growth. This growth is driving their exploration into other markets, currently focusing on the United Kingdom and Sweden, with potential expansions in Spain and Finland. While Germany's potential for residential DSM has not been extensively explored by the aggregator, its significant economy makes it an appealing market. However, the German regulatory framework poses challenges, since nuances in the regulations can determine, whether a business model for aggregators of residential demand becomes either profitable or not feasible. The company leverages appliances such as heaters, heat pumps, coolers, and EV chargers, participating in all market mechanisms, including primary and secondary frequency ancillary services. The profitability of DR aggregators heavily relies on supportive regulations. He stressed the necessity of establishing fair compensation for curtailed loads and ensuring minimum compensatory measures. For Company B, each household represents an investment. Customers receive all essential devices free of charge in exchange for a commitment to reduce overall consumption by at least 15%. To make these investments sustainable, regulatory frameworks that guarantee profitability and predictability are essential. Pilot projects are usually developed in collaboration with DSOs or suppliers and are financed jointly by the company and public financial aid.

5 Challenges and Facilitators for Deploying Residential Demand-Side Management

The following assessment of beneficial and inhibiting conditions and measures reflects the results and conclusions of this research visit. The challenges and facilitators associated with residential demand side management vary based on the model of implementation. In an aggregator-based approach, as discussed here, these can be categorized into three distinct areas: 1. Technical, 2. Public Awareness and Acceptance, 3. Regulatory.

Technical Challenges and Facilitators

A key prerequisite is a sufficient level of household electrification. Appliances and devices with high nominal power consumption and possessing capacitive or thermal inertia, such as electric vehicles (EVs), heating systems, and hot water systems, are ideal candidates for reliable controllable demand. This demand can be integrated into daily life with minimal restrictions. As discussed with the French aggregator Company B, an existing smart metering infrastructure is beneficial, but not essential, as aggregators can implement their own measurement systems. The digital communications infrastructure must be capable of reliably transmitting demand adjustment commands and handling sensitive consumption data. In Germany, these transmissions are only permitted through the Smart Meter Gateway.

Public Awareness and Acceptance

Participation in an aggregator-based flexibility program allows consumers to actively contribute to grid-balancing and support the energy transition. However, as discussed in Chapter 3.3, additional incentives are necessary. For instance, Company A passes on the profits traded from energy markets to consumers. In the case of Company B, the primary economic benefit is a significant reduction in electricity bills without a noticeable loss of comfort. Trust and data privacy concerns can impede participation. The German Federal Office for Information Security (BSI) has addressed these concerns by developing a high-security standard framework for future smart meters.

Regulatory Challenges and Facilitators

The economic viability of the aggregator-based approach depends on the aggregators' access to all suitable electricity markets or their ability to make direct remuneration agreements with grid operators. The *Regulation on Interruptible Loads (AbLaV)* [26], introduced in 2012, established guidelines for remunerating industrial Demand Response (greater than 110kV) by grid operators. It defined a capacity remuneration in €/MW/year and set a range for the curtailed consumption remuneration in €/MWh, based on the current electricity price. This regulation will expire at the end of 2023 with no follow-up in sight. To develop a business model for residential demand aggregators, a similar regulation would need to be extended to low-voltage grids.

6 Adaptability within the German Energy Transition

Technical Feasibility

A 2022 investigation by the University of Cologne tested a range of different business models for aggregators of residential demand. They employed power flow simulations for a 2030 scenario that includes an increased electrification of the households by heatpumps, PV systems and EV charging stations. The identified models were all technically feasible. However, regulatory hurdles stand in their way. For implementation, for example, the systems would have to be exempted from charges and levies if they are operated in a way that is beneficial to the grid and the system. In addition, mechanisms for marketing and procuring regional flexibility would have to be implemented to avoid grid bottlenecks. An important component of this would be the amendment of §14a EnWG (*Energy Industry Act: Grid-orientated control of controllable consumption devices and controllable grid connections*), which regulates the integration of controllable consumption devices at the low-voltage level. [27]

The Federal Grid Agency itself discussed potential regulation models for including residential aggregators, but these haven't been pursued yet. [28]

It becomes clear, that market-oriented flexibilization of residential demand by aggregators is technically feasible in Germany. The remaining hurdles are therefore public acceptance and the regulatory framework. Since the consumer willingness to participate in such mechanisms has not been extensively studied in Germany, no definite statements can be made about the feasibility in this regard. The regulatory framework however can be assessed. As stated above, the law concerning remote control of household demand is §14a EnWG, which is set to be renewed and implemented in 2024.

Economic Feasibility

The revised version of §14a EnWG does not provide for the trading of residential energy flexibility in the energy markets. It is primarily designed to allow grid operators to manage power at the household connection point during overloads in the local low-voltage grid. This applies to situations where real-time grid status measurement is not available, necessitating temporary power regulation within specific time windows. As compensation, operators of adjustable consumption devices are granted a standard reimbursement through reduced grid fees. Additionally, the installation of smart meters will enable fully flexible grid fees. However, the strategy does not include market-oriented flexibility procurement at the low-voltage level; such initiatives are expected to begin at the medium-voltage level. As a result, the development of a business model for aggregators of household flexibility is unlikely. [29]

§14a EnWG mandates that grid operators should prioritise economic incentives and agreements on grid connection services before switching to direct control of individual controllable consumption devices [30].

Without an amendment of these regulations, it seems likely that household flexibility in Germany will be limited to adjustments to dynamic electricity tariffs and the rare activation of controllable consumption devices by a grid operator in the event of a risk of grid instability.

Recommended Actions

It remains to be seen if the new §14a EnWG will be able to satisfy the grid's rising need for sources of demand-side flexibility. If a market-oriented approach through aggregators of residential demand is

considered in the future, a set of recommended actions can be determined in order to advance this technology. A proposal for such actions is documented in Table 6.1.

Title/Action Name	Action and Goal
Regulatory Framework Development	Develop a comprehensive regulatory framework for residential DSM through aggregators, defining roles and obligations.
Policy Incentives	Introduce incentives (tax credits, subsidies) to encourage adoption of DSM technologies in households.
Pilot Programs	Initiate small-scale programs to test feasibility and gather data for refining regulations.
Consumer Awareness and Education	Launch awareness campaigns to inform consumers about DSM benefits.
Interoperability Standards	Establish standards for controllable devices to ensure compatibility.
Data Privacy and Security Regulations	Implement regulations for protecting consumer data collected by aggregators.
Tariff Structures	Evaluate and potentially revise tariff structures to incentivize flexible consumption.
Capacity Building	Invest in training programs to enhance understanding of DSM technologies.
Stakeholder Collaboration	Facilitate collaboration among regulators, utilities, aggregators, and tech providers.
Continuous Monitoring and Evaluation	Implement a system for ongoing assessment of DSM programs.

Table 6.1: Recommendations for Advancing Residential DSM through Aggregators

Preceding the implementation of these actions, a thorough analysis of the currently accessible capacity of household consumption devices, as well as their projections for the upcoming 5-10 years, and an assessment of the public’s willingness to participate in such mechanisms would be equally crucial (analogous to [18]), to determine the potential impact within the context of the energy transition. This study could be initiated by DENA or an independent research institution, such as the Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE) or the Helmholtz-Centre for Environmental Research (UFZ).

Pilot Program

After considering the potential benefits and the public acceptance to participate, a pilot project would bring reliable data about the real-world implementation. A set of recommended actions for such a pilot program is proposed in Table 6.2.

Step	Action Name	Description
------	-------------	-------------

1	Define Objectives and Scope	Clearly define the objectives. Set the scope by specifying the number of households, types of controllable devices, and the duration of the pilot.
2	Select Participants	Identify a set of participants representing different demographics and geographic locations. Ensure a mix of households with various energy consumption patterns.
3	Engage Stakeholders	Collaborate with regulators, utility companies, aggregators, and technology providers. Establish partnerships and secure support for the pilot project.
4	Ensure Regulatory Compliance	Ensure that the pilot complies with existing regulations. Obtain necessary approvals and waivers for testing DSM approaches.
5	Technology Integration	Implement technology solutions for aggregating and controlling controllable devices. Ensure interoperability and compatibility with various devices in the households.
6	Consumer Engagement	Conduct outreach programs to educate participants about the pilot, its objectives, and the benefits of DSM. Obtain informed consent from participants and address concerns.
7	Install Controllable Devices	Install necessary controllable consumption devices in the selected households. Ensure proper functioning and provide user manuals.
8	Data Collection and Monitoring	Set up a robust system for collecting real-time data on energy consumption and device usage. Implement monitoring to track the performance of the system.
9	Implement DSM Strategies	Test various DSM strategies, such as load shifting, peak demand reduction, and response to grid signals. Evaluate the effectiveness of these strategies in optimizing energy use and ensuring grid stability.
10	Feedback and Adjustment	Regularly collect feedback from participants regarding their experiences, challenges, and suggestions. Use this feedback to make necessary adjustments to the DSM strategies or technology.
11	Evaluate Economic and Environmental Impact	Assess the economic benefits, like cost savings for consumers and potential revenue streams for aggregators. Evaluate the environmental impact, including reductions in carbon emissions and effect on grid stability.
12	Documentation and Reporting	Document the entire pilot project, including methodologies, results, and lessons learned. Prepare a comprehensive report summarizing the findings and insights gained.
13	Knowledge Sharing	Share the outcomes of the pilot project through workshops, conferences, and publications. Disseminate knowledge to stakeholders, regulators, and the broader energy community.
14	Scale-Up Recommendations	Provide recommendations for scaling up residential DSM initiatives. Propose adjustments to regulations, incentives, and technologies for broader implementation.
15	Continuous Improvement	Design a framework for continuous improvement based on ongoing monitoring and feedback. Use the lessons learned to refine strategies, technologies, and regulatory frameworks for future implementations.

Table 6.2: Recommendations for a Pilot Project to Advance Residential DSM through Aggregators

Bibliography

- [1] Konferenz zur Digitalisierung der Energiewende in Deutschland und Frankreich - dfbew — energie-fr-de.eu. <https://energie-fr-de.eu/de/veranstaltungen/leser/konferenzzur-digitalisierung-der-energiwende-in-deutschland-und-frankreich.html>. [Accessed 27-10-2023].

- [2] RTE. Download eCO2mix indicators — rte-france.com. <https://www.rte-france.com/en/eco2mix/download-indicators>. [Accessed 02-11-2023].
- [3] Alexandre Commeau Samy Chouaf. Transition energetique, le role de la flexibilite du reseau. <https://www.energystream-wavestone.com/2023/02/transition-energetiquele-role-indispensable-de-la-flexibilite-du-reseau-electrique/>. [Accessed 16-10-2023].
- [4] Portail Services RTE — services-rte.com. <https://www.services-rte.com/en/learnmore-about-our-services/flexibilities.html>. [Accessed 19-09-2023].
- [5] Samy Chouaf. [Interview] - Flexcity, la startup de la flexibilite du reseau electrique — energystream-wavestone.com. <https://www.energystream-wavestone.com/2022/11/interview-flexcity-la-startup-de-la-flexibilite-du-reseau-electrique/>. [Accessed 26-10-2023].
- [6] Technical ressources - tiko Energy — tiko.energy. <https://tiko.energy/technicalressources/>. [Accessed 10-11-2023].
- [7] Michel Cruciani. Evolution des prix de l'electricite aux clients domestiques en Europe occidentale — ifri.org. <https://www.ifri.org/fr/publications/notes-de-lifri/evolutionprix-de-lelectricite-aux-clients-domestiques-europe>. [Accessed 11-04-2024].
- [8] Marion Bertholon. Ademe projets smart grids en france energie-fr-de.eu. https://energie-fr-de.eu/de/veranstaltungen/leser/konferenz-zur-digitalisierungder-energiewende-in-deutschland-und-frankreich.html?file=files/ofaenr/02conferences/2017/170511_conference_digitalisation/Präsentations/05_Marion_Bertholon_ADEME_DFBEW_OFATE.pdf. [Accessed 31-10-2023].
- [9] France Energy Information — enerdata.net. <https://www.enerdata.net/estore/energymarket/france/#:~:text=Power%20Consumption&text=Households%20absorb%2037%25%20of%20electricity,consumption%20and%20industry%20for%2025%25>. [Accessed 02-11-2023].
- [10] EDF. Grille de Prix de l'offre de fourniture d'electricité Tarif Bleu . https://particulier.edf.fr/content/dam/2-Actifs/Documents/Offres/Grille_prix_Tarif_Bleu.pdf. [Accessed 02-11-2023].
- [11] Yannick Perez, Vincent Rious, and Fabien Roques. Which electricity market design to encourage the development of demand response? *Economic Analysis and Policy*, 48:128–138, December 2015.
- [12] NEBEF — flexcity.energy. <https://www.flexcity.energy/en/nebef>. [Accessed 16-10-2023].
- [13] RTE — Futurs énergetiques 2050 — rte-futursenergetiques2050.com. <https://rtefutursenergetiques2050.com/scenarios/n03>. [Accessed 16-10-2023].
- [14] EUR-Lex - 32019L0944 - EN - EUR-Lex — eur-lex.europa.eu. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32019L0944>. [Accessed 19-10-2023].
- [15] Cour des Comptes. ccomptes.fr. <https://www.ccomptes.fr/system/files/2022-10/20220705-Organisation-electricity-markets-summary.pdf>. [Accessed 26-10-2023].
- [16] Marvin Gleue, Jens Unterberg, Andreas Löschel, and Philipp Grünewald. Does demand-side flexibility reduce emissions? exploring the social acceptability of demand management in germany and great britain. *Energy Research & Social Science*, 82:102290, December 2021.

- [17] M. Minoustchin J.F. Barthe, C. Beslav. Acceptabilite et appropriation sociales de la flexibilite energetique par les consommateurs. *Sociology et l'Energie, Gouvernance et Pratiques Sociales*, pages 263–271, 2015.
- [18] RTE - Groupe de Travail n°7 - flexibilite - concerte.fr. https://www.concerte.fr/system/files/document_travail/2020-10-15_GT7-Flex-Gisements-flexibilite-demandede-electrique-vlight.pdf. [Accessed 24-10-2023].
- [19] Mix electrique 100 <https://bibliothec.ademe.fr/urbanisme-et-batiment/2881-mixelectrique-100-renouvelable-analyses-et-optimisations.html>. [Accessed 26-10-2023].
- [20] European Commission. Study on energy storage : contribution to the security of the electricity supply in Europe. — op.europa.eu. <https://op.europa.eu/en/publication-detail//publication/a6eba083-932e-11ea-aac4-01aa75ed71a1>. [Accessed 26-10-2023].
- [21] Pei-Hao Li and Steve Pye. Assessing the benefits of demand-side flexibility in residential and transport sectors from an integrated energy systems perspective. *Applied Energy*, 228:965–979, October 2018.
- [22] Pil Seok Kwon and Poul Østergaard. Assessment and evaluation of flexible demand in a danish future energy scenario. *Applied Energy*, 134:309–320, December 2014.
- [23] Vision - tiko Energy — tiko.energy. <https://tiko.energy/vision/>. [Accessed 03-11-2023].
- [24] The Leading Residential Demand Response Company — Group Voltalis — group.voltalis.com. <https://group.voltalis.com/en/>. [Accessed 22-11-2023].
- [25] D'écoutez le thermostat connecté Voltalis et faites des economies! — voltalis.com. <https://www.voltalis.com/particuliers/notre-solution>. [Accessed 30-11-2023].
- [26] Bundesamt für Justiz. Ablav - Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten — gesetz-im-internet.de. https://www.gesetze-im-internet.de/abla_v_2016/BJNR198400016.html. [Accessed 08-12-2023].
- [27] Virtuelle Kraftwerke: Einbindung von Haushalten kann sich lohnen — EWI — ewi.uni-koeln.de. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/aktuelles/vise-vkw/>. [Accessed 14-11-2023].
- [28] Vorschlag Aggregator-Modell bundesnetzagentur.de. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/VortraegeVeranstaltungen/Aggregator_Modell_606.pdf;jsessionid=A1FA8885BF66EFB2B20E07CECA970813?blob=publicationFile&v=1. [Accessed 22-11-2023].
- [29] Deutsche Energie-Agentur Friederike Wenderoth. Eckpunkte zur ausgestaltung des §14a enwg – ein wichtiger schritt nach vorne. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2023/Eckpunkte_zur_Ausgestaltung_des_14a_EnWG_Ein_wichtiger_Schritt_nach_vorne.pdf. [Accessed 30-11-2023].
- [30] Bundesamt für Justiz. §14a EnWG - Einzelnorm — gesetz-im-internet.de. https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/14a.html. [Accessed 30-11-2023].

ANTON ACHHAMMER

Energiesystemmodellierung mit PyPSA-RSA

Wie können die detaillierten Datengrundlagen und erweiterten Funktionalitäten des südafrikanischen Energiesystemmodells PyPSA-RSA zur Verbesserung des Energiesystemmodell PyPSA-Earth genutzt werden?

Inhalt

1	Einleitung	3
1.1	Motivation	3
1.2	Zielsetzung.....	3
1.3	Struktur	4
2	Grundlagen	5
2.1	Energiesystemmodellierung	5
2.2	PyPSA.....	5
2.3	PyPSA-RSA.....	6
2.4	PyPSA-Earth	6
2.5	Das Energiesystem Südafrikas	7
3	Vergleich PyPSA-RSA und PyPSA-Earth	12
3.1	Vorteile PyPSA-RSA	12
3.2	Vorteile PyPSA-Earth.....	13
3.3	Diskussion	14
4	Ausblick	16
	Abbildungsverzeichnis	17
	Tabellenverzeichnis.....	18
	Literaturverzeichnis	19
	Abkürzungen.....	20
	Glossar	21

1 Einleitung

1.1 Motivation

Um die nationalen und internationalen Klimaschutzziele zu erreichen und die Energieversorgung Deutschlands und Europas zu diversifizieren und versorgungssicherer zu gestalten, ist ein Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft national und international von entscheidender Bedeutung. Für diesen Hochlauf sind zwei Dinge wichtig: stabile internationale Partnerschaften und ein stabiler rechtlicher und finanzieller Rahmen. (vgl. Arnold and Kutz, 2024)

Dabei sollte dies aber nicht in Konflikt mit der lokalen Energiewende stehen, sondern möglichst Synergien zwischen Wasserstoffexport und Dekarbonisierung der lokalen Energiewirtschaft ermöglichen und lokale Wertschöpfungsketten ermöglichen. Diese Synergien lassen sich mithilfe von Energiesystemmodellierung simulieren. Dazu wird die Transformation der verschiedenen Energiesysteme mittels gekoppelte Energiesystemmodellierung integriert betrachtet, um gemeinsame Transformationspfade und -potenziale zu ermitteln. Hierbei sollen Potentiale aufgezeigt und konkrete H₂/PtX-Wertschöpfungs- und Lieferketten zwischen den verschiedenen Ländern identifiziert werden. Im Kontext der Diskussion bezüglich Wasserstoffpartnerschaften rückt aufgrund extremer Wind- und Solarpotentialen zunehmend der afrikanische Kontinent in den Fokus (vgl. Kohnert, 2023).

Das Energiesystem von Afrika und insbesondere Szenarien mit 100% Erneuerbare Energien sind weitestgehend unerforscht. Laut (Oyewo et al., 2023) gibt es nicht nur keine Energiesystemanalysen mit PyPSA, sondern generell kaum Analysen zum afrikanischen Kontinent. Zeitgleich wird aber auch PyPSA in diesem Paper als neben dem „LUT-ESTM“ fortschrittlichstem Energiesystemmodell und deshalb als besonders vielversprechend bezeichnet.

PyPSA (Python for Power System Analysis) wird in der Planung und Forschung, insbesondere in Hinblick auf Integration von erneuerbaren Energien und die Dekarbonisierung der Energiesysteme sehr häufig eingesetzt und ist ein Open-Source-Tool zur Simulation und Optimierung von Energiesystemen. Es wurde entwickelt, um Strom-, Gas-, Wärme- und andere Netzarten in großen geografischen Maßstäben zu modellieren und zu analysieren (vgl. Brown et al., 2018).

Auf Basis von PyPSA wurden die Modelle PyPSA-Earth und PyPSA-RSA entwickelt, welche für gewissen Regionen bestimmte Daten herunterladen und aufbereiten und somit einige Komponenten der Energiesystemmodellierung automatisieren.

1.2 Zielsetzung

Um die in 1.1. beschriebenen Synergien simulieren zu können, soll das Energiesystemmodell PyPSA-Earth verwendet werden, welches als erste Open-Source-Modellierungsumgebung für globale Energiesysteme mit Daten in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung gilt. PyPSA-Earth ermöglicht weitläufige Modellierungen, indem es ein Werkzeug bereitstellt, die das weltweite Energiesystem oder beliebige Teile davon modellieren kann. PyPSA-Earth baut dabei auf dem europäischen PyPSA-Eur Modell auf und integriert neue Daten und Funktionen, um spezifische Fragestellungen für globale, kontinentale und lokale Belange zu adressieren und ist geeignet für operative sowie kombinierte Studien zur Erweiterung der Energieerzeugung, -speicherung und -übertragung. Zeitgleich steht mit PyPSA-RSA eine weitere Entwicklung aus PyPSA bereit, welcher auf

nationaler Ebene für Südafrika genauere Ergebnisse als PyPSA-Earth liefert. (vgl. Hörsch et al., 2018; Hörsch and Calitz, 2017; Parzen et al., 2023)

Ziel dieser Arbeit ist es, die beiden Energiesystemmodellierungswerkzeuge PyPSA-RSA und PyPSA-Earth miteinander zu vergleichen und ihre jeweiligen Stärken und Schwächen herauszuarbeiten. Dabei wird insbesondere untersucht, wie diese Modelle die Energieplanung und -optimierung in unterschiedlichen geografischen Kontexten und mit verschiedenen methodischen Ansätzen unterstützen können. Der Fokus liegt darauf, die spezifischen Vorzüge jedes Tools im Hinblick auf Netzmodellierung, Kapazitätsplanung, Berücksichtigung von Unsicherheiten und technologische Integration aufzuzeigen.

Durch den Vergleich der beiden Modelle soll eine fundierte Grundlage geschaffen werden, um Entscheidungsträgern und Forschenden Empfehlungen zu geben, welches der beiden Modelle in welchen Anwendungsfällen am besten geeignet ist. Darüber hinaus soll die Arbeit aufzeigen, wie beide Modelle durch künftige Entwicklungen weiter optimiert werden könnten, um den Anforderungen der Energiesystemplanung in unterschiedlichen Regionen gerecht zu werden.

Abschließend werden konkrete Verbesserungsvorschläge und ein Ausblick auf zukünftige Modellentwicklungen gegeben, um das Potenzial von PyPSA-RSA und PyPSA-Earth voll auszuschöpfen.

1.3 Struktur

Zu Beginn der Arbeit wird auf die Grundlagen der beiden Modelle eingegangen. Es wird erklärt, wie PyPSA-RSA und PyPSA-Earth funktionieren, welche methodischen Ansätze sie verfolgen und welche Konzepte der Energiesystemmodellierung dabei eine Rolle spielen. Dabei soll ein grundsätzliches Verständnis über Energiesystemmodellierung vermittelt werden.

Anschließend sollen die beiden Modelle direkt miteinander verglichen werden. Zunächst werden die Vorteile von PyPSA-RSA (Abschnitt 3.1) und PyPSA-Earth (Abschnitt 3.2) systematisch untersucht und detailliert beschrieben. Dabei liegt der Fokus auf den jeweiligen Stärken in Bezug auf Netzmodellierung, die Integration von Erzeugungskapazitäten und die Fähigkeit, Unsicherheiten abzubilden. Im Anschluss folgt eine umfassende Diskussion (Abschnitt 3.3), in der die Vor- und Nachteile beider Modelle gegenübergestellt werden. Ziel dieser Diskussion ist es, aufzuzeigen, in welchen Anwendungsbereichen die Modelle besonders geeignet sind und wie sie in der Praxis eingesetzt werden können. Dies bildet den Kern dieser Arbeit.

Zuletzt werden im Ausblick mögliche Weiterentwicklungen der beiden Modelle aufgezeigt, um künftige Anforderungen an die Energiesystemplanung noch besser zu erfüllen. Zudem werden Forschungsfelder identifiziert, in denen PyPSA-RSA und PyPSA-Earth weiter optimiert oder durch zusätzliche Funktionen ergänzt werden könnten.

Die Arbeit ist darauf ausgelegt, dem Leser eine fundierte Grundlage für die Anwendung und den Vergleich von Energiesystemmodellen zu vermitteln und gleichzeitig einen Ausblick auf zukünftige Entwicklungen und Herausforderungen zu geben.

2 Grundlagen

Die Energiesystemmodellierung spielt eine zentrale Rolle bei der Planung und Optimierung zukünftiger nachhaltiger Energiesysteme. PyPSA-Earth ist ein weit verbreitetes Modell, das zur globalen, aber auch lokalen Analyse eingesetzt werden. Trotz der hohen Bedeutung hat das Modell Einschränkungen in Bezug auf räumliche und sektorale Auflösung sowie Datenverfügbarkeit. Im Gegensatz dazu bietet das südafrikanische Modell PyPSA-RSA, das auf PyPSA-Earth basiert, eine deutlich höhere Datengenauigkeit und zusätzliche Funktionalitäten für das südafrikanische Energiesystem. (vgl. Hörsch and Calitz, 2017; Parzen et al., 2023)

In diesem Kapitel werden die Grundlagen und das methodische Vorgehen bei der Modellierung von Energiesystemen erläutert. Zunächst wird auf allgemeine Konzepte der Energiesystemmodellierung eingegangen, bevor die Funktionsweise der beiden im Fokus dieser Arbeit stehenden Modelle, PyPSA-RSA und PyPSA-Earth, detailliert beschrieben wird. Diese Modelle ermöglichen es, komplexe Energiesysteme unter verschiedenen Gesichtspunkten zu analysieren und Optimierungsansätze zu entwickeln.

2.1 Energiesystemmodellierung

Die Modellierung von Energiesystemen ist ein essenzielles Werkzeug, um die Transformation hin zu einer nachhaltigen und dekarbonisierten Energieversorgung zu planen und zu bewerten. Ein Energiesystemmodell bildet den technischen Aufbau und die wirtschaftlichen Zusammenhänge eines Energiesystems nach und simuliert dessen Verhalten unter verschiedenen Szenarien. Dabei werden verschiedene Komponenten eines Energiesystems, wie Erzeugungseinheiten, Netze, Speicher und Last, berücksichtigt. (vgl. Dieckhoff et al., 2011)

Wesentliche Ziele der Energiesystemmodellierung sind die Optimierung von Kapazitäten und der kosteneffiziente Ausbau von Erzeugungsanlagen sowie die Berücksichtigung von Unsicherheiten, wie volatile Einspeisung erneuerbarer Energien und schwankende Nachfrage. Netzengpässe, regionale Unterschiede in der Ressourcennutzung und politische Rahmenbedingungen müssen ebenfalls einbezogen werden, um realistische und praxisrelevante Ergebnisse zu erhalten. (vgl. Dieckhoff et al., 2011)

Die Modellierungsergebnisse dienen als Entscheidungshilfe für Politik, Netzbetreiber und Unternehmen, um Investitionsstrategien zu entwickeln, den zukünftigen Ausbau von erneuerbaren Energien zu planen und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Dabei kommen unterschiedliche Modelltypen zum Einsatz, von einfachen Lastflussanalysen bis hin zu komplexen Optimierungsmodellen, die technologische und ökonomische Details berücksichtigen. (vgl. Dieckhoff et al., 2011)

2.2 PyPSA

PyPSA (Python for Power System Analysis) ist eine Open-Source Python Framework für die Analyse und Optimierung von Energiesystemen. Sie ermöglicht die Simulation von Stromnetzen, Kapazitätsoptimierungen und die wirtschaftliche Bewertung von Energiesystemen, die sowohl erneuerbare als auch konventionelle Erzeugungstechnologien umfassen. PyPSA ist darauf ausgelegt, Energiesysteme in einem sehr detaillierten Maßstab zu modellieren, einschließlich der Integration von Stromnetzen, Lasten, Speichertechnologien und der Berücksichtigung von Kostenstrukturen.

Die Flexibilität und Erweiterbarkeit von PyPSA ermöglicht die Anpassung des Modells an unterschiedliche geografische Regionen und Systemgrößen. PyPSA unterstützt sowohl lineare als auch nichtlineare Optimierungsansätze und kann Netzverluste sowie verschiedene technische Beschränkungen berücksichtigen. Die Modelleingabe erfolgt über Datenbanken, die technische und ökonomische Parameter wie Erzeugungs- und Netzkapazitäten, Kosten und Emissionen enthalten. (vgl. Brown et al., 2018)

2.3 PyPSA-RSA

PyPSA-RSA ist Abwandlung des Energiesystemmodells PyPSA-ZA, welches wiederum auf dem europäischen Modell PyPSA-Eur basiert. PyPSA-ZA wurde für das südafrikanische Energiesystem entwickelt. Das Modell berücksichtigt die spezifischen Gegebenheiten und Herausforderungen des südafrikanischen Stromnetzes und integriert offizielle Planungsdaten von Eskom, dem staatlichen Energieversorger Südafrikas. Das Modell wurde ursprünglich hauptsächlich am Council for Scientific and Industrial Research genutzt. Das Unternehmen Meridian Economics nutzt und entwickelt mit PyPSA-RSA ihre eigene Abwandlung von PyPSA-ZA. PyPSA-RSA legt besonderes Augenmerk auf die Optimierung des Kapazitätsausbaus erneuerbarer Energien sowie den Umgang mit den Übergangsprozessen weg von Kohlekraftwerken. Ein entscheidendes Merkmal von PyPSA-RSA sind perfekte Prognosen im Hinblick auf den Kapazitätsausbau. Das bedeutet, dass zukünftige Kapazitäten ideal vorausgesehen und in das Modell integriert werden. Die Netzstruktur basiert auf Eskoms festgelegten Übertragungsregionen, was bedeutet, dass das Netz in vordefinierten Clustern dargestellt wird. Dies vereinfacht die Netzmodellierung, führt jedoch zu einer geringeren Flexibilität in der Darstellung regionaler Netzengpässe und der dynamischen Entwicklung des Netzausbaus. (vgl. Hörsch and Calitz, 2017)

2.4 PyPSA-Earth

PyPSA-Earth ist ein globales Modellierungswerkzeug, das im Gegensatz zu PyPSA-RSA eine viel flexiblere und detailliertere Netzmodellierung ermöglicht. PyPSA-Earth basiert nicht auf festgelegten Clustern oder Übertragungsregionen, sondern erlaubt eine feingranulare Abbildung von Stromnetzen und Energieflüssen. Dies macht es besonders geeignet für die Modellierung von Energiesystemen, die mehrere Länder oder Kontinente umfassen, da die Übertragungsinfrastruktur dynamisch optimiert werden kann. (vgl. Parzen et al., 2023)

Ein wesentlicher Vorteil von PyPSA-Earth ist die Möglichkeit, Netz- und Erzeugungskapazitäten simultan zu optimieren. Dies führt zu realistischeren und integrierteren Ergebnissen bei der Planung des Systemausbaus. Darüber hinaus unterstützt PyPSA-Earth Monte-Carlo-Simulationen, die Unsicherheiten in der Stromerzeugung und Nachfrage berücksichtigen. Dies ermöglicht die Analyse von stochastischen Szenarien, um die Robustheit des Systems unter verschiedenen Betriebsbedingungen zu bewerten. (vgl. Parzen et al., 2023)

Die größere Flexibilität und Stabilität von PyPSA-Earth macht es zu einem leistungsfähigen Werkzeug für die globale Energiesystemplanung. Jedoch erfordert es durch seine höhere Komplexität und den größeren Rechenaufwand spezialisiertere Daten und Berechnungsressourcen, was es in der Anwendung auf nationaler Ebene, wie in Südafrika, anspruchsvoller machen kann. (vgl. Parzen et al., 2023)

2.5 Das Energiesystem Südafrikas

Das Energiesystem Südafrikas ist stark von fossilen Brennstoffen geprägt, insbesondere von der Kohleverstromung. Kohlekraftwerke dominieren die Energieerzeugung des Landes und decken etwa 80% des gesamten Strombedarfs. Diese Abhängigkeit von Kohle hat historische Wurzeln, da Südafrika über umfangreiche Kohlevorkommen verfügt, die lange Zeit als kostengünstige Energiequelle genutzt wurden. Allerdings ist die Kohleverstromung auch für einen Großteil der Treibhausgasemissionen des Landes verantwortlich, was in den letzten Jahren vermehrt zu nationalen und internationalen Forderungen nach einem Übergang zu erneuerbaren Energien geführt hat.

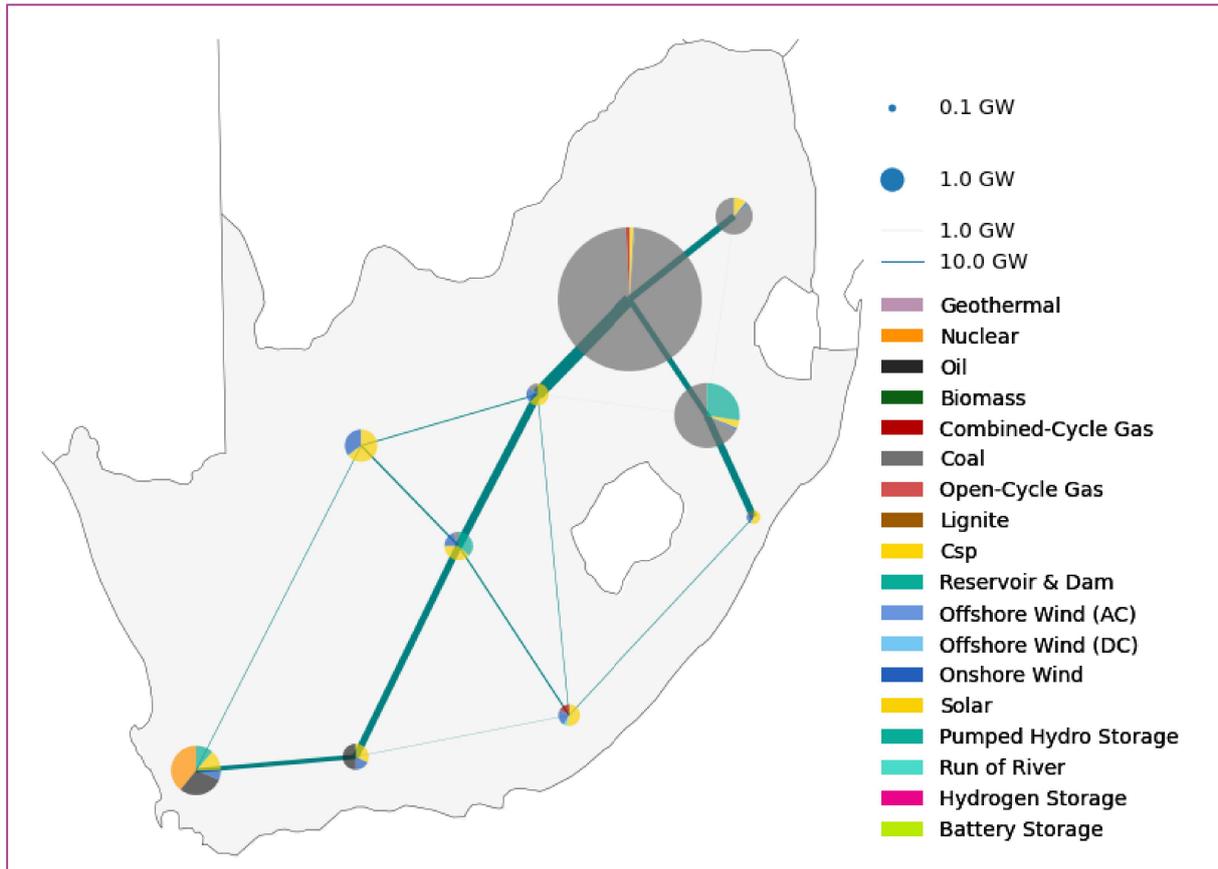


Abbildung 1 Das aktuelle Energiesystem Südafrikas – modelliert mit PyPSA-Earth

Neben Kohle spielen auch Kernenergie, Wasserkraft und in geringerem Umfang Erdgas eine Rolle in der Stromerzeugung Südafrikas. Die Kernkraftanlage Koeberg, die einzige im Land, trägt etwa 3,2 % zur Stromerzeugung bei. Südafrikas Potenzial für Wasserkraft ist im Vergleich zu anderen afrikanischen Ländern begrenzt, wobei hauptsächlich kleinere Anlagen in Betrieb sind. Der Einsatz von Erdgas in der Stromerzeugung ist ebenfalls relativ gering, doch es gibt Bestrebungen, die Nutzung von Erdgas zu erhöhen, um eine flexiblere Energieversorgung zu ermöglichen. Der Anteil erneuerbarer Energien wie Photovoltaik (PV) und Windkraft hat in den letzten Jahren zugenommen, ist aber mit rund 10% der Stromerzeugung nach wie vor relativ niedrig.

	Installierte Leistung in GW	Prozentualer Anteil am Stromsystem in %
Kohle	49,44	79,7
Gas	0,46	0,9 %
Öl	2,14	3,5 %
Biomasse	0,01	0,0 %
Atomkraft	1,96	3,2 %
Wind	2,48	4,0 %
Hydro	0,07	0,1 %
Solar	5,44	8,8 %

Tabelle 1 Installierte Leistung und Prozentualer Anteil der Energieträger im südafrikanischen Energiesystem – modelliert mit PyPSA Earth

Das südafrikanische Energiesystem steht vor mehreren Herausforderungen, die den Übergang zu einem nachhaltigeren System erschweren:

- **Überalterte Infrastruktur:** Viele der bestehenden Kohlekraftwerke sind alt und ineffizient. Dies führt zu häufigen Ausfällen und hohen Wartungskosten. Die Instandhaltung dieser Kraftwerke belastet den staatlichen Energieversorger Eskom, der zudem mit finanziellen Schwierigkeiten kämpft.
- **Netzstabilität und Engpässe:** Das Übertragungsnetz in Südafrika ist ebenfalls in die Jahre gekommen. Besonders in entlegenen Regionen des Landes fehlt es an ausreichenden Kapazitäten, um den Strom von den Erzeugungszentren in die Verbrauchszentren zu transportieren. Der notwendige Netzausbau kommt nur schleppend voran, was den schnellen Ausbau erneuerbarer Energien behindert.
- **Lastabwurf (Load shedding):** Ein weiteres Problem sind die immer wieder auftretenden Lastabwürfe („Load shedding“), bei denen Teile des Stromnetzes gezielt abgeschaltet werden, um die Netzstabilität zu sichern. Diese Lastabwürfe sind ein Symptom für das Ungleichgewicht zwischen Stromangebot und -nachfrage sowie die Schwierigkeiten bei der Wartung und Modernisierung der Kraftwerke. Im Jahr 2024 scheint dieses Problem allerdings gelöst worden, während die letzten Jahre Load shedding ein täglicher Begleiter war, gibt es aktuell keine Fälle von Load shedding.

Die südafrikanische Regierung hat erkannt, dass ein langfristiger Wandel hin zu einem kohlenstoffarmen Energiesystem notwendig ist, um die Klimaziele zu erreichen und die Energiesicherheit zu gewährleisten. Jedoch kommt dieser Wandel mit weiteren Herausforderungen: Wie in Abbildung 1 zu sehen ist, ist die bisherige Netzinfrastruktur vor allem in Nordosten des Landes ausgebaut, wo sich auch die bisherigen Kohlekraftwerke befinden. Abbildung 1 und 2 zeigen, dass sich besonders hohe PV und Wind Potentiale allerdings im Westen des Landes befinden. Der Ausbau von Wind und Solar geht also mit einem Netzausbau einher.

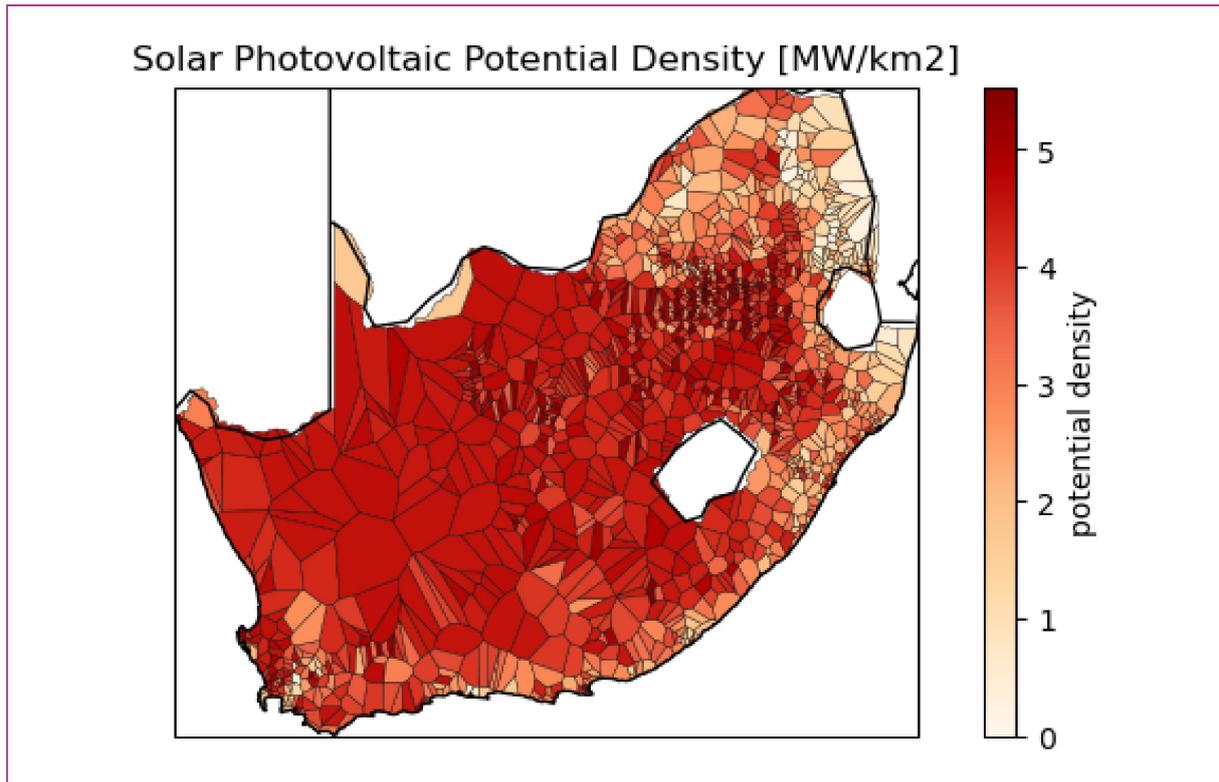


Abbildung 2 Photovoltaik Potentiale in Südafrika – modelliert mit PyPSA-Earth

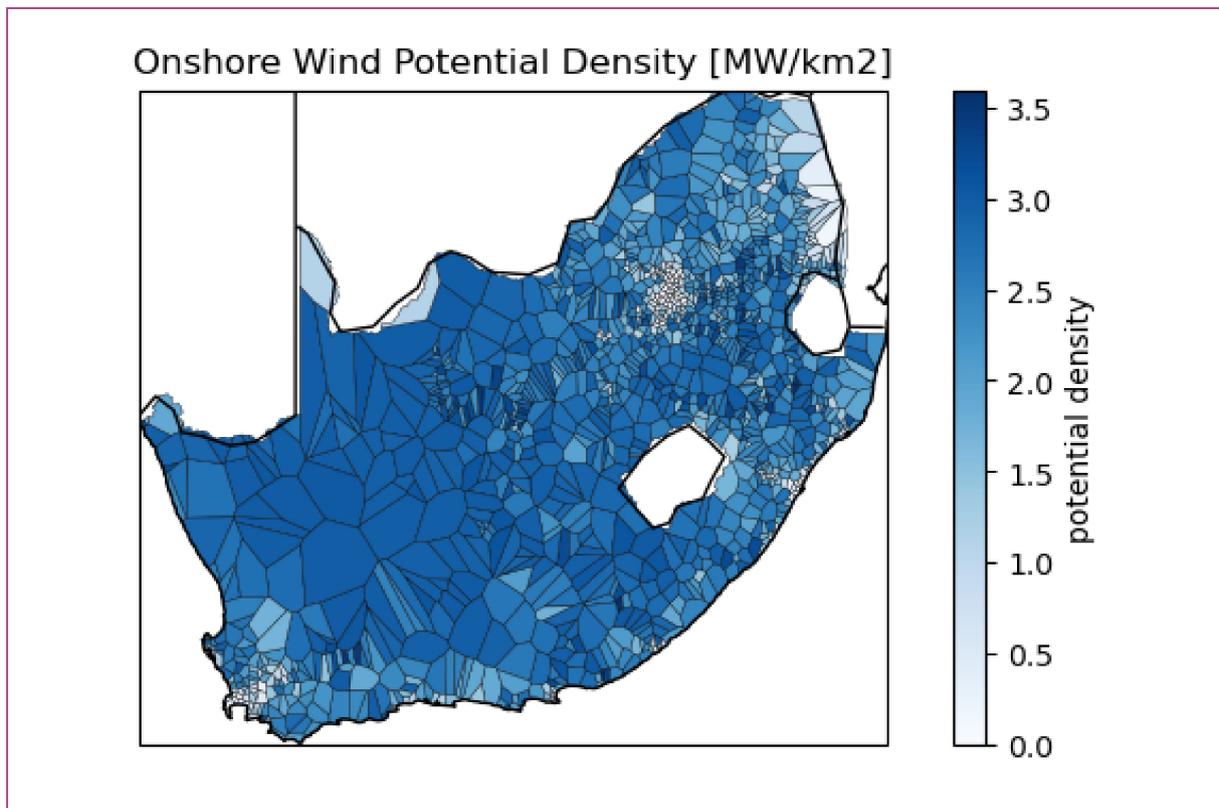


Abbildung 3 Onshore Wind Potentiale in Südafrika – modelliert mit PyPSA-Earth

Der Wandel hin zu einem erneuerbaren Energiesystem wird jedoch nicht nur von der Notwendigkeit zur Emissionsreduktion angetrieben, sondern auch durch wirtschaftliche Faktoren. Die Kosten für Photovoltaik und Windkraft sind in den letzten Jahren erheblich gesunken, was diese Technologien auch in Südafrika zunehmend wettbewerbsfähig macht. Dies zeigt sich auch in der in Abbildung 4 dargestellten möglichen Optimierung des südafrikanischen Energiesystems für 2040, in welcher nur Wind und Solar zugebaut wird.

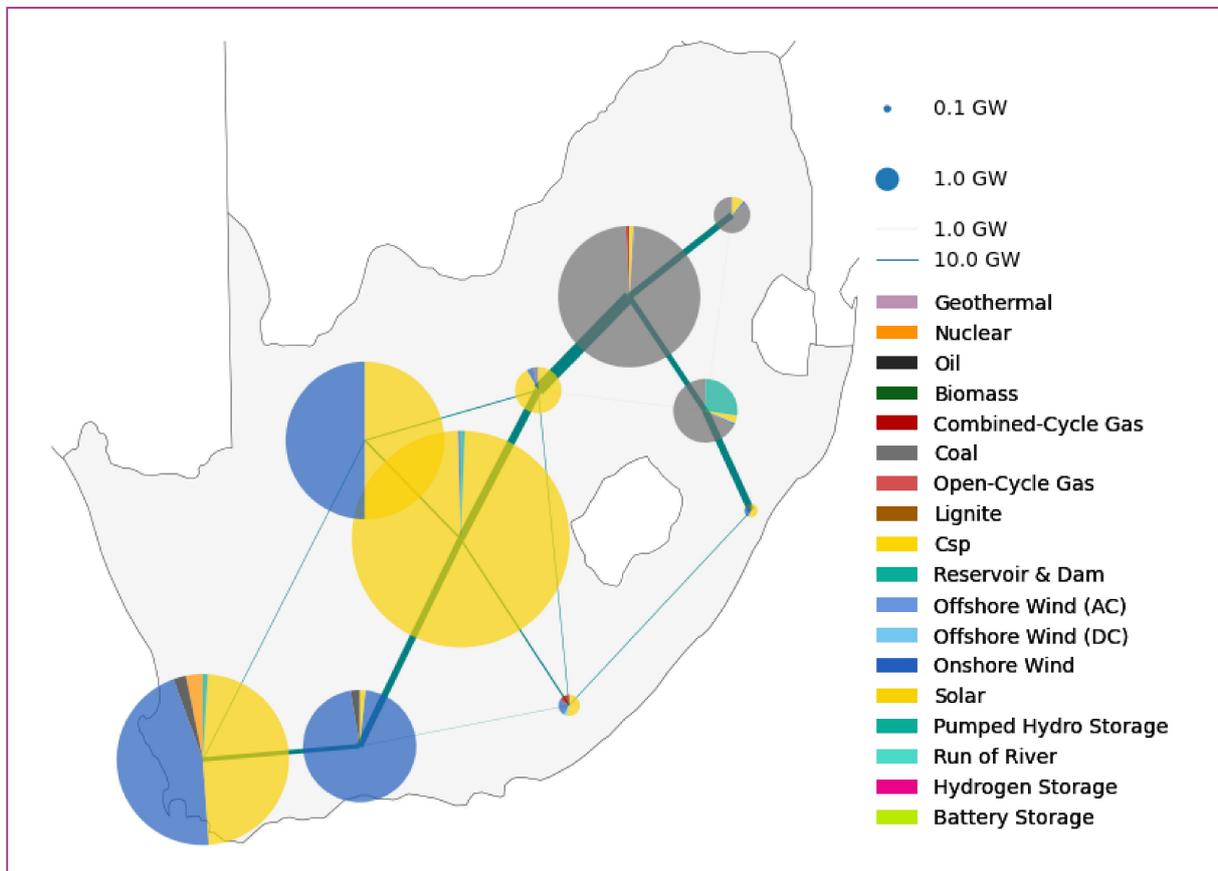


Abbildung 4 Eine mögliche Optimierung des südafrikanischen Energiesystems für 2040 – modelliert mit PyPSA-Earth

Die Integration von Batteriespeichern und möglicherweise auch grünem Wasserstoff als Energieträger der Zukunft könnte die Versorgungssicherheit in einem System mit hohen Anteilen variabler erneuerbarer Energien weiter erhöhen.

Südafrika könnte durch den Wasserstoffsektor auch eine Schlüsselrolle in der globalen Energiewende einnehmen. Das Land verfügt über großes Potenzial zur Produktion von grünem Wasserstoff aufgrund der reichhaltigen Sonneneinstrahlung und Windressourcen in einigen Regionen. Durch die Produktion von grünem Wasserstoff könnte Südafrika nicht nur seine eigenen Kohlenstoffemissionen reduzieren, sondern auch exportorientierte Wasserstoffpartnerschaften mit Ländern wie Deutschland oder der Europäischen Union eingehen und somit zur internationalen Dekarbonisierung beitragen.

Zudem könnte die Schaffung dieser Wasserstoffpartnerschaften Südafrika helfen, zusätzliche Investitionen in erneuerbare Energien zu mobilisieren und gleichzeitig neue Arbeitsplätze in einer grünen Wirtschaft zu schaffen. Aufgrund des aktuellen sehr kohlelastigen Energiesystems hängen große Teile der Arbeitsplätze an dieser Branche (insbesondere in der Mpumalanga Region) und somit könnte dies auch zur Lösung dieses

Problems beitragen und nebenbei langfristig zu einer nachhaltigen Diversifizierung des Energiesektors führen und das Land auf den Weg zu einem klimaneutralen Energiesystem bringen.

3 Vergleich PyPSA-RSA und PyPSA-Earth

3.1 Vorteile PyPSA-RSA

PyPSA-RSA bietet eine Reihe von Vorteilen, die es zu einem leistungsstarken Tool für die Planung und Optimierung des südafrikanischen Energiesystems machen. Zu den wichtigsten Vorteilen gehören:

- **Perfekt vorausschauende Planung des Kapazitätsausbaus:** PyPSA-RSA ermöglicht eine idealisierte Simulation des zukünftigen Kapazitätsausbaus von Erzeugungsanlagen. Durch die Berücksichtigung perfekter Voraussicht wird der Ausbau so optimiert, dass er den zukünftigen Energiebedarf präzise deckt. Dies unterstützt die strategische Planung von Energiesystemen und zeigt optimale Ausbaustrategien auf.
- **Detaillierte Informationen zu Anlagen und technischen Spezifikationen:** Das Modell enthält umfassende Daten zu den tatsächlichen Anlagen im System, einschließlich technischer Spezifikationen wie Wirkungsgrad, Lebensdauer und Emissionen. Darüber hinaus werden präzise Profile der erneuerbaren Energien (z. B. Wind- und Solarenergie) berücksichtigt, die auf lokalen Daten basieren und in zeitlicher und räumlicher Auflösung simuliert werden. Dies führt zu einer realistischen Abbildung der Energieerzeugung und erhöht die Genauigkeit der Simulationen.
- **Umfassende Berücksichtigung bestehender und geplanter EE-Projekte:** PyPSA-RSA integriert alle aktuellen und zukünftigen Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien (EE). Damit kann das Modell präzise den gegenwärtigen und geplanten Ausbau von EE-Technologien erfassen, was für die Analyse der zukünftigen Systementwicklung und die Bewertung verschiedener Ausbaupfade entscheidend ist.
- **Berücksichtigung von Kohlekraftwerksausfällen und Stilllegungsfristen:** Ein entscheidender Vorteil von PyPSA-RSA ist die Integration von Daten zu geplanten Stilllegungen und ungeplanten Ausfällen von Kohlekraftwerken. Da Kohle eine große Rolle im südafrikanischen Energiesystem spielt, haben diese Ausfälle und Fristen einen erheblichen Einfluss auf die Ergebnisse der Systemsimulation. Die realistische Abbildung dieser Faktoren führt zu präziseren und robusteren Systemlösungen.
- **Exakte und geprüfte Kosteninformationen:** Ein weiterer bedeutender Vorteil liegt in den exakten Kosteninformationen, die in das Modell integriert sind. Die Entwickler von PyPSA-RSA haben viel Zeit in das Benchmarking verschiedener Kostendatenbanken investiert, um sicherzustellen, dass die Kostendaten für Technologien wie Erzeugung, Speicher und Netzausbau auf dem neuesten Stand sind. Dies ermöglicht fundierte Investitionsentscheidungen und realistischere Optimierungen.
- **Entwicklung eines Unit-Commitment-Dispatch-Modells:** Zur Verbesserung der Genauigkeit bei der Systemsteuerung wird derzeit an einem Unit-Commitment-Dispatch-Modell gearbeitet. Dieses Modell berücksichtigt betriebliche Einschränkungen von Kraftwerken, wie Mindestlaufzeiten und Anfahrzeiten, und ermöglicht eine genauere Darstellung des Dispatch-Prozesses. Dies ist besonders relevant für die Optimierung der stündlichen Betriebsweise des Energiesystems.
- **Detaillierte Berechnungen der Übertragungskapazitäten zwischen Regionen:** PyPSA-RSA führt präzise Berechnungen der überregionalen Übertragungskapazitäten durch, basierend auf physikalischen Grundlagen wie der „SIL“ (Surge Impedance Loading) und den St. Clair-Kurven. Dadurch

können Engpässe im Übertragungsnetz realistisch dargestellt und bewertet werden, was eine bessere Planung des Netzausbaus und der Stromflüsse ermöglicht.

- **Integration der Eskom-Übertragungsausbaupläne und flexible Erweiterungsmöglichkeiten:** PyPSA-RSA berücksichtigt die offiziellen Übertragungsnetz-Ausbaupläne von Eskom, dem nationalen Stromversorger Südafrikas. Gleichzeitig ermöglicht das Modell den Nutzer, zusätzliche Übertragungsleitungen in das Netz einzufügen und alternative Ausbaupläne zu testen. Dies schafft Flexibilität und erlaubt die Untersuchung verschiedener Netzszenarien, was insbesondere für die Bewertung der Netzintegration erneuerbarer Energien von Bedeutung ist.
- **Excel-basierte Eingabefunktionen für Szenarien:** Um die Szenarienanalyse zu erleichtern, bietet PyPSA-RSA eine Excel-basierte Eingabemaske. Diese ermöglicht es, auf einfache Weise verschiedene Szenarien zu erstellen, indem Unterszenarien kombiniert werden. Diese Funktion fördert die Flexibilität und Benutzerfreundlichkeit des Tools, da auch umfangreiche Sensitivitätsanalysen mit geringem Aufwand durchgeführt werden können.

Diese Vorteile machen PyPSA-RSA zu einem wertvollen Werkzeug für die Modellierung des südafrikanischen Energiesystems. Insbesondere die realistische Abbildung des EE-Ausbaus, die Berücksichtigung von Kohlekraftwerksausfällen und die flexiblen Szenariooptionen bieten eine starke Basis für fundierte Energieplanungen und Transformationsstrategien.

3.2 Vorteile PyPSA-Earth

PyPSA-Earth bietet im Vergleich zu PyPSA-RSA einige wesentliche Vorteile, insbesondere bei der großräumigen Modellierung von Energiesystemen und der realistischeren Abbildung von Unsicherheiten und Netzdynamiken. Zu den wichtigsten Vorteilen von PyPSA-Earth gehören:

- **Detaillierte Netzmodellierung ohne festgelegtes Clustering:** Im Gegensatz zu PyPSA-RSA, das auf den von Eskom festgelegten Übertragungsregionen basiert und dadurch begrenzte Netzauflösungen bietet, verwendet PyPSA-Earth keine festen Netzcluster. Dies ermöglicht eine feingranularere Modellierung des Stromnetzes über große geografische Gebiete hinweg. PyPSA-Earth kann somit Netzengpässe, regionale Energieflüsse und die Notwendigkeit von Netzverstärkungen viel detaillierter analysieren.
- **Monte-Carlo-Funktionalität zur Berücksichtigung von Unsicherheiten:** PyPSA-Earth bietet die Möglichkeit, Monte-Carlo-Simulationen durchzuführen, um Unsicherheiten in der Stromerzeugung, Lastnachfrage und Netzverfügbarkeit zu berücksichtigen. Diese Funktion erlaubt es, verschiedene stochastische Szenarien zu simulieren und die Robustheit des Energiesystems unter verschiedenen Betriebsbedingungen und Zufallsereignissen zu analysieren. Das ist ein wesentlicher Vorteil gegenüber PyPSA-RSA, das solche Unsicherheiten nicht explizit modellieren kann.
- **Gleichzeitige Optimierung von Netz- und Erzeugungskapazitäten:** Ein großer Vorteil von PyPSA-Earth ist die Möglichkeit, die Optimierung des Netzausbaus (Übertragungsleitungen) gleichzeitig mit der Erzeugungskapazität (z. B. Kraftwerken) durchzuführen. Dadurch kann die Modellierung den wirtschaftlichen und technischen Ausbau beider Sektoren gleichzeitig berücksichtigen und so

realistischere Ergebnisse liefern. Im Gegensatz dazu optimiert PyPSA-RSA den Netzausbau separat, was zu weniger integrierten und möglicherweise suboptimalen Lösungen führen kann.

- **Höhere Modellstabilität und Flexibilität:** PyPSA-Earth ist bekanntermaßen stabiler und flexibler als PyPSA-RSA, insbesondere bei der Modellierung komplexer, großskaliger Energiesysteme. Die Fähigkeit, große Mengen an Daten effizient zu verarbeiten und stabile Simulationen durchzuführen, macht PyPSA-Earth besonders geeignet für Projekte, die mehrere Länder oder gar Kontinente umfassen. Die höhere Stabilität ermöglicht zudem, detaillierte langfristige Analysen des Energiesystems durchzuführen, ohne auf Einschränkungen durch instabile Modellverhalten zu stoßen.
- **Flexibilität für globale und regionale Energiesysteme:** PyPSA-Earth ist speziell dafür ausgelegt, sowohl globale Energiesysteme als auch regionale Netzwerke zu modellieren. Es ist besonders nützlich für die Analyse von grenzüberschreitenden Energiesystemen und der Dekarbonisierung des globalen Energiemarktes. Durch seine modularen und flexiblen Strukturen kann es leicht an spezifische regionale Anforderungen angepasst werden und gleichzeitig globale Perspektiven einnehmen, was PyPSA-RSA mit seiner spezifischen regionalen Ausrichtung nicht leistet.

Insgesamt bietet PyPSA-Earth ein breiteres Spektrum an Möglichkeiten zur realistischen, großflächigen Modellierung von Energiesystemen. Die Vorteile hinsichtlich der Netzoptimierung, der Berücksichtigung von Unsicherheiten und der höheren Stabilität machen es zu einem leistungsfähigen Werkzeug für die langfristige Planung und Dekarbonisierung von Energiesystemen auf globaler und regionaler Ebene.

3.3 Diskussion

Die Analyse der beiden Modelle, PyPSA-RSA und PyPSA-Earth, zeigt deutliche Unterschiede in den Ergebnissen, insbesondere im Hinblick auf die langfristige Energieplanung bis zum Jahr 2040. PyPSA-Earth prognostiziert für dieses Jahr eine deutlich höhere Kohleerzeugung als PyPSA-RSA. Dies ist auf mehrere Faktoren zurückzuführen, die mit den zugrunde liegenden Modellannahmen und der Datenintegration zusammenhängen.

Ein entscheidender Grund für die Abweichung liegt darin, dass PyPSA-Earth keine Ausfälle bei den Wärmekraftwerken berücksichtigt. Diese Ausfälle, insbesondere von Kohlekraftwerken, haben jedoch einen erheblichen Einfluss auf die tatsächliche Erzeugungskapazität und die Systemzuverlässigkeit. PyPSA-RSA hingegen enthält detaillierte Daten zu den geplanten und realen Ausfällen von Kohlekraftwerken, was zu einer genaueren Modellierung der Kohleerzeugung führt. Darüber hinaus scheint PyPSA-Earth nicht immer die Stilllegungspläne für Kohlekraftwerke zu erfassen, die in PyPSA-RSA genau integriert sind. Diese Faktoren erklären, warum PyPSA-Earth in seinen Simulationen eine deutlich höhere Kohleproduktion für 2040 annimmt, während PyPSA-RSA realistischere Szenarien abbildet, in denen Kohlekraftwerke schrittweise abgeschaltet werden.

PyPSA-RSA bietet einige bedeutende Vorteile gegenüber PyPSA-Earth, vor allem in Bezug auf die Genauigkeit und die Berücksichtigung der spezifischen Gegebenheiten des südafrikanischen Energiesystems. Ein besonders hervorzuhebender Vorteil ist die perfekte Vorausschau bei der Planung des Kapazitätsausbaus. PyPSA-RSA integriert geplante und bestehende Erneuerbare-Energie-Projekte sowie die technischen Spezifikationen der Anlagen und die detaillierten Profile der erneuerbaren Energien. Dies ermöglicht eine präzisere Planung und Simulation der zukünftigen Energieerzeugungskapazitäten.

Darüber hinaus enthält PyPSA-RSA genaue Daten zu den Ausfällen von Kohlekraftwerken und den Stilllegungsfristen, die für die Modellierung von Übergangsszenarien und das Erreichen von Klimazielen entscheidend sind. Diese Informationen sind in PyPSA-Earth nicht in der gleichen Detailtiefe verfügbar, was zu ungenaueren Ergebnissen führen kann. Ein weiterer Vorteil von PyPSA-RSA ist, dass es mit genaueren Kosteninformationen arbeitet, da die Entwickler viel Zeit in das Benchmarking verschiedener Kostendatenbanken investiert haben. Dies führt zu realistischeren wirtschaftlichen Ergebnissen und macht PyPSA-RSA zu einem robusteren Werkzeug für Investitionsentscheidungen.

Ein weiteres Merkmal von PyPSA-RSA ist die laufende Entwicklung eines unit commitment dispatch models, das eine genauere Abbildung der Kraftwerksdisposition und des Netzmanagements erlaubt. Zudem berücksichtigt PyPSA-RSA detaillierte Berechnungen der überregionalen Übertragungskapazitäten, basierend auf SIL+St Clair-Kurven, und die Übertragungsausbaupläne von Eskom, was es ermöglicht, eigene zusätzliche Leitungen hinzuzufügen. Schließlich bietet das Modell Excel-basierte Szenario-Eingabefunktionen, die es erleichtern, mehrere Szenarien als Kombinationen von Unterszenarien zu erstellen, was die Flexibilität des Modells erhöht.

Trotz seiner Stärken hat PyPSA-RSA auch einige Einschränkungen. Das Modell basiert auf festgelegten Übertragungsregionen, die von Eskom definiert wurden, was bedeutet, dass es kein Netzclustering bietet. Diese Vorgehensweise führt zu einer weniger flexiblen Netzmodellierung, da es nicht möglich ist, kleinere regionale Unterschiede im Netz darzustellen.

Ein weiteres Manko ist, dass PyPSA-RSA keine Monte-Carlo-Simulationen unterstützt. Diese Simulationen sind wichtig, um stochastische Unsicherheiten in der Energieerzeugung und -nachfrage zu berücksichtigen und die Robustheit des Systems unter verschiedenen Bedingungen zu testen. Zudem werden in PyPSA-RSA Netzausbau und Erzeugungskapazität nicht simultan optimiert, was bedeutet, dass potenzielle Synergien zwischen diesen beiden Bereichen nicht vollständig ausgenutzt werden können. Trotz dieser Einschränkung bietet PyPSA-RSA eine perfekte Vorhersage des Leitungsausbaus zwischen den festgelegten Regionen, was es in dieser Hinsicht effizienter macht.

Ein letzter Aspekt ist die Stabilität des Modells. PyPSA-RSA gilt als etwas weniger stabil im Vergleich zu PyPSA-Earth, was zu Herausforderungen bei der Modellierung komplexer Szenarien führen kann.

In der Gesamtbewertung zeigt sich, dass beide Modelle ihre spezifischen Stärken und Schwächen haben. PyPSA-RSA bietet detailliertere und präzisere Ergebnisse für das südafrikanische Energiesystem, insbesondere im Hinblick auf die Berücksichtigung von Kohlekraftwerksausfällen und den Ausbau erneuerbarer Energien. PyPSA-Earth hingegen bietet eine größere Flexibilität und Stabilität in der globalen Netzmodellierung, weist jedoch einige Einschränkungen in der Detailtiefe und der realistischen Abbildung von Unsicherheiten auf.

Die Entscheidung, welches Modell verwendet werden sollte, hängt letztlich von den spezifischen Anforderungen des jeweiligen Projekts ab. Für regionale Analysen und die Planung des Übergangs zu erneuerbaren Energien in Südafrika ist PyPSA-RSA besser geeignet. Für Energiesystemanalysen, bei denen eine detaillierte Netzmodellierung und die simultane Optimierung von Erzeugungs- und Netzkapazitäten erforderlich sind, bietet PyPSA-Earth mehr Vorteile.

4 Ausblick

Die Weiterentwicklung und Anwendung von PyPSA-RSA und PyPSA-Earth birgt enormes Potenzial, um die Planung und Optimierung von Energiesystemen sowohl auf regionaler als auch auf globaler Ebene zu verbessern. Im Hinblick auf den notwendigen Übergang zu einem kohlenstoffarmen Energiesystem wird die Fähigkeit, Erzeugungs- und Netzkapazitäten effizient zu planen und zu optimieren, immer bedeutender.

Für PyPSA-RSA bieten zukünftige Entwicklungen Möglichkeiten, das Modell weiter zu verfeinern. Dazu gehört die Integration von Monte-Carlo-Simulationen, um Unsicherheiten in der Energieerzeugung und im Netzbetrieb besser zu berücksichtigen. Auch die gleichzeitige Optimierung von Netzausbau und Erzeugungskapazität wäre ein wichtiger Schritt, um die langfristige Planungsgenauigkeit zu verbessern. Die laufende Entwicklung eines unit commitment dispatch models wird die Modellierung von Echtzeit-Betriebsszenarien präzisieren und die operative Steuerung von Energiesystemen besser simulieren.

PyPSA-Earth eröffnet ebenfalls bedeutende Perspektiven, insbesondere durch seine Flexibilität und globale Reichweite. Eine Verbesserung könnte eine tiefere Integration von regionalen Datensätzen (wie denen in PyPSA-RSA) dazu beitragen, die dynamischen Wechselwirkungen zwischen Erzeugung und Netz auf kontinentaler Ebene besser zu verstehen. Ebenso könnte die Berücksichtigung von Kohlekraftwerksausfällen und Stilllegungsplänen realistischere Simulationen gewährleisten.

Im Kontext von Wasserstoffpartnerschaften könnte eine Integration der Erkenntnisse in PyPSA-Earth genauere Simulationen für Deutschland und potenzielle Partnerländer ermöglichen. Diese Länder, die häufig im Zusammenhang mit Wasserstoffpartnerschaften diskutiert werden, könnten von einer verbesserten Modellierung profitieren, was zu einer präziseren und nachhaltigen Gestaltung ihrer Energiesysteme beiträgt. Dies hätte das Potenzial, zu einem global nachhaltigeren Energiesystem beizutragen, indem internationale Kooperationen auf der Grundlage verlässlicher und transparenter Daten gefördert werden. Im Zusammenhang von Simulationen von möglichen Wasserstoffpartnerschaften könnte es sich auch anbieten die Modelle PyPSA-Eur mit PyPSA-Earth bzw. im Fall von Südafrika mit PyPSA-RSA zu koppeln, um möglichst exakte Ergebnisse zu bekommen.

Ein zentraler Aspekt der Weiterentwicklung beider Modelle wird die verstärkte Einbindung der Wasserstoffwirtschaft sein. Da der Ausbau erneuerbarer Energien und die Einführung von grünem Wasserstoff eine Schlüsselrolle in der Dekarbonisierung von Energiesystemen spielen, ist dies von signifikanter Bedeutung. Vor allem die Speicherung von Wasserstoff und der Ausbau von dazugehörigen Infrastrukturen, wie Pipeline-Netze, werden entscheidende Themen für die zukünftigen Energiesystemmodelle darstellen.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass sowohl PyPSA-RSA als auch PyPSA-Earth eine entscheidende Rolle bei der Unterstützung von Politik und Industrie spielen werden. Die beiden Modelle bieten wertvolle Werkzeuge, um Übergangsstrategien hin zu einem nachhaltigen und dekarbonisierten Energiesystem zu bewerten und zu optimieren. Mit weiterentwickelten Daten und Funktionalitäten könnten sie zukünftig maßgeblich dazu beitragen, die globalen Klimaziele zu erreichen und die Kooperation zwischen Ländern zu stärken, die im Rahmen von Wasserstoffpartnerschaften und der Energiewende eine zentrale Rolle spielen.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Das aktuelle Energiesystem Südafrikas – modelliert mit PyPSA-Earth	7
Abbildung 2	Photovoltaik Potentiale in Südafrika – modelliert mit PyPSA-Earth	9
Abbildung 3	Onshore Wind Potentiale in Südafrika – modelliert mit PyPSA-Earth	9
Abbildung 4	Eine mögliche Optimierung des südafrikanischen Energiesystems für 2040 – modelliert mit PyPSA-Earth	10

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Installierte Leistung und Prozentualer Anteil der Energieträger im südafrikanischen Energiesystem – modelliert mit PyPSA Earth	8
-----------	--	---

Literaturverzeichnis

- Aghahosseini, A., Solomon, A.A., Breyer, C., Pregger, T., Simon, S., Strachan, P., Jäger-Waldau, A., 2023. Energy system transition pathways to meet the global electricity demand for ambitious climate targets and cost competitiveness. *Applied Energy* 331, 120401. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120401>
- Arnold, J., Kutz, C., 2024. Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft. *Zeitschrift für Europäisches Umwelt- und Planungsrecht* 22, 313–331.
- Brown, T., Hörsch, J., Schlachtberger, D., 2018. PyPSA: Python for Power System Analysis. <https://doi.org/10.48550/arXiv.1707.09913>
- Chowdhury, A.F.M.K., Kern, J., Dang, T.D., Galelli, S., 2020. PowNet: A Network-Constrained Unit Commitment/Economic Dispatch Model for Large-Scale Power Systems Analysis. *JORS* 8, 5. <https://doi.org/10.5334/jors.302>
- Dieckhoff, C., Fichtner, W., Grunwald, A., 2011. *Energieszenarien: Konstruktion, Bewertung und Wirkung - “Anbieter” und “Nachfrager” im Dialog*. KIT Scientific Publishing.
- Ghassemi, M., 2019. High Surge Impedance Loading (HSIL) Lines: A Review Identifying Opportunities, Challenges, and Future Research Needs. *IEEE Transactions on Power Delivery* 34, 1909–1924. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2019.2910210>
- Hörsch, J., Calitz, J., 2017. PyPSA-ZA: Investment and operation co-optimization of integrating wind and solar in South Africa at high spatial and temporal detail. <https://doi.org/10.48550/arXiv.1710.11199>
- Hörsch, J., Hofmann, F., Schlachtberger, D., Brown, T., 2018. PyPSA-Eur: An open optimisation model of the European transmission system. *Energy Strategy Reviews* 22, 207–215. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.08.012>
- Kohnert, D., 2023. Perspectives d’exportation de GNL et d’hydrogène de l’Afrique subsaharienne vers l’UE (Prospects for LNG and Hydrogen Export from Sub-Saharan Africa to the EU). <https://doi.org/10.2139/ssrn.4660044>
- Oyewo, A.S., Sterl, S., Khalili, S., Breyer, C., 2023. Highly renewable energy systems in Africa: Rationale, research, and recommendations. *Joule* 7, 1437–1470. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2023.06.004>
- Parzen, M., Abdel-Khalek, H., Fedorova, E., Mahmood, M., Frysztacki, M.M., Hampp, J., Franken, L., Schumm, L., Neumann, F., Poli, D., Kiprakis, A., Fioriti, D., 2023. PyPSA-Earth. A New Global Open Energy System Optimization Model Demonstrated in Africa. *Applied Energy* 341, 121096. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121096>
- Quaia, S., 2018. Critical analysis of line loadability constraints. *Int Trans Electr Energ Syst* 28, e2552. <https://doi.org/10.1002/etep.2552>
- Sin, G., Espuña, A., 2020. Editorial: Applications of Monte Carlo Method in Chemical, Biochemical and Environmental Engineering. *Front. Energy Res.* 8. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2020.00068>
- Sternner, M., Specht, M., 2021. Power-to-Gas and Power-to-X—The History and Results of Developing a New Storage Concept. *Energies* 14, 6594. <https://doi.org/10.3390/en14206594>

Abkürzungen

H2	Wasserstoff
PtX	Power-to-X
PyPSA	Python for Power System Analysis
LUT-ESTM	LUT Energy System Transmission Model
CSIR	Council for Scientific and Industrial Research
EE	Erneuerbare Energien
SIL	Surge Impedance Loading
ESKOM	Electricity Supply Commission
PV	Photovoltaik

Glossar

Begriff	Definition
Power-to-X	Power-to-X bezeichnet Technologien, die Strom in andere Energieträger, Kraftstoffe oder chemische Produkte umwandeln. Dazu gehören z. B. Power-to-Gas (Wasserstoff, synthetisches Methan), Power-to-Liquid (synthetische flüssige Kraftstoffe) und Power-to-Heat (Wärme). PtX ermöglicht die Sektorenkopplung und Speicherung von überschüssigem Strom, um die Dekarbonisierung in verschiedenen Bereichen zu fördern. (vgl. Sterner and Specht, 2021)
Surge Impedance Loading	Die maximale Leistung, die eine Übertragungsleitung transportieren kann, ohne dass eine zusätzliche Blindleistung erzeugt oder verbraucht wird. Bei dieser Last entspricht der Wellenwiderstand der Leitung dem Verhältnis von Spannung zu Strom, wodurch eine stabile Spannungsübertragung sichergestellt wird. SIL ist ein wichtiger Parameter für die Dimensionierung und den Betrieb von Übertragungsnetzen. (vgl. Ghassemi, 2019)
St. Clair Kurve	Diagramme, die die maximale übertragbare Leistung einer Stromleitung in Abhängigkeit von ihrer Länge darstellen. Sie zeigen die Beziehung zwischen Leitungslänge und Stabilitätsgrenze und helfen, die Betriebslimits von Übertragungsleitungen zu bestimmen. St. Clair Kurven werden zur Planung und Optimierung von Stromnetzen genutzt, um Stabilität und Effizienz zu gewährleisten. (vgl. Quaia, 2018)
Unit Commitment Dispatch Model	Ein Modell zur Planung und Optimierung des Einsatzes von Kraftwerken in einem Energiesystem. Es bestimmt, welche Kraftwerke zu welchen Zeiten betrieben werden, um die Nachfrage kostengünstig zu decken, unter Berücksichtigung von Betriebsbeschränkungen wie Anfahrzeiten, Mindestlasten und Kraftstoffkosten. Das Modell hilft, die Effizienz und Zuverlässigkeit der Stromversorgung zu gewährleisten. (vgl. Chowdhury et al., 2020)
Monte Carlo Simulation	Eine statistische Methode zur Analyse von Unsicherheiten in Modellen durch zufällige Stichproben. Sie simuliert zahlreiche Szenarien mit variierenden Eingabedaten, um Wahrscheinlichkeitsverteilungen von Ergebnissen zu erhalten. Monte-Carlo-Simulationen werden verwendet, um Risiken und Unsicherheiten in Bereichen wie Finanzen, Energiesystemen und Technik zu quantifizieren. (vgl. Sin and Espuña, 2020)

Begriff	Definition
LUT-ESTM	Ein globales Modell zur Simulation und Optimierung von Energiesystemen, entwickelt von der Lappeenranta-Lahti University of Technology (LUT). Das Modell analysiert die Integration erneuerbarer Energien, die Kapazitätsplanung und den Stromnetzausbau, um kosteneffiziente Dekarbonisierungspfade und nachhaltige Energiesysteme weltweit zu entwickeln. Es berücksichtigt insbesondere die Übertragungskapazitäten zwischen Regionen. (vgl. Aghahosseini et al., 2023)
PyPSA	Open-Source-Software zur Simulation und Optimierung von Energiesystemen. PyPSA (Python for Power System Analysis) ermöglicht die Modellierung von Stromnetzen, Energiespeichern und verschiedenen Energiequellen, um z. B. Netzstabilität, Kapazitätsplanung oder die Integration erneuerbarer Energien zu analysieren. Es wird häufig für Forschung und Planung in der Energiewirtschaft eingesetzt. (vgl. Brown et al., 2018)
PyPSA-Earth	Ein Modell basierend auf PyPSA zur Modellierung und Optimierung von Energiesystemen auf globaler Ebene. PyPSA-Earth integriert geografische Daten, um erneuerbare Energiequellen, Stromnetze und Speichertechnologien weltweit abzubilden und Szenarien zur Dekarbonisierung zu analysieren. Es unterstützt die Erforschung globaler Energiesysteme und die Planung nachhaltiger Energieinfrastrukturen. (vgl. Parzen et al., 2023)
PyPSA-RSA	Ein regionales Modell basierend auf PyPSA zur Modellierung und Optimierung des Energiesystems von Südafrika (RSA = Republic of South Africa). PyPSA-RSA ermöglicht detaillierte Analysen des südafrikanischen Energiesystems, einschließlich Stromnetzen, erneuerbaren Energien und Speichern, um Strategien für die Dekarbonisierung und nachhaltige Energieversorgung zu entwickeln. (vgl. Hörsch and Calitz, 2017)
PyPSA-Eur	Ein europäische Modell basierend auf PyPSA zur Modellierung und Optimierung des Energiesystems in Europa. PyPSA-Eur umfasst detaillierte Netz- und Kapazitätsdaten für europäische Länder, um Szenarien zur Dekarbonisierung, Netzstabilität und Integration erneuerbarer Energien zu analysieren. Es dient der Erforschung nachhaltiger Energiesysteme auf europäischer Ebene. (vgl. Hörsch et al., 2018)

Cybersicherheit-Regulatorik im Energiesektor: Bewährte Praktiken in den USA und deren Anwendbarkeit in Deutschland

Rafail Kasapis, Dezember 2024

Inhaltsverzeichnis

1. EINLEITUNG.....	3
1.1 RELEVANZ DES THEMAS.....	3
1.2 RELEVANZ DES ZIELLANDES ZUM THEMA.....	3
1.3 ZIELSETZUNG DER ARBEIT	4
1.4 BEDEUTUNG DER UNTERSUCHUNG	4
2. UNTERSUCHUNGSFRAGE.....	5
3. METHODE.....	6
4. ANALYSE DER REGULATORISCHEN IN DER EU, DEUTSCHLAND UND DEN USA.....	7
4.1 STAND DER ENERGIEWENDE	7
4.1.1 DIE ENERGIEWENDE IN DEUTSCHLAND	7
4.1.2 DIE ENERGIEWENDE IN DEN USA	8
4.1.3 VERGLEICH DES STANDES	10
4.2 STRATEGIE ZUR CYBERSICHERHEIT IN DER EU, DEUTSCHLAND UND DEN USA.....	11
4.2.1 CYBERSICHERHEITSSTRATEGIE DER EUROPÄISCHEN UNION.....	11
4.2.2 CYBER-SICHERHEITSSTRATEGIE DEUTSCHLAND.....	11
4.2.3 CYBER-SICHERHEITSSTRATEGIE DER USA	12
4.2.4 VERGLEICH DER CYBER-SICHERHEITSSTRATEGIEN.....	13
4.3 RELEVANTE GESETZGEBUNG	13
4.3.1 RELEVANTE GESETZGEBUNG IN DER EU UND DEUTSCHLAND	14
4.3.2 RELEVANTE GESETZGEBUNG IN DEN USA.....	16
4.3.3 VERGLEICH DER REGULATORISCHEN ANSÄTZE	17
4.4 INSTITUTIONELLE STRUKTUREN UND ZUSTÄNDIGKEITEN	17
4.4.1 ÜBERBLICK DEUTSCHLAND	17
4.4.2 ÜBERBLICK USA	20
4.4.3 VERGLEICH UND ZUSAMMENFASSUNG	22
5. HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN.....	24
6. VERZEICHNISSE.....	25
6.1 ABBILDUNGSVERZEICHNIS	25
6.2 ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	26
6.3 QUELLEN:	28

1. Einleitung

1.1 Relevanz des Themas

Die fortschreitende Digitalisierung der Energiewirtschaft mit Technologien zu Smart Grids, Internet of Things (IoT) und Künstlicher Intelligenz (KI) bietet enorme Potenziale für Effizienzsteigerung und Nachhaltigkeit. Sie schaffen Transparenz, Flexibilität und Effizienz in einem zunehmend dezentralen Energiesystem. Mit Hilfe der Digitalisierung können die komplexen Anforderungen der Energiewende bewältigt und die Klimaziele erreicht werden. Dabei ermöglichen sie die Integration erneuerbarer Energien, die Steuerung des Energieverbrauchs und die Optimierung der Energiespeicherung. Doch mit der zunehmenden Vernetzung von kritischen Infrastrukturen und deren einzelnen Teilen wie Energieerzeugung, -speicherung und -verteilung wächst auch die Gefahr von Cyberangriffen. Ein erfolgreicher Angriff auf diese Systeme kann nicht nur zu Stromausfällen und Datenverlust führen, sondern auch die physische Sicherheit von Anlagen gefährden. Laut dem Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) bleibt Ransomware weiterhin die dominierende Cyber-Bedrohung für den deutschen Energiesektor [1].

Die Cybersicherheit stellt zunehmend eine Bedrohung für die kritischen Infrastruktursektoren der EU dar, da die Anzahl der Cyberangriffe in den letzten Jahren stark gestiegen ist. Allein im Jahr 2023 richteten sich mehr als 200 gemeldete Cyber-Vorfälle gegen den Energiesektor, und mehr als die Hälfte davon waren speziell auf Europa ausgerichtet. Die wichtige Rolle des Energiesektors für die europäische Wirtschaft macht ihn besonders anfällig für Cyberbedrohungen und -angriffe [2].

Die regulatorische Gestaltung der Cybersicherheit spielt hierbei eine entscheidende Rolle, um Schutzmaßnahmen zu standardisieren, die Resilienz der Systeme zu erhöhen und potenzielle Schäden zu minimieren. Sowohl die USA als auch Deutschland stehen vor ähnlichen Herausforderungen, doch sie haben unterschiedliche regulatorische Strategien und Ansätze entwickelt, um diesen Bedrohungen zu begegnen.

1.2 Relevanz des Ziellandes zum Thema

Neben Niederlanden, dem Vereinigten Königreich und Israel nehmen auch die USA im Bereich der Cybersicherheit weltweit eine besondere Vorreiterrolle ein. Laut dem Global Cybersecurity Index (CDI) aus 2022/2023 von MIT Technology Review Insights besitzen die USA ein höheres Niveau an Cybersicherheit als Deutschland, was auf die relativ frühe Einführung cybersicherheitspezifischer Regulierungen und Institutionen zurückzuführen ist. Die Studie untersucht, in welchem Umfang die zwanzig größten und am weitesten entwickelten Volkswirtschaften der Welt Technologien und digitale Praktiken implementiert haben, um Cyberangriffen entgegenzuwirken. Darüber hinaus untersucht es, inwiefern ihre Regierungen und politischen Rahmenbedingungen die Entwicklung cybersicherer digitaler Transaktionen fördern [3].

Die USA haben bereits in den frühen 2000-er Jahren umfassende Maßnahmen ergriffen, um kritische Infrastrukturen vor Cyber-Angriffen zu schützen. Dazu zählt auch der Energiesektor. Es wurde eine umfassende Gesetzgebung entwickelt, die energierelevante Unternehmen verpflichtet, ihre IT-Systeme und kritischen Infrastrukturen vor Cyber-Angriffen zu schützen. In den letzten Jahren wurden weitere wichtige Schritte unternommen, um ihre Position als Vorreiter im Bereich Cybersicherheit zu stärken. Dazu gehört eine umfassende nationale Strategie. Die letzte Biden-Administration hat die National Cybersecurity Strategy veröffentlicht, die einen ganzheitlichen Ansatz zur Verbesserung der Informationssicherheit im Land definiert [4].

Mit der Cybersecurity and Infrastructure Security Agency (CISA) wurde eine nationale Koordinierungsstelle gegründet, um die nationalen Bemühungen zur Cybersicherheit zu koordinieren und eine Partnerschaft zwischen staatlichen und privaten Akteuren zu fördern. Der Kongress hat weitere Gesetze wie den Strengthening American Cybersecurity Act of 2022 verabschiedet. Damit hat er gesetzliche Rahmenbedingungen für Meldepflichten für Cyberangriffe auf kritische Infrastrukturen mit dem Ziel der Resilienzerhöhung eingeführt [5].

Neue Vorschriften fordern von Unternehmen die Einhaltung von Mindeststandards für Cybersicherheit, ähnlich wie bei wichtigen Umwelt- oder Medizingesetzen. Auch soll die internationale Zusammenarbeit gestärkt werden. Die USA orientieren sich an Vorbildern wie dem britischen Cybersicherheitszentrum NCSC und streben eine Vorreiterrolle im globalen Kontext an [6].

Diese Maßnahmen zeigen das proaktive Vorgehen der USA, um ihre digitale Infrastruktur zu schützen und eine Führungsrolle in der globalen Cyber-Sicherheitslandschaft einzunehmen.

1.3 Zielsetzung der Arbeit

Während die USA als Vorreiter in der Entwicklung und Umsetzung umfassender Cyber-Sicherheitsrichtlinien gelten, bietet Deutschland mit seiner Energiewende und ambitionierten Klimazielen einen spannenden Kontext für die Übertragung bewährter Praktiken. Ziel dieses Berichts ist es, den Stand der Energiewende und dessen Einfluss auf regulatorische Rahmenbedingungen und Ansätze zu Cybersecurity im Energiesektor zu analysieren. Dabei werden die jeweilige Strategie, relevanten Gesetzgebung und institutionellen Strukturen und praktischen Umsetzungen in beiden Ländern analysiert, um bewährte Praktiken zu identifizieren, die zu einer effektiveren Regulierung der Cybersicherheit führen können. Die Untersuchung liefert wertvolle Einblicke, wie innovative Strategien zur Cybersicherheit erfolgreich adaptiert und in Deutschland angewendet werden können. So trägt dieses Thema nicht nur zur Stärkung der Energieinfrastruktur, sondern auch zur Erreichung europäischer und globaler Klimaziele bei.

1.4 Bedeutung der Untersuchung

Die vorliegende Untersuchung ist nicht nur akademisch relevant, sondern auch von großer praktischer Bedeutung, insbesondere im Hinblick auf die europäische NIS2-Richtlinie, die die Anforderungen an die Cybersicherheit in kritischen Infrastrukturen verschärft. Diese Arbeit untersucht, wie die regulatorischen Ansätze der USA als Vorbilder für Deutschland dienen können, um die Cybersicherheit im Energiesektor zu stärken. Die politische und wirtschaftliche Bedeutung ist evident, da eine sichere Energieinfrastruktur für die nationale Sicherheit und die Wirtschaft von zentraler Bedeutung ist.

Zudem beeinflusst eine effektive Cybersicherheitsregulierung die gesellschaftliche Resilienz gegen zunehmende Cyber-Bedrohungen und schützt die Privatsphäre der Bürger. Angesichts der zunehmenden Vernetzung und den Klimaziele der EU wird die Notwendigkeit einer robusten Cyber-Sicherheitsstrategie immer dringlicher. Diese Untersuchung trägt dazu bei, praxisorientierte Handlungsempfehlungen zu entwickeln, die sowohl auf nationaler als auch auf internationaler Ebene relevant sind.

Die Arbeit ist in mehrere zentrale Abschnitte unterteilt. Zunächst werden die Untersuchungsfragen präsentiert, gefolgt von der präzisen Fragestellung, die den Fokus auf den Vergleich der regulatorischen Ansätze der Europäischen Union und Deutschland zur Cybersicherheit im Energiesektor legt. Anschließend wird die Methodik erläutert, die auf einer umfassenden Literaturrecherche basiert, um die relevanten rechtlichen und institutionellen Strukturen zu analysieren. Im Hauptteil der Arbeit erfolgt das Literaturreview, das sich auf die rechtlichen Rahmenbedingungen, die institutionellen Strukturen sowie die praktische Umsetzung der Cyber-Sicherheitsmaßnahmen in beiden Ländern konzentriert. Die Ergebnisse dieses Vergleichs werden im nächsten Abschnitt detailliert dargestellt und mit den praktischen Implikationen für Deutschland in Bezug auf die NIS2-Richtlinie verbunden. Abschließend folgt eine Zusammenfassung der wichtigsten Erkenntnisse sowie die Ableitung von Handlungsempfehlungen zur Verbesserung der Cyber-Sicherheitsregulierung im deutschen Energiesektor.

2. Untersuchungsfrage

Die vorliegende Arbeit hat zum Ziel, den Stand der Energiewende und der digitalen Wende sowie die regulatorischen Ansätze zur Cybersicherheit im Energiesektor in Deutschland und den USA zu vergleichen. Dabei werden die rechtlichen Rahmenbedingungen, die institutionellen Strukturen sowie die praktische Umsetzung in beiden Ländern untersucht. Aus der Gegenüberstellung ergeben sich folgende Forschungsfragen:

- Wie beeinflusst der jeweilige Stand der Energiewende in den USA und Deutschland die strategischen Ansätze zur Cybersicherheit im Energiesektor, und welche Unterschiede ergeben sich aus den nationalen Energiezielen und -politiken?
- Wie unterscheiden sich die regulatorischen Ansätze zur Cybersicherheit in kritischen Infrastrukturen in Deutschland und den USA?
- Welche institutionellen Strukturen und Zuständigkeiten zur Gewährleistung der Cybersicherheit existieren in den USA und Deutschland, und wie effektiv sind diese in der Praxis?
- Welche Rolle spielt die internationale Zusammenarbeit in der Cybersicherheit von Energiesystemen und wie unterscheiden sich die Ansätze der USA und Deutschland in diesem Bereich?
- Wie kann Deutschland von den bewährten Praktiken der USA lernen, um die Resilienz und Sicherheit von dezentralen Energiesystemen im digitalen Zeitalter zu stärken?
- Welche Herausforderungen und Chancen ergeben sich aus der Integration digitaler Technologien (wie IoT, KI und Smart Grids) in die regulatorische Cyber-Sicherheitsstrategie beider Länder?
- Wie tragen die regulatorischen Maßnahmen in den USA und Deutschland zur Förderung der Innovation und der Resilienz im Energiesektor bei, und welche Unterschiede gibt es dabei zwischen den beiden Ländern?

Die Analyse der unterschiedlichen regulatorischen Ansätze der beiden Länder zielt darauf ab, Gemeinsamkeiten, Unterschiede und bewährte Praktiken zu identifizieren, um daraus Handlungsempfehlungen für eine effektivere Cybersecurity-Regulierung in Deutschland abzuleiten.

3. Methode

Zur Beantwortung der Forschungsfragen wird ein detaillierter Vergleich der regulatorischen Ansätze zur Cybersicherheit in den USA und Deutschland vorgenommen. Die Methodik auf einer umfassenden Literaturrecherche, um vorhandene Studien, rechtliche Texte und Berichte zu analysieren. Dieser Literaturreview ermöglicht eine systematische Erfassung des aktuellen Wissensstands und dient als Grundlage für die anschließenden Analysen in den zentralen Bereichen:

- **Stand der Energiewende:** Die Energiewende fördert nicht nur den Übergang zu erneuerbaren Energien, sondern beschleunigt auch die digitale Transformation von Energiesystemen. Smarte Infrastrukturen wie IoT, Smart Grids und digitale Energieplattformen nehmen zu, was den Bedarf an Cybersicherheit erheblich steigert.
- **Strategien:** Ein besonderer Fokus der Untersuchung liegt auf den Koordinationsmechanismen und dem sektorenübergreifenden Austausch, sowohl auf nationaler als auch internationaler Ebene. Dabei wird untersucht, wie verschiedene Akteure aus dem öffentlichen und privaten Sektor, wie staatliche Stellen, Energieunternehmen, Technologieanbieter und Sicherheitsorganisationen, miteinander kommunizieren und zusammenarbeiten, um eine effektive Cybersicherheit im Energiesektor zu gewährleisten.
- **Institutionelle Strukturen:** Untersucht werden die staatlichen Behörden, Organisationen und Netzwerke, die mit der Cybersicherheit beauftragt sind. Dies umfasst ihre Zuständigkeiten und Befugnisse und die Art ihrer Zusammenarbeit, sowohl national als auch international. Ein besonderes Augenmerk liegt auf den Mechanismen der Koordination zwischen staatlichen und privaten Akteuren sowie den Maßnahmen zur Förderung eines sektorenübergreifenden Austauschs.
- **Rechtliche Rahmenbedingungen:** Im Fokus dieser Untersuchung stehen die gesetzlichen Bestimmungen, Verordnungen und Richtlinien, die die Cybersicherheit im Energiesektor in beiden Ländern gewährleisten. Besondere Aufmerksamkeit gilt dabei den Vorschriften zur Sicherung kritischer Infrastrukturen, den Anforderungen an Unternehmen und den Mechanismen zur Durchsetzung dieser Regelungen. Ziel ist es, Unterschiede in der Herangehensweise sowie mögliche Lücken oder Überschneidungen zu identifizieren.

Auch konkrete Maßnahmen und Initiativen, die in beiden Ländern umgesetzt wurden, um Cyberbedrohungen zu begegnen, werden analysiert. Dazu gehören präventive Strategien, Reaktionspläne auf Sicherheitsvorfälle, Programme zur Sensibilisierung und Schulung sowie technologische Innovationen zur Abwehr von Cyberangriffen.

Durch den Literaturreview und die vergleichende Analyse der politischen, wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Kontexte in den USA und Deutschland sollen Gemeinsamkeiten, Unterschiede und bewährte Praktiken ermittelt werden, die als Grundlage für Verbesserungen dienen können.

Auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse werden abschließend konkrete Handlungsempfehlungen für eine effizientere und zukunftsfähigere Regulierung der Cybersicherheit in Deutschland abgeleitet. Ziel ist es, nicht nur die Sicherheit dezentraler Energiesysteme zu stärken, sondern auch ihre Resilienz gegenüber zukünftigen Herausforderungen zu gewährleisten.

4. Analyse der regulatorischen Rahmenbedingungen in der EU, Deutschland und den USA

Die föderalen Strukturen in Deutschland und den USA weisen grundlegende Unterschiede auf, die sich unmittelbar auf die Gestaltung und Umsetzung von Gesetzen und Verordnungen auswirken. Im deutschen Föderalismus liegt ein Großteil der Gesetzgebungskompetenz beim Bund, was zu einem eher einheitlichen (unitarischen) System führt. Die Bundesländer haben zwar eigene Zuständigkeiten, aber der Schwerpunkt der Gesetzgebung liegt auf Bundesebene.

Im Gegensatz dazu behält das US-System trotz zunehmender Zentralisierung viele Merkmale eines "dualen Föderalismus" bei. Die einzelnen Bundesstaaten verfügen über deutlich umfangreichere Gesetzgebungskompetenzen als die deutschen Bundesländer.

Diese unterschiedlichen föderalen Strukturen haben wichtige Auswirkungen auf die Gesetzgebung und deren Implementierung. In Deutschland führt dies zu einer stärkeren Vereinheitlichung der Rechtsvorschriften auf Bundesebene. In den USA existiert oft ein komplexeres Nebeneinander von Bundes- und einzelstaatlichen Regelungen.

Diese grundlegende Unterscheidung ist wichtig für das Verständnis dafür, wie Gesetze und Regularien in beiden Ländern entwickelt und umgesetzt werden (Kapitel 4.3), aber auch institutionelle Strukturen und Zuständigkeiten (Kapitel 4.4). Dies gilt auch für den Bereich der Cybersicherheit, wo sowohl auf nationaler als auch auf regionaler Ebene Regeln und Vorschriften existieren.

4.1 Stand der Energiewende

Die Zwillings-Transformation (grün und digital) des Energiesektors durch die Energiewende und die zunehmende Digitalisierung schafft neue Herausforderungen für die Cybersicherheit. Das traditionelle Energiesystem entwickelt sich zu einem hochvernetzten, dezentralen Smart Grid mit einer Vielzahl digitaler Komponenten. Intelligente Messsysteme (Smart Meter), erneuerbare Energieanlagen, Elektromobilität und Smart Home-Technologien erhöhen die Komplexität und Angriffsfläche des Stromnetzes erheblich. Diese digitale Transformation ist zwar essentiell für die Energiewende, macht kritische Energieinfrastrukturen aber auch verwundbarer für Cyberangriffe. Aus diesem Grund wird die Energiewende analysiert.

4.1.1 Die Energiewende in Deutschland

Die Bundesrepublik Deutschland strebt an, bis zum Jahr 2045 ein klimaneutrales Land zu werden. Im Rahmen des Ziels, klimaneutral zu werden, hat Deutschland zwei Zwischenziele festgelegt. Bis 2030 sollen die Treibhausgasemissionen um mindestens 65 % gegenüber 1990 reduziert werden, bis 2040 um mindestens 88 % gegenüber 1990. Diese Ziele sind im Bundesklimaschutzgesetz verankert. Der Fokus liegt auf der kontinuierlichen Anpassung und Optimierung von Klimaschutzmaßnahmen, um eine langfristige Einhaltung sicherzustellen. Mit der Realisierung der Klimaneutralität bis 2045 würde Deutschland im Vergleich zum ursprünglichen Zieljahr 2050 der Atmosphäre knapp eine Milliarde Tonnen CO₂ einsparen [7].

Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Treibhausgasemissionen nach Quellbereichen, sowie den Zielpfad der Treibhausgas-Emissionen in Deutschland.

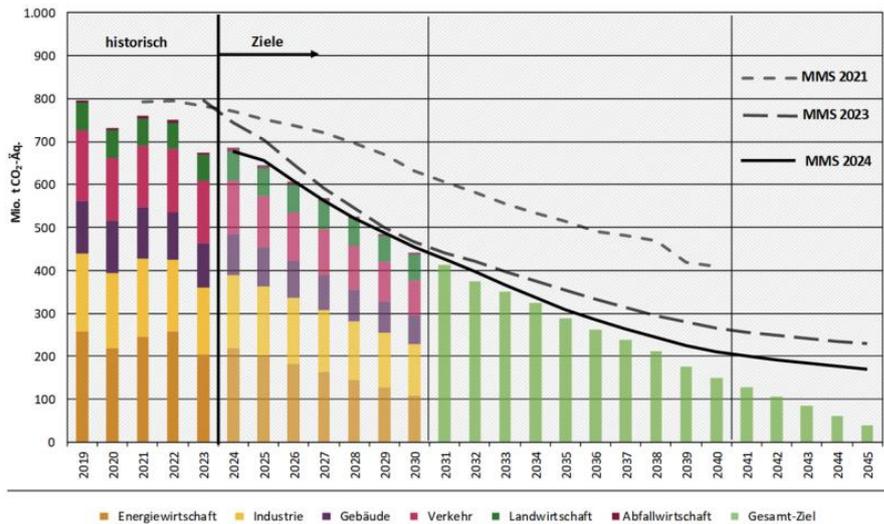


Abbildung 1: Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen nach Quellbereichen (2019–2045) [8].

Der Weg Deutschlands zur Klimaneutralität ist gekennzeichnet durch einen umfassenden Rahmen von regulatorischen, wirtschaftlichen und unterstützenden Maßnahmen, welche auf die Sektoren Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude, Verkehr, Land- und Abfallwirtschaft abzielen. Der sektorübergreifende Ansatz umfasst gesetzliche Vorgaben, finanzielle Anreize sowie eine Koordination, um die anspruchsvollen Klimaziele Deutschlands zu erreichen. Die Maßnahmen und Instrumente erstrecken sich von der Elektrifizierung des Verkehrs über die Verbesserung der Energieeffizienz in neuen und bestehenden Gebäuden, beispielsweise durch das Gebäudeenergiegesetz (GEG) und die Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG), bis hin zu einer verstärkten Kreislaufwirtschaft in der Abfallwirtschaft. Der Fokus liegt auf dem Ausbau der erneuerbaren Energien (EEG), der Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG), der Beschleunigung des Netzausbaus (NABEG) sowie dem Ausstieg aus der Kohleverstromung [9].

Die Nichteinhaltung der gesetzlich verbindlichen Klimaziele durch die Bundesrepublik Deutschland könnte eine Reihe von Konsequenzen nach sich ziehen. Die Regierung sieht sich potenziell mit Klagen konfrontiert, die sich aus der Nichteinhaltung des Klimaschutzgesetzes ergeben. Das Gesetz sieht vor, dass ein Überprüfungsprozess durch einen Expertenrat durchgeführt wird. Dies könnte möglicherweise zu rechtlichen Anfechtungen führen, wenn die Ziele nicht erreicht werden. Darüber hinaus können Sanktionen seitens der Europäischen Union resultieren, da sich Deutschland auch auf EU-Ebene zu Emissionsreduktionen verpflichtet hat. In seiner Entscheidung hat das Bundesverfassungsgericht festgestellt, dass eine Verletzung grundlegender Rechte vorliegt, wenn keine ausreichenden Maßnahmen zum Klimaschutz ergriffen werden. Eine Nichterreicherung der Ziele könnte eine weitere Verfassungsbeschwerde zur Folge haben [10].

4.1.2 Die Energiewende in den USA

Die Regierung der Vereinigten Staaten von Amerika hat sich in der letzten Legislaturperiode unter dem demokratischen Präsidenten Joe Biden zum Ziel gesetzt, die Treibhausgasemissionen deutlich zu reduzieren. Bis 2025 sollen die Emissionen um 26-28% und bis 2030 um 50-52% gegenüber 2005 gesenkt werden.

Neben der Elektrifizierung von Verkehr und Industrie sowie der Steigerung der Energieeffizienz ist die Dekarbonisierung der Stromversorgung ein zentrales Element: Bis 2035 wollen die USA 100 Prozent sauberen Strom erzeugen. Für schwer abscheidbare CO₂-Emissionen planen die USA die Entwicklung von Strategien und technischen Lösungen zur Kohlenstoffsequestrierung und natürlichen Kohlenstoffsenken (CDR). Als übergeordnetes Ziel ist die Erreichung der Klimaneutralität in der gesamten Wirtschaft bis 2050 geplant, was ein ehrgeiziges Ziel im Kampf gegen den Klimawandel widerspiegelt. Um diese Klimaziele zu erreichen, ist ein grundlegender Umbau des Energiesystems erforderlich, der den verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien, die Elektrifizierung vieler Sektoren und eine deutliche Steigerung der Energieeffizienz umfasst. Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen in den USA nach Sektoren.

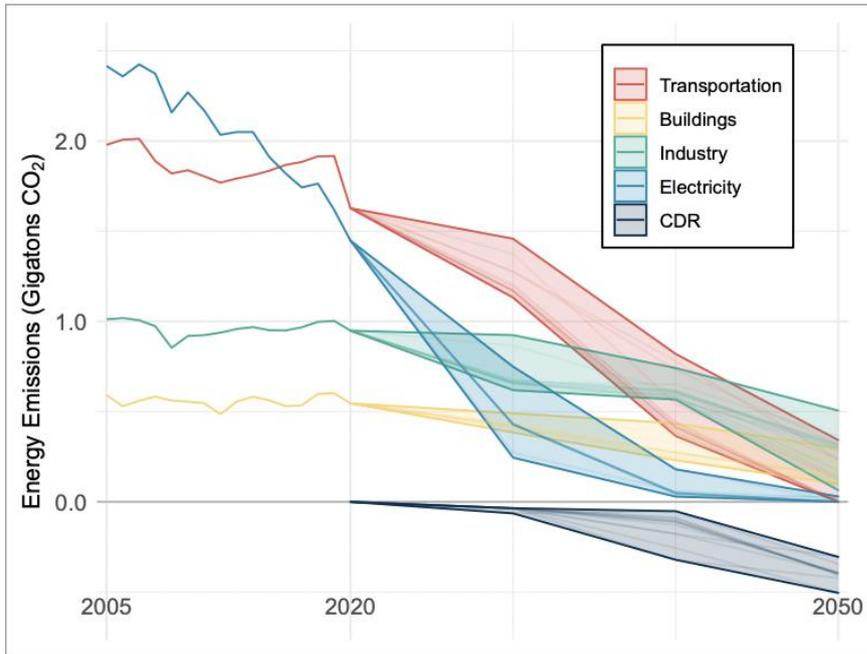


Abbildung 2: U.S. Energie-CO2-Emissionen bis 2050 nach Wirtschaftssektoren [11]

Der Ausbau der erneuerbaren Energien nimmt eine zentrale Rolle in der US-amerikanischen Energiepolitik ein. Dies manifestierte sich insbesondere im Jahr 2023, als das Land einen signifikanten Meilenstein erreichte: Eine Rekordkapazität von insgesamt 42 Gigawatt (GW) an neuen Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen wurde in das Stromnetz integriert. Den Großteil dieser Kapazität wurde durch Solarenergie mit etwa 32,4 GW erzeugt, was die wachsende Relevanz dieser Technologie betont. Der Zuwachs an Windenergiekapazität betrug rund 8,5 GW und markierte damit den niedrigsten Zubau seit 2015. Dies weist auf Herausforderungen in diesem Sektor hin. Obwohl es beeindruckende Neuinstallationen gab, beträgt der Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten Energiemix der Vereinigten Staaten derzeit nur etwa 23 Prozent. Das amerikanische Stromnetz vor erheblichen Herausforderungen: Im Vergleich zur europäischen Infrastruktur verfügen die amerikanischen Netze in vielen Fällen über deutlich weniger freie Kapazitäten.

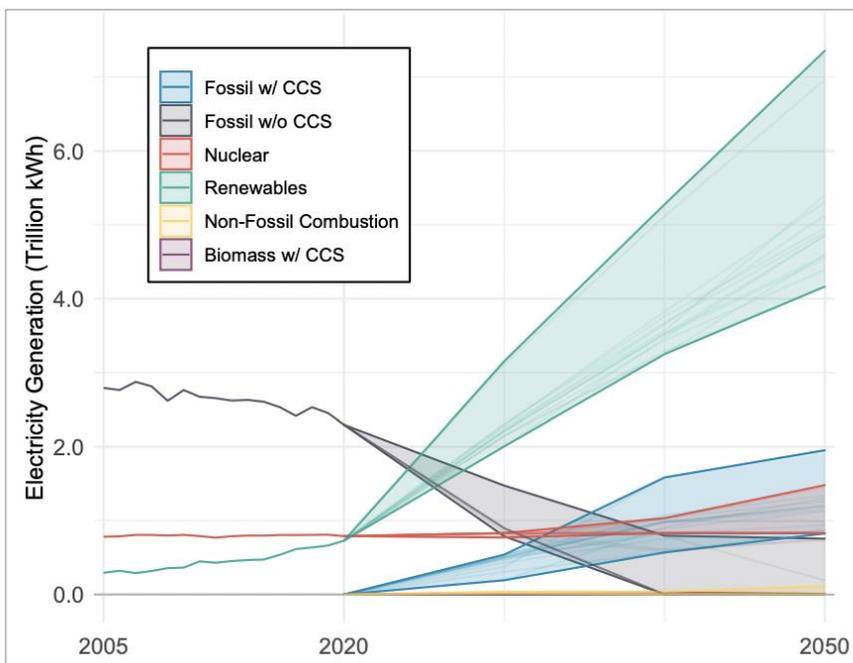


Abbildung 3: U. S. Stromerzeugung 2005–2050. Erzeugung nach Quellen in Milliarden Kilowattstunden [11].

Die Abbildung präsentiert die Entwicklung und Prognose der US-amerikanischen Stromerzeugung von 2005 bis 2050, aufgeschlüsselt nach verschiedenen Energiequellen. Die Prognose lässt einen deutlichen Anstieg der Gesamtstromerzeugung bis 2050 erwarten. Dieser ist auf den erhöhten Strombedarf in den Bereichen Transport, Industrie und Gebäude zurückzuführen. Der steigende Bedarf soll in erster Linie durch den Ausbau erneuerbarer Energien gedeckt werden, was die herausragende Bedeutung dieser Energieform in der zukünftigen US-Energiepolitik unterstreicht.

Die Vereinigten Staaten von Amerika haben zwei zentrale Förderprogramme entwickelt, um die von der Regierung formulierten, anspruchsvollen Klimaziele zu erreichen. Der bereits im Jahr 2022 in Kraft getretene Inflation Reduction Act (IRA) stellt dabei eines der umfangreichsten Klimaschutzgesetze in der Geschichte der Vereinigten Staaten von Amerika dar. Mit einem Gesamtvolumen von rund 370 Milliarden US-Dollar verfolgt es das Ziel, den Ausbau erneuerbarer Energien zu beschleunigen, die Energieeffizienz zu steigern sowie die Elektrifizierung verschiedener Sektoren voranzutreiben. Das Gesetz beinhaltet unter anderem Steuergutschriften für den Kauf von Elektrofahrzeugen, die Installation von Solaranlagen sowie die Modernisierung von Gebäuden.

Der noch im Entwurfsstadium befindliche Earth Act to Stop Climate Pollution by 2030 zielt darauf ab, die bestehenden Maßnahmen zu intensivieren und zu erweitern. Der Fokus liegt hierbei insbesondere auf der Reduzierung der Treibhausgasemissionen bis 2030, um die Lücke zwischen den aktuellen Maßnahmen und den anvisierten Klimazielen zu schließen. Der Gesetzentwurf beinhaltet ferner weitere finanzielle Anreize sowie regulatorische Maßnahmen, welche darauf abzielen, den Übergang zu einer klimaneutralen Wirtschaft zu beschleunigen. Beide Programme verdeutlichen den ganzheitlichen Ansatz der USA bei der Bewältigung der Klimakrise sowie der Transformation des Energiesystems.

In Kontrast zu Deutschland, welches den vollständigen Ausstieg aus der Kernenergie anstrebt, verfolgen die USA einen divergenten Ansatz. Der Anteil der Kernenergie am amerikanischen Energiemix soll weiterhin eine bedeutende Rolle von ungefähr 20 % behalten. Im Gegensatz zur deutschen Bundesregierung, die den Einsatz neuartiger Small Modular Reactors eher skeptisch sieht, setzen die USA verstärkt auf diese Technologie als möglichen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele. Gleichzeitig fokussiert sich das Land auf die Entwicklung neuer Technologien zur Reduzierung von Kohlenstoffdioxidemissionen. Hierbei wird sowohl bei fossilen Energieträgern als auch bei Biomasse die Ausstattung mit Carbon Capture and Storage (CCS) forciert, obgleich diese Technologien lediglich einen geringen Beitrag zur gesamten Stromerzeugung leisten.

Obschon die Verpflichtung zur Klimaneutralität der USA bis 2050 besteht und offiziell bei der United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) eingereicht wurde, kann sie bislang eher als politisches Ziel, denn als rechtlich bindende Anforderung bezeichnet werden. Die Umsetzung dieser Strategie basiert auf einer Kombination von politischen Maßnahmen, exekutiven Initiativen und gesetzgeberischen Aktivitäten. Allerdings ist die übergreifende Klimaneutralität bis 2050 derzeit nicht gesetzlich verankert.

Die aktuelle Regierungspartei in den USA verfügt über einen maßgeblichen Einfluss auf die Erreichung der gesetzten Ziele. Die Demokratische Partei befürwortet die ambitionierten Maßnahmen, die erforderlich sind, um bis Mitte des Jahrhunderts Klimaneutralität zu erreichen. Die republikanische Partei hingegen zeigt sich häufig skeptisch gegenüber der Dringlichkeit des Klimawandels. Dabei betonen die potenziellen wirtschaftlichen Kosten strenger Klimaziele und favorisieren marktbasierende Ansätze und Technologien zur Reduktion von Emissionen, während staatliche Eingriffe oft abgelehnt werden. Diese divergierenden Positionen erschweren die Entwicklung einer einheitlichen nationalen Klimastrategie. Mit dem Wechsel von der Biden- zur Trump-Administration ist eine deutliche Kehrtwende in der Klimapolitik zu erwarten. Wie schon im Jahr 2020 ist der derzeitige republikanische Präsident Trump aus dem Pariser Klimaabkommen ausgestiegen und will stattdessen fossile Brennstoffe stärker fördern [12].

4.1.3 Vergleich des Standes der Energiewende

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die rechtliche Verankerung der Klimaneutralitätsziele sowie die Verpflichtung zur kontinuierlichen Emissionsreduktion in Deutschland deutlich ambitionierter und verbindlicher sind als in den Vereinigten Staaten. Dennoch haben sowohl die Vereinigten Staaten als auch die Bundesrepublik Deutschland zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Dokumentes ehrgeizige Ziele definiert, um den Klimawandel zu bekämpfen. Allerdings stehen sie vor verschiedenen politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, die ihre Bemühungen maßgeblich beeinflussen werden.

Die Energiewende in Deutschland und den USA stellt einen wesentlichen Treiber der digitalen Transformation von Energiesystemen dar. In Deutschland stellt die zunehmende Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen gemäß § 14a EnWG, wie Wallboxen für Elektrofahrzeuge, Wechselrichter für Photovoltaikanlagen und Batteriespeichersysteme, neue Herausforderungen für die Cybersicherheit im deutschen Stromnetz dar. Diese intelligenten Komponenten ermöglichen zwar eine flexiblere Netzsteuerung und effizientere Energienutzung,

schaffen aber gleichzeitig neue potenzielle Angriffspunkte im Stromnetz. Ein erfolgreicher Cyberangriff auf diese Systeme könnte nicht nur zu Störungen einzelner Anlagen führen, sondern bei koordinierten Angriffen auch größere Netzinstabilitäten verursachen. Besonders kritisch ist dabei, dass die steigende Anzahl dieser steuerbaren Einheiten die Komplexität des Netzes und damit auch die potenzielle Angriffsfläche kontinuierlich vergrößert.

Auch in den USA ist die Energiewende in hohem Maße von neuen Technologien wie Smart Metern, erneuerbaren Energien und digitalen Netzen abhängig. Zum Ende des Jahres 2023 waren in den USA insgesamt rund 130,6 Millionen Smart Meter in Betrieb, was einer Penetrationsrate von über 80 % entspricht. Die Gewährleistung der Integrität und Resilienz dieser Systeme gegen Cyberbedrohungen stellt eine Priorität dar, um die Energiesicherheit zu gewährleisten und gleichzeitig die Nachhaltigkeitsziele zu erreichen. Dies ist eine Konsequenz der Weiterentwicklung smarter Technologien [13].

Vor diesem Hintergrund gewinnen IT-Sicherheitsstandards und Schutzmaßnahmen für diese Komponenten zunehmend an Bedeutung. Die sichere Integration dieser steuerbaren Einheiten in das Stromnetz erfordert sowohl robuste technische Sicherheitslösungen als auch klare regulatorische Rahmenbedingungen.

4.2 Strategie zur Cybersicherheit in der EU, Deutschland und den USA

4.2.1 Cybersicherheitsstrategie der Europäischen Union

Am 16. Dezember 2020 haben die Europäische Kommission und der Hohe Vertreter der Union für Außen- und Sicherheitspolitik eine neue Cybersicherheitsstrategie der EU vorgestellt. Diese legt einen umfassenden Rahmen für die Stärkung der europäischen Cybersicherheit für das „digitale Jahrzehnt“ fest. Im Mittelpunkt steht das Ziel, die digitale Transformation Europas sicher zu gestalten und die strategische Autonomie der EU zu stärken.

Die Strategie beruht auf drei Säulen: Erstens sollen die Widerstandsfähigkeit und die technologische Souveränität gestärkt werden. Dazu sind verbesserte Sicherheitsmaßnahmen für kritische Infrastrukturen sowie der Aufbau eines europaweiten Netzwerks von Security Operations Centers (SOCs) vorgesehen. Darüber hinaus setzt die EU auf den Aufbau einer hochsicheren Kommunikationsinfrastruktur unter Nutzung von Quantentechnologien und die Sicherung von 5G-Netzen und IoT-Geräten.

Die zweite Säule zielt auf den Aufbau operativer Kapazitäten zur Prävention und Reaktion auf Cyberbedrohungen ab. Kernstück ist hier die Einrichtung einer gemeinsamen Cybereinheit zur besseren Koordinierung zwischen den Mitgliedstaaten. Außerdem soll die Bekämpfung der Cyberkriminalität verstärkt und die Cyberabwehr ausgebaut werden.

Die dritte Säule widmet sich der Förderung eines globalen und offenen Cyberspace. Die EU strebt eine führende Rolle bei der Entwicklung internationaler Standards an und will die Zusammenarbeit mit Partnern intensivieren. Auch Drittländer sollen beim Aufbau von Cybersicherheitskapazitäten unterstützt werden.

Zur Umsetzung der Strategie sind erhebliche Investitionen durch EU-Programme geplant. Ein besonderer Schwerpunkt liegt auf der Entwicklung von Fachkräften und der Ausbildung im Bereich Cybersicherheit. Für die EU-Institutionen selbst werden neue verbindliche Sicherheitsregeln eingeführt. Von zentraler Bedeutung ist auch die einheitliche Umsetzung der 5G-Toolbox in allen Mitgliedstaaten.

Die Strategie soll die EU für die Cyberbedrohungen der Zukunft wappnen und ihre Position als globaler Akteur im Bereich der Cybersicherheit stärken. Der Erfolg wird entscheidend von der konsequenten Umsetzung durch alle Beteiligten abhängen. Schlüsselinitiativen wie die überarbeitete NIS-Richtlinie (NIS2), der neue Cyber Resilience Act und die Initiative für eine Joint Cyber Unit sind mittlerweile auf den Weg gebracht und werden in den folgenden Kapiteln betrachtet [14].

4.2.2 Cyber-Sicherheitsstrategie Deutschland

In Deutschland wurde bereits 2016 die erste nationale Cyber-Sicherheitsstrategie verabschiedet, die einen holistischen Ansatz für den Schutz kritischer Infrastrukturen, öffentlicher Einrichtungen und Unternehmen vor Cyber-Bedrohungen verfolgt. Die im September 2021 beschlossene Cyber-Sicherheitsstrategie für Deutschland ist eine Fortschreibung der Strategie aus dem Jahr 2016, die einen neuen ressortübergreifenden Rahmen für Cyber-Sicherheit schafft. An ihrer Entwicklung waren über 70 Akteure aus Wirtschaft, Wissenschaft, Gesellschaft und Staat beteiligt. Dabei bilden vier zentrale Leitlinien das Fundament der Strategie:

- Cybersicherheit als gemeinsame Aufgabe etablieren
- Digitale Souveränität stärken
- Digitalisierung sicher gestalten
- Ziele messbar und transparent ausgestalten

Die Strategie umfasst vier Haupthandlungsfelder:

1. Mensch und Gesellschaft: Fokus auf sicheres und selbstbestimmtes Handeln in einer digitalisierten Umgebung mit zehn strategischen Zielen.
2. Staat und Wirtschaft: Ziel ist die Stärkung der Cybersicherheit, insbesondere für kleine und mittlere Unternehmen und kritische Infrastrukturen.
3. Strukturen und Verantwortlichkeiten: Konzentration auf Kompetenzverteilung, Zusammenarbeit und Weiterentwicklung behördlicher Fähigkeiten.
4. Internationale Positionierung: Aktive Rolle in EU und NATO, um ein hohes Cyber-Sicherheitsniveau zu gewährleisten [15].

Studien zufolge sind kleine und mittlere Unternehmen (KMU) besonders gefährdet, da ihnen oft ausreichende Ressourcen für IT-Sicherheit fehlen. Daher unterstützt die Strategie KMU durch gezielte Förderprogramme wie das "IT-Sicherheitskennzeichen", das mehr Transparenz über die Sicherheitsstandards von Produkten schaffen soll [16].

Deutschland setzt verstärkt auf die Zusammenarbeit mit der Europäischen Union, insbesondere durch die EU-Cybersecurity-Strategie und die NIS-Richtlinie (Network and Information Systems). Zudem ist Deutschland aktives Mitglied der ENISA (Agentur der Europäischen Union für Cybersicherheit), die Standards und Richtlinien für Cybersicherheit entwickelt.

Das Bundesministerium des Innern koordiniert die Umsetzung über den Bundesbeauftragten für Informationstechnik. Der Nationale Cyber-Sicherheitsrat, bestehend aus diversen Bundesministerien und Verbänden, organisiert die Zusammenarbeit zwischen Regierung und Wirtschaft. Die Strategie wird kontinuierlich weiterentwickelt, um aktuelle Herausforderungen und die Vorgaben des Koalitionsvertrags zu berücksichtigen.

4.2.3 Cyber-Sicherheitsstrategie der USA

Die Nationale Cyber-Sicherheitsstrategie aus 2023 der letzten Biden-Harris-Regierung markiert einen entscheidenden Wendepunkt in der digitalen Sicherheitspolitik der Vereinigten Staaten. In einer zunehmend vernetzten und technologieabhängigen Welt erkennt die Strategie die Notwendigkeit einer ganzheitlichen und proaktiven Herangehensweise an Cybersicherheit.

In der Strategie gibt es zwei grundlegende Veränderungen bei der Zuweisung von Rollen, Zuständigkeiten und Ressourcen im Cyberspace. Erstens wird die Verantwortung für die Verteidigung des Cyberspace von den Endnutzern auf die fähigsten und am besten positionierten Akteure im öffentlichen und privaten Sektor verlagert. Zweitens werden die Anreize neu ausgerichtet, um langfristige Investitionen in die künftige Widerstandsfähigkeit zu fördern. In den USA ist die praktische Umsetzung der Cybersecurity-Regulatorik geprägt von einem stärker kooperativen Ansatz zwischen Regierung und Privatwirtschaft.

Die Strategie basiert auf fünf zentralen Säulen, die ineinandergreifen, um ein ganzheitliches Cybersicherheitsökosystem zu schaffen. Der Schutz kritischer Infrastrukturen steht dabei ebenso im Fokus wie die aktive Störung von Bedrohungsakteuren. Durch gezielte Marktanreize und Investitionen in zukunftsfähige Technologien soll die digitale Widerstandsfähigkeit der USA gestärkt werden. Ein besonderes Augenmerk liegt auf internationaler Zusammenarbeit. Die Strategie versteht Cybersicherheit als globale Herausforderung und strebt Partnerschaften an, die gemeinsame Ziele verfolgen und verantwortungsvolles Verhalten im digitalen Raum fördern [17].

So haben die USA mit dem Department of Homeland Security (DHS) und Polen das Digitalisierungsministerium Polens Anfang Oktober 2024 ein bilaterales Abkommen zur verstärkten Zusammenarbeit bei Cybersicherheit und

neuen Technologien unterzeichnet. Der Fokus liegt auf der Entwicklung sicherer KI, IoT und Informationsaustausch [18].

Die Vereinbarung kommt strategisch vor Polens EU-Ratspräsidentschaft 2025 und stärkt die transatlantische Zusammenarbeit, besonders angesichts der russischen Aggression gegen die Ukraine.

Die Vision geht weit über traditionelle Verteidigungsstrategien hinaus. Sie sieht den digitalen Raum als strategisches Werkzeug, das wirtschaftliche Sicherheit, Menschenrechte, demokratische Werte und gesellschaftliche Gleichheit gleichermaßen schützen soll. Technologische Innovation und Sicherheit werden nicht als Gegensätze, sondern als sich gegenseitig verstärkende Kräfte begriffen. Koordiniert durch das Office of the National Cyberdirector, stellt die Strategie einen umfassenden Ansatz dar, der Cybersicherheit als zentrale nationale Priorität behandelt. Sie erkennt an, dass in diesem entscheidenden Jahrzehnt die Fähigkeit, digitale Bedrohungen zu verstehen, zu antizipieren und zu bekämpfen, über die Wettbewerbsfähigkeit und Sicherheit der Vereinigten Staaten mitentscheidend wird [19].

4.2.4 Vergleich der Cyber-Sicherheitsstrategien

Die Cybersicherheitsstrategien Deutschlands und der USA zeigen deutliche Unterschiede in ihrer Ausrichtung und Umsetzung, die auf unterschiedliche politische Systeme, strategische Prioritäten und gesellschaftliche Werte zurückzuführen sind.

Die USA verfolgen einen stark sicherheitspolitisch geprägten Ansatz, bei dem nationale Sicherheitsinteressen und die Verteidigung kritischer Infrastrukturen im Vordergrund stehen. Dabei setzt man primär auf freiwillige Kooperation mit der Privatwirtschaft und entwickelt flexible Frameworks statt verbindlicher Regulierungen. Charakteristisch sind die zentrale Koordinierung durch Behörden wie die CISA und die bedeutende Rolle des US Cyber Command für offensive Cyberfähigkeiten.

Im Gegensatz dazu ist die deutsche Cybersicherheitsstrategie stärker von einem regulatorischen Ansatz geprägt, der sich in die europäische Cybersicherheitsstrategie einfügt. Deutschland legt besonderen Wert auf den Schutz der Privatsphäre und personenbezogener Daten, was sich in strengeren Datenschutzvorschriften widerspiegelt. Die institutionelle Struktur ist föderaler ausgerichtet, mit dem BSI als zentraler, aber nicht alleiniger Koordinierungsstelle, wie auch im nächsten Kapitel näher betrachtet wird.

Während die USA ihre globale Führungsrolle in der Cybersicherheit durch bilaterale Partnerschaften und technologische Überlegenheit sichern will, setzt Deutschland im Rahmen der EU verstärkt auf multilaterale Zusammenarbeit und die Entwicklung einer strategischen digitalen Souveränität. Dies zeigt sich auch in der zurückhaltenden Position bei offensiven Cyberfähigkeiten, wo Deutschland einen defensiveren Ansatz verfolgt als die USA.

Ein weiterer wesentlicher Unterschied liegt im Umgang mit der Privatwirtschaft. Das amerikanische Modell betont die Verwendung von Marktmechanismen und freiwilliger Kooperation, während der deutsche Ansatz mehr staatliche Regulierungen für Unternehmen vorsieht, insbesondere im Bereich kritischer Infrastrukturen.

Trotz dieser Unterschiede gibt es auch Gemeinsamkeiten: Beide Länder erkennen die wachsende Bedeutung von Cybersicherheit an, investieren in den Aufbau von Fachkräften und streben eine engere internationale Zusammenarbeit an. Zudem erkennen beide die Dringlichkeit, kritische Infrastrukturen effektiver zu sichern und die Widerstandsfähigkeit gegenüber Cyberangriffen zu stärken.

Diese unterschiedlichen Herangehensweisen bieten Chancen für gegenseitiges Lernen. Die USA könnten von den strukturierten regulatorischen Ansätzen Deutschlands profitieren, während Deutschland von der dynamischen und innovationsfreundlichen Cybersicherheitskultur der USA lernen könnte. Eine verstärkte transatlantische Zusammenarbeit im Bereich Cybersicherheit könnte dabei helfen, die jeweiligen Stärken beider Ansätze zu nutzen.

4.3 Relevante Gesetzgebung

Die Cybersicherheit kritischer Infrastrukturen, insbesondere im Energiesektor, wird in den USA und Deutschland durch unterschiedliche gesetzliche Rahmenbedingungen reguliert. Beide Länder haben in den vergangenen Jahren ihre Gesetzgebung kontinuierlich weiterentwickelt, um den wachsenden Herausforderungen der Digitalisierung und den damit verbundenen Bedrohungen zu begegnen. Während in Deutschland ein streng regulierter Ansatz mit spezifischen Richtlinien und Mindestanforderungen verfolgt wird, setzen die USA zunehmend auf einen

risikoorientierten Ansatz mit branchenspezifischen Standards und freiwilligen Leitlinien. Die folgenden Abschnitte analysieren die wichtigsten gesetzlichen Grundlagen beider Länder und zeigen deren Bedeutung für die Cybersicherheit im Energiesektor auf.

4.3.1 Relevante Gesetzgebung in der EU und Deutschland

Die Cybersicherheitsarchitektur in der EU und Deutschland wird durch ein umfassendes Regelwerk bestimmt, das sich ab 2024 durch zwei zentrale neue Richtlinien deutlich weiterentwickelt. Als EU-Mitglied muss Deutschland sowohl EU-Verordnungen unmittelbar umsetzen als auch EU-Richtlinien in nationales Recht überführen.

Die ab Oktober 2024 geltende NIS2-Richtlinie erweitert den bisherigen Rahmen der Cybersicherheit erheblich. Sie führt strengere Anforderungen an das Risikomanagement ein, verschärft Meldepflichten bei Vorfällen und definiert verpflichtende Verschlüsselungsstandards. Bedeutsam sind die Ausweitung des Anwendungsbereichs auf mittlere Unternehmen und die Einführung deutlich höherer Strafen bei Verstößen [20].

Parallel dazu tritt die CER-Richtlinie (Critical Entities Resilience) in Kraft, die sich auf die physische und organisatorische Widerstandsfähigkeit kritischer Infrastrukturen konzentriert. Sie verpflichtet Betreiber zu umfassenden Risikobewertungen und Resilienzplänen und etabliert ein strenges Aufsichtsregime. Die Richtlinie erfasst elf kritische Sektoren und fordert von den Mitgliedstaaten die Entwicklung nationaler Strategien. Beide legen Mindeststandards fest, die ab 2024 in EU-Staaten in nationalen Gesetzen umgesetzt werden müssen [21].

Ergänzt wird dieser Rahmen durch weitere wichtige Regelwerke wie den Cyber Resilience Act (CRA), der ab der zweiten Jahreshälfte 2024 neue Cybersicherheitsanforderungen für Produkte mit digitalen Elementen einführt [22].

Auch die DSGVO mit ihren strengen Datenschutzvorgaben und die eIDAS-Verordnung zur Harmonisierung elektronischer Identifizierungsverfahren sind zentrale Bestandteile des regulatorischen Rahmens und potentiell anwendbar.

Die verschiedenen Regelungen greifen ineinander und bilden einen mehrstufigen Ansatz zur Gewährleistung der Cybersicherheit. Besonders das Zusammenspiel von NIS2 und CER-Richtlinie schafft einen umfassenden Schutzrahmen für kritische Infrastrukturen, der sowohl digitale als auch physische Sicherheitsaspekte abdeckt. Diese koordinierte Herangehensweise soll die Widerstandsfähigkeit der europäischen Infrastruktur gegen verschiedenste Bedrohungsszenarien stärken.

Für Unternehmen und Organisationen bedeutet dies eine erhebliche Anpassung ihrer Sicherheitsmaßnahmen und -prozesse bis 2024. Die neuen Regelungen bringen zwar einen erhöhten Umsetzungsaufwand mit sich, schaffen aber auch einheitliche Standards und erhöhen das Sicherheitsniveau in der gesamten EU.

In Deutschland ist Cybersicherheit für kritische Infrastrukturen fest in verschiedenen Gesetzen und Strategien verankert. Die folgende Abbildung zeigt, wie die EU-Richtlinien in deutsches Recht umgesetzt werden.

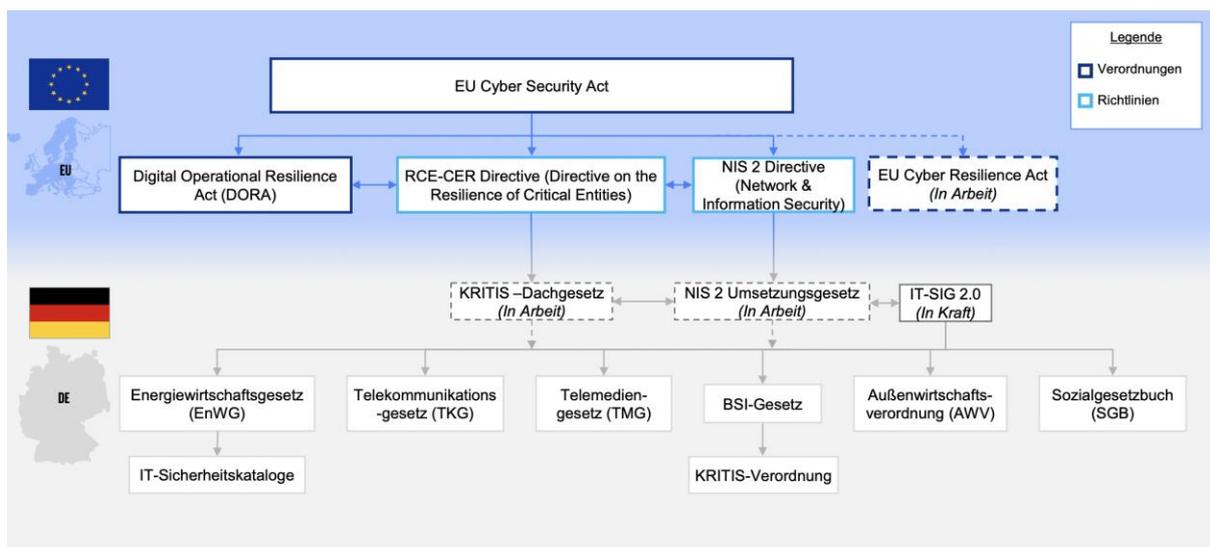


Abbildung 4: Die hierarchische Struktur der EU-Cybersicherheitsgesetzgebung und deren Umsetzung in deutsches Recht mit dem Stand Juli 2024.

Die Abbildung zeigt die hierarchische Struktur der EU-Cybersicherheitsgesetzgebung und deren Umsetzung in deutsches Recht mit dem Stand Juli 2024 [23].

Auf EU-Ebene steht der EU Cyber Security Act als übergeordneter Rahmen. Darunter gliedern sich die vier zentralen Regelwerke: Digital Operational Resilience Act (DORA – Bankenrelevant) und die oben erläuterten RCE/CER Directive zur Resilienz kritischer Infrastrukturen, NIS2 Directive für Netz- und Informationssicherheit und EU Cyber Resilience Act.

Die Umsetzung in deutsches Recht erfolgt hauptsächlich über das bereits in Kraft befindliche IT-Sicherheitsgesetz 2.0, welches immer weiter ausgebaut wird, sowie dem KRITIS-Dachgesetz und dem NIS2-Umsetzungsgesetz – beide Gesetze in Arbeit.

Die folgende Abbildung zeigt eine Gegenüberstellung der zwei EU-Richtlinien und deren Umsetzung in deutsches Recht ab Oktober 2024. Auf der linken Seite die EU-RCE-Richtlinie, welche durch das KRITIS-Dachgesetz umgesetzt wird, mit dem Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe (BBK) als Zuständigkeitsbehörde. Auf der rechten Seite die EU-NIS2-Richtlinie, welche in das NIS2UmsuCG umgesetzt wird, mit dem Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) als Zuständigkeitsbehörde [24].

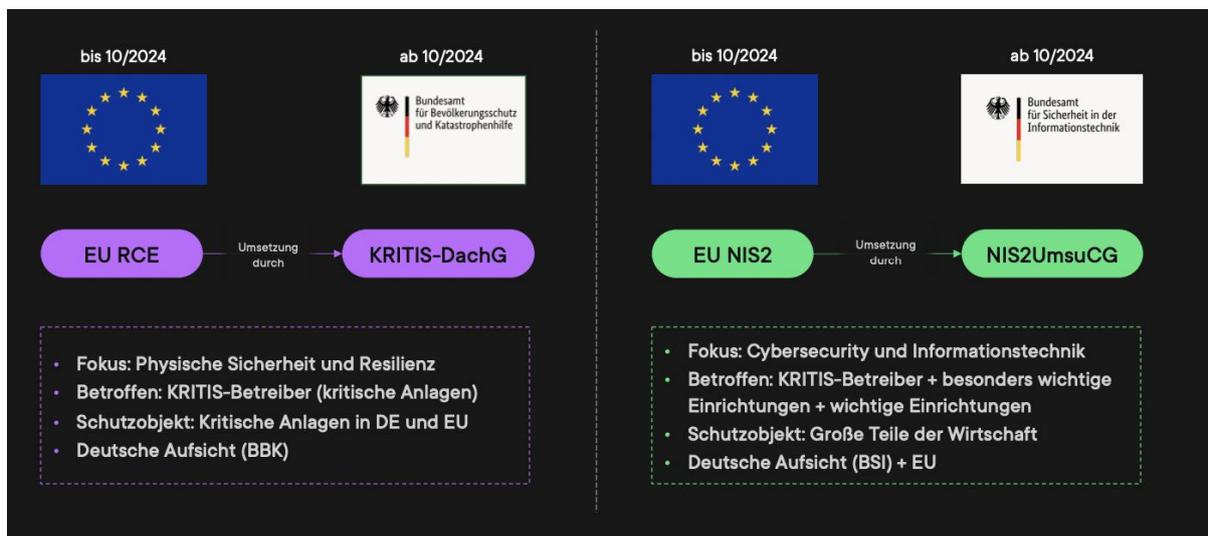


Abbildung 5: Umsetzung der EU-Richtlinien RCE und NIS2 in deutsches Recht durch das KRITIS-DachG beziehungsweise NIS2UmsuCG ab Oktober 2024

Diese münden wiederum in spezifische nationale Gesetze und Verordnungen wie:

- Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) spielt eine zentrale Rolle im Energiesektor. Mit seinen IT-Sicherheitskatalogen nach § 11 Abs. 1a EnWG legt es verbindliche Anforderungen an die IT-Sicherheit für Betreiber von Energieversorgungsnetzen und Energieanlagen fest. Diese Kataloge definieren Mindeststandards für die Absicherung kritischer Infrastrukturen im Energiesektor [25].
- Das Telekommunikationsgesetz (TKG) enthält in § 109 spezifische Vorgaben zur technischen Absicherung von Telekommunikationsnetzen und -diensten. Es verpflichtet Betreiber zur Implementierung angemessener technischer Vorkehrungen zum Schutz des Fernmeldegeheimnisses und personenbezogener Daten [26].
- Das Telemediengesetz (TMG) regelt in § 13 die technischen und organisatorischen Anforderungen an Telemedienanbieter bezüglich des Datenschutzes und der Datensicherheit. Es verpflichtet zur Gewährleistung der technischen Sicherheit und zum Schutz gegen unbefugte Zugriffe [27].
- Das BSI-Gesetz bildet die rechtliche Grundlage für das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI). Es definiert dessen Aufgaben und Befugnisse im Bereich der Cybersicherheit und legt Mindeststandards für die Bundesverwaltung fest [28].
- Die Außenwirtschaftsverordnung (AWV) reguliert den internationalen Handel mit IT-Sicherheitsprodukten und -Technologien. Sie enthält Bestimmungen zur Exportkontrolle sicherheitsrelevanter IT-Systeme und Komponenten [29].

- Das Sozialgesetzbuch (SGB) enthält in verschiedenen Büchern Vorgaben zum Schutz von Sozialdaten und zur IT-Sicherheit in Sozialversicherungsträgern und anderen Einrichtungen des Gesundheitswesens.
- Das Gesetz über das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI-Gesetz) soll das BSI als zentrale Cyber-Sicherheitsbehörde stärken. Es bestehen Meldepflichten bei Sicherheitsvorfällen und Zertifizierung von IT-Produkten.

Die KRITIS-Verordnung (BSI-KritisV) konkretisiert die Anforderungen des IT-Sicherheitsgesetzes für Betreiber kritischer Infrastrukturen. Sie definiert Schwellenwerte und spezifische Sicherheitsanforderungen für verschiedene Sektoren, einschließlich der Energieversorgung [30].

4.3.2 Relevante Gesetzgebung in den USA

Die Cybersicherheitsgesetzgebung der USA basiert auf einem komplexen Zusammenspiel verschiedener Gesetze und Richtlinien, die über die Jahre entwickelt wurden, um den wachsenden Bedrohungen im digitalen Raum zu begegnen.

Bereits 2013 unter der Obama-Administration zielte die Executive Order 13636 aus dem Jahr 2013 darauf ab, die Cybersicherheit der kritischen Infrastruktur in den USA zu verbessern. Sie förderte die Zusammenarbeit zwischen Regierung und Privatsektor, unterstützte die Entwicklung eines freiwilligen Cybersicherheitsrahmens durch NIST und erleichterte den Austausch von Informationen über Cyberbedrohungen. Die Verordnung betonte die Bedeutung risikobasierter Maßnahmen zum Schutz essenzieller Systeme [31].

Der Federal Information Security Modernization Act (FISMA) von 2014 legte dabei den Grundstein für die moderne Cybersicherheit in Bundesbehörden, indem er verbindliche Sicherheitsstandards einführte und die Rolle des Department of Homeland Security stärkte [32][33][f424c18987746975b343b276bc8fc715](#).

Ein Jahr später erweiterte der Cybersecurity Act von 2015 diesen Rahmen durch die Förderung des Informationsaustauschs zwischen öffentlichem und privatem Sektor. Parallel dazu adressiert der Critical Infrastructure Protection Act spezifische Bedrohungen für kritische Infrastrukturen, während die Presidential Policy Directive 21 einen übergreifenden Rahmen für deren Schutz schafft und 16 kritische Sektoren definiert [34].

Diese grundlegenden Regelwerke wurden in den letzten Jahren durch weitere wichtige Initiativen ergänzt. Die Executive Order 14028 von 2021 modernisierte den Ansatz zur Cybersicherheit weiter. Besonders die Rolle der Cybersecurity and Infrastructure Security Agency (CISA) wurde gestärkt, die heute als zentrale Koordinierungsstelle für die nationale Cybersicherheit fungiert [35].

Das National Security Memorandum (NSM) vom selben Jahr führte wesentliche Neuerungen ein, indem es verbindliche Cybersicherheitsanforderungen für nationale Sicherheitssysteme festlegte. Es verpflichtete Bundesbehörden zur Implementierung von Zero-Trust-Architekturen und Cloud-Sicherheitsmaßnahmen. Das NSM erweiterte auch die Befugnisse der National Security Agency (NSA) bei der Überwachung und dem Schutz dieser Systeme [35].

Die National Cyber Strategy von 2023 markierte einen weiteren Meilenstein, indem sie einen umfassenden, ganzheitlichen Ansatz zur Cybersicherheit einführte. Sie verschob die Verantwortung für digitale Sicherheit stärker auf Technologieanbieter und große Softwareunternehmen. Die Strategie betont fünf Säulen: Verteidigung kritischer Infrastruktur, Störung von Bedrohungsakteuren, Gestaltung von Marktanreizen für Sicherheit, internationale Zusammenarbeit und Zukunftsinvestitionen [36].

Die größte Herausforderung in diesem System liegt in der effektiven Koordination zwischen den verschiedenen Regelwerken und den zuständigen Behörden. Der sektorspezifische Ansatz der USA, bei dem verschiedene Bundesbehörden für unterschiedliche Wirtschaftsbereiche zuständig sind, erfordert ein hohes Maß an Abstimmung. Zudem müssen Unternehmen und Organisationen oft sowohl föderale als auch bundesstaatliche Vorschriften beachten, was die Compliance-Anforderungen komplex gestaltet.

Die CISA ist das US-Gegenstück zum Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) und ist dem Department for Homeland Security (Ministerium für Innere Sicherheit) untergeordnet. Darauf wird im nächsten Kapitel näher eingegangen.

4.3.3 Vergleich der regulatorischen Ansätze

Die regulatorischen Ansätze in den USA und Deutschland weisen signifikante strukturelle Unterschiede auf, die auf verschiedenen historischen, kulturellen und politischen Faktoren beruhen. Diese Unterschiede manifestieren sich in mehreren Kernbereichen der Cybersicherheitsregulierung.

Während Deutschland einen zentralisierten und stark regulierten Ansatz verfolgt, der auf gesetzlichen Vorgaben, verbindlichen Standards und klar definierten Mindestanforderungen basiert, setzen die USA verstärkt auf einen flexiblen, risikobasierten Ansatz mit Branchenstandards und freiwilligen Rahmenwerken [41][42]. Ein prägnantes Beispiel hierfür ist das NIST Cybersecurity Framework, das Organisationen eine methodische Grundlage für das Management von Cyberrisiken bietet und gleichzeitig Raum für unternehmensspezifische Anpassungen lässt [37].

Ein weiteres Beispiel ist die Cybersecurity Baseline. Hierbei handelt es sich um ein von der NARUC (National Association of Regulatory Utility Commissioners) entwickeltes Rahmenwerk, das grundlegende Cybersicherheitsstandards für Versorgungsunternehmen definiert und den staatlichen Regulierungsbehörden eine praktische Orientierungshilfe bietet. Der Fokus liegt insbesondere auf der Unterstützung kleinerer Versorgungsunternehmen durch konkrete Handlungsempfehlungen zur Risikobewertung, Bedrohungserkennung und Notfallplanung.

Ein fundamentaler Unterschied liegt in der föderalen Struktur der Gesetzgebung. In Deutschland verfügt der Bund über weitreichende Kompetenzen zur Schaffung einheitlicher Regelungen für Cybersicherheit auf nationaler Ebene. Im Gegensatz dazu haben die US-Bundesstaaten größere Autonomie, was zwar eine bessere Anpassung an lokale Gegebenheiten ermöglicht, jedoch die nationale Kohärenz und Koordination erschwert [38].

Die Durchsetzung von Sicherheitsstandards erfolgt in beiden Ländern auf unterschiedliche Weise. Deutschland setzt auf verbindliche gesetzliche Verpflichtungen und eine zentrale Rolle staatlicher Institutionen bei der Überwachung und Durchsetzung [39]. Die USA hingegen legen den Schwerpunkt auf Public-Private-Partnerships (PPPs), bei denen Regierungsbehörden und private Unternehmen eng zusammenarbeiten [40]. Diese Partnerschaften basieren auf Vertrauen, Transparenz und gegenseitiger Rechenschaftspflicht, wobei der öffentliche Sektor primär als Koordinator und Förderer auftritt [41].

Die unterschiedlichen Ansätze spiegeln sich auch in der praktischen Umsetzung wider: Während Deutschland auf strengere Kontrolle zur Gewährleistung von Sicherheits- und Datenschutzstandards setzt [42], betonen die USA Flexibilität und Innovation, um die Beteiligung der Privatwirtschaft und den technologischen Fortschritt zu fördern [19]. Diese grundlegend verschiedenen Herangehensweisen prägen maßgeblich die Entwicklung und Implementierung von Cybersicherheitsmaßnahmen in beiden Ländern.

4.4 Institutionelle Strukturen und Zuständigkeiten

Die effektive Gestaltung und Umsetzung von Cybersicherheitspolitik erfordert klare institutionelle Strukturen und eindeutig definierte Zuständigkeiten. Dies gilt umso mehr in föderalen Systemen und angesichts der Vielzahl beteiligter Akteure aus dem öffentlichen und privaten Sektor.

Die zunehmende Verflechtung digitaler Infrastrukturen, die wachsende Komplexität von Cyberbedrohungen und die Notwendigkeit schneller Reaktionen auf Vorfälle machen eine gut koordinierte Zusammenarbeit zwischen verschiedenen Behörden, Organisationen und Ebenen unerlässlich. Gleichzeitig müssen diese Strukturen flexibel genug sein, um sich an neue technologische Entwicklungen und Bedrohungsszenarien anpassen zu können. Im Folgenden werden die wesentlichen institutionellen Akteure und ihre jeweiligen Verantwortlichkeiten im Bereich der Cybersicherheit analysiert.

4.4.1 Überblick Deutschland

Die Cybersicherheitsstrukturen auf Bundesebene umfassen mehrere Behörden und Einrichtungen, die verschiedene Aufgaben im Bereich der IT- und Cybersicherheit übernehmen. Zu den wichtigsten gehören:

- Bundesnetzagentur (BNetzA): Reguliert und überwacht Sicherheitsstandards für Telekommunikations-, Energie- und kritische Infrastrukturen und kooperiert eng mit anderen Sicherheitsbehörden.
- Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI): Zuständig für die IT-Sicherheit auf nationaler Ebene, einschließlich der Entwicklung von Sicherheitsstandards und der Beratung öffentlicher und privater Organisationen.
- Cyber-Abwehrzentrum (Cyber-AZ): Ein Kooperationsorgan, das verschiedene Bundesbehörden zusammenbringt, um Cyber-Bedrohungen schnell und effizient zu bewältigen.

- Nationales Cybersicherheitszentrum: Unterstützt die strategische und operative Koordinierung im Bereich der Cybersicherheit.
- Bundeskriminalamt (BKA): Verantwortlich für die strafrechtliche Verfolgung von Cyberkriminalität.
- Bundesnachrichtendienst (BND): Überwacht internationale Cyberbedrohungen und unterstützt die Sicherheitsmaßnahmen durch Informationen aus dem Ausland.
- Bundeswehr mit einer Cyber- und Informationsraumtruppe, die militärische und nationale Sicherheitsinteressen schützt.

Darüber hinaus spielen weitere Organisationen eine wesentliche Rolle:

- CERT-Bund: Als Teil des BSI übernimmt es die Koordination und Reaktion auf IT-Sicherheitsvorfälle.
- Nationales IT-Krisenzentrum (IT-KRZ) und Nationales IT-Lagezentrum (LZ): Zuständig für den sicheren Betrieb von IT- und Netzwerksystemen, ebenfalls Teil des BSI.
- Bundes-Security-Operations-Center (BSOC): Überwacht und analysiert Sicherheitsbedrohungen in Echtzeit.
- Nationales Cyber-Abwehrzentrum Deutschland (NCC-DE): unterstützt bei der nationalen Cyber-Abwehr und dient als gemeinsame, behörden- und institutionenübergreifende Plattform, bestehend aus dem BSI, BKA, Bundesamt für Verfassungsschutz (BfV), BND, der Bundeswehr sowie weiteren relevanten Akteuren. Diese Strukturen bilden ein komplexes Netzwerk zur Abwehr von Cyberbedrohungen und zur Gewährleistung der digitalen Sicherheit in Deutschland auf Bundesebene [43].

Auf Landesebene variiert die Cyber-Sicherheitsarchitektur je nach Bundesland, folgt jedoch einem allgemeinen Muster. Jedes Bundesland betreibt eigene IT-Sicherheitsbehörden oder -abteilungen, häufig angesiedelt bei den Landesinnenministerien oder speziellen IT-Dienstleistern der Länder. Diese sind verantwortlich für die Sicherung der Landesbehörden-IT, die Beratung kommunaler Verwaltungen und den Aufbau von CERTs (Computer Emergency Response Teams). Zudem existieren Kooperationen mit dem BSI und bundesweiten Strukturen, um Bedrohungen abzuwehren und Informationen auszutauschen. Der Fokus liegt auf Prävention, Schutz und Reaktion im Falle von Cyberangriffen. In Deutschland ist die Zuständigkeit für Cybersicherheit mit Fokus auf den BSI stärker zentralisiert [44].

Der Link zwischen deutschen Landes- und Bundesbehörden sowie ENISA (European Union Agency for Cybersecurity) besteht vor allem durch Kooperation und den Austausch bewährter Verfahren auf europäischer Ebene. ENISA unterstützt Mitgliedstaaten dabei, ihre Cyber-Sicherheitsstrategien zu entwickeln, und fördert die Zusammenarbeit zwischen nationalen Behörden. Deutsche Behörden, insbesondere das BSI, arbeiten eng mit ENISA zusammen, um gemeinsame Standards, Trainings und Strategien für den Schutz kritischer Infrastrukturen zu entwickeln. Auch Landesbehörden profitieren von ENISAs Fachwissen und den europaweiten Netzwerken, beispielsweise bei der Organisation von Cyber-Übungen.

Die nachfolgende Grafik zeigt das komplexe Netzwerk von Institutionen und deren Beziehungen untereinander auf verschiedenen Verwaltungsebenen. Farblich unterschieden werden UN-Organisationen (blau), internationale Standardisierungsgremien (türkis), EU-Institutionen (grau), Bundesbehörden (orange) sowie Länderorganisationen (violett/grau). Die Verbindungslinien visualisieren die Zusammenarbeit und Abhängigkeiten zwischen den einzelnen Akteuren.

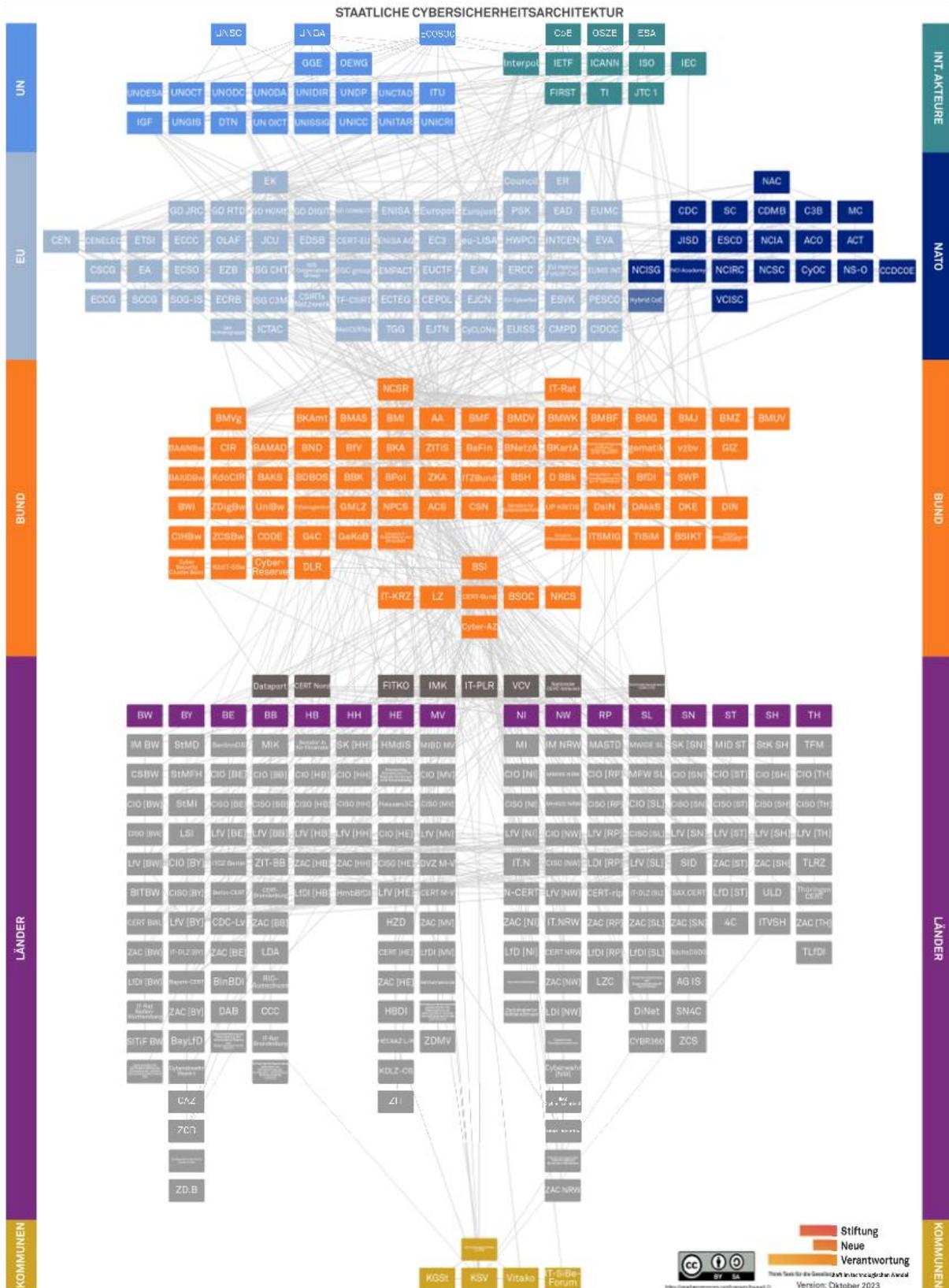


Abbildung 6: Übersicht der staatlichen Cybersicherheitsarchitektur. Die Grafik zeigt das komplexe Netzwerk von Institutionen und deren Beziehungen untereinander auf verschiedenen Verwaltungsebenen.[54]

4.4.2 Überblick USA

Die US-Cybersicherheitsarchitektur ist durch eine breite Verteilung der operativen Verantwortlichkeiten gekennzeichnet und dadurch grundsätzlich dezentraler als die Architektur in Deutschland. Die CISA kann als Gegenstück des BSI gesehen werden und hat eine zentrale Funktion im Sicherheitsnetzwerk der USA, weil sie als führende Behörde für die Koordinierung von Sicherheitsmaßnahmen fungiert.

In einer vom Government Accountability Office (GAO) durchgeführten Studie über Maßnahmen zum Schutz kritischer Cyberinfrastrukturen in den USA wurden 23 Bundesinstitutionen identifiziert, die für die Stärkung der Cybersicherheit des Landes verantwortlich sind. Dabei wurden 13 Institutionen ausgewählt, die aufgrund ihrer spezialisierten oder unterstützenden Funktionen im Bereich der Sicherheit und Resilienz kritischer Infrastrukturen relevant sind. Zehn weitere Institutionen wurden auf der Grundlage früherer Überprüfungen der nationalen Cybersicherheit, relevanter Exekutivrichtlinien und nationaler Strategiedokumente analysiert [45].

Die Abbildung zeigt einen Ausschnitt und schematische Darstellung der wichtigsten US-Bundesbehörden im Kontext der Cybersicherheit-Regulatorik.



Abbildung 7: Die wichtigsten Bundesbehörden, die für die Unterstützung der nationalen Cybersicherheit. [38]

Das Department of Homeland Security (DHS) übernimmt übergeordnete Funktionen in der nationalen Cybersicherheit. Es ist federführend für den Schutz kritischer Infrastrukturen und die Koordination der nationalen Cybersicherheitsaktivitäten. Die Cybersecurity and Infrastructure Security Agency (CISA), als Teil der DHS, fungiert als nationale Koordinierungsstelle mit folgenden Hauptaufgaben [46]:

- Schutz kritischer Infrastrukturen
- Incident Response Koordination
- Threat Intelligence Sharing
- Entwicklung von Cybersicherheitsstandards

Spezifische Sektoren werden von entsprechenden Fachbehörden betreut, wie der Environmental Protection Agency (EPA) für die Wasserversorgung oder dem Department of Defense (DoD) für militärische Cybersicherheit [47].

Das United States Army Corps of Engineers (USACE) spielt eine zentrale Rolle in der Verwaltung der kritischen Infrastruktur sowie im Energiesektor. Im Bereich der Infrastruktur betreibt und hält USACE über 1.200 Staudämmen instand und liefert mit Hydropower-Projekte 24 % der gesamten Wasserkraftkapazität der USA.

Das Department of Energy (DOE) umfasst ein breites Spektrum von Aktivitäten in den Bereichen Energieerzeugung, -einsparung und Forschung, sowie die Förderung der Entwicklung nachhaltiger Energiequellen. Dabei spielt es eine zentrale Rolle im Bereich Cybersicherheit im Energiesektor, insbesondere durch sein Office of Cybersecurity, Energy Security and Emergency Response (CESER). Es fördert die Forschung, Entwicklung und den Einsatz von Technologien, um Cybersicherheitsrisiken für kritische Energieinfrastrukturen zu reduzieren. Zudem stellt es Ressourcen zur Umsetzung von Cybersicherheitsstrategien bereit und arbeitet eng mit Vertretern der Energiebranche und nationalen Laboratorien zusammen. Die National Laboratories der USA sind führende Forschungszentren in Bereichen wie Energie, Physik, Materialwissenschaften, Biotechnologie und nationale Sicherheit, darunter bekannte Einrichtungen wie Oak Ridge, Los Alamos, Argonne und Fermilab. Mit der FASST-Initiative (Frontiers in Artificial Intelligence for Science, Security and Technology) wurde ein weitreichendes Programm zur Förderung der künstlichen Intelligenz vorgestellt. Im Kern geht es darum, die Ressourcen der 17 nationalen Laboratorien zu bündeln, um im Bereich der KI eine internationale Führungsposition einzunehmen. Die Initiative basiert auf vier miteinander verbundenen Säulen: KI-bereite Daten, fortschrittliche Recheninfrastruktur, sichere KI-Systeme und konkrete Anwendungen. Ein besonderer Fokus liegt dabei auf der nationalen Sicherheit, der Entwicklung von Fachkräften und der Beschleunigung wissenschaftlicher Entdeckungen, insbesondere im Energiesektor. Um diese Ziele zu erreichen, plant das DOE massive Investitionen in die Infrastruktur, darunter die Entwicklung neuer KI-Supercomputer und die Aufbereitung wissenschaftlicher Datenbestände. Die Initiative setzt dabei auf enge Zusammenarbeit mit Partnern aus Wissenschaft und Wirtschaft [48][49][50].

Besondere Bedeutung kommt dem National Institute of Standards and Technology (NIST) zu. Es entwickelt wichtige Cybersicherheitsstandards für den Energiesektor. Es spielt eine Schlüsselrolle bei der Entwicklung von Smart Grids, indem es alle beteiligten Akteure – von Herstellern bis zu Regulierungsbehörden – zusammenbringt, um einheitliche Standards zu schaffen [51].

Die operative Umsetzung erfolgt durch:

- Sector Risk Management Agencies
- Information Sharing and Analysis Centers (ISACs)
- Federal Bureau of Investigation (FBI) Cyber Division

Die Koordination zwischen diesen Akteuren wird durch verschiedene Mechanismen sichergestellt:

- National Cyber Director im Weißen Haus
- Joint Cyber Defense Collaborative
- National Security Council Cyber Response Group [19]

Diese institutionelle Struktur wird durch umfangreiche Public-Private-Partnerships ergänzt, die eine enge Zusammenarbeit zwischen staatlichen Stellen und der Privatwirtschaft ermöglichen [52].

Neben den verschiedenen Bundesbehörden sind auch weitere Organisationen und Vereinigungen an der Regulierung und Umsetzung der Cybersicherheit im Energiesektor beteiligt:

- Die Federal Energy Regulatory Commission (FERC) ist die zentrale Bundesbehörde zur Überwachung des zwischenstaatlichen Energiehandels, einschließlich der Großhandelspreise für Strom, Erdgas und Öl – www.ferc.gov.
- Die US Energy Information Administration (EIA) ist die führende Institution für die Sammlung und Analyse von Energiedaten. Sie stellt unabhängige Informationen bereit, die eine nachhaltige Energiepolitik und effiziente Märkte fördern sollen. Dabei legt sie besonderen Wert auf das Zusammenspiel von wirtschaftlichen und ökologischen Aspekten – www.eia.gov.
- Die United States Energy Association (USEA) fungiert als Bindeglied zwischen öffentlichen und privaten Energieorganisationen. Sie setzt sich für ein besseres Verständnis von Energiefragen auf nationaler und internationaler Ebene ein. Ihr Hauptziel ist die Förderung einer nachhaltigen Energieversorgung zum Nutzen aller Beteiligten – www.usea.org.

- Die Energy Communities Alliance (ECA) arbeitet eng mit dem US-Energieministerium zusammen und ist die einzige gemeinnützige Organisation, die lokale Regierungen in Energiefragen vertritt. Sie ermöglicht den Austausch zwischen lokalen Behörden und koordiniert deren Positionen zu komplexen energie- und umweltpolitischen Themen – www.energyca.org.
- Die National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC) vertritt als gemeinnützige Organisation die staatlichen Regulierungsbehörden. Sie bietet eine Plattform für den Austausch bewährter Praktiken und die Diskussion aktueller energiepolitischer Herausforderungen – www.naruc.org
- Die Smart Electric Power Alliance konzentriert sich als Non-Profit-Organisation auf die Zusammenarbeit mit Akteuren im Bereich der Elektrizitätsversorgung, insbesondere im Kontext intelligenter Energiesysteme – www.sepower.org.
- Die National Association of State Energy Officers (NASEO) ist die nationale Vereinigung von Energiebeamten in staatlichen und lokalen Regierungsbüros. NASEO ermöglicht „Peer-Learning“ zwischen staatlichen Energiebeamten und dient als Informationsquelle und Schnittstelle für staatliche Energiebüros – <http://www.naseo.org>.

Eine besondere Stärke der USA liegt in ihrer technologischen Führungsposition, insbesondere im Bereich der Künstlichen Intelligenz. Im Jahr 2023 wurden in den USA 109 neu entwickelte KI-Basismodelle veröffentlicht, was die USA im internationalen Vergleich deutlich an die Spitze setzt (China: 20, UK: 9 Modelle). Das Department of Energy nutzt diese Technologieführerschaft aktiv und implementiert KI-Lösungen in verschiedenen Anwendungsbereichen der Energiewirtschaft. Diese technologische Dominanz spiegelt sich auch in der Integration von KI in Cybersicherheitspraktiken wider, wo KI-gestützte Systeme zunehmend für die Erkennung und Abwehr von Bedrohungen eingesetzt werden.

4.4.3 Vergleich der institutionellen Strukturen

Die institutionellen Strukturen und Cybersicherheitsarchitekturen zur Gewährleistung der Cybersicherheit spiegeln in beiden Ländern die unterschiedlichen regulatorischen Grundansätze wider und zeigen charakteristische Merkmale in Organisation und Ausrichtung.

Die deutsche Cybersicherheitsarchitektur zeichnet sich durch eine stärkere Zentralisierung aus. Mit dem Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) hat Deutschland eine zentrale Behörde etabliert, die als Dreh- und Angelpunkt für die nationale Cybersicherheit fungiert. Diese kooperiert in einem klar strukturierten Netzwerk mit anderen Behörden wie dem Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe. Die Koordination erfolgt über formalisierte Prozesse und definierte Zuständigkeiten, was eine systematische Herangehensweise an Cybersicherheitsfragen ermöglicht [40].

Die US-amerikanische Cybersicherheitsarchitektur folgt einem dezentraleren Ansatz mit der CISA als koordinierender Behörde. Im Gegensatz zum deutschen System sind die operativen Verantwortlichkeiten breiter auf verschiedene Bundesbehörden und Organisationen verteilt. Eine Besonderheit des US-Systems ist die starke Einbindung des Privatsektors durch Public-Private-Partnerships und spezialisierte Organisationen wie die Information Sharing and Analysis Centers (ISACs). Eine besondere Rolle nimmt dabei das Department of Energy ein, das durch innovative Programme wie die FASST-Initiative die Integration von KI-Technologien in die Cybersicherheit vorantreibt [44][45]. Im Gegensatz dazu haben die USA mit der Cybersecurity and Infrastructure Security Agency (CISA) eine Institution geschaffen, die stärker auf Kooperation und dynamischen Informationsaustausch zwischen öffentlichen Institutionen aber auch zwischen öffentlichem und privatem Sektor ausgerichtet ist [42].

Die institutionellen Strukturen zur Cybersicherheit in Deutschland und den USA unterscheiden sich primär in ihrem Organisationsansatz, wobei Deutschland mit dem BSI eine zentralisierte, hierarchische Struktur aufweist, während die USA mit der CISA einen dezentraleren, netzwerkbasierten Ansatz verfolgen. Während das deutsche System auf klar definierte Prozesse und Berichtswege setzt, ist das US-System durch dynamische Kooperationen und einen intensiven Informationsaustausch zwischen öffentlichem und privatem Sektor gekennzeichnet. Die USA zeigen zudem eine stärkere Integration von fortschrittlichen Technologien wie KI in ihre Cybersicherheitsstrategien, besonders im Energiesektor durch Initiativen des Department of Energy.

4.5 Digitalisierungstrends und deren Einfluss

Die Digitalisierung des US-Energiesektors wird von mehreren wichtigen Technologietrends geprägt. Das Internet der Dinge (IoT) wird verstärkt in Smart Cities eingesetzt, um Ressourcen effizient zu verwalten und den Energieverbrauch zu optimieren. Bis 2024 erwarten 64% der Unternehmen, dass KI ihre Produktivität steigern wird, wobei der Fokus besonders auf generativer KI liegt.

Ein konkretes Beispiel für den Einsatz von KI in der Cybersicherheit zeigt sich bei der Absicherung kritischer Infrastruktursoftware. Google hat mit seinem OSS-Fuzz Framework einen KI-gestützten Ansatz entwickelt, der automatisiert Schwachstellen in Softwaresystemen aufspürt. Diese als 'Fuzzing' bekannte Methode wird auch im Energiesektor eingesetzt, um die Sicherheit von Steuerungssystemen und Smart-Grid-Komponenten zu verbessern.

Die Wirksamkeit dieses Ansatzes zeigt sich in bemerkenswerten Ergebnissen: Das System konnte eine kritische Sicherheitslücke in der weitverbreiteten OpenSSL-Bibliothek identifizieren, die trotz umfangreicher manueller Tests zwei Jahrzehnte lang unentdeckt blieb. Diese Bibliothek wird auch in vielen Energiesystemen für die sichere Kommunikation eingesetzt. Die KI automatisiert dabei nicht nur das Testen selbst, sondern unterstützt auch bei der Analyse der Ergebnisse und der Priorisierung von Sicherheitsupdates.

Die erfolgreiche Entwicklung und Implementierung von Googles KI-gestütztem Fuzzing-Tool zeigt exemplarisch, wie private Technologieunternehmen zur nationalen Cybersicherheitsstrategie der USA beitragen können. Die öffentliche Bereitstellung des OSS-Fuzz Frameworks ermöglicht es staatlichen Einrichtungen wie dem Department of Energy in seinem Netzwerk von National Laboratories zu testen und direkt in ihre Infrastrukturprojekte zu integrieren, ohne diese selbst entwickeln zu müssen.

Von strategischer Bedeutung ist auch die Quanteninformatik, in die Regierung, Technologieunternehmen und Forschungseinrichtungen massiv investieren. Dies zeigt sich insbesondere im National Quantum Initiative Act und der Post-Quantum Cryptography Initiative des NIST. Bis 2025 sollen Bundesbehörden quantensichere Verschlüsselung implementieren. Energiesektor ist diese Vorbereitung aufgrund der langen Lebensdauer der Infrastrukturen besonders wichtig.

Parallel dazu etablieren sich Blockchain-Technologien zur Erhöhung der Sicherheit und Transparenz in Energiesystemen. Die Integration dieser Technologien wird flankiert von modernen Sicherheitskonzepten wie Zero-Trust-Modellen, die standardmäßig keiner Entität vertrauen und damit Angriffsflächen reduzieren. Diese technologischen Entwicklungen unterstützen unmittelbar die Ziele der Energiewende und gewährleisten gleichzeitig ein hohes Sicherheitsniveau für kritische Infrastrukturen.

Die Integration dieser Technologien wird durch ein robustes Sicherheitskonzept begleitet. Besonders hervorzuheben ist der Trend zu Zero-Trust-Sicherheitsmodellen, die standardmäßig keiner Entität vertrauen und damit potenzielle Angriffsflächen reduzieren. Diese technologischen Entwicklungen bilden das Fundament für die digitale Transformation des Energiesektors und unterstützen direkt die Ziele der Energiewende."

5. Zusammenfassung und Interpretation

Die vergleichende Analyse der Cybersicherheitslandschaft in Deutschland und den USA zeigt grundlegende Unterschiede in den jeweiligen Bereichen: Energiewende, Cybersicherheitsstrategien, regulatorischen Ansätzen und institutionelle Strukturen.

Im Bereich der Energiewende zeigt sich, dass Deutschland deutlich verbindlichere und ambitioniertere Klimaneutralitätsziele verfolgt. Deutschland strebt eine rechtlich gebundene Klimaneutralität bis 2045 an. Die USA hatten bis zur Biden Administration ambitionierte Ziele, die durch den neu amtierenden Präsidenten Trump wieder aufgehoben werden. Während Deutschland seinen Fokus auf die Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen legt, haben die USA bereits eine höhere Durchdringung mit Smart-Meter-Technologie erreicht, mit einer Penetrationsrate von über 80% Ende 2023. Beide Länder stehen vor der Herausforderung, die zunehmende Digitalisierung ihrer Energiesysteme sicher zu gestalten.

Die Cybersicherheitsstrategien beider Länder spiegeln unterschiedliche Prioritäten wider. Die USA verfolgen einen stark sicherheitspolitisch geprägten Ansatz, der nationale Sicherheitsinteressen in den Vordergrund stellt und auf freiwillige Kooperationen mit der Privatwirtschaft setzt. Deutschland hingegen ist eingebettet in die europäische Cybersicherheitsstrategie und legt besonderen Wert auf Schutz und regulatorische Maßnahmen. Während die USA ihre globale Führungsrolle durch bilaterale Partnerschaften ausbauen wollen, wie z.B. die jüngste Vereinbarung zwischen dem US Department of Homeland Security und dem polnischen Ministerium für Digitalisierung zur verstärkten Zusammenarbeit im Bereich Cybersicherheit und technologische Überlegenheit, setzt Deutschland stärker auf multilaterale Kooperation und digitale Souveränität im Rahmen der EU.

Diese unterschiedlichen Ansätze setzen sich in den Regulierungsansätzen fort. Deutschland verfolgt einen zentralisierten, stark regulierten Ansatz mit verbindlichen Standards und klaren gesetzlichen Verpflichtungen. Die USA hingegen bevorzugen einen flexiblen, risikobasierten Ansatz mit Branchenstandards und freiwilligen Rahmenwerken. Diese Unterschiede spiegeln sich auch in den föderalen Strukturen wider: Während Deutschland starke Bundeskompetenzen hat, verfügen die US-Bundesstaaten über mehr Autonomie.

In den institutionellen Strukturen werden dies Unterschiede ebenfalls sehr deutlich. Deutschland hat mit dem BSI eine zentrale, hierarchisch organisierte Behörde als Hauptakteur etabliert, die über formalisierte Prozesse und definierte Berichtswege operiert. Die USA hingegen setzen mit der CISA auf einen dezentraleren, netzwerkbasierten Ansatz, der sich durch dynamische Kooperationen und intensiven Informationsaustausch zwischen öffentlichem und privatem Sektor auszeichnet. Diese erfolgreiche Public-Private-Partnership der CISA könnte als Vorbild für eine stärkere Zusammenarbeit zwischen öffentlichem und privatem Sektor in Deutschland dienen.

Die USA zeigen durch ihre National Laboratories, insbesondere durch die FASST-Initiative des Department of Energy, eine starke Integration von KI und fortschrittlichen Technologien in den Bereichen Cybersicherheit und Energiesektor. Die Initiative bündelt die Ressourcen von 17 nationalen Forschungszentren und fokussiert sich auf neben Bereichen, wie KI-bereite Daten, fortschrittliche Recheninfrastruktur auch auf konkrete Anwendungen wie automatisierte Bedrohungserkennung und prädiktive Sicherheitsanalysen. Im Rahmen von Förderinitiative, wie die Reallabore der Energiewende des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) versucht Deutschland innovative Ansätze in der Praxis zu erproben und die Zusammenarbeit zwischen Forschung, Industrie und öffentlichem Sektor zu stärken. Diese sind jedoch im Vergleich zu den US-Initiativen in Umfang und technologischer Integration weniger stark ausgeprägt.

Die in Europa geltende NIS2-Richtlinie wird den Kreis der betroffenen Unternehmen deutlich erweitern und stellt diese vor neue regulatorische Herausforderungen. Der in den USA bewährte Risk-Based-Approach ermöglicht eine systematische Priorisierung von Schutzmaßnahmen nach ihrem Risikopotential. Dieser Ansatz sowie praxisnahe Implementierungsleitfäden und Unterstützungstools für KRITIS-Betreiber würde es Unternehmen erlauben, die Implementierung der NIS2-Anforderungen schrittweise und fokussiert anzugehen.

Beide Systeme verfügen über ihre jeweiligen Stärken, die genutzt werden sollten, um auf die wachsenden Herausforderungen der Cybersicherheit reagieren zu können. Die amerikanischen Strukturen sind insgesamt weniger hierarchisch organisiert und setzen stärker auf flexible Partnerschaften und schnelle Anpassungsfähigkeit. Dies ermöglicht zwar eine dynamischere Reaktion auf neue Bedrohungen, kann aber auch zu Koordinationsproblemen führen. Die deutschen Strukturen bieten dagegen mehr Stabilität und Verlässlichkeit, reagieren aber möglicherweise weniger flexibel auf neue Herausforderungen.

6. Verzeichnisse

6.1 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen nach Quellbereichen (2019–2045) [8].....	8
Abbildung 2: U S. Energie-CO2-Emissionen bis 2050 nach Wirtschaftssektoren [11]	9
Abbildung 3: U. S. Stromerzeugung 2005–2050. Erzeugung nach Quellen in Milliarden Kilowattstunden [11].	9
Abbildung 4: Die hierarchische Struktur der EU-Cybersicherheitsgesetzgebung und deren Umsetzung in deutsches Recht mit dem Stand Juli 2024.	14
Abbildung 5: Umsetzung der EU-Richtlinien RCE und NIS2 in deutsches Recht durch das KRITIS-DachG beziehungsweise NIS2UmsuCG ab Oktober 2024	15
Abbildung 6: Übersicht der staatlichen Cybersicherheitsarchitektur. Die Grafik zeigt das komplexe Netzwerk von Institutionen und deren Beziehungen untereinander auf verschiedenen Verwaltungsebenen.[54].....	19
Abbildung 7: Die wichtigsten Bundesbehörden für die Unterstützung der nationalen Cybersicherheit.[38]	20

6.2 Abkürzungsverzeichnis

ACEEE – American Council for an Energy Efficient Economy
AWV – Außenwirtschaftsverordnung
BBK – Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe
BEG – Bundesförderung für effiziente Gebäude
BfV – Bundesamt für Verfassungsschutz.
BKA – Bundeskriminalamt
BMWK – Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA – Bundesnetzagentur
BND – Bundesnachrichtendienst
BSI – Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
CEDS – Cybersecurity for Energy Delivery Systems
CER – Critical Entities Resilience (EU-Richtlinie)
CESER – Office of Cybersecurity, Energy Security and Emergency Response
CISA – Cybersecurity and Infrastructure Security Agency
CRA – Cyber Resilience Act
Cyber-AZ – Cyber-Abwehrzentrum
DHS – Department of Homeland Security
DOE – Department of Energy
DORA – Digital Operational Resilience Act
DSGVO – Datenschutz-Grundverordnung
ECA – Energy Communities Alliance
EEG – Erneuerbare-Energien-Gesetz
EIA – US Energy Information Administration
ENWG – Energiewirtschaftsgesetz
FASST – Frontiers in Artificial Intelligence for Science, Security and Technology
FERC – Federal Energy Regulatory Commission
FISMA – Federal Information Security Modernization Act
GAO – Government Accountability Office
GEG – Gebäudeenergiegesetz
IoT – Internet of Things
IRA – Inflation Reduction Act
KI – Künstliche Intelligenz
KRITIS – Kritische Infrastrukturen
KWKG – Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
NABEG – Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NARUC – National Association of Regulatory Utility Commissioners

NASEO – National Association of State Energy Officers
NCSC – National Cyber Security Centre (UK)
NIST – National Institute of Standards and Technology
NIS2 – Network and Information Security Directive 2
SEPA – Smart Electric Power Alliance
SGB – Sozialgesetzbuch
SOC – Security Operations Center
TKG – Telekommunikationsgesetz
TMG – Telemediengesetz
UNFCCC – United Nations Framework Convention on Climate Change
USEA – United States Energy Association

6.3 Literaturverzeichnis

- [1] B. BSI, “Die Lage der IT- Sicherheit in Deutschland 2023 im Überblick.” Die Lage der IT- Sicherheit in Deutschland 2023 im Überblick, Mar. 12, 2024. [Online]. Available: https://www.openkritis.de/konferenz/24/240312_OpenKRITIS_kompakt.pdf
- [2] “Cyber Europe tests the EU Cyber Preparedness in the Energy Sector.” Jun. 2024. Accessed: Nov. 27, 2024. [Online]. Available: <https://www.enisa.europa.eu/news/cyber-europe-tests-the-eu-cyber-preparedness-in-the-energy-sector>
- [3] R. O’Brien, L. Ruma, M. Brosnahan, J. Webb, N. Crepaldi, and N. Conteh, “The Cyber Defense Index 2022/23.” 2022.
- [4] “Cybersecurity in the United States: New Threats and New Strategies.” [Online]. Available: <https://www.boolebox.com/cybersecurity-usa-state-of-art/>
- [5] “Strengthening American Cybersecurity Act of 2022.” Mar. 2022. Accessed: Nov. 25, 2024. [Online]. Available: <https://www.govtrack.us/congress/bills/117/s3600/text>
- [6] “Cyberwar: Wie die USA ihre Infrastruktur endlich absichern wollen.” [Online]. Available: <https://www.heise.de/hintergrund/Cyberwar-Wie-die-USA-ihre-Infrastruktur-endlich-absichern-wollen-6593494.html>
- [7] “Klimaneutrales Deutschland 2045.” Feb. 2023. Accessed: Nov. 27, 2024. [Online]. Available: <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland-2045-vollversion/>
- [8] “Umweltbundesamt.” [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimaschutz-energiepolitik-in-deutschland/szenarien-fuer-die-klimaschutz-energiepolitik/integrierte-energie-treibhausgasprojektionen#2024>
- [9] R. O. Harthan et al., “Treibhausgas-Projektionen 2024 für Deutschland - Instrumente.” Mar. 2024.
- [10] “Klimaschutzgesetz und Klimaschutzprogramm.”
- [11] U. S. Department of State and U. S. Executive Office of the President, “The Long-Term Strategy of the United States: Pathways to Net-Zero Greenhouse Gas Emissions by 2050.” Nov. 2021.
- [12] R. Bromley-Trujillo and M. R. Holman, “Climate Change Policymaking in the States: A View at 2020,” Jan. 01, 2020, Oxford University Press. doi: 10.1093/publius/pjaa008.
- [13] J. S. Jones, “Smart meter penetration surpasses 80% in North America,” Nov. 06, 2024, Smart meter penetration surpasses 80% in North America. [Online]. Available: <https://www.power-grid.com/smart-grid/metering/smart-meter-penetration-surpasses-80-in-north-america/>
- [14] “New EU Cybersecurity Strategy.” [Online]. Available: <https://digital-strategy.ec.europa.eu/en/policies/cybersecurity-strategy>
- [15] “Cybersicherheitsstrategie für Deutschland 2021 .” [Online]. Available: https://www.bmi.bund.de/SharedDocs/downloads/DE/veroeffentlichungen/2021/09/cybersicherheitsstrategie-2021.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- [16] [Online]. Available: https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/Unternehmen-und-Organisationen/IT-Sicherheitskennzeichen/it-sicherheitskennzeichen_node.html
- [17][Online]. Available: <https://www.whitehouse.gov/briefing-room/statements-releases/2023/03/02/fact-sheet-biden-harris-administration-announces-national-cybersecurity-strategy/>
- [18] “DHS & Polish Ministry of Digital Affairs Sign Memorandum of Understanding, Promoting Cybersecurity and Emerging Technology Partnership.” [Online]. Available: <https://www.dhs.gov/news/2024/10/03/dhs-polish-ministry-digital-affairs-sign-memorandum-understanding-promoting>
- [19] J, “USA National Cybersecurity Strategy 2023.” Mar. 01, 2023.
- [20] “Directive on measures for a high common level of cybersecurity across the Union (NIS2 Directive) - FAQs.” Feb. 2023. Accessed: Nov. 27, 2024. [Online]. Available: <https://digital-strategy.ec.europa.eu/en/faqs/directive-measures-high-common-level-cybersecurity-across-union-nis2-directive>
- [21] “EU RCE Resilienz (CER).” [Online]. Available: <https://www.openkritis.de/eu/eu-rce-direktive-kritis.html>

- [22] “Cyber Resilience Act.” Sep. 2022. Accessed: Nov. 27, 2024. [Online]. Available: <https://digital-strategy.ec.europa.eu/en/library/cyber-resilience-act>
- [23] W. Dolle, “Kritische Infrastrukturen 2024.” Mar. 12, 2024. [Online]. Available: https://www.openkritis.de/konferenz/24/OpenKRITIS_Keynote_Wilhelm_Dolle_Maerz2024.pdf
- [24] H. Lurz and P. Weissmann, “NIS2 und KRITIS-Dachgesetz Was kommt auf Unternehmen zu? (viel).” Mar. 12, 2022. [Online]. Available: https://www.openkritis.de/r/OpenKRITIS_NIS2_KRITIS-Dachgesetz_Betreiber.pdf
- [25] “Einzelnorm.” Feb. 2023. Accessed: Nov. 29, 2024. [Online]. Available: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/___11.html
- [26] “Einzelnorm.” Apr. 2023. Accessed: Nov. 29, 2024. [Online]. Available: https://www.gesetze-im-internet.de/tkg_2021/___58.html
- [27] “Telemediengesetz (TMG)§ 8 Durchleitung von Informationen.” Feb. 2023. Accessed: Nov. 29, 2024. [Online]. Available: https://www.gesetze-im-internet.de/tmg/___8.html
- [28] “Act on the Federal Office for Information Security(BSI Act - BSIG).” Feb. 2023. Accessed: Nov. 29, 2024. [Online]. Available: https://www.gesetze-im-internet.de/englisch_bsig/index.html
- [29] “Außenwirtschaft - Technologietransfer und Non-Proliferation.” Feb. 2023. Accessed: Nov. 29, 2024. [Online]. Available: https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Aussenwirtschaft/afk_merkblatt_technologietransfer.html
- [30] “BSI-KritisV - nichtamtliches Inhaltsverzeichnis.” Apr. 2023. Accessed: Nov. 29, 2024. [Online]. Available: <http://www.gesetze-im-internet.de/bsi-kritisv/>
- [31] “Executive Order 13636.” Sep. 2023. Accessed: Nov. 29, 2024. [Online]. Available: https://en.wikisource.org/wiki/Executive_Order_13636
- [32] E. A. Fischer, “Federal Laws Relating to Cybersecurity: Overview of Major Issues, Current Laws, and Proposed Legislation,” Dec. 12, 2014. Accessed: Nov. 2024. [Online]. Available: <https://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc810978/m1/2/>
- [33] “Federal Information Security Modernization Act (FISMA).” [Online]. Available: <https://csrc.nist.gov/topics/laws-and-regulations/laws/FISMA>
- [34] Dec. 2015. Accessed: Nov. 29, 2024. [Online]. Available: <https://www.justsecurity.org/wp-content/uploads/2015/12/Cybersecurity-Act-of-2015.pdf>
- [35] “Memorandum on Improving the Cybersecurity of National Security, Department of Defense, and Intelligence Community Systems.” Jan. 2022. Accessed: Nov. 29, 2024. [Online]. Available: <https://www.whitehouse.gov/briefing-room/presidential-actions/2022/01/19/memorandum-on-improving-the-cybersecurity-of-national-security-department-of-defense-and-intelligence-community-systems/>
- [36] T. J. McInerney and F. L. Israel, Presidential Documents. Informa, 2012. doi: 10.4324/9780203122273.
- [37] Jan. 2017. Accessed: Nov. 29, 2024. [Online]. Available: <https://www.nist.gov/system/files/documents/cyberframework/cybersecurity-framework-021214.pdf>
- [38] “CYBERSECURITY: Selected Federal Agencies Need to Coordinate on Requirements and Assessments of States.” May 2020. Accessed: Nov. 29, 2024. [Online]. Available: <https://www.gao.gov/assets/d20123.pdf>
- [39] S. Herpig and F. Dutke, “Deutschlands staatliche Cybersicherheits- architektur.” Oct. 2023.
- [40] Feb. 2023 Accessed: Nov. 29, 2024. [Online]. Available: <https://www.lawandsecurity.org/wp-content/uploads/2016/08/Cybersecurity.Partnerships-1.pdf>
- [41] “CISA Strategic Plan.” Sep. 2022. Accessed: Nov. 29, 2024. [Online]. Available: https://www.cisa.gov/sites/default/files/2023-01/StrategicPlan_20220912-V2_508c.pdf
- [42] H. Schacht, “Cybersicherheitspolitik des Bundes: Agenda und Strategie.”
- [43] “Cybersicherheitsstrukturen auf Bundesebene.” [Online]. Available: <https://www.bmi.bund.de/DE/themen/it-und-digitalpolitik/it-und-cybersicherheit/cybersicherheitsstrukturen-auf-bundesebene/cybersicherheitsstrukturen-bundesebene-node.html>

- [44] “Deutschlands staatliche Cybersicherheitsarchitektur.” Apr. 2024. Accessed: Nov. 25, 2024. [Online]. Available: <https://www.stiftung-nv.de/de/publikation/deutschlands-staatliche-cybersicherheitsarchitektur>
- [45] U. S. G. Accountability Office, “CYBERSECURITY - Clarity of Leadership Urgently Needed to Fully Implement the National Strategy.” Sep. 2020.
- [46] “Strategic Plan 2023 – 2025, Cybersecurity and Infrastructure Security Agency U.S.” Sep. 01, 2022 [Online]. Available: <https://sitic.org/wordpress/wp-content/uploads/CISA-Strategic-Plan-2023-2025.pdf>
- [47] “National Infrastructure Protection Plan, Department of Homeland U.S.” Feb. 11, 2024. Accessed: Oct. 29, 2024. [Online]. Available: https://www.dhs.gov/xlibrary/assets/nipp_consolidated_snapshot.pdf
- [48] “Frontiers in Artificial Intelligence for Science, Security and Technology.” Jan. 2000. Accessed: Nov. 29, 2024. [Online]. Available: <https://www.energy.gov/fasst>
- [49] “National Laboratories.” Feb. 2023. Accessed: Nov. 29, 2024. [Online]. Available: <https://www.energy.gov/national-laboratories>
- [50] “Department of Energy.” [Online]. Available: <https://www.energy.gov>
- [51] “Framework for Improving Critical Infrastructure Cybersecurity.” Apr. 16, 2018. [Online]. Available: <https://nvlpubs.nist.gov/nistpubs/cswp/nist.cswp.04162018.pdf>
- [52] “Data and public-private partnerships are the future of cybersecurity.” [Online]. Available: <https://www.weforum.org/stories/2023/01/data-and-public-private-partnerships-cybersecurity/>
- [53] “Network and Information Systems Directive 2 (NIS2).” Oct. 2024. Accessed: Nov. 29, 2024. [Online]. Available: <https://www.enisa.europa.eu/topics/cybersecurity-education/awareness-campaigns/network-and-information-systems-directive-2-nis2>
- [54] “Department of Energy.” [Online]. Available: <https://www.interface-eu.org/publications/deutschlands-staatliche-cybersicherheitsarchitektur>

Bidding in US electricity markets with automated mitigation procedures

First author: Chiara Fusar Bassini, Centre for Sustainability & Data Science Lab, Hertie School, Berlin.

Correspondence: c.fusarbassini@hertie-school.org

Co-authors and supervisors: Jacqueline Adelowo, Priya Donti, Lynn Kaack

Supervision (DENA): Jana Hammerer

Contents

Executive summary	2
1. Introduction	3
1.1 Relevance of the topic & destination.....	3
1.2 Comparison: US versus Europe	3
1.3 Our contribution	4
2. Methodology.....	5
2.1 Data	5
2.2 Regression discontinuity design.....	6
2.2.1 Structural tests.....	7
2.2.2 Control variables	8
2.2 AMP simulation.....	9
3. Results	9
3.1 ISO-NE: Response to pivotality treatment.....	10
3.1.1 Comparison with EU markets	10
3.2 NYISO: response to congestion treatment	11
3.3 Significant welfare implications of tightened regulation.....	11
4. Conclusions and recommendations.....	12
Acknowledgements.....	13
References	13
A. Model specifications.....	15
B. Fuzzy regression discontinuity.....	15
C. Market-level fuzzy RDD.....	17
D. Bidder-level RDD.....	17
ISO-NE	17
NYISO	18
E. Simulation specifications and results.....	18

Executive summary

- Ex-ante mitigation of market power abuse in wholesale electricity markets, as currently applied in the United States (US), can be more efficient and predictable than ex-post mitigation, as currently applied in Europe (EU), e.g., under REMIT regulation. In many US markets, so-called automated mitigation procedures (AMP) automatically detect and correct bid prices above a certain price cap before the closing of the market.
- We analyze the impact of AMP on generation firms bidding in the real-time market for two US Independent System Operator (New England and State of New York). We use regression discontinuity design to assess whether firms engage in strategic bidding to circumvent the price cap and possible penalties, exploiting the fact that AMP price caps are dynamic (apply only under certain conditions) and asset-specific (based on unit bidding history or fuel costs each unit)
- At a market level, we find no evidence of the strategic adjustment of maximum bid prices as a reaction to active AMP regulation. At an individual bidder level, we identify a minority of analyzed bidders in ISO-NE (10%) and NYISO (40%) that exhibit a significant pro-competitive reaction to avoid the penalty. We conduct a simulation with tighter thresholds of the AMP procedure in ISO-NE and find that significant welfare gains could be achieved without excessively increasing the number of hours where the regulation intervenes (32h/year or less).
- The results suggest that the caps provided by the AMP are too loose for the regulation to be mitigating market power abuse. Therefore, EU regulators which are evaluating ex-ante price mitigation in the form of AMP as a tool to control electricity prices should take into consideration both the effectiveness of the regulation and the profitability of generation firms when deciding the levels of the price thresholds.

1. Introduction

In electricity markets, the physical constraints dictated by the power grid, the limited short-term flexibility of demand, and the volatility of real-time prices often create incentive and opportunity for market power abuse. The Federal Trade Commission and the Federal Energy Regulatory Commission, the two main US antitrust agencies, define market power as *the ability to profitably maintain prices above competitive levels for a significant period of time* [30]. Among the possible solution to limit market power, Automated Mitigation Procedures (AMP) stand out for being the only ones currently implemented in spot markets across the world that are preemptive. AMP is integrated in the market-clearing software and can overwrite the offers of generation companies which are found to excessively influence the market outcome. Structural procedures check whether market conditions (pivotality, congestion or reliability requirements) may grant a supplier with market power, while conduct-and- impact procedures involve two sequential tests: a conduct test compares bids against unit-specific reference levels augmented by a tolerance threshold, and an impact test assesses their influence on the final price. These approaches can be combined by applying a conduct-and-impact check only when structural conditions are met, as outlaid in Figure 1.

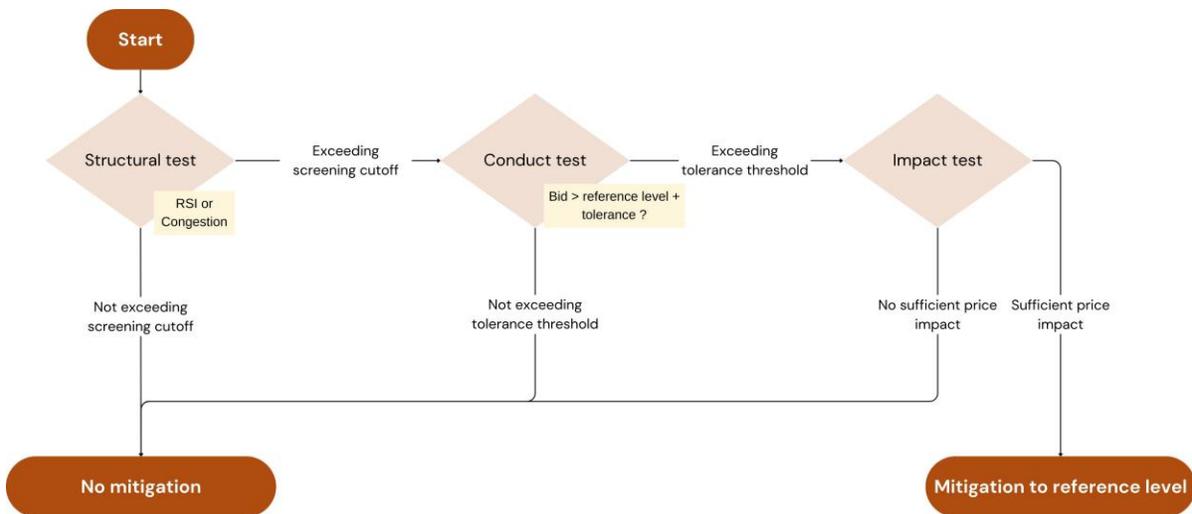


Figure 1: Procedural overview of AMP

1.1 Relevance of the topic & destination

The electricity sector has been characterized by several cases of market power, spanning across countries and time periods. Historical episodes dramatically emphasized the role of electricity in modern society and how uncompetitive pricing affects virtually all consumers; probably the most notorious example is the 2000 California crisis, where prices rose by 500% due to price markups and withheld supply [20, 3]. Market power abuse can lead to welfare losses, wealth transfers from buyers to sellers, and distorted investment signals. Therefore, in liberalized markets, detection measures such as the Residual Supply Index (RSI) or the Lerner Index have been introduced to test alleged misconduct and demonstrate the ability of a company to influence the market [32]. Regulatory bodies then apply ex-post mitigation of anti-competitive behavior, which can include fines or damage payments.

Ex-post mitigation of anti-competitive bidding is often decided on a case-by-case basis and involves lengthy investigations, which can make it inefficient and unpredictable [30]. To address this, many electricity markets in the United States (US) employ ex-ante mitigation procedures, designed to increase transparency and streamline regulatory intervention. Automated Mitigation Procedures (AMP) involve real-time screening of the wholesale auction market to identify bidding behavior hinting at market power abuse. If adverse and market-distorting conduct exceeds a certain threshold, the respective bid prices are automatically penalized down to a power plant-specific competitive benchmark, i.e. its *reference level*.

1.2 Comparison: US versus Europe

In the late 1990s, the electricity sector in the US and Europe underwent extensive restructuring: in an effort to

lower market power, vertically integrated monopolies were dismantled and competition between generation companies was enhanced. Liberalization reforms were driven by the expectation that competition would directly yield more efficiency and, ultimately, lower prices for consumers. However, the efficiency increase in electricity generation did not always translate into lower consumer prices, but instead into higher profit margins for producers [24]. Against this background, in 1999, the New York Independent System Operator (NYISO) introduced automated mitigation procedures to correct excessively high energy bids [29]. In the aftermath of the California electricity crisis, other markets followed its example; as of today, six system operators (ISO-NE, CAISO, MISO, NYISO, PJM and ERCOT) have some form of AMP in place.

In Europe, there are several transparency requirements on generation firms, which are required to report urgent market by EU Regulations No. 1227/2011 (REMIT) and No. 543/2013 (Transparency) [14, 13]. The Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) coordinates the monitoring of EU markets and assists national regulatory authorities (in Germany, BNetzA) in the detection of market power abuse. However, no ex-ante mitigation procedures such as AMP are applied. Adelowo and Bohland [1] propose and strategies to increase the precision of AMP and shows significant welfare improvement when applying an improved AMP to the Spanish market. An extensive, simulation-based, study on the European electricity system, finds decreasing electricity prices in Europe, if moderately tight AMP were to be applied also across the EU [33].

	ISO-NE	NYISO	DE-LU
Installed capacity (GW)			
<i>Total</i>	33.43	41.79	211.1
<i>Gas-fired</i>	16.54	24.64	30.07
Average price (\$ or			
<i>Day-ahead</i>	32.97	27.98	36.64
<i>Real-time</i>	32.23	27.54	-
Market power mitigation			
<i>Regulatory authority</i>	ISO-NE, FERC	NYISO, FERC	BNetzA, ACER
<i>Mitigation</i>	ex-ante, ex-post	ex-ante, ex-post	ex-post

Table 1: Analyzed markets in 2019. The German market (DE-LU) is reported for a comparison.

1.3 Our contribution

Previous research on ex-ante mitigation in electricity markets focused on improving the design of AMP procedures and highlighting their shortcomings and potential benefits. For instance, Graf et al. [17] give an overview of AMP and related challenges. Unfortunately, little empirical evidence has been produced on how implementing AMP affects the dynamics of electricity markets in the first place. Entriken and Wan [12] use an agent-based simulation showing that AMP can reduce market clearing prices when bids would otherwise reach the price caps. Two experimental studies with human participants find that companies can successfully cheat AMP, for example by manipulating reference prices [31, 22]. However, the knowledge gained through these experiments was never tested on real-world data.

We investigated the deterrent effect of AMP – dynamic, temporary price caps with penalization of inflated electricity bids – and analyze whether they significantly impact the bidding behavior of generation companies, using almost two years of data from two large US markets with long-established AMP in place. We addressed two main questions:

1. Do companies circumvent the temporary price cap to avoid penalty regulation?
2. How can regulators design price cap levels, and what are their welfare implications?

To address the first question, we develop a regression discontinuity design (RDD), which can distinguish between two bidding strategies, conceptually illustrated in Figure 2. The left one showcases a strategic adjustment of maximum bid levels in response to AMP screening, by bidding strictly below the conduct threshold (red line). Such a pattern would be consistent with a successful deterrent effect of the regulation.

Our contribution is two-fold. (1) We are the first to provide an empirical strategy that can evaluate the effectiveness of ex-ante regulation, distinguishing between successful deterrence on the one hand, and non-binding price caps on the other hand. (2) We quantitatively estimate the welfare benefits of improving such procedures, strengthening their efficiency, while limiting market intervention. We use one year of data (2019)

from two different markets: ISO New England, the system operator for Connecticut, Maine, Massachusetts, New Hampshire, Rhode Island and Vermont, and NYISO, for the State of New York. On the one hand, our findings shed light onto the strategic reactions of firms in markets with AMP, on the other one, our methodology provides regulators with a blueprint to evaluate and improve their AMP design.

Strategic bidding to avoid conduct-and-impact test

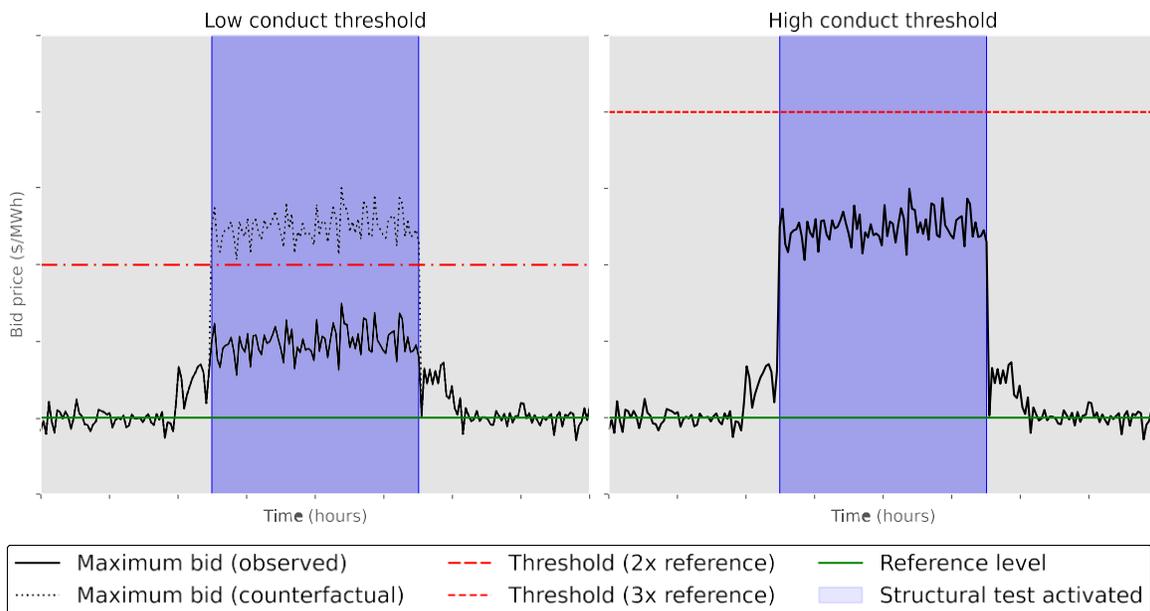


Figure 2: If the conduct threshold is tight (left), the unit bids lower during structural screening to avoid mitigation down to reference; if it is loose (right), AMP does not affect its bids. Both strategies result in no mitigation: one because the regulation is effective, the other one because it is not.

2. Methodology

2.1 Data

We specifically focus on NYISO and ISO-NE because of the similarity in their market structure and implemented AMP. The 2018–2019 period provides a suitable study window, characterized by market stability and the absence of significant structural shocks. As of 2019, both systems were similar in size, and 50-60% of their installed capacity was gas-fired generation (see Table 1). Locational marginal prices (LMPs) were also closely aligned at around 30 \$/MWh. Notably, NYISO exhibited double the congestion levels of ISO-NE; a computation of RSI was not possible for this market due to missing company IDs. Both markets utilize conduct-and-impact AMP, with more stringent procedures in NY- ISO due to the higher market congestion.

We analyze hourly micro bidding data from March, 1st 2018 to December 31st, 2019, obtained respectively from ISO-NE Express [11] and NYISO OASIS [27]. As usual for electricity auction markets, both the ISO-NE and NYISO consist of a sequential auction market system: The day-ahead market clears electricity demand and supply one day in advance for the following day; bidders can submit hourly bids (price-quantity pairs) for each unit. After the closure of the day-ahead market (1:30 PM), the real-time market opens to adjust to updated demand forecasts, where bidders can revise bids or add bids for units that were not scheduled in the day-ahead. This real-time auction is the focus of our study, because it is the market where LMPs are set. Every real-time bid corresponds to a physical generator, but because the units are anonymized, their fuel type and location cannot be identified.

Maximum bid prices in ISO-NE and NYISO

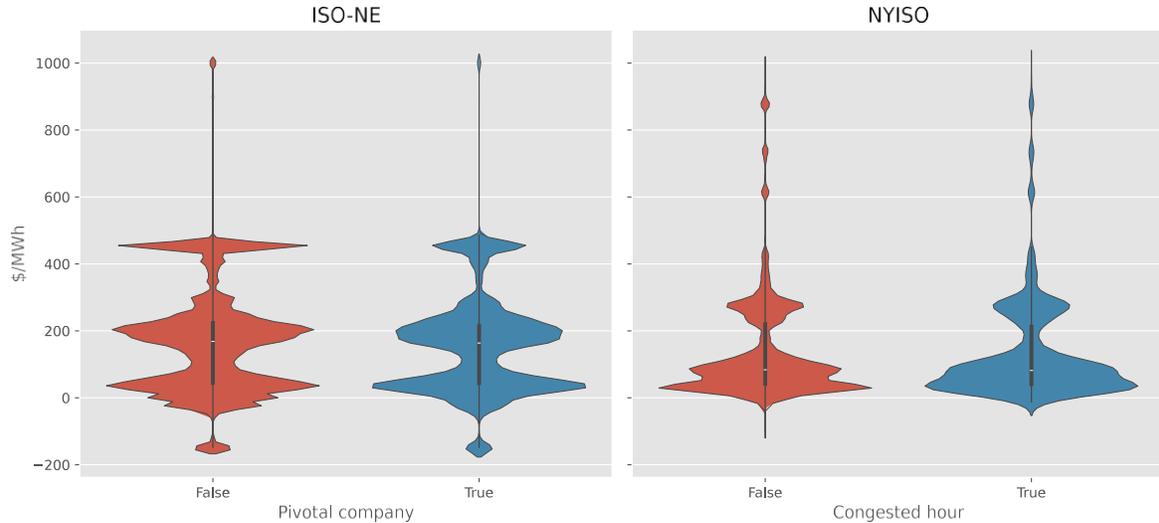


Figure 3: Distribution of bid prices for incremental energy during hours with and without structural checks in 2019.

Each bid includes start-up and incremental energy costs (up to 12 non-decreasing price-quantity pairs) for a single generation unit, as well as information on the status of the unit, i.e. whether it is unavailable for generation, scheduled for must-run or for regular economic bidding. Figure 3 shows the distribution of maximum bids for all market units, comparing hours with and without structural conditions for AMP conduct-and-impact tests. In both markets, bids are subject to a maximum cap of 1,000 \$/MWh. However, looser mitigation thresholds and a lower minimum bid cap in ISO-NE (-1,000 \$/MWh, NYISO: -25 \$/MWh) produce a more skewed distribution. 87.71% of the bids for incremental energy lie between 0 and 800 \$/MWh; lower bids usually signal must-run inflexibility, while higher bids signal the unavailability of (part of) the generation capacity.

Each target observation in the dataset corresponds to the highest hourly incremental bid submitted by one unit, which determines whether that unit will undergo conduct testing. To control for additional environmental factors, we consider a wide range of variables. Given that both ISOs predominantly rely on gas generation, and fuel price adjustments may impact reference levels, we include week-ahead natural gas prices for Henry Hub futures, the main price benchmark for the US market [19]. We also include daily temperatures for New England and the New York State from the US National Oceanic and Atmospheric Administration [25]. Hourly load forecasts, day-ahead must-run generation and reserve requirements are provided by the ISOs.

2.2 Regression discontinuity design

The step-wise nature of AMP provides a quasi-experimental setting around the structural cutoffs that are used to activate the conduct-and-impact assessment. We examine whether bidders alter their behavior in the real-time market based on their expectation of being screened for mitigation. Empirical evidence shows that firms are usually able to form ex-ante beliefs about the supply curves of their competitors, which allows them to bid strategically and profit-maximizing [23, 18]. In the ISO New England market, this is even reinforced by the fact that this type of AMP is applied only in the real-time market (not in the day-ahead). This allows market participants to use the clearing of the day-ahead to update their beliefs on whether they will be pivotal in the real-time market.

Beyond the maximum incremental bids, there is another essential component in the strategy of each unit: its current reference level. Reference levels approximate competitive prices using historical bids or cost information about the unit and are used to calculate its conduct thresholds. Due to data confidentiality, reference levels are not published, although they are known to the bidder. We estimated offer-based reference levels using the same temporal horizon as the two ISOs: in particular, we use the weighted average of economic bids between 0 \$/MWh and 800 \$/MWh submitted by the asset in the last 90 days; Figure 4 provides an example of the maximum bid and reference level for a unit in ISO-NE. The maximum bid reflects the risk attitude of the market participant. When structural screening is active, if an offer exceeds the reference level beyond a conduct tolerance threshold, it triggers an impact assessment. If bids above their thresholds significantly alter the real-

time outcome, all the bids of the related units are mitigated, not only those above the conduct threshold.

To draw causal conclusions, we exploit the fact that a decreasing RSI or increasing congestion rather *continuously* increases market power, while the screening is activated in a *discontinuous* manner at the cutoff. In the immediate vicinity of the structural cutoff, the conduct screening (our treatment) becomes exogenous, and we can thus identify the treatment effect of AMP screening. If we assume that firms are perfectly aware of their treatment, i.e., they can perfectly predict when they are pivotal or when congestion occurs, we obtain a sharp RDD with perfect compliance and the measured Local Average Treatment Effect (LATE) can be generalized to an Average Treatment Effect (ATE). Contrarily, if we assume that bidders cannot not perfectly predict when they will be checked, we are in the realm of imperfect compliance and a fuzzy RDD¹. The observed treatment effect then becomes the LATE of compliers. In the results, we discuss why the latter assumption is deemed more realistic in markets with imperfect information.

The baseline regression equation used to estimate the LATE is as follows:

$$p_{t,g}^{max} = \beta_0 + \beta_1 T_{t,g} + \beta_2 \widetilde{S}_{t,g} + \beta_3 \widetilde{S}_{t,g} \times T_{t,g} + \gamma(\mathbf{X}_{t,g}) + \epsilon_{t,g}$$

$$\widetilde{S}_{t,g} = \begin{cases} c - S_{t,g} & \text{if } T_{t,g} = 1\{S_{t,g} \leq c\} \\ S_{t,g} - c & \text{if } T_{t,g} = 1\{S_{t,g} \geq c\} \end{cases}$$

where indices t and g represent the hour and generation unit, $p_{t,g}^{max}$ is the highest submitted bid price in \$/MWh, $T_{t,g}$ is the binary treatment, $\widetilde{S}_{t,g}$ is the score variable S of the structural test relative to the cutoff c , and $\gamma(\mathbf{X}_{t,g})$ is a function of a vector of control variables.

2.2.1 Structural tests

Table 2 summarizes the two AMP under consideration. We use the type of structural test employed by each of these AMP as the score variables S and cutoffs c in the RDD. ISO-NE uses market-level pivotality computed through the system-wide Residual Supply Index (RSI):

$$RSI = \frac{\text{Market supply} - \text{firm supply}}{\text{load} + \text{reserves}}$$

Our calculation of the available supply follows the market manual, but excludes unavailable units and must-take energy from must-run units. Moreover, since firms do not observe realized demand when submitting bids, we use load forecasts in the denominator. However, the estimated share of hours with at least one pivotal supplier (17%, see Table 1) is close to the estimate from ISO-NE internal market report (12%). We therefore assume our calculation to be a good proxy of the RSI applied in practice. The cutoff for pivotality is equal to 1: if the RSI is lower, the company is essential to meet system demand. Bids submitted during such hours are flagged and evaluated against a unit-specific conduct threshold and an impact test, which evaluates whether such bids significantly impact the market. In short, for our analysis of ISO-NE, the RSI becomes our score variable and the cutoff is equal to 1, such that $S_{t,g} \equiv RSI_{t,g}$ and $c \equiv 1$.

In the case of NYISO, the structural test measures congestion. This test assesses whether the real-time shadow price at the unit node, which indicates the marginal cost of congestion, is greater than \$0.04/MWh. Since we lack detailed location data for generation units, we approximate market-level congestion using the load-weighted average of shadow prices with a lag of one hour. The New York City area is excluded from this calculation, as it is always considered as congested. Within congested areas, the subsequent conduct threshold is computed based on the 12-month average of the day-ahead or real-time price and the frequency of congestion. For example, in the Capital area, which was congested for 187 hours in 2018 and had an average real-time locational marginal price of 37.98 \$/MWh, the threshold would be 35.58 \$/MWh. All units in the area are subject to this cutoff, or their own unit-specific conduct threshold, whichever is lower. Hence, for NYISO the score variable is the load-weighted lagged shadow price as a proxy of congestion, with a cutoff c of 0.04 \$/MWh; no additional impact test is performed.

¹ In our case, compliance can be expected to be endogenous to the proximity of the cut-off, which makes the RDD fuzzy, also.

Generation unit ID: 44623

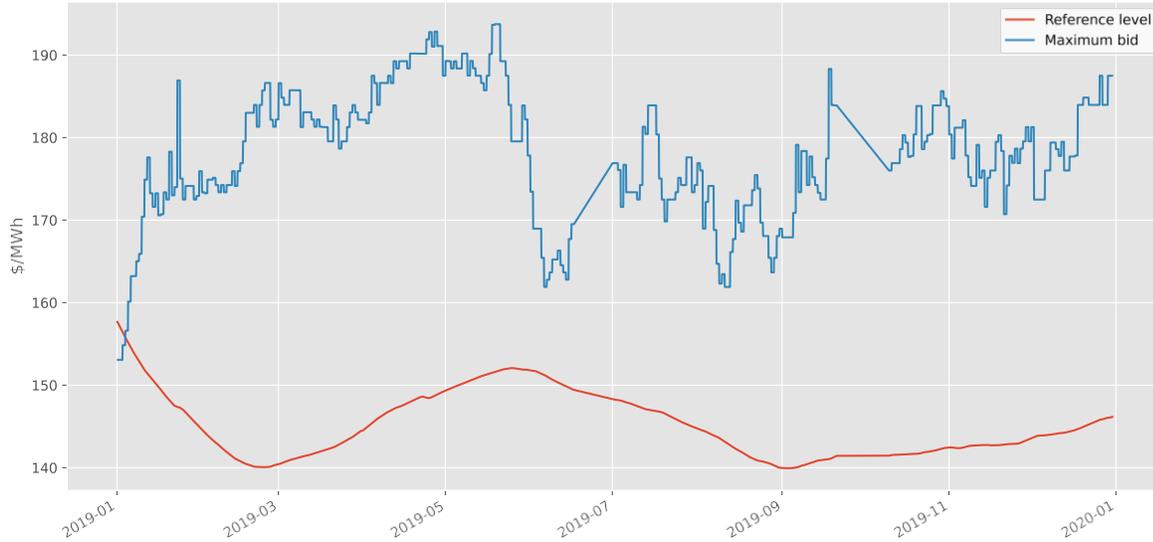


Figure 4: Reference level and maximum incremental bid for a generation unit in ISO-NE. The reference level serves as a benchmark for the conduct-and-impact assessment of unit bids.

	ISO-NE	NYISO
Structural test	Market-level pivotality	Congestion
Structural cutoff	$RSI \leq 1$	Shadow price ≥ 0.04 \$/MWh
Conduct threshold	Min of 100 \$/MWh and 300% increase in ref. level	$2\% \times avg\ price \times 8760$ <i>constrained hours</i>
Impact threshold	Min of 100 \$/MWh and 200% increase in LMP	-
Applied in	Real-time	Day-ahead, real-time

Table 2: AMP tests under consideration.

2.2.2 Control variables

Our objective is to examine whether maximum bids systematically differ with regards to reference levels in the proximity of structural thresholds. While subtracting the reference level from the maximum bid offers a straightforward strategy, this method may be inadequate due to possible measurement error. In fact, actual reference levels can differ from our estimates due to unobserved fuel cost adjustments and procedural variations on when offer-based, LMP-based, or cost-based reference levels are applied. A simple linear adjustment may not be optimal to capture these sources of variation; to flexibly control for confounders, we therefore use double machine learning (DML) in some of our specifications. This statistical framework is used to estimate causal effects in the presence of high-dimensional or non-linear confounding effects and exploits machine learning estimators in a way that ensures valid inference [6].

In the RDD setting, the standard approach to control for confounders is to linearly adjust the outcome variable $Y \in \mathbb{R}$, i.e., subtract a linear combination of the m confounding variables $X \in \mathbb{R}^m$. Rather than using a linear combination, one can employ machine learning techniques to estimate a more flexibly adjusted outcome $Y - \gamma(X)$, where γ can be a non-linear function. For this purpose we employ the DoubleML library [2]. To improve generalization and robustness of the machine learning estimates, the estimator uses cross-fitting, an efficient form of sample splitting [6]. Noack et al. [26] show that this procedure produces a valid estimator of the controlled outcome and can be used to include a large number of covariates. To estimate the adjusted outcome, we use random forest regressors, which are tree-based models with an inherent measure of feature importance. We extend the conventional RDD, where we control for reference levels and gas prices by several variables that may capture market dynamics, such as temperature and load forecast.

2.2 AMP simulation

The AMP applied by ISO-NE relies on several thresholds that are historically motivated and have limited empirical justification (see Table 2). To investigate how varying these parameters might enhance the effectiveness of the AMP, we conduct several simulations, where we evaluate alternatives to the current AMP design. In particular, we examine the impact of removing the pivotality test and applying tighter thresholds for the conduct-and-impact assessment. Each simulation computes a market-wide real-time price based on the incremental bids of available generation units, and its results are compared to a benchmark simulation, where the current AMP settings are used. Given a set of available generators G_t , each with a set of B_t^g of incremental bids, we construct a merit order curve of the incremental bids. For each hour t , the model solves:

$$\begin{aligned} \min \quad & \sum_{g \in G_t} \sum_{b \in B_t^g} x_{g,b} \cdot p_{g,b}(t) \cdot q_{g,b}(t) \\ & \sum_{b \in B_t^g} x_{g,b} \cdot p_{g,b}(t) \geq D(t) \\ & x_{g,b} \in \{0,1\} \quad \forall g \in G_t, b \in B_t^g, \end{aligned}$$

where $p_{g,b}(t)$ and $q_{g,b}(t)$ are respectively the price and quantity associated with the energy bid, and $D(t)$ the total load forecast. In the simulations, we ignore the effects of network topology, ramping restrictions, and online-offline status of the units, as the available data does not allow us to model them. However, ISO-NE seldom experiences congestion, and equilibrium prices are derived for all the hours in 2019 that were neither mitigated nor congested (8,493 hours in total). Because commitment decisions are typically made in the day-ahead market, start-ups have a smaller impact during real-time operations. Finally, the inequality sign in the power balance constraint is justified by the absence of reserve requirements in the demand forecast; we assume that decremental demand flexibility plays a marginal role due to the near-real-time horizon.

3. Results

Table 3 presents the market-level RDD results using both medium and narrow bandwidths for the two markets. We do not find compelling evidence that conduct screening activation systematically alters bidding strategies at the market level, as none of the LATE coefficients estimated for the sharp regression is statistically significant – despite the direction and magnitude of the effects being consistent with our expectations, which strengthen the validity of the model. Our LATE point estimates for T range from a decrease of 7 ct to 1.1 \$/MWh for ISO-NE and a decrease of 96 ct to 1.15 \$/MWh for NYISO, depending on the bandwidth. These estimates are similar in magnitude across both markets and are, as expected, negative, reflecting a downward adjustment in bid prices to remain within conduct tolerance thresholds. Similarly, the coefficient estimates of the relative score variable \tilde{S} and its interaction with treatment are mostly not significant, with the exception of the interaction term in ISO-NE. Nonetheless, they exhibit the expected direction: before the cutoff, they are positive, corresponding to a baseline effect, i.e., an increase in bid prices with decreasing RSI or increasing congestion, and they flip to negative (combined baseline with interaction effect) after the cutoff, which corresponds to a decrease in bid prices as a conduct screening becomes more likely.

	ISO-NE		NYISO	
Model	Narrow	Medium	Narrow	Medium
Bandwidth	0.1	0.2	0.2	3
No. of observations	314,591	729,904	234,309	474,170
R ²	0.53738	0.55443	0.50269	0.50700
Within R ²	0.11473	0.13131	0.14480	0.13722
Fixed effects			Bidder	
<i>Coefficients</i>				
<i>T</i>	-0.0756 (0.6907)	-1.100 (0.6591)	-1.153 (2.425)	-0.9602 (2.025)
\tilde{S}	6.639 (9.078)	19.01 (12.11)	26.42 (14.56)	0.2277 (0.3570)
$\tilde{S} \times T$	-41.22* (18.30)	-67.27*** (21.23)	-27.69 (23.19)	-0.9909 (1.988)
Reference level	0.4942** (0.1732)	0.5401*** (0.1452)	0.6122** (0.1826)	0.5941*** (0.1729)
Gas price	23.70*** (6.659)	15.66* (6.842)	4.639 (4.272)	2.596 (4.246)

Standard errors (clustered) in parentheses.
Significance codes: ***: 0.001, **: 0.01, *: 0.05

Table 3: Market level sharp RDD for the two markets.

3.1 ISO-NE: Response to pivotality treatment

Bidder-level regressions presented in Appendix D confirm that the overall impact of this AMP on the market is insignificant. For most firms in ISO New England, we find no evidence of a discontinuity in bid prices around the screening cutoff, indicating that their maximum bids in hours close to pivotality closely resemble maximum bids during pivotal hours. The treatment effect is estimated around the cutoff RSI value of 1, with a medium size bandwidth (± 0.2). LATE estimates are statistically significant for around 10% of the analyzed firms, for this subset, the median effect points to a modest but meaningful reduction in maximum bids. Depending on the model variation, their median LATE can fall by up to 1 \$/MWh during periods when the structural screen is applied.

Firms whose RDD displayed significant effects were on average almost three times larger (around 1,500 MWp) than those with no effects (around 500 MWp). This suggests that mitigation in New England is a strategic concern primarily for medium and large-scale firms. However, it also implies that smaller firms are almost never checked for their conduct. In fact, ISO-NE reports that five larger participants were responsible for 74% of structural test failures in 2022 [9]. Therefore, smaller units seldom undergo a conduct-and-impact assessment and have little reason to adapt their bids to AMP. At the same time, they could potentially still successfully manipulate prices, e.g. through collusion [4].

3.1.1 Comparison with EU markets

Overall, we find that most generation units in this market display a low correlation of incremental bids with load forecasts, suggesting limited responsiveness to pivotality. In 2019, the median correlation between load forecasts and incremental bids in ISO-NE was less than 0.04: this is reflected in a correlation of around 0.40 between real-time clearing prices and load, which is lower than for European markets such as Spain (0.53) or France (0.74). Examining the real-time bidding history of units, we find that many do not adapt to load conditions, keeping their maximum

bids stable and displaying low empirical variance. Instead, we find a much stronger link to gas prices, with a median correlation between maximum bids and gas prices of around 0.20. In part, the weak link between incremental bids and load levels can be explained by the dominant role of must-run and price-insensitive generation which, still as 2024, represents almost 70% of the total generation in ISO-NE [10].

3.2 NYISO: response to congestion treatment

We examined 57 bidders in the NYISO market with sufficient historical data to reconstruct reference levels. Among this sample, 40% of bidders respond to congestion, exhibiting a small, yet statistically significant negative effect. The LATE, estimated around the cutoff of 0.04 \$/MWh difference in shadow prices, which are used to classify congestion (with a ± 3 \$/MWh bandwidth), ranges from -3 to -15 ct/MWh, depending on model specifications. However, the analyzed sample represents less than one fifth of all NYISO bidders. If the number of bidders with significant treatment effects is put in relation to the total number of market bidders, results become comparable to those from ISO-NE and the significance share remains below 10%.

While our analysis shows that response to congestion exists for some of the bidders in the New York market, the results suffer from a number of limitations due to the nature of anonymized bid data. First, our structural test relies on a (delayed) market-level indicator of load-averaged congestion, whereas the real Constrained Area test is applied individually to each load area, thus inducing some measurement error. In the New York City area, NYISO assumes constant congestion and therefore skips the structural test. Consequently, many mitigation cases occur in New York City. Our anonymized data does not allow detailed location matching, hence our analysis is diluted by a large portion of bids, which, by design, are not subject to congestion thresholds and underlie constant screening. Moreover, the few areas which account for most of the congestion can drive the score variable up. As a result, some areas show a weak correlation with the score variable; for the peripheral ones, it can be as low as 0.1.

Second, in NYISO's jargon, a *bidder* does not necessarily equate to a *company*. In ISO-NE, for 93.4% of the units bids are always placed by one bidder, so that we can naturally assume that each bidder corresponds to the generation company owning the unit. In NYISO, units can be matched to multiple bidders; for some units, up to 15 different ones. In particular, accepted bids in the day-ahead market are assigned a real-time bid under NYISO's bidder ID, while if the bid is modified in the real-time market, the assigned bidder ID might be different, matching the party who made the change [28]. This introduces some selection bias as the bidder ID depends on the bid acceptance status.

3.3 Significant welfare implications of tightened regulation

One of the main take-aways from our RDD results is that the conduct thresholds may not be sufficiently stringent to be binding and therefore do not induce response in bidding patterns. We draw on this finding by simulating ISO-NE real-time prices under stricter AMP regulation, building a merit order curve for 2019. To avoid the interference of other types of AMP, we exclude hours that were either mitigated nor congested in real-time. We report in Appendix Table E the different specifications of the simulation and a summary of the results, where panel a) represents the current AMP implementation and is used as a benchmark for the analysis. Under this scenario, the pivotality check fails for one or more suppliers in 16.3% of the 8,493 simulation hours, and the conduct check subsequently fails for 9.71% of the hours. However, none of the AMP triggers leads to a price impact that exceeds the threshold, yielding no mitigated hours. Despite the simplifying assumptions imposed by the unavailability of location and fuel data, real-time prices from a) closely approximate the real-time LMP at ISO-NE's internal hub, with an average deviation of 8.10 \$/MWh.

Overall, expanding the scope of bids tested for mitigation (Step 1 and 2) proves more effective than tightening the thresholds for price impact (Step 3). Removing the pivotality test – thereby applying the conduct-and-impact test to all market participants – has the greatest effect, leading to over 30 mitigated hours. Lowering conduct thresholds, as in b) and d), results in three times more mitigated hours with respect to lowering impact thresholds (respectively, 15 and 5 mitigated hours). During mitigated hours, prices fall on average by over 64 \$/MWh when removing the pivotality test, and by over 35 \$/MWh when reducing the conduct thresholds. Ultimately, despite more stringent tests and occasional market interventions, the average real-time price in all simulations remains stable at around 31 \$/MWh.

Sharpening AMP may deliver between 350 and 980 thousand dollars in buyer surplus per mitigated hour. Under more stringent conduct thresholds, total buyer surplus can exceed 9 million dollars, while eliminating the pivotality test, yield more than 30 million dollars surplus. This adjustment would align ISO-NE with NYISO's current mitigation procedure for unconstrained load areas. Just as importantly, the implemented changes do not

trigger constant market intervention. In fact, as shown in Figure 5, mitigated hours (less than 2 days in total) are confined to a 2 month span (November-December 2019), during which high load and reduced generation availability resulted in an unusually high number of pivotal suppliers. In particular, 16.5% of the real-time bidding capacity was unavailable in November, compared to a yearly average of 8.7%. It should be clarified that, despite the comparably low available capacity, the real-time price spikes in this period cannot be attributed to scarcity pricing, as ISO-NE has a separate protocol that allows prices to exceed market caps in case of supply shortage [7].

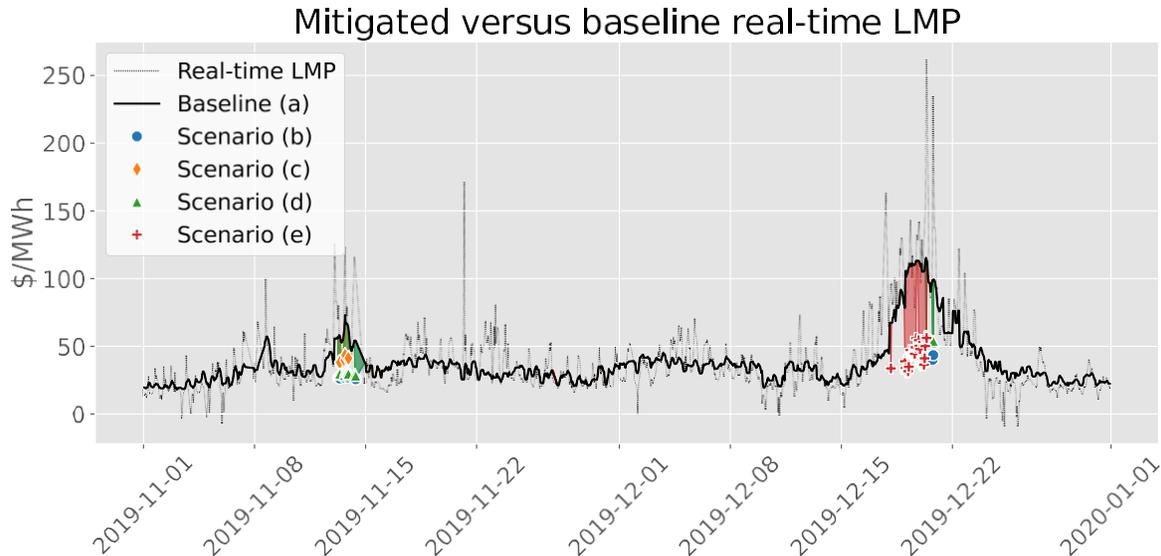


Figure 5: Simulated real-time price in Nov-Dec 2019 for the baseline (a) and mitigated scenarios (b-e). ISO-NE’s historical hub LMP is shown for reference (dotted).

4. Conclusions and recommendations

In two important US electricity markets, we do not find a statistically significant negative adjustment of bids due to the regulative policy of AMP. Our results can have two main implications, both of which point towards inefficiency of the current regulatory framework: (1) even during supply scarcity, the analyzed markets do not experience market power abuse, and hence AMP is superfluous; or (2) market power abuse exists but the dynamic, temporary price thresholds from the AMP are loose enough to allow this during active screening. This would imply that the regulation is ineffective in reaching its deterrence goal and, therefore, inefficient. The former option seems unlikely, given that other studies find pricing patterns consistent with Cournot-style market power exertion in times of supply scarcity [15]. The latter option describes a more plausible scenario, in particular given that the mitigation of reliability units²², which is less predictable and uses more stringent thresholds, strikes considerably more often [8].

Our findings provide evidence that the lack of AMP triggering in this case is *not* a consequence of successful deterrence, as this should have led to significant discontinuities in bidding behavior around the screening cutoffs. The notion from [16] should therefore be carefully interpreted: effective AMP exhibits low trigger rates, however, rare triggering is not at all a sure sign of effective AMP. This further underscores the importance of carefully chosen price caps and motivates a simulation-based selection of AMP thresholds. The results of our simulations show that tightening the conduct thresholds or eliminating the pivotality requirement effectively increases mitigation. At the same time, a better calibration of AMP does not cause the procedure to substantially interfere with market operations, with 32 or less mitigated hours over the course of a year. The welfare benefits of improved AMP could, however, deviate from our estimates if the market operators adapted to it.

Finally, our report highlights the need for a careful calibration of price caps, such as those used in AMP. In New England, the System Operator itself reports that *the current thresholds allow for considerable latitude in supply offers levels over competitive benchmarks [...] and have been in place for many years with little empirical support* [9]. Although previous research suggests that an implementation of AMP in Europe could lead to a

²² Here, reliability generation refers to redundant capacity which is committed due to operational requirements.

decrease in wholesale electricity prices [33], it is important to assess the level that such dynamic, temporary price caps should have. This could create a difficult task for regulators: to choose an adequate tolerance range, which allows for moderate markups and prevents over-mitigation, but is tight enough to deter market power abuse. We recommend policymakers to apply the notion of *workable* competition, which recognizes that moderate markups on perfectly competitive prices are inevitable [21], and use market simulations, such as the one proposed in this study, to determine such caps.

Acknowledgements

I thank Jacob Grindal, Paul Irvine (ISO-NE), Pradip Kumar, Pallas Lee VanSchaick (Potomac Economics), Alice Lixuan Xu, Jorge Sánchez Canales and Lion Hirth (Hertie School) for their valuable insights.

References

- [1] Jacqueline Adelowo and Moritz Bohland. “Redesigning automated market power mitigation in electricity markets”. In: *International Journal of Industrial Organization* 97 (Dec. 2024), p. 103108. ISSN: 0167-7187. DOI: [10.1016/j.ijindorg.2024.103108](https://doi.org/10.1016/j.ijindorg.2024.103108).
- [2] Philipp Bach et al. “DoubleML – An Object-Oriented Implementation of Double Machine Learning in Python”. In: *Journal of Machine Learning Research* 23.53 (2022), pp. 1–6. URL: <http://jmlr.org/papers/v23/21-0862.html>.
- [3] Severin Borenstein, James B Bushnell, and Frank A Wolak. “Measuring market inefficiencies in California’s restructured wholesale electricity market”. In: *American Economic Review* 92.5 (2002), pp. 1376–1405.
- [4] David P Brown et al. “Information and transparency: Using machine learning to detect communication between firms”. In: *Stan. Computational Antitrust* 3 (2023), p. 198.
- [5] Sebastian Calonico, Matias D Cattaneo, and Max H Farrell. “Optimal bandwidth choice for robust bias-corrected inference in regression discontinuity designs”. In: *The Econometrics Journal* 23.2 (Nov. 2019), pp. 192–210. ISSN: 1368-4221. DOI: [10.1093/ectj/utz022](https://doi.org/10.1093/ectj/utz022). URL: <https://doi.org/10.1093/ectj/utz022>.
- [6] Victor Chernozhukov et al. “Double/debiased machine learning for treatment and structural parameters”. In: (2018).
- [7] ISO New England. *2018 Annual Markets Report*. <https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/2019/05/2018-annual-markets-report.pdf>.
- [8] ISO New England. *2019 Annual Markets Report*. https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/2020/06/a6_2019_annual_markets_report.pdf. ISO New England. *2022 Annual Markets Report*. <https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/2023/06/2022-annual-markets-report.pdf>.
- [9] ISO New England. *2024 Annual Markets Report*. <https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/100023/2024-annual-markets-report.pdf>.
- [10] ISO New England. *Real-Time and Historical Data for Informed Market Decisions*. <https://www.iso-ne.com/markets-operations/iso-express>.
- [11] Robert Entriken and Steve Wan. “Agent-based simulation of an automatic mitigation procedure”. In: *Proceedings of the 38th Annual Hawaii International Conference on System Sciences*. IEEE. 2005, pp. 92c–92c.
- [12] EU Commission. *Regulation (EU) No 543/2013 of 14 June 2013 on submission and publication of data in electricity markets and amending Annex I to Regulation (EC) No 714/2009*. Official Journal of the European Union. 2013.
- [13] EU Parliament. *Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council on wholesale energy market integrity and transparency*. Official Journal of the European Union. 2011.
- [14] Till Fladung and Anna Saile. “Electricity prices during the energy crisis in Germany: The role of market power”. In: (2024).
- [15] Charles Goldman, Bernie C Lesieutre, and Emily Bartholomew. “A review of market monitoring activities at US independent system operators”. In: (2004).
- [16] Christoph Graf et al. “Market Power Mitigation Mechanisms for Wholesale Electricity Markets: Status Quo and Challenges”. In: *Program on Energy and Sustainable Development Working Paper* (2021). URL: <https://fsi.stanford.edu/publication/market-power-mitigation-mechanisms-wholesale-electricity->

[markets-status-quo-and.](#)

- [17] Richard J. Green and David M. Newbery. “Competition in the British Electricity Spot Market”. In: *Journal of Political Economy* 100.5 (1992), pp. 929–953. ISSN: 0022-3808. DOI: [10.1086/261846](#).
- [18] Investing.com. *Natural Gas Futures Historical Data*. <https://www.investing.com/commodities/natural-gas-historical-data>.
- [19] Paul L Joskow and Edward Kahn. “A quantitative analysis of pricing behavior in California’s wholesale electricity market during summer 2000”. In: *The Energy Journal* 23.4 (2002), pp. 1–35.
- [20] Alfred E Kahn. *The economics of regulation: principles and institutions*. Vol. 1. MIT press, 1988.
- [21] Lynne Kiesling and Bart J Wilson. “An experimental analysis of the effects of automated mitigation procedures on investment and prices in wholesale electricity markets”. In: *Journal of Regulatory Economics* 31 (2007), pp. 313–334.
- [22] Paul D. Klemperer and Margaret A. Meyer. “Supply function equilibria in oligopoly under uncertainty”. In: *Econometrica: Journal of the Econometric Society* (1989), pp. 1243–1277. DOI: [10.2307/1913707](#).
- [23] David M Newbery. “Privatisation and liberalisation of network utilities”. In: *European Economic Review* 41.3-5 (1997), pp. 357–383.
- [24] NOAA. *Daily summary*. <https://www.ncdc.noaa.gov/cdo-web/datasets>.
- [25] Claudia Noack, Tomasz Olma, and Christoph Rothe. “Flexible covariate adjustments in regression discontinuity designs”. In: *arXiv preprint arXiv:2107.07942* (2021).
- [26] NYISO. *Open Access Same-time Information System*. <https://mis.nyiso.com/public>.
- [27] New York Independent System Operator. *Month Bid Data Release Description*. Accessed: 2025-08-14.2011.URL: https://mis.nyiso.com/public/postings/NYISO%203%20Month%20Bid%20Data%20Release%20Description_V1.pdf.
- [28] Paul Peterson et al. “Best Practices in Market Monitoring”. In: *a report prepared for Maryland Office of People’s Counsel* (2001).
- [29] James D Reitzes et al. “Review of PJM’s market power mitigation practices in comparison to other organized electricity markets”. In: *The Brattle Group* (2007).
- [30] Daniel L Shawhan et al. “An experimental test of automatic mitigation of wholesale electricity prices”. In: *International Journal of Industrial Organization* 29.1 (2011), pp. 46–53.
- [31] Anjali Sheffrin. “Predicting market power using the residual supply index. Presented to FERC Market Monitoring Workshop December 3-4, 2002”. In: *California, USA* (2002).
- [32] Christos K. Simoglou et al. *Exploring and Quantifying the Impact of Ex-Ante Market Power Mitigation in the Integrated European Day-Ahead Electricity Market*. Mar. 2025. DOI: [10.1109/tempr.2024.3500068](#).

A. Model specifications

Pooled market-level RDD We start out by estimating a pooled market-level regressions for ISO- NE and NYISO. The pooled model is a linear regression, where $\gamma(\mathbf{X}_{i,g})$ is a linear function (i.e. without DML) that considers units from all generation companies. To account for firm-specific strategies and related heteroskedasticity in the residuals, we extend Equation (1) to include firm fixed-effects and we cluster standard errors accordingly. Note that, strictly speaking, by firm we refer to a bidding entity. For the case of ISO-NE this is equivalent to a company, while for the case of NYISO multiple bidding entities can belong to the same company.

Firm-level RDD To gain more insights into the heterogeneity of firm responses, we also estimate the RDD separately for each firm (or bidder), as their units are likely to follow similar strategies. While the dependent variable remains the same (maximum bid for one generation unit and one hour), we now account in a more sophisticated way for the covariates in firms' bidding strategies, by making use of the DML approach. Hence, here $\gamma(\mathbf{X}_{i,g})$ becomes a nonlinear function.

Sharp and fuzzy RDD We address two main epistemic uncertainties by implementing a fuzzy RDD specification. The first involves potential inaccuracies in our estimates of the structural indices, which are based only on publicly available data. As a result, when structural indices lie around the AMP threshold, observations may be incorrectly classified as treated or untreated. The second uncertainty arises from the limited predictability of the market. Anecdotal evidence, including conversations with ISOs and market experts, suggests that even large, experienced firms cannot determine their pivotal status or the current congestion level. Due to imperfect market information, firms may adapt their behavior in an imprecise manner, e.g., changing their bids before screening occurs. To handle both issues, we implement various fuzzy RDD with probabilistic treatment assignment. The procedure assume that the structural index estimator (pivotality or congestion) produces asymptotically unbiased estimates, but that normally distributed noise can cause the received treatment to deviate from the assigned one. By doing so, we allow for non-compliance. We provide a full explanation of this procedure in Appendix B.

RDD bandwidths The DoubleML package performs an automatic selection procedure for the band- width of the RDD, which follows the implementation of Calonico et al. [5]. However, in our case, the density of observations around the cutoffs is low; for ISO-NE specifically, a pivotal supplier was present in only 17.0% of the hours in 2019. This can lead to a lack of statistical power, in particular for small suppliers that are rarely pivotal. We therefore perform an extensive manual selection procedure for the bandwidth of the RDD, which is gradually broadened around the threshold to include an increasing share of the data. We use different bandwidths: narrow (approx. 30% of the data), medium (approx. 60%), and wide (approx. 95%).

B. Fuzzy regression discontinuity

We address the uncertainty in the calculation of the treatment variable using approximate structural tests for RSI and congestion by introducing a fuzzy RDD. Let us assume a standard RDD, where all observations on one side of cutoff are treated, and the cutoff $c \equiv 0$. In other words, if \tilde{S} is the score variable (centered), the received treatment $T \equiv 1\{\tilde{S} \geq 0\}$ is a binary variable depending on its sign. However, if our estimate of the score variable, \hat{S} , is only an approximation of the true one, some observations might receive a different treatment from what they were assigned in reality.

We assume that our estimator \hat{S} is asymptotically correct, as there is no reason to believe that it is fundamentally biased towards under- or overestimating \tilde{S} . However, we acknowledge some measurement noise due to variance in the data, i.e., $\hat{S} = \tilde{S} + \varepsilon$ with $\varepsilon \sim N(0, \sigma^2)$. Exploiting the fact that ε is normally distributed and \tilde{S} is deterministic, we can estimate the probability of treatment p :

$$p = P(\hat{S} + \varepsilon \geq 0) = P(\varepsilon \leq \hat{S}) = \Phi\left(\frac{\hat{S}}{\sigma}\right)$$

We can use p to estimate a fuzzy RDD with continuous treatment in the immediate proximity of the cutoff, reflecting the uncertainty related to noise. Moreover, we can define a discrete treatment by computing realizations of the assigned treatment with a Bernoulli random variable, i.e. $T_i \sim B(p)$. Figure 6 shows an example for a score function between -1 and 1. We tested different implementations of the probabilistic assignment variable with standard variances of 0.01, 0.05 and 0.1; and reported values for $\sigma = 0.01$ in the results.

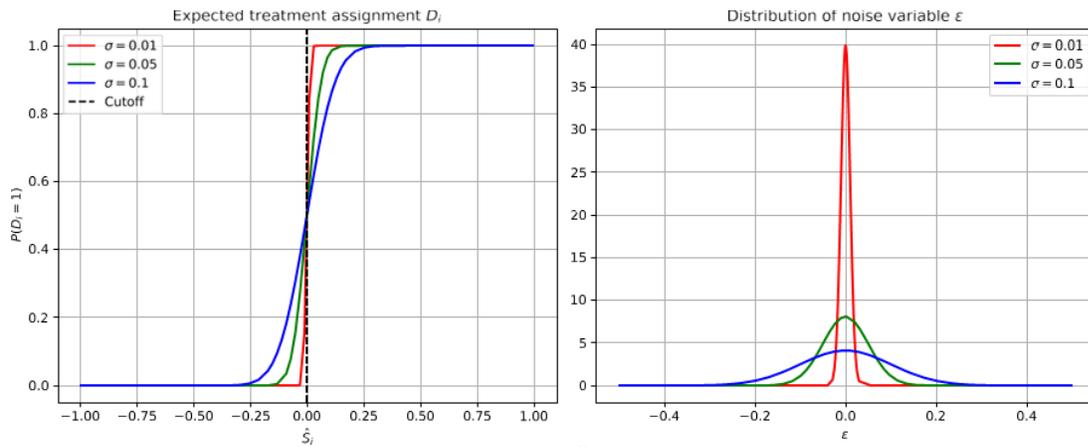


Figure 6: Probability of treatment assignment where \tilde{S} is the computed structural score, and ϵ the random noise.

C. Market-level fuzzy RDD

	ISO-NE			NYISO		
Bandwidth		0.2			3	
Treatment	Sharp	Fuzzy	Fuzzy	Sharp	Fuzzy	Fuzzy
		(cont.)	(discr.)		(cont.)	(discr.)
Variance σ	-	0.05	0.01	-	0.05	0.01
No. of observations		729,904			474,170	
R ²	0.55443	0.55443	0.55443	0.50700	0.50700	0.50700
Within R ²	0.13131	0.13131	0.13132	0.13722	0.13722	0.13722
Fixed-effects		Bidder				
<i>Coefficients</i>						
<i>T</i>	-1.100	-3.372	-1.285*	-0.9602	0.9257	-0.6584
	(0.6591)	(1.929)	(0.6458)	(2.025)	(2.222)	(2.060)
\tilde{S}	19.01	18.72	19.29	0.2277	0.1145	0.2213
	(12.11)	(14.44)	(12.26)	(0.3570)	(0.3085)	(0.3574)
$\tilde{S} \times T$	-67.27**	-58.19**	-66.34**	-0.9909	-2.002	-1.095
	(21.23)	(17.48)	(20.60)	(1.988)	(1.078)	(2.010)
Reference level	0.5401***	0.5401***	0.5401***	0.5941***	0.5941***	0.5941***
	(0.1452)	(0.1452)	(0.1452)	(0.1729)	(0.1729)	(0.1729)
Gas price	15.66*	15.64*	15.66*	2.596	2.574	2.592
	(6.842)	(6.851)	(6.844)	(4.246)	(4.238)	(4.246)

Standard errors (clustered) in parentheses.

Significance codes: ***: 0.001, **: 0.01, *: 0.05

D. Bidder-level RDD

	ISO-NE			
Outcome variable	Maximum bid			
Treatment cutoff	RSI < 1			
Bandwidth	0.2			
Covariates	Ref. level, gas price	Ref. level, gas price	Ref. level, gas price, unit dummy	Ref. level, gas price, load forecast, avg. temperature
Fuzzy	No	Yes	No	No
Total no. of bidders	112			
of which analyzed	64 (57.1%)			
of which significant	6 (9.4%)	6 (9.4%)	7 (10.9%)	6 (9.4%)
Median LATE	-0.197	-1.031	-0.002	-0.288
(IQR)	(-0.405, 0.209)	(-2.481, 0.286)	(-0.227, 0.565)	(-1.216, -0.061)

NYISO				
Outcome variable	Maximum bid			
Treatment cutoff	Average shadow price > 0.04 \$/MWh			
Bandwidth	3 \$/MWh			
Covariates	Ref. level, gas price	Ref. level, gas price	Ref. level, gas price, unit dummy	Ref. level, gas price, load forecast, avg. temperature
Fuzzy	Yes	No	No	No
Total no. of bidders	258			
of which analyzed	57 (22.1%)			
of which significant	22 (38.6%)	19 (33.3%)	23 (40.4%)	20 (35.1%)
Median LATE	-0.432	-0.524	-0.367	-0.098
(IQR)	(-1.731, 0.133)	(-1.530, 0.276)	(-1.543, 0.185)	(-1.649, 0.510)

E. Simulation specifications and results

Results of ISO-NE real-time price simulations for 2019. Scenario a) implements the current AMP and is used as benchmark.

ISO-NE					
Simulation	a)	b)	c)	d)	e)
Treatment cutoff	RSI < 1	RSI < 1	RSI < 1	RSI < 1	-
Conduct threshold	100 \$/MWh or 300%	50 \$/MWh or 150%	as in a)	75 \$/MWh or 200%	as in a)
Impact threshold	100 \$/MWh or 200%	as in a)	50 \$/MWh or 150%	90 \$/MWh or 175%	as in a)
No. mitigated hours	0	15	5	15	32
Weighted avg. clearing price (\$/MWh)	31.35	31.26	31.33	31.27	31.07
Avg. mitigation impact (\$/MWh)	-	-39.35	-23.06	- 35.37	-64.68
Total buyer surplus (\$)	-	9,606,561	1,747,825	8,610,908	31,398,326

Time Series Analysis of Heat Demand and Return Temperatures in Residential Buildings: Toward a Modular, Substation-Based Forecasting Concept for District Heating Networks

Editor:

Cosima Amanda Wörle

PhD Student at University of Stuttgart and Researcher at Fraunhofer Institute of Building Physics

Date: November 2025

Table of contents

1	Introduction.....	3
2	District heating in Denmark and Sweden	4
3	Case study Malmö (Sweden)	6
4	Aim of the case study	10
5	Methods	11
5.1	Dataset and scope	11
5.2	Data cleaning and harmonization	11
5.3	Processing and analysis.....	11
5.4	Modelling experiments (daily baseline).....	11
6	Plots and visuals	13
7	Meaning for forecasting in DH systems and further research.....	18
8	References	19
9	Acknowledgments	21

1 Introduction

Decarbonising the heating sector is one of the central challenges for meeting national climate targets, with space and water heating in buildings accounting for substantial share of final energy demand (GlobalABC, 2020; REN21, 2023; European Commission, 2024). Especially in dense urban areas, district heating (DH) plays a key role in this transformation, as it enables the efficient use of centralised infrastructure and the integration of renewable and waste heat sources at scale. By coupling large-scale heat pumps, geothermal and solar thermal plants, and industrial waste heat into a common network, DH supports municipal heat planning and offers a pathway towards climate-neutral urban energy systems (Energy Policy Group, 2022; Guelpa et al., 2023; iFEU, 2023).

Realising this potential, however, requires a much deeper understanding and control of the consumer side of DH networks. High return temperatures, volatile and highly clustered demand profiles, and heterogenous user behaviour all limit the ability to lower network temperatures and to integrate low-temperature renewable sources (Guelpa et al., 2023). In addition to the thermal performance of the building envelope, different configurations of domestic hot water preparation, thermal storage, hydraulic connections, distribution of heat in the space heating circuit have a direct impact on both the magnitude of the heat demand and the level of return temperatures (Braas et al., 2021; Graf et al., 2025).

Digitalisation is a key enabler in this context. Metering and modern data infrastructures make it possible to collect high-resolution data on generation, distribution, and consumption, and thus to analyse network losses, detect anomalies, and characterise load profiles in much greater detail than before (IEA DHC Annex TS4, 2023; Ma & Lygnerud, 2025). On this basis, data-driven forecasting and optimisation methods can be developed that go beyond conventional rule-based control strategies. In particular, accurate forecasts of heat demand is becoming increasingly important. Heat demand forecasts support forward-looking unit commitment and capacity planning, especially for peak demands (Ali, 2024; Hua et al., 2024; Maryniak et al., 2024).

The use of such forecasts in practice places high demands on the robustness of the underlying methods. Forecasting models must remain stable under varying weather conditions, changing user profiles, and changing setup and operation of consumer side heating distribution (Eseye & Lehtonen, 2020; Kemper et al., 2025). This study contributes to this field by analysing high-resolution data from residential district heating customers in Malmö and give an outlook into how a robust forecasting method could look like.

2 District heating in Denmark and Sweden

District heating in Denmark and Sweden forms a critical part of the urban energy infrastructure, with both nations achieving high market penetration and significant decarbonization, though their structural and regulatory models differ, particularly in their approach to digitalization.

Both countries saw the major expansion of their DH sectors between 1970 and 1990, driven by the need to reduce dependency on oil following the energy crisis (Fälting 2025, Danish Energy Agency & Rambøll 2025). In Denmark, district heating systems are predominantly locally and publicly owned, typically by municipalities or consumer cooperatives ((Danish Energy Agency & Rambøll 2025). In contrast, Sweden features a mixed ownership structure, including municipal, private, and state-owned companies (Fälting 2025). Danish district heating is governed by the Heat Supply Act, which mandated that all new projects undergo a socio-economic feasibility analysis. Tariffs are determined according to a non-profit principle, ensuring that prices only cover necessary operational expenses ((Danish Energy Agency & Rambøll 2025). In Sweden, the expansion of district heating was historically supported by favourable governmental loans and grants, alongside coercive regulations that established designated district heating areas, encouraging widespread connection and adoption (Fälting 2025)

Both sectors are largely decarbonized, but their primary fuel sources diverge. Sweden relies heavily on biomass (50 %) and waste (20-30 %) with industrial waste heat making up about 10 % of the fuel mix (Fälting 2025). Denmark has a highly renewable sector (78 % in 2023). Its strategy focuses on electrification (large heat pumps and electric boilers) and sector coupling, using DH systems as virtual battery to balance the electricity grid and integrate fluctuating wind and solar power (Danish Energy Agency & Rambøll 2025;).

Digitalization is viewed as a strategic enabler for efficiency, flexibility, and sustainability in both countries. However, adoption remains moderate and uneven, constrained by challenges beyond technology. Digital tools such as smart meters, Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) systems, and AI-based-analytics are being introduced. Experts in both countries report moderate adoption across key operational areas like fault detection and predictive maintenance. However, real-time optimization, AI-driven automation, and advanced consumer-facing services are largely limited to pilot projects (Ma et al. 2025).

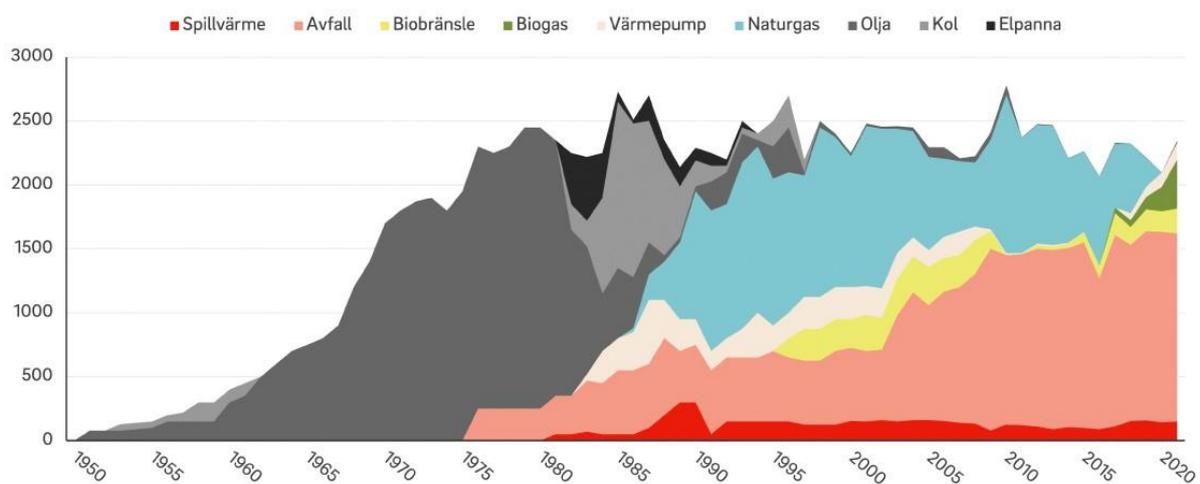
Denmark's digital process in district heating is rooted in strong infrastructure and centralized coordination, leading to a more uniformly moderate level of adoption across utilities. In contrast Sweden displays a more diverse and fragmented innovation landscape, with a wider disparity between frontrunning utilities, some of which are already employing advanced technologies such as AI, and others that lag. The primary barriers also differ between the two countries. In Denmark, they are mainly economic and organizational, including unclear business cases, insufficient alignment of financial incentives, and a general organizational conservatism. Sweden's obstacles are more regulatory and organizational, involving rigid procurement standards, strong institutional conservatism, and a strict interpretation of GDPR. Regarding the value focus, Danish utilities

emphasize internal efficiency gains, such as reducing waste, network losses, and supply temperatures. The use of tariff motivations, such as motivation tariffs, further supports these goals by incentivizing lower return temperatures. Swedish utilities, on the other hand, place greater emphasis on operational value and competitive differentiation, often pursuing service innovations such as integrated cooling or broader energy management solutions (Ma et al. 2025).

Overall, the comparative analysis reveals that the challenges to digital transformation are largely non-technical, stemming from systemic, institutional, and economic factors like regulatory uncertainty, lack of clear return on investment, and digital skills gap.

3 Case study Malmö (Sweden)

The case study is based on the district heating system in Malmö, operated by E.ON Sweden. The network supplies more than 90 % of all building in Malmö, corresponding to around 12.000 customers, of which approximately 7.500 are single-family houses. The annual heat delivery is about 2.4 TWh. The distribution network comprises more than 700 km of pipes and contains roughly 52.000 m³ of water, complemented by an additional 10.000 m³ in an accumulator tank. The system is hydraulically structured into 13 sectors and comprises more than 800 underground chambers. Over recent decades, the production portfolio has been progressively transformed, with fossil-fired plants being phased out and new units based on renewable energy and waste heat integrated into the system



Picture 1: © E.ON Sweden – Malmö Energy sources - development from 1950s to 2020

All the substations in the Malmö DH system are equipped with meters that provide hourly values for supply and return temperatures, heat meters (energy), and volume flow. These data are collected centrally and combined with meteorological information. Weather forecasts are already used at system level to predict aggregate loads and to dispatch the different production units. However, specific load forecasts at the level of individual substations are not yet integrated into operational decision-making. Given the high degree of digitalisation on both the network and building side, such substation-level forecasts would offer substantial potential for improving operational efficiency, for example by enabling more targeted control of production assets and by optimising the charging and discharging of thermal accumulators.

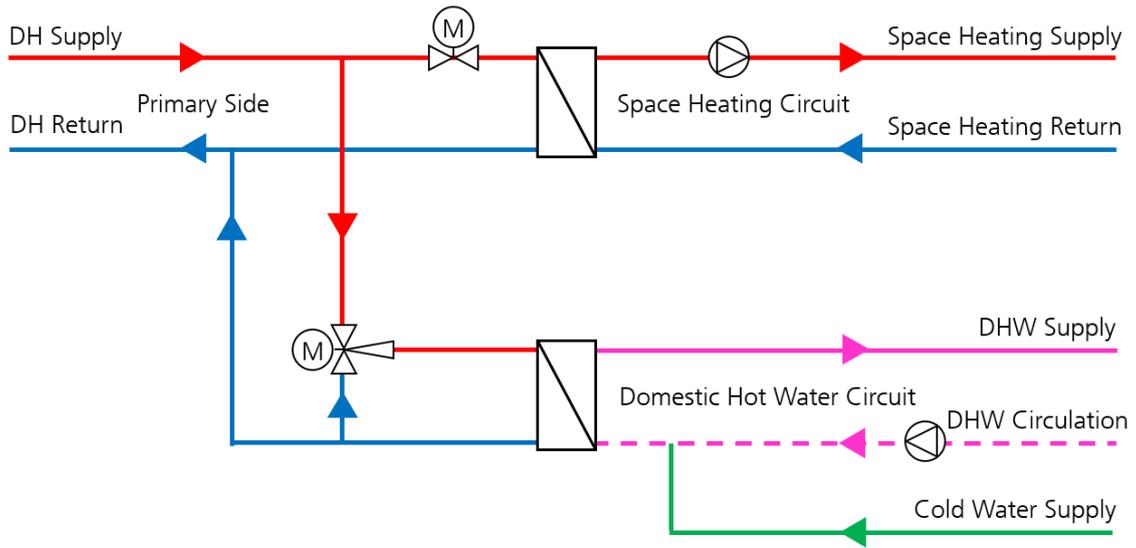
The operator uses a range of data-driven methods to monitor and improve network performance. Detailed hydraulic and thermal simulations are carried out using network data (e.g. differential pressures, temperatures, pump characteristics) and detailed information on pipe routes and dimensions. Thermographic inspections are employed for leak detection and localisation. To reduce return temperatures and prepare the system for lower supply temperatures, E.ON maintains a close dialogue with mayor housing associations and other large customers. The recorded and stored data are systematically used in these discussions to identify badly

performing customers, assess the impact of implemented measures, and track whether corrective actions have led to sustained improvements.

Substation data are also an integral part of the maintenance strategy. Only part of the maintenance is carried out by E.ON's own service technicians; customers are free to contract other companies. For substations maintained by E.ON, technicians use a GIS-based platform that links each substation to its spatial location and to a set of performance indicators, including flags for showing customers with high return temperatures. The platform is accessed on tablets and guides the technicians through the inspection steps and parameter checks. During on-site visits, they can not only assess the current operating point, but also inspect historical time series, compare different weather conditions, times of day and years, and thus obtain a comprehensive picture of the behaviour of the substation and the building-side system. After maintenance, the data are further monitored to verify whether the intervention led to measurable changes in performance.

For the present analysis, a subset of substations belonging to the municipal housing company MKB was used. In addition to the high-resolution substation measurements, metadata were available on building year and heated floor area. One substation can serve several buildings via a small secondary distribution network; however, the exact number of connected buildings cannot be inferred from the data. The metadata also include information on mixed uses (e.g. percentage of office space) and on the presence of FTX systems ("FTX-ventilation med värmeåtervinning"), i.e. balanced supply and exhaust air ventilation with heat recovery.

The typical configuration of the transfer stations in Malmö's multi-family buildings is an indirect connection with two heat exchangers, one for space heating (SH) and one for domestic hot water (DHW). The supply temperature in the SH circuit is controlled according to a heating curve adjusted to the building. For DHW, Swedish guidelines (Energiföretagen Sverige – Swedenergy – AB, 2016) require that substations be capable of delivering at least 50 °C at the taps; to ensure this, an outlet temperature in the range of 53-55 °C from the heat exchanger is recommended. For comparison, German regulations (DVGW W551) require higher temperature levels of 60/55 °C in instantaneous system with circulation lines, although draft versions foresee lower levels of around 55/50 °C if continuous monitoring and storage of DHW temperatures are ensured. The lower DHW temperature requirements in Sweden contribute to reduced energy use and lower return temperatures, which in turn facilitate the integration of low-temperature renewable heat sources and improve the overall efficiency of the DH system.



Picture 2: Common substation configuration



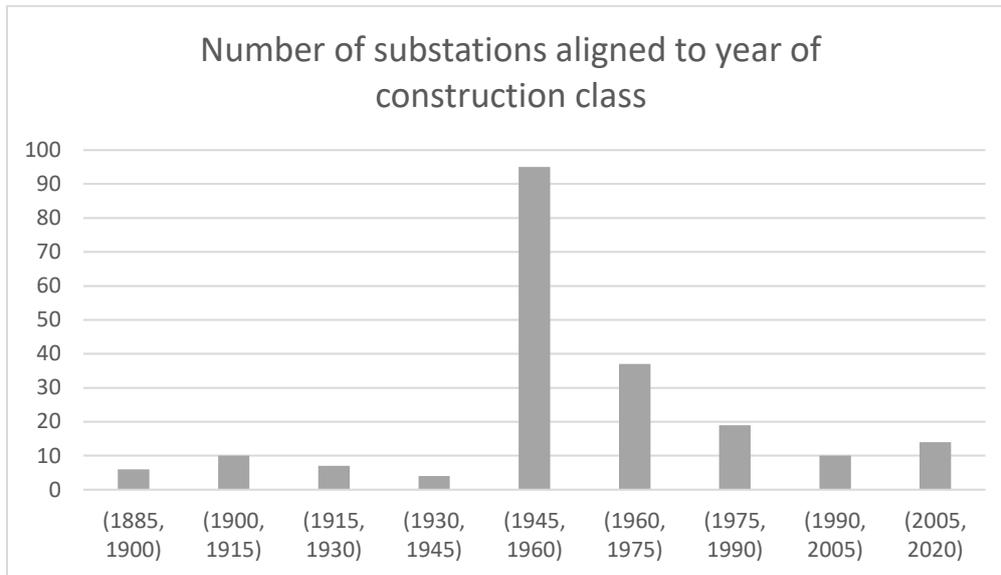
Picture 3: Residential building in Malmö from housing company MKB



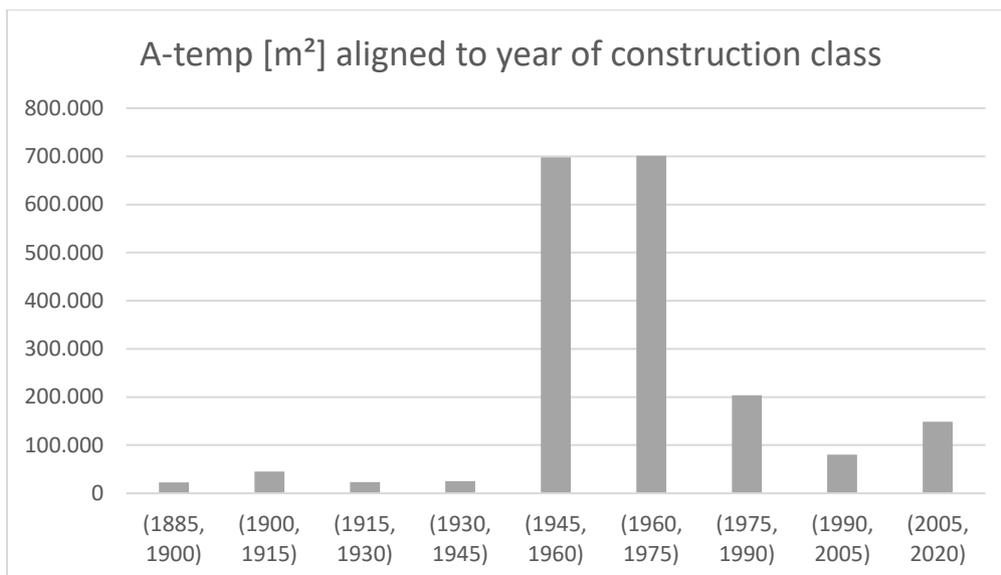
Picture 4: Exemplary substation of residential building in Malmö

Substation with two heat exchangers in a multi-family house in Malmö

In the following the building stock of the housing company MKB is shown:



Picture 5: Number of substations aligned to year of construction class



Picture 6: A-temp [m²] aligned to year of construction class

4 Aim of the case study

The aim of this work is to systematically analyse high-resolution district heating data from Malmö in order to improve the understanding of building-side behaviour and its main drivers. The study focuses on characterising typical heat-demand profiles on hourly and daily time scales and on quantifying the relationship between outdoor temperature and heat demand, including the functional form of this relationship at the daily level (heating curve). In parallel, characteristic patterns in return-temperature time series across substations are analysed, with particular attention to their variation with outdoor temperature, load level and season. On this basis, the work seeks to identify which data-driven structures in consumption profiles are sufficiently stable and robust to serve as a foundation for future research on data-driven forecasting of heat demand and return temperatures, and for the development of practically applicable prediction models for district heating operation.

5 Methods

5.1 Dataset and scope

The analysis was based on high-resolution data from residential district-heating customers in Malmö, covering the period from 2017 to 2025. The datasets comprises hourly measurements of heat consumption, volume flow, supply and return temperatures, as well as outdoor air temperature.

5.2 Data cleaning and harmonization

A reproducible processing pipeline was implemented to convert the original CSV files into columnar Parquet format in order to enable more efficient handling of the large datasets. Hourly alignment was ensured by resampling and verifying exact hourly timestamps, with explicit handling of daylight saving time transitions (DST, summer time) to avoid artificial jumps or gaps. Sanity checks were applied to remove duplicate records, coerce physically impossible values, and detect long flatlines (e.g. persistent 0 kWh). In addition, known default values indicating sensor failure were identified and removed; in this dataset, such failures were typically visible as nearly constant delta T between supply and return temperatures, respectively, combined with almost no variation in heat consumption. Short gaps of up to four consecutive hours were imputed by time-based linear interpolation. An eligibility criterion was applied at substation level: only customers with at least one full year of usable data were retained for further analysis.

5.3 Processing and analysis

For each eligible substation, daily aggregates were computed using only full days of 23, 24, or 25 hours, thereby accounting for daylight saving time changes. Daily energy demand was obtained as the sum of hourly heat consumption, and the corresponding daily mean outdoor temperature was calculated. To quantify statistical dependencies, a multiscale correlation analysis based on Kendall's tau with significance weighting was performed. Furthermore, the effect of the hour of the day (HOD) on heat demand was analysed separately for summer and winter by fitting linear regression models with and without cycling HOD features (sine and cosine terms), while controlling for outdoor temperature. The increase in explained variance delta R^2 between both models was interpreted as the additional explanatory power of the diurnal load structure.

5.4 Modelling experiments (daily baseline)

Daily energy-based modelling was conducted using a rolling-origin cross-validation scheme to approximate operational forecasting. The baseline model is a monotone gradient boosting machine (LightGBM) with constraints enforcing a physically plausible, non-increasing dependence of daily heat demand on outdoor temperature (no monotonicity imposed on the daily temperature amplitude). Predictor sets comprise meteorological descriptors (daily mean /min/max temperature, amplitude, 1- and 2-day lags, day-to-day change, 3-day aggregates), demand memory terms (previous-day load, 3-day mean, 7-day lag), and calendar/shoulder indicators. Training applies recency weighting to emphasize recent behaviour and

temperature rebalancing to mitigate over-represented temperature ranges; predictions are softly constrained between a data-driven summer plateau (≥ 18 °C, 10th percentile of historical daily energy) and an upper cap (99th percentile). Performance is reported using absolute and relative criteria (MAE, RMSE, R^2 , NMAE, CVRMSE, WAPE, sMAPE) and temperature-binned diagnostics with emphasis on cold (≤ 0 °C) and warm (≥ 15 °C) regimes. Uncertainty is quantified via LighGBM quantile models (10th/90th percentiles= with coverage checks. Model interpretability and temporal stability are assessed through permutation importance and year-shift diagnostics. The resulting baseline is robust, physically consistent, and suitable as foundation for subsequent hourly profile modelling and for transfer to unseen years or buildings.

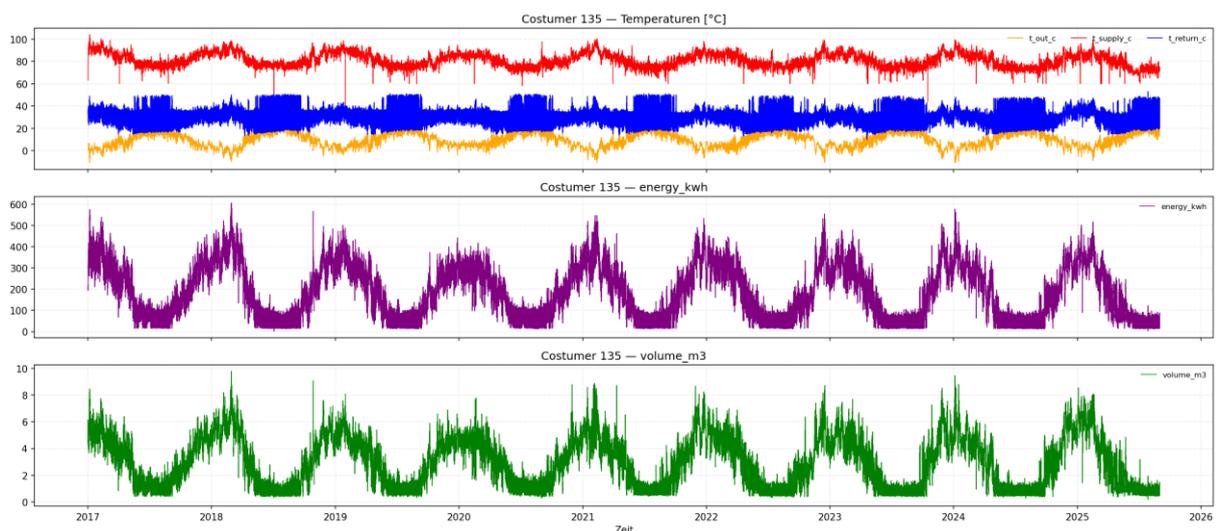
6 Plots and visuals

For each substation, the full time series of the measured variables was visualised to provide an overview of data coverage, variability and potential anomalies. Daily heating curves were constructed by plotting daily energy consumption against daily mean outdoor temperature for each substation, with data points colour-coded by season and/or year in order to reveal temporal patterns and structural changes. In addition, daily system temperature and flow characteristics were analysed by plotting return temperature, supply temperature and volume flow as functions of outdoor temperature and of heat load, using scatter plots and smoothed trends to highlight systematic relationships and deviations.

Time series of substations are usually like this:

The time series exhibits a pronounced annual cycle in all variables. Outdoor temperature shows the expected seasonal pattern, with cold winters and warm summers, while heat demand (energy_kWh) and volume flow are strongly increased during the cold periods and very low in summer, indicating an inverse relationship between outdoor temperature and heat demand.

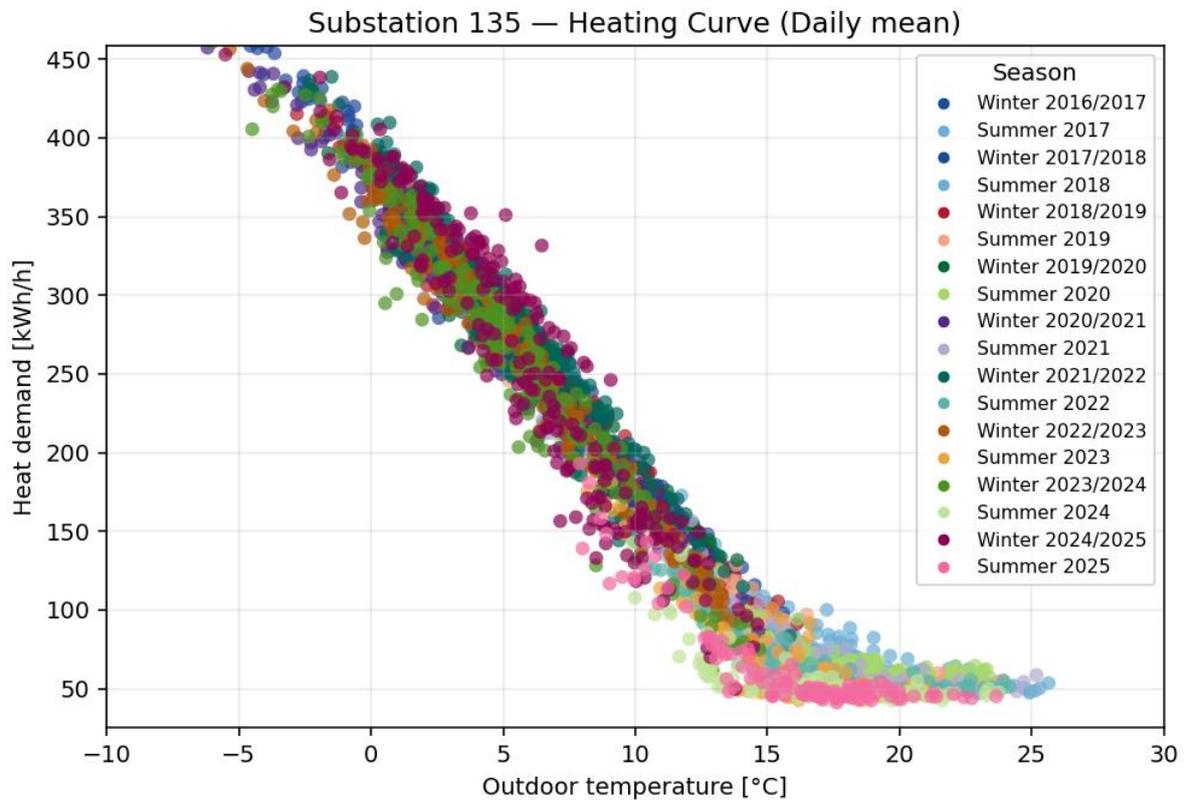
Supply temperature remains at a comparatively high level throughout the year but is slightly elevated during the heating season. The return temperature shows two distinct regimes: in winter, when space heating is active and volume flows are higher, the temperature difference between supply and return is larger, indicating stronger cooling of the primary side. In summer, by contrast, heat demand is low and driven by domestic hot water; the volume flow is reduced and the return temperature fluctuates more strongly around higher levels, which is consistent with circulation-dominated operation and limited cooling in the building-side systems.



Picture 7: Plot of the total time series of substation 135

The daily heating curve of substation 135 shows a clear and physically plausible inverse relationship between outdoor temperature and heat demand. For low to moderate outdoor temperatures, the points lie close to an approximately linear trend: as outdoor temperature decreases, space-heating demand increases almost

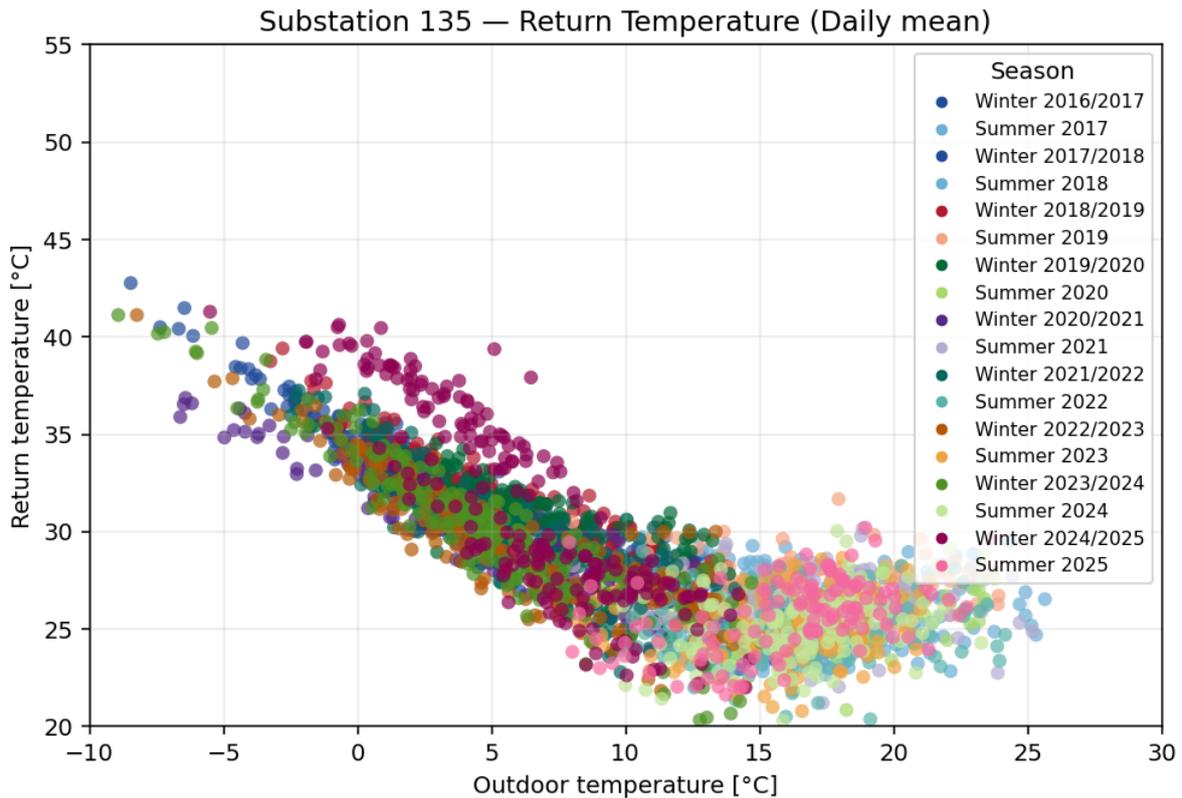
proportionally. At higher outdoor temperatures, this relationship gradually weakens and the cloud of points approaches a plateau of roughly constant heat demand. In this warm regime, the load is no longer primarily driven by transmission losses but by domestic hot-water use, which is largely user-driven and only weakly correlated with outdoor temperature.



Picture 8: Scatter plot of daily heat demand vs mean outdoor temperature (season and year colored) for substation 135

For substation 135, the daily mean return temperature shows a systematic dependence on outdoor temperature. On cold days, return temperatures are comparatively high (around 35–40 °C) and decrease towards roughly 25–30 °C as outdoor temperature rises. In summer, the return temperature exhibits stronger day-to-day fluctuations but is lower on average, which is consistent with effective cooling during domestic hot water tapping and indicates that DHW preparation and circulation are generally well adjusted. The elevated return temperatures at low outdoor temperatures can be interpreted as a consequence of higher secondary supply temperatures (steeper heating curve) and high space-heating loads; nevertheless, the overall pattern is coherent and suggests a largely well-regulated substation and consumer-side configuration with only limited residual optimisation potential on the space-heating side.

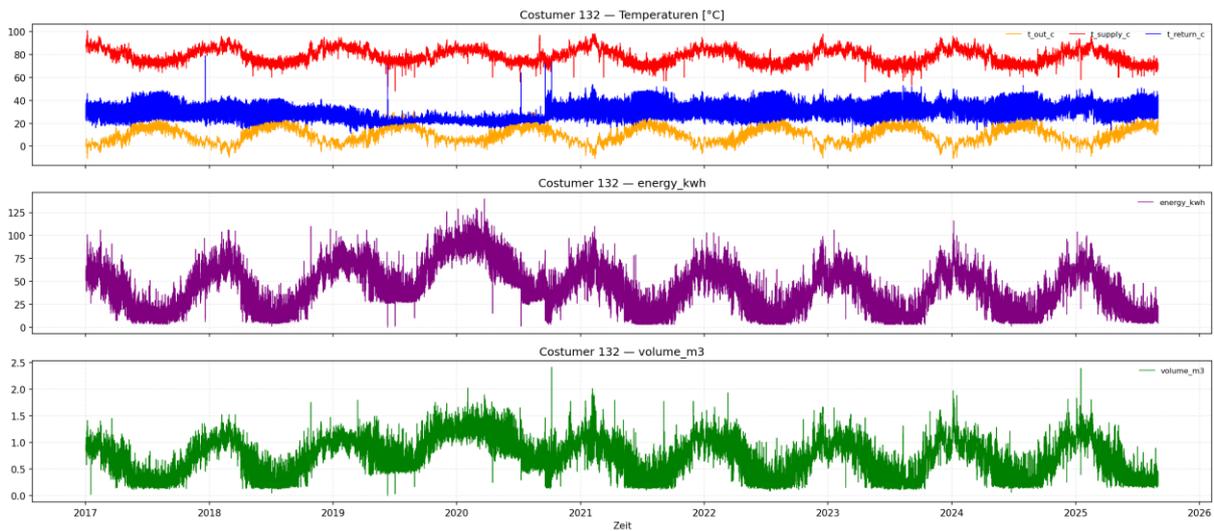
Picture 8: Scatter plot of daily heat demand vs mean outdoor temperature (season and year colored) for substation 135



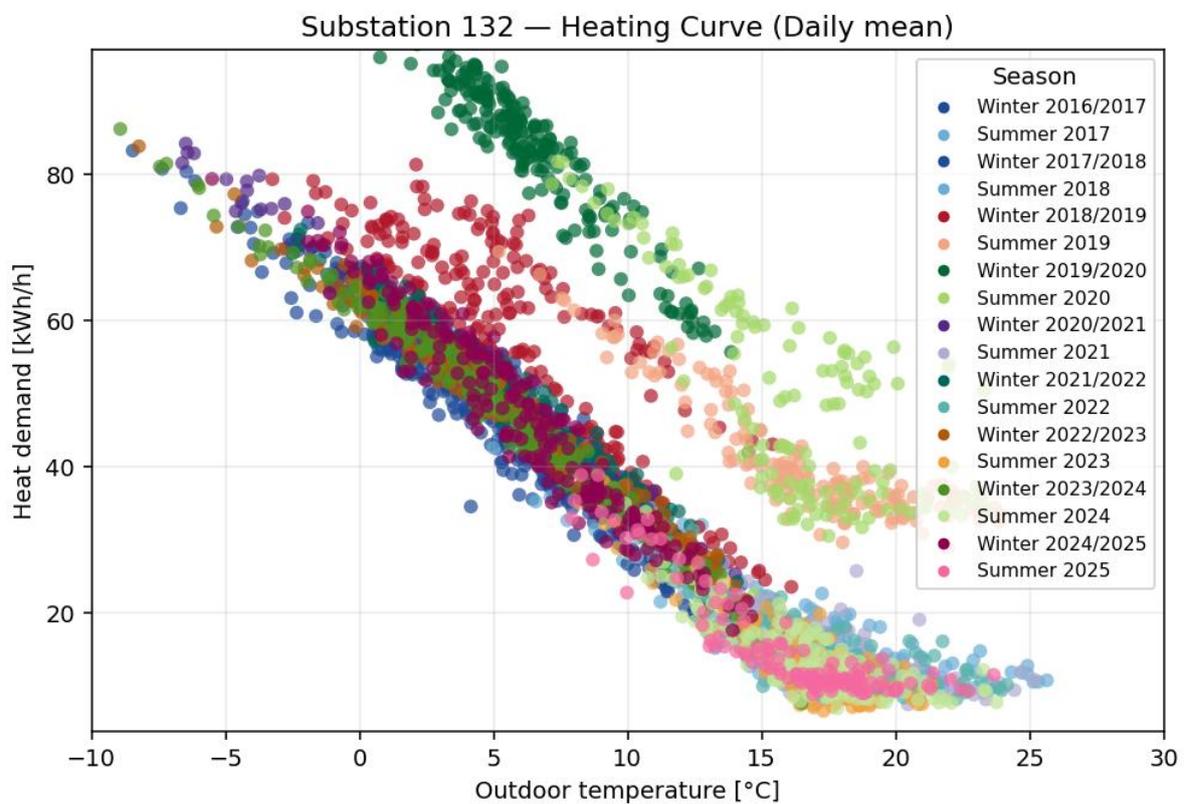
Picture 9: Scatter plot of daily return temperature vs mean outdoor temperature (season and year colored) for substation 135

For substation 132, the long-term time series shows the expected seasonal pattern with higher heat demand and volume flow in winter and low values in summer, but with noticeable irregularities in certain years. In particular, the winters around 2019–2021 exhibit systematically higher heat demand compared to other years at similar outdoor temperatures.

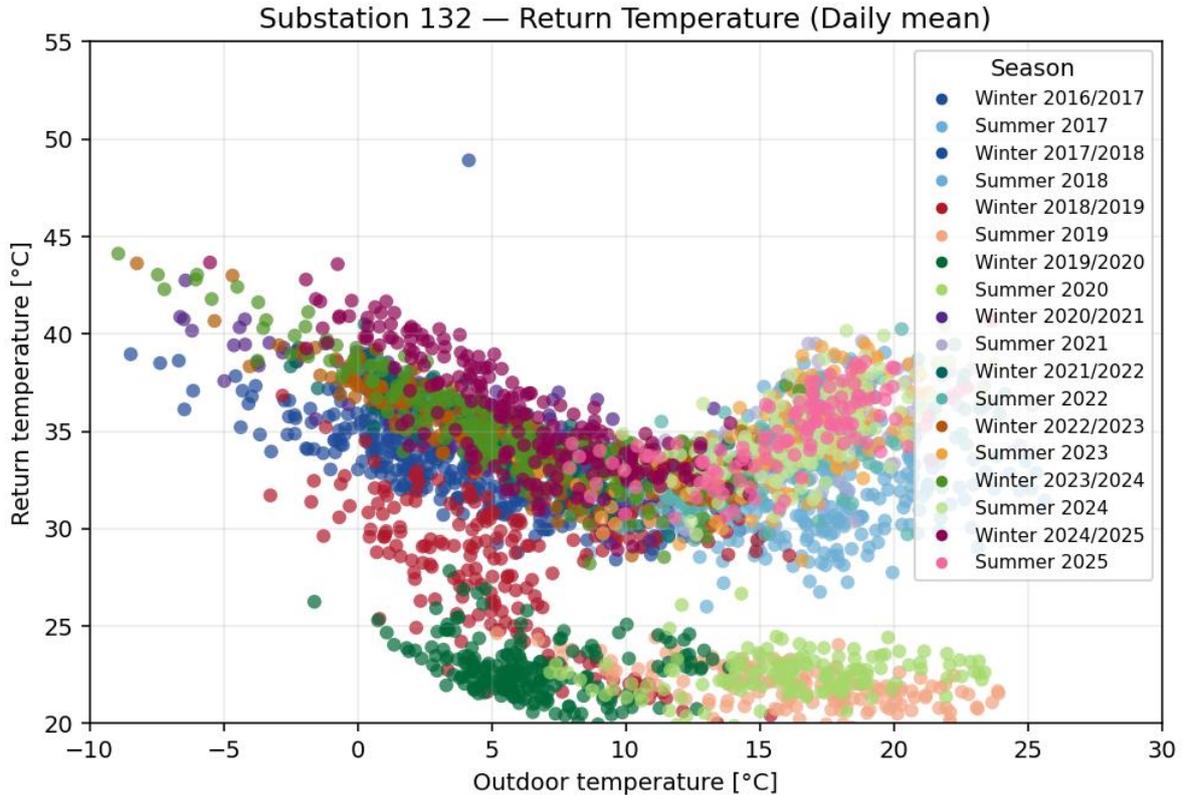
This is reflected in the daily heating curve: overall, heat demand decreases approximately linearly with increasing outdoor temperature, but the points belonging to specific winters form a cluster that is shifted almost parallel upwards relative to the other seasons. Such a parallel shift indicates that the physical relationship between outdoor temperature and transmission losses is preserved, while the overall level of demand was temporarily increased, for example due to changes in user behaviour, indoor setpoints or operating parameters (e.g. during the COVID-19 period). In subsequent years, the heating curve returns to the lower level observed before, suggesting that the substation eventually reverted to a more typical operating regime.



Picture 10: Plot of the total time series of substation 132



Picture 11: Scatter plot of daily heat demand vs mean outdoor temperature (season and year colored) for substation 132 with shifts



Picture 12: Scatter plot of daily return temperature vs mean outdoor temperature (season and year colored) for substation 132

For substation 132, the daily mean return temperature displays a more complex pattern than for substation 135. In most years, return temperature decreases from about 42 °C at low outdoor temperatures to roughly 32–34 °C around 5 °C and then increases again towards 35–40 °C at higher outdoor temperatures, reflecting the growing influence of domestic hot-water circulation in the warm season. A striking exception is the period with elevated heat demand (notably winter 2019/2020), where the return temperatures at moderate outdoor conditions ($\approx 0\text{--}10$ °C) are markedly lower (around 22–26 °C) than in all other winters. The coincidence of higher heat demand with substantially reduced return temperatures indicates very effective cooling on the primary side and thus an unusually efficient consumer-side configuration or operating regime in these years, which was not sustained in subsequent seasons. This could also indicate an increased use of hot water. An increase in hot water use will lead to increased energy consumption and lower return temperature as more heating of cold water will take place.

7 Meaning for forecasting in DH systems and further research

Accurate forecasting in DH networks requires a transition from aggregated, system-level prediction toward substation-based forecasting, where each substation, often supplying one or several building, is modelled as an individual unit. Each substation reflects unique physical configurations, control strategies, and user behaviours that shape both heat demand and return temperature dynamics. These factors, along with maintenance activities and changing setpoints, can lead to local regime shifts that are invisible at network level but crucial for system efficiency and decarbonization.

Implementing substation-based forecasting does not mean that models must be retrained daily. Instead, robust, stand-alone models can operate autonomously while analytical monitoring continuously checks for shifts in demand or return-temperature patterns. When anomalies or persistent deviations, such as an incline in the heating curve or unexpected return temperatures, are detected, retraining or diagnostic interventions can be triggered selectively. This strategy ensures adaptability without excessive computational effort and functions as an early-warning system for faults or behavioral changes in the connected buildings.

To make such a modular forecasting framework feasible, it is essential that substation data are digitalized at sufficiently high temporal resolution. Continuous data streams from smart meters, sensors, and control units are a prerequisite for reliable model training, anomaly detection, and predictive control. Hence, the digitalization of substations and the provision of digital services, including data access, standardized interfaces, and secure data management, form the technological backbone of this approach.

Once the individual substation forecasts are available, they can be aggregated hierarchically to represent district sectors or the entire system. Incorporating building metadata, such as heated floor area or year of construction, further enhances model interpretability and allows scaling of heat demand across heterogeneous building stocks. Together, substation-based forecasting and digitalized data infrastructures provide the foundation for adaptive, transparent, and resilient district-heating systems capable of integrating renewable energy and operating efficiently under dynamic conditions.

While the concept has been illustrated using data from a Swedish DH network, it is equally relevant for German systems. The thermal behaviour of buildings, the characteristics of their internal heat-transfer systems, and the influence of user behaviour can be analyzed, modelled, and forecasted in the same way.

My future research will build upon this concept, providing a modular forecasting framework that links substation-level modelling, automated regime-change detection, and system-level aggregation. The goal is to establish and validate this approach, enabling predictive, data-driven DH networks that are adaptive, transparent, and robust in the face of decentralization, increasing shares of renewable energy and cyber-attack on vulnerable systems.

8 References

Ali, N. (2024). Exploring Heat Demand Forecasting in District Heating Networks Using Random Parameter Linear Regression Model. *Environmental and Climate Technologies*, 28, 668–686.

Braas, H., Gustafsson, M., & Dalenbäck, J. (2021). Investigating measures on space heating and domestic hot water (DHW) systems in existing multi-family buildings connected to district heating. In: *ISES Solar World Congress 2021*.

Danish Energy Agency, & Rambøll. (2025). Regulation and planning of district heating in Denmark: An overview of district heating in Denmark and how the Danish district heating sector has been able to support Danish energy policy ambitions (Revision June 2025). Danish Energy Agency.

Energiföretagen Sverige – Swedenergy – AB. (2016). District heating substations: Design and installation (Technical regulations F:101). ISBN 978-91-85775-35-4. Retrieved from <https://www.energiforetagen.se/globalassets/energiforetagen/det-erbjuder-vi/publikationer/f101-district-heating-substations-design-and-installation.pdf>.

Energy Policy Group (EPG). (2022). District Heating in National Long-Term Strategies. EPG Report.

Eseye, A. T., & Lehtonen, M. (2020). Short-Term Forecasting of Heat Demand of Buildings for Efficient and Optimal Energy Management Based on Integrated Machine Learning Models. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 16(12), 7743–7753.

European Commission. (2024). Heating and Cooling – Energy. Directorate-General for Energy.

Fälting, L., Forssell, A., & Åberg, M. (2025). Drivers of district heating's dominance in Sweden's urban areas: A historical perspective. *Utilities Policy*, 92, 101860. <https://doi.org/10.1016/j.iup.2024.101860>

Global Alliance for Buildings and Construction (GlobalABC), IEA & UNEP. (2020). 2020 Global Status Report for Buildings and Construction: Towards a Zero-Emission, Efficient and Resilient Buildings and Construction Sector.

Graf, A., Fischer, D., Schneider, S., & Ochs, F. (2025). Domestic Hot Water in Existing Residential Buildings – Status Quo and Potentials for Decarbonisation. Fraunhofer ISE / TU Darmstadt (Conference paper & report).

Guelpa, E., Verda, V., & Nienborg, B. (2023). Reduction of Supply Temperature in Existing District Heating Networks: A Review. *Applied Energy*, 345, 121209.

Hua, C., et al. (2024). District Heating Load Pattern Analysis and Short-Term Heat Demand Forecasting for a University Campus in Northern China. *Energy*, 293, 130323.

iFEU. (2023). Making Buildings Ready for Heat Pumps and Modern District Heating Systems: Towards Low Flow Temperatures. ifeu – Institute for Energy and Environmental Research Heidelberg.

Kemper, F., Götsche, J., & Krenz, P. (2025). Forecasting of Residential Unit Heat Demands in District Heating Systems: A Comparative Analysis of Machine Learning Approaches. *Energy Systems*, 16, 345–372.

Ma, Z. G., Billanes, J. D., & Lygnerud, K. (2025). Digitalization in District Heating: Comparative Insights from Denmark and Sweden on Adoption, Barriers, and Value Creation. Paper presented at Nordic Energy Informatics Academy Conference 2025, Stockholm, Sweden.

Maryniak, A., Banaś, M., Michalak, P., & Szymiczek, J. (2024). Forecasting of Daily Heat Production in a District Heating Plant Using a Neural Network. *Energies*, 17(17), 4369.

REN21. (2023). Renewables 2023 Global Status Report – Buildings in Focus. REN21 Secretariat.

Schmidt, Dietrich (ed.) et al. (2023): Guidebook for the Digitalisation of District Heating: Transforming Heat Networks for a Sustainable Future, Final Report of DHC Annex TS4. ISBN 3-89999-096-X AGFW Project Company, Frankfurt am Main, Germany.

9 Acknowledgments

I would like to thank the Future Energy Lab fellowship from dena and especially Jana Hammerer from the FEL for giving me the opportunity to carry out research in Sweden. My sincere thanks go to Mr. Henrik Landersjö, who is working at E.ON in Planning and Steering of the DHC network as a Technical Specialist in Energy Systems, for providing access to the data, for many valuable discussions, and for his insightful explanations of the DH network in Malmö. I am especially grateful for the site visits to the production plant “Heleneholmsverket”, the opportunity to accompany a service technician during maintenance work on substations, and for facilitating contact with the housing association MKB and access to their data.



Photo at E.ON office in Malmö with on the left Henrik Landersjö and on the right Cosima Wörle

Abschlussbericht des FEL-Auslandsstipendium von Theresa Heinrich in Neuseeland



Highlights des Forschungsaufenthalts

- Austausch mit Forscher*innen der University of Canterbury
- Prof. Dr. Jannik Haas hat mir angeboten Co-Supervisor meiner Dissertation zu werden
- Austausch mit der deutschen Botschafterin für Neuseeland, Nicole Menzenbach, zur Forschungsk Kooperation zwischen Deutschland und Neuseeland
- Entwürfe von zwei Publikationen
 - Journal publication: "Beyond Color-classification: How High-resolution, Digitally Verifiable Co₂ Tracing Can Transform Certification Of Hydrogen"
 - Conference paper: "Energy Transition and Digital Transformation in Germany and New Zealand: A Comparative Analysis of Strategies and Lessons from an Island Nation"
- Veranstaltungen für zukünftige Kollaboration
 - Lange Nacht der Wissenschaften Berlin
 - Austauschformat mit eingeladenen Experten in den Räumlichkeiten der DENA

Inhalt

1	Einleitung.....	3
2	Forschungsaufenthalt und Erfahrungen an der University of Canterbury	4
3	Digitalisierung der Energiewirtschaft und die Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft in Neuseeland.....	7
4	Einblick in meine Energy Policy Journalpublikation	14
5	Abschluss und Ausblick.....	18
6	Literatur	19

1 Einleitung

Dieser Abschlussbericht beschreibt Ziele, Inhalte und Ergebnisse meines sechswöchigen Forschungsaufenthalts an der University of Canterbury (UC) in Christchurch, Neuseeland. Der Aufenthalt wurde durch ein Stipendium des Future Energy Labs der DENA gefördert. Vom 6. Oktober bis 15. November 2025 durfte ich die Sustainable Energy Research Group (SERG), eine Forschungsgruppe in den Bereichen Energiesystemmodellierung und Wasserstoffsysteme, besuchen. Die Forschungsgruppe wird von Prof. Dr. Jannik Haas und Dr. Rebecca Peer mit sehr viel Hingabe geleitet.

Kontext des Stipendiums und Forschungsziele

Der Forschungsaufenthalt diente dazu, mein Promotionsvorhaben im Bereich digital verifizierbarer, hochaufgelöster CO₂-Zertifizierung entlang der Wasserstoffwertschöpfungskette fachlich zu vertiefen und international zu verorten. Ein zentrales Ziel war es, den Stand der Forschung zu Methoden, Datenanforderungen und regulatorischen Rahmenbedingungen für digitale Wasserstoffzertifizierung im neuseeländischen und internationalen Kontext zu sondieren und mit der deutschen und europäischen Perspektive zu verknüpfen. Darüber hinaus sollte der Aufenthalt genutzt werden, um langfristige wissenschaftliche Beziehungen zwischen Deutschland und Neuseeland aufzubauen und mögliche gemeinsame Forschungsprojekte im Bereich nachhaltiger Energiesysteme anzubahnen. Mein Doktorvater Dr. Jens Srüker, Dr. Jannik Haas, Dr. Rebecca Peer und ich stehen auch weiterhin im engen Austausch und diskutieren fortführende Paper Projekte.

Inhaltlicher Schwerpunkte des Forschungsaufenthalts

Inhaltliche Schwerpunkte lagen auf Energiesystemmodellierung mit Fokus auf die Wasserstoffwirtschaft, der Ausgestaltung digitaler Nachweis- und Zertifizierungssysteme sowie der Integration hochaufgelöster Emissionsdaten in die Wasserstoffwertschöpfungskette. Durch den engen Austausch mit Forschenden der SERG konnten methodische Ansätze zu Bilanzgrenzen, zeitlicher Auflösung und Datenarchitekturen für CO₂-Zertifizierung kritisch reflektiert und weiterentwickelt werden. Die Relevanz des Aufenthalts ergibt sich aus der globalen Dynamik im Bereich Wasserstoff, der wachsenden Bedeutung international anschlussfähiger Zertifizierungssysteme und der zunehmenden Diskussion um digitale Validierungstechnologien (z.B. kryptografische Nachweise, digitale Produktpässe).

Zusätzlich wurden Querschnittsthemen adressiert, etwa die Schnittstellen zwischen technischen Zertifizierungssystemen und politischer Regulierung (z.B. Handelsbeziehungen, Anerkennung von Standards). Die Potenziale für transnationale Lernprozesse zwischen Deutschland und Neuseeland im Hinblick auf Infrastrukturaufbau, Marktdesign und gesellschaftliche Akzeptanz von Wasserstoff. Und Perspektiven für die Übertragbarkeit von Ansätzen aus der Energiesystemmodellierung auf konkrete Zertifizierungs- und Nachweisprozesse.

Ausblick: Nächste Schritte und Ergebnisse

Auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse aus dem Forschungsaufenthalt wurde ein Entwurf für einen Journalartikel zur digital verifizierbaren CO₂-Zertifizierung in Wasserstoffwertschöpfungsketten erstellt, mit geplanter Einreichung bei „Energy Policy“ (siehe Kaipitel3). Parallel wird ein Konferenzbeitrag unter dem Titel „Energy Transition and Digital Transformation in Germany and New Zealand: A Comparative Analysis of Strategies and Lessons from an Island Nation“ vorbereitet, der die unterschiedlichen Ansätze beider Länder in der Energiewende und der digitalen Transformation vergleichend analysiert.

Zusätzlich können wir gerne über die folgenden gemeinsamen Aktivitäten ins Gespräch kommen:

- Organisation einer öffentlichen oder halb-öffentlichen Veranstaltung in Kooperation mit dem Fraunhofer FIT und der Deutschen Energie-Agentur, um aktuelle Entwicklungen im Bereich Wasserstoffzertifizierung zu diskutieren (beispielsweise im Rahmen eines Wasserstoff- oder Zertifizierungsdialogs).
- Nutzung der Expertise von Prof. Dr. Jannik Haas, der vom Ministry of Business, Innovation and Employment New Zealand zum National Contact Point Horizon Europe für Space und Science ernannt wurde, zur Initiierung weiterer Kollaborationen im Rahmen von Horizon Europe-Projekten.
- Prüfung von Anschlussformaten wie Beiträgen bei der Langen Nacht der Wissenschaften.
- Bei Bedarf kann ich aktiv Werbung für zukünftige FEL-Stipendien für Masteranden oder Promotionsstudenten am Fraunhofer FIT und am Masterstudiengang Finance and Information Management der TUM betreiben.

2 Forschungsaufenthalt und Erfahrungen an der University of Canterbury

Die Sustainable Energy Research Group (SERG) ist am College of Civil Engineering der University of Canterbury angesiedelt. Die Gruppe umfasst rund 20 international zusammengesetzte Forschende. Die internationale Zusammensetzung des Teams förderte während des gesamten Aufenthalts einen fachlichen Austausch mit unterschiedlichen Perspektiven. Der Austausch zwischen Forschenden aus Neuseeland, Chile, China, Indonesien, Kanada der Schweiz und Deutschland ermöglichte vielseitige Diskussionen zu Strommarktdesigns, zum Entwicklungsstand nationaler Wasserstoffstrategien, zu Fragen der Regulierung und Überregulierung erneuerbarer Energien sowie zur Rolle von Speichertechnologien in verschiedenen Energiesystemen. Besonders wertvoll war die enge Zusammenarbeit mit den chilenischen Kolleginnen und Kollegen, die zu LCA Berechnungen von Wasserstoff arbeiten. So entstand ein gegenseitiger Wissenstransfer zu CO₂-Bilanzierung und Zertifizierung in unterschiedlichen regulatorischen Kontexten.

Der regelmäßige Austausch mit SERG-Mitgliedern (in den wöchentlichen Meetings, im Büro beim Kaffee oder auf Konferenzen) erleichterte die Diskussion methodischer Vorgehensweisen, die Validierung von Ergebnissen und das Verständnis lokaler Bedingungen der neuseeländischen Energiepolitik und des Strommarktdesigns.

Die University of Canterbury bietet ein hochrangiges akademisches Umfeld mit Schwerpunkt auf Nachhaltigkeit, Ingenieurwissenschaften und Umwelttechnologien. Der Campus in Christchurch – der zweitgrößten Stadt Neuseelands – verbindet wissenschaftliche Infrastruktur mit guter Anbindung an kulturelle und eine atemberaubende Natur. In der SERG waren neben mir ein weiterer Austauschstudent aus der Schweiz sowie eine Gastwissenschaftlerin aus Chile tätig.

Die SERG konzentriert sich auf die mathematische und computergestützte Modellierung von Energiesystemen, insbesondere:

- Analyse und Optimierung von Stromsystemen
- Integration erneuerbarer Energieträger
- Modellierung und Bewertung von Speichertechnologien
- Untersuchung regulatorischer und ökonomischer Rahmenbedingungen,

- Dekarbonisierungspfade und Integration von grünem Wasserstoff

Die Zusammenarbeit in der SERG wurde durch verschiedene Formate strukturiert:

Team Wednesdays: Wöchentliche Treffen zum Austausch aktueller Forschungsergebnisse und zur Integration neuer Gruppenmitglieder. Im Rahmen eines dieser Treffen stellte ich meinen Forschungsfokus vor, der zu konstruktiven Diskussionen führte.

Writing Power Hours: Wöchentliche gemeinsame Schreibsitzung zur Förderung kontinuierlicher wissenschaftlicher Publikationsarbeit. Diese Sitzungen steigerten die Produktivität und erleichterten Peer-Feedback.

Internationale Fachkonferenz „Adaptation Futures 2025“: Als Gastgeberuniversität war die University of Canterbury eng in die Konferenz eingebunden. Die SERG präsentierte aktuelle Arbeiten zu Energiesystemresilienz, Wasserstoffspeicherung, Lebenszyklusemissionen und Flexibilitätsoptionen von Stromsystemen. Dies ermöglichte den Austausch mit Forschenden, Praktikern und politischen Akteuren aus verschiedenen Regionen.

DAAD-Indo-Pazifik-Treffen in Auckland: Die Teilnahme an der ersten regionalen DAAD-Tagung im Indo-Pazifik-Raum bot wertvolle Einblicke in die Rolle deutscher Lektorinnen und Lektoren im internationalen Wissenschaftsaustausch. Das Programm umfasste Beiträge hochrangiger Vertreterinnen und Vertreter der University of Auckland, des DAAD sowie der deutschen Botschaft in Wellington, darunter auch Nicole Menzenbach.

Da Neuseeland ein isolierter Inselstaat ist, sind robuste und flexible Energiesysteme von zentraler Bedeutung, insbesondere aufgrund der hohen Variabilität erneuerbarer Stromerzeugung. Die SERG trägt mit ihrer Forschung maßgeblich zur Analyse und Weiterentwicklung solcher Systeme bei. Die Nähe der Arbeit zu politischen Entscheidungsprozessen in Neuseeland war deutlich spürbar. Aufgrund der geringen Bevölkerungsgröße von rund 5 Millionen Menschen sind Akteursstrukturen im Energiesektor überschaubar, wodurch wissenschaftliche Erkenntnisse vergleichsweise schnell in politische und regulatorische Entwicklungen einfließen können.

Der Forschungsaufenthalt ermöglichte die Initiierung neuer Kooperationen und die Vertiefung bestehender wissenschaftlicher Netzwerke. Gemeinsame Publikationen mit SERG-Mitgliedern sind geplant.

Ein Tagesprotokoll sowie eine Übersicht der Kolleginnen und Kollegen und ihrer Forschungsschwerpunkte sind beigefügt.

Tagesprotokoll

Datum	Aktivitäten / Anmerkungen
Montag, 6. Oktober 2025	Ankunft; Einführung ins Büro; IT-Einrichtung und Zugriffsfreigaben; Kennenlernen des Teams
Dienstag, 7. Oktober 2025	Forschung: Vertiefende Einarbeitung und Klärung des detaillierten Forschungsplans
Mittwoch, 8. Oktober 2025	Wöchentliches Team-Meeting der Sustainable Energy Research Group (SERG)
Donnerstag, 9. Oktober 2025	Fachlicher Austausch mit Prof. Dr. Jannik Haas und Dr. Rebecca Peer zum Projektumfang und zur Projektausrichtung; Austausch mit Prof. Dr. Cristiane Carvalho zu Wasserstoffprojekten in Chile
Freitag, 10. Oktober 2025	„SERG Writing Power Hours“: Gemeinsame Schreibsitzung mit Fokus auf das Verfassen und Überarbeiten wissenschaftlicher Texte
Samstag, 11. Oktober 2025	–
Sonntag, 12. Oktober 2025	–
Montag, 13. Oktober 2025	Teilnahme an der Adaptation Futures 2025 Konferenz
Dienstag, 14. Oktober 2025	Forschungsschwerpunkt: Anwendung der Design-Science-Research-Methodik
Mittwoch, 15. Oktober 2025	Fortsetzung der Forschung zur Design-Science-Research-Methodik
Donnerstag, 16. Oktober 2025	Teilnahme an der Adaptation Futures 2025 Konferenz; Austausch mit dem neuseeländischen Member of Parliament Scott Willis (Green Party), Sprecher für Energy, Regional Development und Rural Communities
Freitag, 17. Oktober 2025	„SERG Writing Power Hours“: Intensive Schreib- und Kollaborationssitzung mit dem Team
Samstag, 18. Oktober 2025	–
Sonntag, 19. Oktober 2025	–
Montag, 20. Oktober 2025	Fachlicher Austausch mit Francisco Astorga Mendoza zu Life-Cycle-Assessments (LCA) von Wasserstoff
Dienstag, 21. Oktober 2025	Vorbereitung der Teampräsentation
Mittwoch, 22. Oktober 2025	Eigene Teampräsentation mit anschließender Diskussion und Feedbackrunde
Donnerstag, 23. Oktober 2025	Auswahl geeigneter Publikationsmedien, u. a. <i>Energy Policy</i>
Freitag, 24. Oktober 2025	„SERG Writing Power Hours“: Intensive Schreib- und Kollaborationssitzung
Samstag, 25. Oktober 2025	–
Sonntag, 26. Oktober 2025	–
Montag, 27. Oktober 2025	Public Holiday (Neuseeland)
Dienstag, 28. Oktober 2025	Strukturierung des Papers; Verfassen der Einleitung
Mittwoch, 29. Oktober 2025	Strukturierung des Papers; Weiteres Ausarbeiten der Einleitung
Donnerstag, 30. Oktober 2025	DAAD-100-Jahre-Veranstaltung in Auckland; Austausch mit Nicole Menzenbach; Austausch mit DAAD-Lektorinnen und -Lektoren aus der Indo-Pazifik-Region; Austausch mit Prof. Dr. Jannik Haas
Freitag, 31. Oktober 2025	Nachbereitung des Gesprächs mit Prof. Haas zur Paperstruktur
Samstag, 1. November 2025	–
Sonntag, 2. November 2025	–
Montag, 3. November 2025	Überarbeitung von Abstract, Einleitung und Paper-Struktur
Dienstag, 4. November 2025	Überarbeitung von Abstract, Einleitung und Paper-Struktur
Mittwoch, 5. November 2025	Austausch mit Prof. Dr. Jannik Haas und Dr. Rebecca Peer; Wöchentliches SERG-Team-Meeting
Donnerstag, 6. November 2025	Klassifizierung der gesammelten Literatur
Freitag, 7. November 2025	„SERG Writing Power Hours“: Intensive Schreib- und Kollaborationssitzung
Samstag, 8. November 2025	–
Sonntag, 9. November 2025	–
Montag, 10. November 2025	Klassifizierung der Literatur; Zusammenfassung der erarbeiteten Dokumente
Dienstag, 11. November 2025	Farewell
Mittwoch, 12. November 2025	–
Donnerstag, 13. November 2025	–
Freitag, 14. November 2025	Public Holiday (Neuseeland)
Samstag, 15. November 2025	Rückflug

Kolleg*innen

Name	Country	Position	Research Focus
Karan Titus	Indonesia	Research Associate	Carbon-negative geothermal energy
Francisco Astorga	Chile	PhD Researcher	Social and environmental impacts of energy futures, LCA
Rafaella Canessa	Chile	PhD Researcher	Energy transitions for New Zealand including green hydrogen applications
Stella Steidl	Germany	PhD Researcher	Urban energy hubs with green hydrogen
Hadi Vatankhah	Iran	PhD Researcher	Sustainable energy hubs, hydrogen demand for new zealand
Madison Zegeer	USA	PhD Researcher	Robust decision-making for energy futures
Vicente Sepulveda	Chile	PhD Researcher	Long-term storage of hydrogen
Meisy Fortunatus	Indonesia	PhD Researcher	Resilience of future energy systems, data focus
Catalina Klausen	Chile	PhD Researcher	Optimization of CO ₂ capture and storage systems
Haolong Pang	China	PhD Researcher	Optimal service stacking of batteries
Prof. Dr. Cristiane Carvalho	Chile	Visiting Professor	Hydrogen in Punta Arenas Chile
Linus Folini	Switzerland	Visiting Researcher	Demand for Sustainable Fuels of Polynesia
Ben Litteljohn	New Zealand	Masterstudent	Long-term storage of hydrogen

3 Digitalisierung der Energiewirtschaft und die Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft in Neuseeland

Neuseeland befindet sich an einem kritischen Wendepunkt seiner Energiewende. Das Inselnd verfügt über außergewöhnliche Voraussetzungen für eine kohlenstoffarme Energiezukunft. Mit einem Anteil erneuerbarer Energien an der Primärenergieversorgung von 45,5 % und einer Stromerzeugungsquote von 85,5 % im Jahr 2024 zählt Neuseeland weltweit zu den führenden Werten. Im selben Jahr stieg die installierte Leistung erneuerbarer Energieanlagen um 556 MW, was einem Zuwachs von 17% gegenüber dem Jahr 2020 entspricht. Doch hinter diesen Erfolgswerten verbergen sich komplexe systemische Herausforderungen: Die Integration fluktuierender dezentraler Erzeugungsquellen, steigende Stromnachfrage bis 2050 um prognostiziert bis zu 81%, und die strategische Frage, wie Wasserstoff in dieses Energiesystem integriert werden kann und soll. Diese Analyse beleuchtet zwei zentrale Dimensionen der neuseeländischen Energietransformation – die technologische Digitalisierung des Stromsystems und die Entwicklung einer grünen Wasserstoffwirtschaft – um aufzuzeigen, wie beide Trends zusammenwirken können, um die nationalen und internalen Dekarbonisierungsziele zu erreichen.

Der Stand der Energiewende in Neuseeland

Die geografische Lage Neuseelands, ein Inselstaat im südlichen Pazifik mit ausgeprägter geografischer Isolation, prägt sowohl die Chancen als auch die Herausforderungen seiner Energiewirtschaft fundamental. Die reichlichen Wasserkraftressourcen, insbesondere durch die alpinen Gebirgszüge der Südinsel, bilden historisch das Rückgrat der Stromversorgung. Ergänzt werden diese durch Wind- und Solarressourcen, deren Potenzial jedoch noch nicht vollständig ausgeschöpft ist. Diese natürlichen Bedingungen ermöglichen einerseits einen hohen Anteil erneuerbarer Energien; andererseits führen sie zu einer strukturellen Abhängigkeit von Wasserkraftaufkommen, das in hydrologisch trockenen Jahren (sogenannten „Dry Years“) zu erhöhtem Rückgriff auf fossile Energieträger zwingt. In diesen Jahren steigt nicht nur der Anteil fossiler Stromerzeugung mit entsprechenden CO₂-Emissionen, sondern auch die Versorgungssicherheit wird beeinträchtigt. Dieses strukturelle Risiko kann nur durch intelligente digitale Steuerungsmechanismen, Speichertechnologien und Flexibilitätspotentiale gemindert werden.

Das neuseeländische Stromsystem ist geprägt durch eine charakteristische geografische Asymmetrie zwischen Nord- und Südinself. Während die Südinself mit ihren massiven Wasserkraftreservoirs als nationale Versorger fungiert, entfallen rund zwei Drittel des Stromverbrauchs auf die Bevölkerungszentren der Nordinsel. Die Versorgungssicherheit hängt daher kritisch vom HVDC Inter-Island Link ab, einer 1200-MW Gleichstromverbindung, die nicht nur als Zubringer für erneuerbare Energie in den Norden dient, sondern zunehmend bidirektional operieren muss. In Dürreperioden wird diese Verbindung erforderlich, um thermische Energie zur Stützung in den Süden zu leiten. Die Steuerung des HVDC Inter-Island Link muss durch hochmoderne digitale Echtzeit-Steuerung bewältigt werden.

Technische Infrastruktur und digitale Systeme

Das neuseeländische Stromsystem zeigt eine technische Komplexität, die durch traditionelle, zentral gesteuerte Energiemärkte nicht mehr optimal bewältigt werden kann. Der hohe Anteil dezentraler und fluktuierender Erzeugung verlangt nach intelligenten, datengestützten Steuerungsmechanismen, um Netzstabilität zu gewährleisten und wirtschaftliche Effizienz zu sichern.

Das neuseeländische Strommarktdesign basiert auf einem **nodalen Preisbildungsmechanismus**, der physische Netzrestriktionen explizit berücksichtigt. Dabei beeinflussen geografisch lokalisierte Engpässe die Strompreisbildung, was zu einer präzisen Abbildung von Netzengpässen in regionalen Strompreisen und einem effizienteren Einsatz der Kraftwerke führt. Durch diese differenzierten Preisanreize steigt die Nachfrageflexibilität („demand response“), sodass Lastverschiebungen gezielt auf lokale Netzbedingungen reagieren können. Diese Fähigkeit wird entscheidend durch die hohe Smart-Meter-Abdeckung unterstützt. Mehr als 80 % der Haushalte Neuseelands verfügen über intelligente Stromzähler, die Echtzeitdaten zur Verfügung stellen und diese Flexibilität technisch ermöglichen.

Die digitale Transformation der Netzinfrastruktur wird durch mehrere konkrete Technologieprojekte vorangetrieben. Der Netzbetreiber Transpower erstellt einen umfassenden **„Digital Twin“** der Übertragungsinfrastruktur. Mithilfe helikoptergestützter Laserscans entstehen hochauflösende 3D-Modelle der Netzinfrastruktur, mit denen Vegetationsrisiken präzise identifiziert und Wartungsmaßnahmen virtuell im Voraus geplant werden können. Dies ermöglicht nicht nur präventive Instandhaltung, sondern trägt auch zur Erhöhung der Netzstabilität und Betriebssicherheit bei.

Die **Datenverfügbarkeit** im neuseeländischen Strommarkt gilt als eine der transparentesten weltweit. Über die zentrale „Data & Insights“-Plattform der Electricity Authority stellt die Behörde detaillierte Datensätze maschinenlesbar und öffentlich zugänglich bereit: Großhandelspreise, Erzeugungsdaten in nahezu Echtzeit, Wasserstände der Hydro-Speicher und Netzengpässe. Diese Dateninfrastruktur bildet die Grundlage für datengestützte Entscheidungsfindung auf allen Ebenen des Energiesystems.

Allerdings besteht eine kritische Asymmetrie in der **Datensichtbarkeit**: Obwohl Neuseeland eine hohe Smart-Meter-Abdeckung (>80%) aufweist, befinden sich die Messdaten überwiegend im Besitz der Stromhändler und sind für die Verteilnetzbetreiber oft nicht direkt zugänglich. Dieser Mangel an „Low Voltage Visibility“ erschwert den Netzbetreibern die digitale Echtzeit-Steuerung und Integration dezentraler Erzeugungsanlagen erheblich. Dieser fragmentierte Zugang zu Datensilos ist ein strukturelles Hemmnis für eine kohärente digitale Netzsteuerung.

Politischer Rahmen und Net-Zero-Strategie bis 2050

Die politische Ausrichtung Neuseelands wird durch eine ambitionierte **Net-Zero-Strategie für 2050** definiert, unterstützt durch mehrere nationalen Initiativen. Das Programm „Electrify NZ“ zielt darauf ab, Elektrifizierungsprojekte im erneuerbaren Sektor zu beschleunigen. Politische Maßnahmen wie das **Fast-Track-Verfahren** ermöglichen die schnelle Realisierung von Onshore- und Offshore-Projekten und sollen zudem neue Arbeitsplätze schaffen. Diese politischen Signale zur Priorisierung der Energiewende sind fundamental.

Allerdings zeigt sich eine Diskrepanz zwischen Zielsetzung und Umsetzung: Das Ausbaupotenzial bei Wind- und Solarenergie wird noch nicht vollständig genutzt, und lange Genehmigungsverfahren sowie Investitionsunsicherheiten bremsen den Ausbau. Trotz der politischen Bemühungen verharret der Anteil erneuerbarer Energien im Strommix seit einigen Jahren auf konstant hohem Niveau, obwohl das Ausbaupotenzial sehr groß ist. Ein exemplarisches Beispiel für diese Herausforderung ist die **Absage des Lake-Onslow-Pumpspeichers im Dezember 2023**. Dieses Großprojekt sollte die saisonale Speicherung von Wasserkraft ermöglichen und damit die Vulnerabilität gegenüber Trockenjahren mindern. Seine Absage illustriert die Investitionsunsicherheit, die langfristige Infrastrukturprojekte in Neuseeland hemmt und das Vertrauen privater Investoren in zukunftsrelevante Großprojekte schwächt.

Auf der Ebene der Governance ergeben sich ebenfalls erhebliche Digitalisierungsdefizite. Trotz starker Einzelinitiativen der Digitalisierung (z. B. Data & Insights der Electricity Authority, Net Zero Grid Pathways, Smart-Meter-Projekte) **fehlt ein durchgängig kohärenter nationaler Digitalisierungsrahmen** mit verbindlichen Standards für Datenformate, Interoperabilität, Plattformökonomie oder Identitäts- und Zugriffsmanagement im Energiebereich. Die fragmentierten Zuständigkeiten zwischen verschiedenen Behörden und Marktteilnehmern schwächen die Effektivität digitaler Transformation.

Das Regulatory Framework für digitale Strommärkte zeigt sich jedoch progressiv. Die neuseeländische Regulierung sieht umfassende Datenschutzmechanismen vor – Smart-Meter-Daten werden verschlüsselt übertragen, enthalten keine persönlichen Identifikatoren und unterliegen dem Privacy Act sowie dem Electricity Authority's Industry Participation Code.

Förderliche Faktoren für digitale Transformation

Die Voraussetzungen für eine erfolgreiche Digitalisierung der Energiewirtschaft sind in Neuseeland teilweise gegeben, teilweise noch zu entwickeln. Auf der Seite der förderlichen Faktoren ist zunächst die steigende Stromnachfrage zu nennen. Das Ministry of Business, Innovation and Employment (MBIE) prognostiziert bis 2050 einen Anstieg der Stromnachfrage um bis zu 81% durch die zunehmende Elektrifizierung vieler Sektoren. Dieser Druck macht digitale Steuerung von Angebot und Nachfrage nicht nur sinnvoll, sondern notwendig – es ist ein struktureller Treiber für Digitalisierungsinvestitionen.

Das lokale Preissignalsystem des nodalen Marktdesigns ermöglicht bereits eine effiziente Steuerung und bildet eine technische Grundlage für fortgeschrittene Digitalisierung. Darüber hinaus bietet die Inselposition Neuseelands Vorteile: Als räumlich abgegrenztes System kann das Land schneller Innovationen implementieren und testen, ohne auf externe Grenzausgleiche Rücksicht nehmen zu müssen. Diese „Testlabor-Position“ ist ein strategischer Vorteil.

Ein paradigmatischer Fortschritt ist das Localflex-Projekt, ein innovatives Flexibilitätsmarktdesign der EPEX SPOT (Europäische Strombörse) und Neuseeland. Localflex, das seit August 2025 live ist, markiert

einen Paradigmenwechsel in der neuseeländischen digitalen Netzsteuerung, da es die digitale marktba-sierte Aktivierung dezentraler Flexibilitätsquellen ermöglicht. Haushalte und Unternehmen können ihre Flexibilität – wie beispielsweise die EV-Ladung oder der Betrieb von Wärmepumpen – monetarisieren, wäh-rend Netzbetreiber Engpässe ohne teuren Netzausbau bewältigen können. Dieses System verkörpert die Verbindung zwischen Digitalisierung und wirtschaftlichen Anreizen.

Kleine, agile Strukturen: Als Inselstaat mit überschaubarem Stromsystem kann Neuseeland schnelle An-passungen und Innovationen leichter umsetzen als größere, fragmentierte Energiemärkte.

Hemmende Faktoren für digitale Transformation

Infrastrukturelle Engpässe: Netzengpässe und geografische Besonderheiten zwischen Nord- und Südinsel führen zu Einschränkungen bei der freien Stromverteilung und erfordern teure Netzausbauinvestitionen. Diese geografischen Asymmetrien werden durch digitale Systeme zwar optimiert, aber nicht vollständig aufgelöst.

Begrenzte Forschungs- und Innovationskapazitäten: Die IEA hebt hervor, dass Neuseeland einen konkre-ten Plan für Energieforschung, -entwicklung und -innovation erstellen sollte, der mit dem Emissionsmin-derungsplan im Einklang steht. Angesichts des kleinen Forschungsökosystems und des begrenzten FuE-Budgets im Energiesektor ist es notwendig, zentrale Schlüsseltechnologien für die digitale Energiewende gezielt zu identifizieren und im Rahmen eines langfristigen Innovationsfahrplans zu fördern und zu finan-zieren. Dieser strategische Forschungsbezug fehlt derzeit.

Fragmentierte Datenhoheit (Datensilos): Obwohl Neuseeland eine hohe Smart-Meter-Abdeckung (>80%) aufweist, befinden sich die Messdaten überwiegend im Besitz der Stromhändler und sind für die Verteil-netzbetreiber oft nicht direkt zugänglich. Dieser Mangel an „Low Voltage Visibility“ erschwert den Netzbe-treibern die digitale Echtzeit-Steuerung und Integration dezentraler Anlagen erheblich.

Fehlende nationale Digitalisierungsstrategie im Energiesektor: Es existieren starke Einzelinitiativen der Digitalisierung (z. B. Data & Insights der Electricity Authority, Net Zero Grid Pathways, Smart-Meter-Pro-jekte), aber keinen durchgängig kohärenten Digitalisierungsrahmen mit verbindlichen Standards für Da-tenformate, Interoperabilität, Plattformökosysteme oder Identitäts- und Zugriffsmanagement im Energie-bereich. Diese fragmentierten Zuständigkeiten zwischen Regulierern, Netzbetreibern und Marktakteuren hemmen eine konsistente digitale Transformation.

Digitalisierungstrends

Neuseeland hat 2025 eine nationale Künstliche-Intelligenz-Strategie verabschiedet, die wirtschaftliche Vorteile durch KI maximieren soll, während gleichzeitig verantwortungsvolle und ethische Nutzung im Fokus bleibt. Künstliche Intelligenz ist ein zentraler – aber nicht der einzige – Treiber der technologischen Transformation des Energiesektors. KI wird in mehreren Bereichen der Energiewirtschaft relevant: Bei der Vorhersage von Stromverbrauchsmustern, der Optimierung von Erzeugungsanlagen, der Detektion von Netzabnormitäten und der Prognose erneuerbarer Erzeugungsprofile (insbesondere für Wind- und Solar-energie). KI-basierte Systeme können Millionen von Datenpunkten in Echtzeit verarbeiten und Entschei-dungen treffen, die für menschliche Operatoren unmöglich wären.

Im Kontext des neuseeländischen Strommarkts mit seinem nodalen Preisbildungsmechanismus könnten KI-Systeme die Marktpreisbildung präziser gestalten, Congestion-Management automatisieren und dyna-mische Anreize für dezentrale Erzeugung und Speicher schaffen.

„Our Future is Digital“ – Eine konkrete Energiesektor-Strategie

Im Energiesektor verfolgt die Electricity Authority in Neuseeland eine dezentralisierte Digitalisierungsstrategie unter der Vision „Our Future is Digital“, die speziell auf die Energiewirtschaft ausgerichtet ist. Diese Strategie vereint drei Kernprinzipien:

Datensichtbarkeit: Transparenz über Netzengpässe und verfügbare Flexibilitätsquellen

Interoperable Systeme: Standardisierte Protokolle wie das Common Load Management Protocol

Einfache Lösungen: Benutzerfreundliche Interfaces für breite Verbraucherakzeptanz

Konkret wird dies durch lokale Flexibilitätsmärkte wie Localflex umgesetzt, die dezentrale Akteure in die Netzstabilisierung einbinden und gleichzeitig ökonomische Anreize schaffen. Diese Vision zeigt, dass Digitalisierung für Neuseeland nicht bloß eine technische Optimierungsfrage ist, sondern eine fundamentale Neugestaltung des Energiemarkts mit dezentralisierten, datengestützten Entscheidungsmechanismen.

Wasserstoffforschung und -wirtschaft in Neuseeland: Vom Potenzial zur Realität

Neuseeland sieht emissionsarmen Wasserstoff als strategischen Schlüssel für mehrere, miteinander verbundene Ziele. Erstens die Dekarbonisierung schwer elektrifizierbarer Sektoren – etwa schwere Industrie, Hochtemperaturprozesse und langstreckiger Transport. Diese Sektoren können nicht einfach durch strombasierte Lösungen substituiert werden und machen daher chemische Energieträger notwendig. Zweitens die Schaffung neuer Exportmärkte: Ein Land mit reichlich erneuerbaren Energieressourcen kann grünen Wasserstoff zu wettbewerbsfähigen Kosten produzieren und in internationale Märkte exportieren – eine potenzielle neue Einnahmequelle für die neuseeländische Wirtschaft. Drittens die Steigerung der Energiesicherheit durch diversifizierte Energieträger und reduzierte Abhängigkeit von Stromimporten.

Strategischer Rahmen und Infrastrukturplanung

Der „Hydrogen Infrastructure Development Plan“ legt die strategische Grundlage für diese Vision. Er umfasst Strategien für Produktion (Elektrolyse mit erneuerbarem Strom), Speicherung (unterirdische Speicher oder Druckbehälter), Transport (Pipelines oder als Chemikalien gebunden) und Nutzung (Industrie, Verkehr, Stromerzeugung). Ein solcher umfassender Plan signalisiert, dass Neuseeland die Wasserstoffwirtschaft nicht als isoliertes Projekt versteht, sondern als systemische Transformation, die alle Ebenen der Energieinfrastruktur berührt.

Der parallel verabschiedete „Hydrogen Action Plan“ schafft einen unterstützenden politischen Rahmen mit vier zentralen Handlungsfeldern: (1) Schaffung eines unterstützenden regulatorischen Rahmens, (2) Abbau von Genehmigungs- und Verfahrenshürden für Wasserstoffprojekte, (3) Förderung marktorientierter und emissionsarmer Transformationsprozesse, und (4) Verbesserung des internationalen Investitions- und Marktzugangs. Allerdings ist hier eine kritische Beobachtung notwendig: Ein Plan auf dem Papier ist nicht dasselbe wie eine operationalisierte Strategie mit Finanzierung, Regulierung und Marktmechanismen.

Technische und ressourcenbezogene Voraussetzungen

Die technischen Voraussetzungen für eine erfolgreiche grüne Wasserstoffwirtschaft in Neuseeland sind vorteilig. Die Verfügbarkeit erneuerbarer Energien – insbesondere Wasserkraft, Wind und Solarressourcen – ermöglicht emissionsarme Wasserstoffproduktion durch Elektrolyse. Der Strompreis ist ein kritischer

Kostenfaktor für Elektrolyse; hier könnte der neuseeländische Strommarkt mit seinem nodalen Preisbildungsmechanismus einen Vorteil bieten, wenn es gelingt, Wasserstoffproduktionsanlagen gezielt an Orten mit niedrigen lokalisierten Strompreisen anzusiedeln. Dies würde wiederum digitale Marktmechanismen und Echtzeitpreissignale voraussetzen, die kontinuierlich verfügbare Strompreise kommunizieren und zur Optimierung führen.

Die geografische Isolation Neuseelands fördert zudem die Energieautarkie – ein strategisches Ziel, das die Abhängigkeit von externen Energieimporten reduziert. Im globalen Kontext, wo Energie- und Rohstoffpreise starken geopolitischen Volatilitäten unterliegen, ist dieser Aspekt nicht trivial. Ein energetisch autarkes Land hat höhere strategische Autonomie und Resilienz.

Digitale CO₂-Zertifizierung: Das zentrale Digitalisierungsdefizit

Ein besonders kritisches Defizit ist das Fehlen national verbindlicher CO₂-Zertifizierungsstandards für grünen Wasserstoff. Dies ist keine rein technische oder administrative Frage; es ist zentral für die Glaubwürdigkeit und Verkäuflichkeit neuseeländischen grünen Wasserstoffs. Internationale Abnehmer – insbesondere Japan, Südkorea und europäische Länder, die explizit Importpläne für grünen Wasserstoff angekündigt haben – wollen nicht nur grünen Wasserstoff kaufen, sondern zertifizierten grünen Wasserstoff mit verifizierten CO₂-Emissionsdaten.

Neuseeland orientiert sich an internationalen Normen (ISO/TS 19870) und internationalen Standards wie der EU RFNBO Delegated Act (2023/1185) und dem Low Carbon Hydrogen Standard. Jedoch fehlen bisher verbindliche nationale Regelungen für die Zertifizierung von grünem Wasserstoff. Diese Lücke ist folgenreich: Neuseeländischer Wasserstoff könnte als „höheres Risiko“ klassifiziert werden, mit entsprechenden Preisabschlägen auf internationalen Märkten.

Diese Zertifizierungslücke ist fundamental ein Datenvalidierungs- und Transparenzproblem. Eine funktionierende, international wettbewerbsfähige grüne Wasserstoffwirtschaft benötigt systematische Transparenz über Emissionsdaten entlang der gesamten Wertschöpfungskette:

- Woher kommt der Strom für die Elektrolyse?
- Welche Treibhausgase wurden bei der Stromerzeugung freigesetzt?
- Wie effizient ist die Elektrolyse?
- Welche Transportmittel wurden verwendet?
- Welche Stakeholder waren involviert?

Diese Fragen können nur durch systematische Datenerfassung, -übertragung und -validierung beantwortet werden. Der hohe Digitalisierungsgrad im Zertifizierungsprozess ist daher nicht optional – er ist eine Voraussetzung für wirtschaftliche Viabilität. Der derzeit niedrige Digitalisierungsgrad im Zertifizierungsprozess führt zu hoher Fehleranfälligkeit, langen Bearbeitungszeiten und steigenden administrativen Kosten. Die starke Abhängigkeit von manuellen Audits verschärft diese strukturellen Engpässe zusätzlich.

Ein integriertes Ökosystem für digitale Wasserstoffzertifizierung

Der Aufbau eines digitalen Zertifizierungssystems erfordert ein integriertes Ökosystem mehrerer technologischer und organisatorischer Komponenten. Hierzu gehören erstens Echtzeit-Messungen und IoT-Lösungen, die Strom-, Wirkungsgrad- und Emissionsdaten kontinuierlich und sensorbasiert erfassen, um eine hohe Datenqualität sicherzustellen. Zweitens sind digitale Produktpässe (DPPs) notwendig, die die

Herkunft des Wasserstoffs und seine Emissionsintensität über die gesamte Lieferkette transparent dokumentieren. Drittens spielen Self-Sovereign Identities (SSI) eine Schlüsselrolle, indem sie eine dezentrale Authentifikation von Verifizierern ermöglichen und so robuste, verteilte Überprüfungsmechanismen schaffen. Viertens bilden Lifecycle Assessments (LCA) die methodische Grundlage, indem sie standardisierte und möglichst automatisierte Emissionsberechnungen auf Basis einheitlicher Bewertungsansätze ermöglichen. Fünftens braucht es interoperable Datenräume, in denen Daten über standardisierte Formate und Protokolle sicher ausgetauscht werden können, um Medienbrüche und proprietäre Insellösungen zu vermeiden. Sechstens sind wirksame Audit-Mechanismen erforderlich, die durch unveränderbare Audit-Trails und klare Nachvollziehbarkeit sowohl Doppelzählungen verhindern als auch die Integrität des gesamten Zertifizierungssystems gewährleisten. Ein solches System würde gleichzeitig auch die Investitionssicherheit erhöhen. Investoren in Wasserstoffinfrastruktur würden exakt wissen, welche Zertifizierungsstandards gelten und wie diese überprüft werden. Dies reduziert Unsicherheit und könnte Investitionsflüsse fördern.

Förderliche Faktoren für grüne Wasserstoffwirtschaft

Die förderlichen Faktoren für den Aufbau einer grünen Wasserstoffwirtschaft in Neuseeland lassen sich auf mehrere strukturelle Stärken zurückführen. Erstens schafft die hohe Verfügbarkeit erneuerbarer Energien – insbesondere aus Wasserkraft, Wind- und Solarressourcen – eine hervorragende Grundlage für die kostengünstige und emissionsarme Wasserstoffproduktion. Zweitens verstärkt die geografische Isolation des Landes die Notwendigkeit zur Energieautarkie und erhöht damit den Anreiz, lokal erzeugte erneuerbare Energien in Form von Wasserstoff wertschöpfend zu nutzen. Drittens eröffnet die klare internationale Nachfrage, insbesondere aus Japan, Südkorea und europäischen Staaten mit expliziten Importplänen für grünen Wasserstoff, eine potenziell historische Exportchance für Neuseeland. Viertens signalisieren politische Strategien wie der „Hydrogen Action Plan“ die nationale Priorisierung des Themas und schaffen grundlegende Rahmenbedingungen für Investitionen und Infrastrukturaufbau.

Hemmende Faktoren für grüne Wasserstoffwirtschaft

Demgegenüber stehen jedoch mehrere hemmende Faktoren, die die Entwicklung einer skalierbaren Wasserstoffwirtschaft bremsen. Hohe Investitionsrisiken, bedingt durch Unsicherheiten bei der Finanzierung von Erzeugungsanlagen, Infrastrukturprojekten und der langfristigen Rentabilität, mindern die Investitionsbereitschaft privater Akteure. Hinzu kommt ein begrenztes Exportpotenzial: Die große Distanz zu wichtigen Absatzmärkten und die damit verbundenen Transportkosten schmälern die Wirtschaftlichkeit von Wasserstoff- oder Derivateexporten, sodass die geografische Isolation, die für Energieautarkie vorteilhaft ist, im Exportkontext zur Kostenfalle wird. Zudem fehlen Neuseeland bislang kohärente nationale CO₂-Zertifizierungsstandards für grünen Wasserstoff, obwohl internationale Referenzrahmen wie der RFNBO Delegated Act existieren, was die internationale Handelbarkeit und Glaubwürdigkeit des Produkts einschränken.

Ein weiterer zentraler Hemmfaktor ist der niedrige Digitalisierungsgrad im Zertifizierungsprozess. Manuelle, papierbasierte oder nur partiell digitalisierte Verfahren führen zu hoher Fehleranfälligkeit, langen Bearbeitungszeiten und steigenden administrativen Kosten; die starke Abhängigkeit von Vor-Ort-Audits verschärft diese strukturellen Engpässe zusätzlich. Durch den gezielten Einsatz automatisierter Datenerfassung, digitaler Identitäten und dezentraler Verifikationsmechanismen ließe sich die Effizienz und Transparenz des Gesamtsystems deutlich erhöhen und damit auch die Investitionsattraktivität steigern. Schließlich befindet sich die neuseeländische Wasserstoffwirtschaft insgesamt noch in einer frühen Marktentwicklungsphase mit Pilotprojekten von unter 50 MW Kapazität. Ein umfassender nationaler Rahmen

für Skalierung und Standardisierung fehlt noch, wodurch Investitionen in großskalige, digital integrierte Wasserstoffinfrastruktur verzögert werden.

Fazit: Digitalisierung als strukturelle Notwendigkeit der Energiewende

Neuseeland steht an einer kritischen Schnittstelle zwischen technologischem Potenzial und Realisierungsunsicherheit. Die Energiewende ist quantitativ in vollem Gange – mit 85,5% erneuerbarem Stromanteil ist Neuseeland weltweit ein Vorreiter. Doch der Weg zu einer vollständig dekarbonisierten Energiewirtschaft verlangt zwei komplementäre Transformationen: Erstens die **digitale Transformation des Stromsystems**, um dezentrale, fluktuierende Erzeugung effizient zu integrieren und neue Flexibilitätsmärkte zu schaffen. Zweitens die **Entwicklung einer grünen Wasserstoffwirtschaft**, um nicht elektrifizierbare Sektoren zu dekarbonisieren und neue Exportchancen zu nutzen.

Diese beiden Transformationen sind nicht unabhängig, sondern **strukturell verknüpft**. Digitalisierung schafft die Voraussetzungen für wirtschaftlich rentable grüne Wasserstoffproduktion durch intelligente Strompreisoptimierung und Echtzeit-Marktmechanismen. Gleichzeitig schafft Wasserstoff neue Anforderungen an Digitalisierung durch die Notwendigkeit granularer Emissionstransparenz, digitaler Produktpässe und verifizierter CO₂-Zertifizierung.

Ein umfassender, integrierter Ansatz – der Energiesystemdesign, Marktmechanismen, Regulierung und Technologie zusammendenkt – wäre daher der erfolgversprechendste Weg für Neuseeland, seine Dekarbonisierungsziele zu erreichen und zugleich wirtschaftliche Vorteile aus der Energiewende zu realisieren.

4 Einblick in meine Energy Policy Journalpublikation

Der folgende Abschnitt gibt einen Einblick in meine Forschung für die Journalpublikation mit dem Titel „Beyond Color-classification: How High-Resolution, Digitally Verifiable CO₂ Tracing Can Transform Certification of Hydrogen“ und behandelt die Forschungsfrage: „How can emission data be managed to enable digitally verifiable, high-resolution CO₂ certification across the hydrogen value chain?“

Wasserstoff spielt als Schlüsselfaktor in der Transformation hin zu saubereren Energiesystemen eine zentrale Rolle und bietet enormes Potenzial zur Reduzierung von CO₂-Emissionen, insbesondere wenn er unter Verwendung erneuerbarer Energiequellen erzeugt wird.

Trotz der zunehmenden Aufmerksamkeit für Wasserstoff bleibt die detaillierte und transparente Erfassung von CO₂-Emissionen entlang der gesamten Wertschöpfungskette eine erhebliche Herausforderung. Die bestehende Wasserstoff-Farbklassifikation, die auf technologischer Basis erfolgt, liefert dabei nicht genügend Informationen über die tatsächliche Emissionsleistung. Zertifizierungsrahmen wie der EU RFNBO Delegated Act (2023/1185) oder der Low Carbon Hydrogen Standard stellen zwar die Einhaltung von Schwellenwerten in Well-to-Wheel-Bewertungen sicher, gewährleisten jedoch keine granulare und transparente Offenlegung von Emissionen auf jeder Stufe der Wertschöpfungskette.

Dieses Papier folgt dem Design-Science-Research-(DSR)-Paradigma (Peffer et al., 2007) und schlägt eine Datenarchitektur für einen hochauflösenden, digitalen und überprüfbaren Informationsfluss innerhalb der Wasserstoff-Wertschöpfungskette vor. Ziel ist es, die Grenzen der bestehenden CO₂-Klassifikations- und Zertifizierungssysteme zu überwinden und die Informationslücke zu Emissionen zu schließen. Die Ergebnisse sollen politischen Entscheidungsträgern ermöglichen, Regulierungen anzupassen, die die CO₂-Emissionsleistung von Wasserstoff widerspiegeln, und so die globalen Dekarbonisierungsziele durch evidenzbasierte Wasserstoffpolitik voranzutreiben.

Motivation

Die ehrgeizigen Ziele der Europäischen Kommission zur Erreichung der Klimaneutralität bis 2050 erfordern rasches und umfassendes Handeln zur Dekarbonisierung des Energiesektors. Die Elektrifizierung mit erneuerbaren Energiequellen stellt dabei eine zentrale Strategie dar; die vollständige Elektrifizierung der globalen Industrie ist jedoch weder realistisch noch wirtschaftlich tragfähig. Daher sind ergänzende Energieträger, insbesondere Wasserstoff, für schwer elektrifizierbare Sektoren unverzichtbar.

Der CO₂-Fußabdruck von Wasserstoff hängt von den Produktionsmethoden ab. „Grüner“ Wasserstoff, erzeugt mit erneuerbaren Energien, weist einen deutlich geringeren CO₂-Fußabdruck auf als konventionell hergestellter Wasserstoff. Allerdings reicht die derzeitige globale Produktionskapazität für grünen Wasserstoff noch nicht aus, um die Transformationsbedarfe der Industrie zu decken. Um einen wirtschaftlich nachhaltigen und sicheren Übergang zu gewährleisten, muss die Gesamtmenge am Wasserstoffmarkt steigen, was eine Mischung von Wasserstoff mit unterschiedlichem CO₂-Fußabdruck erforderlich macht. Diese Mischung erfordert eine detaillierte Datenerfassung, um die Wettbewerbsfähigkeit der CO₂-armen Wasserstoffproduktion zu fördern.

Die aktuelle „Farbklassifikation“ von Wasserstoff, die ihn nach Produktionsmethode als grün, grau, pink, türkis usw. kategorisiert, bietet jedoch nicht genügend Vertrauen und Präzision. Ein robustes CO₂-Zertifizierungssystem könnte Vertrauen in die Kohlenstoffdaten schaffen und die notwendigen wirtschaftlichen Anreize für Marktakteure liefern. Allerdings bestehen innerhalb der aktuellen Zertifizierungsrahmen erhebliche Hürden. Die regulatorischen Anforderungen gemäß RED II IA (EU) 2022/996 und ISO 14064-3 führen zu komplexen und kostenintensiven Zertifizierungsprozessen. Diese Komplexität bringt bürokratische und finanzielle Belastungen für alle Beteiligten mit sich – Elektrolyseure, Kunden und Zertifizierungsstellen gleichermaßen. Zudem bleibt die Kompatibilität zwischen Zertifizierungssystemen auf unterschiedlichen Märkten eine zentrale Design-Herausforderung.

Methodik

Zur Beantwortung unserer Forschungsfrage folgt diese Arbeit dem Design-Science-Research-(DSR)-Paradigma (Peppers et al., 2007). Hevner et al. (2004) beschreiben DSR als angewandte Forschungsmethode, die darauf abzielt, praxisorientiertes Wissen über die Gestaltung von Artefakten – wie Software, Methoden, Modelle oder Konzepte – zu generieren.

Das DSR-Paradigma gliedert sich in fünf Schritte: Problemidentifikation und Motivation, Definition der Designprinzipien, Design und Entwicklung, Demonstration und Evaluation sowie Kommunikation. Diese Arbeit konzentriert sich auf die ersten beiden Schritte. Um die Relevanz der entwickelten Designprinzipien zu verdeutlichen, bietet Abbildung 1 einen Überblick über den DSR-Ansatz, seine Ziele, die einzelnen Schritte und die Ergebnisse auf jeder Stufe.

Im Rahmen meiner Tätigkeit als wissenschaftliche Mitarbeiterin bin ich am öffentlichen Projekt HydroNet beteiligt. Zur Erhebung qualitativer Anforderungen von systemübergreifende digitale CO₂-Nachweise in der Wasserstoffwertschöpfungskette haben wir eine Interviewstudie mit 32 Expertinnen durchgeführt. Dabei haben wir die Methodik für semi-strukturierte Interviews nach Schultze & Avital (2011) angewandt und daraus eine wissenschaftliche Herangehensweise für die Durchführung der Interviews sowie deren Auswertung abgeleitet. Ziel der Interviews war es, mit Hilfe von Expertinnen und Experten aus zuvor identifizierten Stakeholdergruppen ein möglichst umfassendes Bild über die aktuellen Herausforderungen in den bestehenden Prozessen und potenzielle Erwartungen an eine digitale Lösung zur Bereitstellung von digi-

talen CO₂-Nachweisen in der H₂-Wertschöpfungskette zu gewinnen. Die Auswahl der Interviewpartnerinnen und -partner erfolgte entlang unserer zuvor entwickelten Stakeholderlandkarte. Während der gesamten Interviewphase haben wir kontinuierlich überprüft, dass alle relevanten Stakeholdergruppen und Perspektiven abgedeckt sind.

Für die Durchführung der Interviews haben wir einen Interview-Leitfaden entwickelt. Dieser diente sowohl der einheitlichen Strukturierung der Gespräche als auch der Sicherstellung der Vergleichbarkeit. Gleichzeitig ermöglicht er eine Offenheit für individuelle Schwerpunkte, um die Expertise der Interviewpartnerinnen und -partner gezielt einzubinden. Inhaltlich lieferten die Gespräche zentrale Erkenntnisse für die spätere Konzeption des Anforderungskatalogs. Dies betraf insbesondere bestehende Herausforderungen und Probleme, u. a. bei der Wasserstoffzertifizierung, hinsichtlich bestehender Systembrüche in der Datenerhebung, unterschiedlicher Interpretationen von Nachhaltigkeitskriterien oder potenzieller Hemmnisse bei der Datenweitergabe. Auch erste Anforderungen an das zu entwickelnde Ökosystem wurden in den Gesprächen identifiziert. Diese umfassten u. a. Angaben zu Datenformaten, Validierungsmechanismen, Auditierbarkeit und Interoperabilität sowie Schnittstellen und Governance-Mechanismen. Die Ergebnisse der Interviews haben wir systematisch ausgewertet. Dabei haben wir die wissenschaftliche Methode nach Wolfswinkel et al. (2013) zur Codierung und zum Clustering der Interviewaussagen angewendet. Die Auswertung basierte auf den Transkripten, den Videoaufzeichnungen sowie den während der Gespräche angefertigten Notizen. Zunächst wurden relevante Interviewpassagen und Zitate identifiziert und extrahiert. Darauf aufbauend wurden sogenannte First-Order Concepts gebildet, die thematisch zusammengefasste Aussagen der Interviewten enthalten, zunächst ohne Zuordnung zu abstrakteren Kategorien. Dieser induktive Zugang führte zu einer Vielzahl einzelner konzeptueller Elemente. Anschließend erfolgte eine systematische Analyse dieser First-Order Concepts hinsichtlich inhaltlicher Gemeinsamkeiten und Unterschiede, wodurch sie zu übergeordneten Second-Order Themes verdichtet wurden. Auf diese Weise konnte eine erste Strukturierung und Reduktion der Datenkomplexität erreicht werden. Die Ergebnisse des Kodierprozesses wurden in einem Excel-Dokument und auf einem Miro-Board dokumentiert. Die ausgewerteten und konsolidierten Interviewergebnisse bilden die Grundlage für den DSR Schritt 2, die weitere Arbeit und liefern wichtige Erkenntnisse für die Definition von Anwendungsfällen, die Gestaltung der Datenflüsse und die Identifikation zentraler Mehrwerte für verschiedene Zielgruppen.

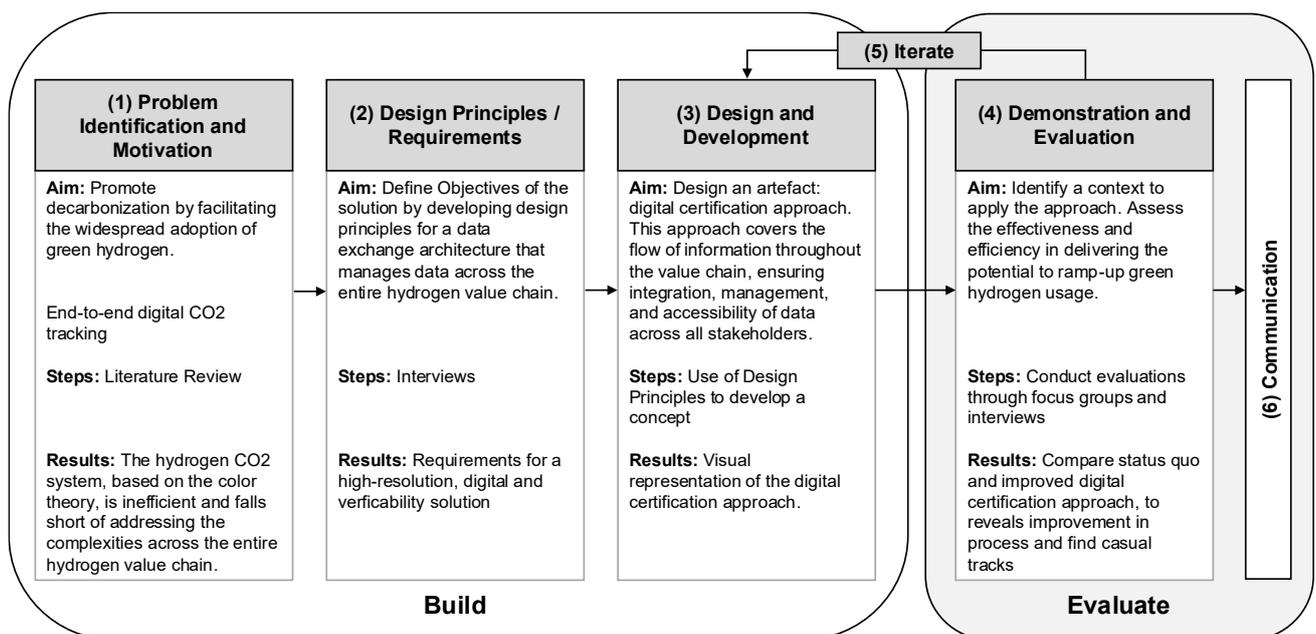


Abbildung 1: Flowchart of DSR method including the results in each state.

Publikationsmedium: Energy Policy

Die Ausarbeitung des Journals muss noch weitergeführt werden. Ich plane, die Fertigstellung der Manuskriptversion für die Einreichung im Februar 2026. Das Zieljournal ist Energy Policy, ein international hochrangiges, peer-reviewtes Journal, das einen starken Fokus auf evidenzbasierte Forschung im Bereich Energiepolitik, Energietransition und nachhaltige Energiesysteme legt. Die Wahl von Energy Policy als Publikationsforum bietet mehrere Vorteile: Zum einen gewährleistet das Peer-Review-Verfahren die wissenschaftliche Qualität und Relevanz der Arbeit. Zum anderen erreicht die Publikation in diesem renommierten Journal ein internationales Fachpublikum aus Wissenschaft, Politik und Industrie, wodurch die Forschungsergebnisse zur CO₂-Emissionsbewertung von Wasserstoff und den vorgestellten Designprinzipien direkt in die Diskussion über regulatorische Rahmenbedingungen und Marktgestaltung einfließen können.

Darüber hinaus ermöglicht die Veröffentlichung, die Evidenzbasis für politische Entscheidungsträger zu stärken und konkrete Handlungsempfehlungen für die Gestaltung von CO₂-zertifizierten Wasserstoffwertschöpfungsketten bereitzustellen. Insbesondere die vorgeschlagene Datenarchitektur und der hochauflösende Informationsfluss innerhalb der Wertschöpfungskette liefern praktische Ansätze, um die Transparenz von CO₂-Emissionen zu erhöhen, die Wirtschaftlichkeit von emissionsarmen Wasserstoffproduktionsmethoden zu fördern und langfristig die globale Dekarbonisierung voranzutreiben.

Literatur Review

Im Anhang ist die für das Forschungspapier als relevant identifizierte Literatur aufgeführt. Während meines Aufenthalts habe ich diese Quellen systematisch ausgewertet und die darin behandelten Themenfelder und Fragestellungen in den Kontext meiner eigenen Forschung eingeordnet. Die beigefügte Übersicht dient als visuelle Orientierungshilfe, um die verschiedenen Themencluster und ihre Zusammenhänge klar und nachvollziehbar darzustellen.

In meinem Literaturverwaltungsprogramm habe ich die Arbeiten den in Abbildung 1 dargestellten Themenfeldern zugeordnet. Auf dieser Grundlage werden im Paper zentrale Konzepte, theoretische Ansätze und empirische Befunde strukturiert aufgearbeitet, kritisch reflektiert und im Hinblick auf ihre Relevanz für die weitere Untersuchung diskutiert.

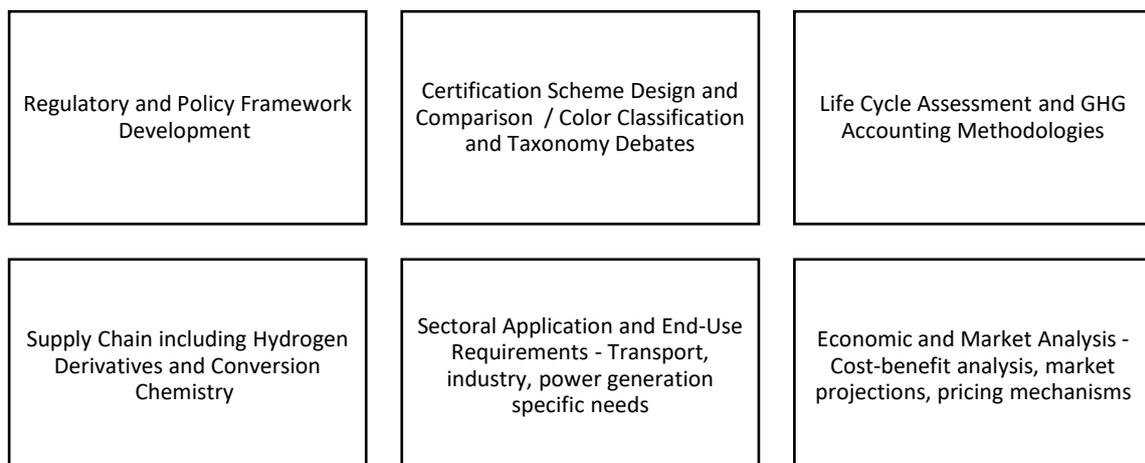


Abbildung 2: Themenfelder in der Literatur

5 Abschluss und Ausblick

Der Forschungsaufenthalt war für die persönliche und berufliche Entwicklung von herausragender Bedeutung. Die Arbeit in einem neuen akademischen Umfeld, fernab des vertrauten wissenschaftlichen und kulturellen Kontextes, hat geholfen, die eigene Rolle als Forschende klarer zu definieren und das Vertrauen in die eigene fachliche Kompetenz zu stärken. Besonders prägend war dabei, Verantwortung für das eigene Projekt in einem internationalen Setting zu übernehmen, neue Arbeitsweisen kennenzulernen und sich in bestehende Teams und Strukturen vor Ort konstruktiv einzubringen.

Gleichzeitig war der Aufenthalt auch auf persönlicher Ebene eine intensive Lernphase. Das Leben in einem anderen Land, mit neuen Routinen, sozialem Umfeld und kulturellen Erwartungen, hat die eigene Flexibilität, Resilienz und Offenheit deutlich erweitert. Der Austausch mit Kolleg:innen, die teilweise aus sehr unterschiedlichen Disziplinen und Ländern kamen, hat den Blick auf die eigenen Themen geschärft und dazu beigetragen, die eigene Arbeit besser einzuordnen und zu kommunizieren. Nicht zuletzt haben die zahlreichen formellen und informellen Begegnungen ein Netzwerk entstehen lassen, das über den Zeitraum des Aufenthalts hinaus tragen wird und für zukünftige Kooperationen von großem Wert ist.

Insgesamt war der Forschungsaufenthalt damit weit mehr als ein fachliches Projekt; er war ein wichtiger Schritt in der eigenen wissenschaftlichen Biografie und persönlichen Entwicklung.

Herzlichen Dank für die Förderung.

6 Literatur

- [1] A “book and Claim“-Approach to account for sustainable aviation fuels in the EU-ETS – Development of a basic concept - ScienceDirect [WWW Document], n.d. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421519306019> (accessed 11.7.25).
- [2] Abad, D.A.V., n.d. The Role of Smart Contracts in the Market of Green Hydrogen Guarantees Of Origin.
- [3] Abdin, Z., 2024. Empowering the hydrogen economy: The transformative potential of blockchain technology. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 200, 114572. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.114572>
- [4] Abdulaal, A.M., Althonayan, A., Kumar, N.S., Ibrahim, A.A., Padmanabhan, S., Ganesan, S., Mahalingam, S., Kumar, T.V., Saravanan, P., Guganathan, L., Tamizhdurai, P., 2025. Green hydrogen in the renewable energy transition exploiting: A systematic review. *Mol. Catal.* 586, 115396. <https://doi.org/10.1016/j.mcat.2025.115396>
- [5] ACCIONA Energía, n.d. ACCIONA Energía Case Study: GreenH2chain® Case Study | Flexidao - Take control of your clean electricity portfolio [WWW Document]. URL <https://www.flexidao.com/case-studies/greenh2chain-by-acciona> (accessed 10.28.25).
- [6] Adelphi, n.d. Certification of green and low-carbon hydrogen An overview of international and national initiatives [WWW Document]. URL https://climateandenergypartnerships.org/fileadmin/global/publications_docs/Japan_Certification_of_Clean_and_Green_Hydrogen.pdf (accessed 10.9.25).
- [7] Agora Energiewende, n.d. Making renewable hydrogen cost-competitive, Policy instruments for supporting green H2 [WWW Document]. URL https://www.agora-energiewende.org/fileadmin/Projekte/2020/2020_11_EU_H2-Instruments/A-EW_223_H2-Instruments_WEB.pdf (accessed 5.6.25).
- [8] Ara Ake, n.d. Ara Ake Impact Report New Zealand 2024 [WWW Document]. URL https://cdn.prod.website-files.com/670669f4e6068197aafd0771/6763841ff21aaed4f7c7681c_Ara_Ake_Impact_Report_2024_FINAL.pdf (accessed 5.8.25).
- [9] Azadnia, A.H., McDaid, C., Andwari, A.M., Hosseini, S.E., 2023. Green hydrogen supply chain risk analysis: A european hard-to-abate sectors perspective. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 182, 113371. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113371>
- [10] Belanger, F., Xu, H., 2015. The role of information systems research in shaping the future of information privacy. *Inf. Syst. J.* 25, 573–578. <https://doi.org/10.1111/isj.12092>
- [11] Benbasat, I., Goldstein, D.K., Mead, M., 1987. The Case Research Strategy in Studies of Information Systems. *MIS Q.* 11, 369–386. <https://doi.org/10.2307/248684>
- [12] Berger, K., Baumgartner, R.J., Weinzerl, M., Bachler, J., Preston, K., Schöggel, J.-P., 2023. Data requirements and availabilities for a digital battery passport – A value chain actor perspective. *Clean. Prod. Lett.* 4, 100032. <https://doi.org/10.1016/j.cpl.2023.100032>
- [13] Berger, K., Schöggel, J.-P., Baumgartner, R.J., 2022. Digital battery passports to enable circular and sustainable value chains: Conceptualization and use cases. *J. Clean. Prod.* 353, 131492. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.131492>
- [14] Biedermann, H., Topic, M., 2020. Digitalisierung im Kontext von Nachhaltigkeit und Klimawandel – Chancen und Herausforderungen für produzierende Unternehmen, in: Sihm-Weber, A., Fischler, F. (Eds.), *CSR und Klimawandel: Unternehmenspotenziale und Chancen einer nachhaltigen und klimaschonenden Wirtschaftstransformation*. Springer, Berlin, Heidelberg, pp. 41–62. https://doi.org/10.1007/978-3-662-59748-4_4
- [15] BMWK, 2024. Systementwicklungsstrategie Deutschland 2024.
- [16] Brandes, J., Haun, M., Wrede, D., Jürgens, P., Kost, C., Henning, H.-M., n.d. Wege zu einem Klimaneutralen Energiesystem. Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen. <https://doi.org/10.24406/PUBLICA-FHG-416755>
- [17] Brandt, J., Iversen, T., Eckert, C., Peterssen, F., Bensmann, B., Bensmann, A., Beer, M., Weyer, H., Hanke-Rauschenbach, R., 2024. Cost and competitiveness of green hydrogen and the effects of the European Union regulatory framework. *Nat. Energy* 9, 703–713. <https://doi.org/10.1038/s41560-024-01511-z>
- [18] bundeswirtschaftsministerium, n.d. annual-report-2024 [WWW Document]. URL https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Publikationen/Europe/annual-report-2024.pdf?__blob=publicationFile&v=6 (accessed 5.7.25).
- [19] Caro, F., Corbett, C.J., Tan, T., Zuidwijk, R., 2013. Double Counting in Supply Chain Carbon Footprinting. *Manuf. Serv. Oper. Manag.* 15, 545–558. <https://doi.org/10.1287/msom.2013.0443>
- [20] CertifHy, n.d. Introduction to the Hydrogen CertifHy scheme and CertifHy Stakeholder platform [WWW Document]. URL https://www.clean-hydrogen.europa.eu/document/download/4c5ada08-2a12-41f3-84bb-ebff84ad2048_en?filename=210617_CertifHy_Digital%20brochures_EN_VF.pdf (accessed 10.15.25).
- [21] CertiHy, n.d. Roadmap for the establishment of a wellfunctioning EU hydrogen GO system [WWW Document]. URL <https://hincio.com/wp-content/uploads/2022/08/D5-1-Implementation-Roadmap-v15-final.pdf> (accessed 10.29.25).
- [22] Clean Hydrogen Partnership, n.d. CertifHy 3, Guidelines for replication of H2 Guarantees of Origin schemes in Europe [WWW Document]. URL https://www.clean-hydrogen.europa.eu/document/download/efd56abc-e833-409f-b685-2a8d552b061e_en?filename=CertifHy-D13%20Guidelines%20for%20replication%20of%20GO%20Schemes.pdf (accessed 10.29.25).
- [23] de Kleijne, K., Huijbregts, M.A.J., Knobloch, F., van Zelm, R., Hilbers, J.P., de Coninck, H., Hanssen, S.V., 2024. Worldwide greenhouse gas emissions of green hydrogen production and transport. *Nat. Energy* 9, 1139–1152. <https://doi.org/10.1038/s41560-024-01563-1>
- [24] Delpisheh, M., Moradpoor, I., Souhankar, A., Koutsandreas, D., Shah, N., 2026. Advancing the hydrogen economy: Economic, technological, and policy perspectives for a sustainable energy transition. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 226, 116238. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2025.116238>
- [25] DENA, n.d. Cybersicherheits-Zertifizierungen vernetzter Systeme in der Energiewirtschaft [WWW Document]. URL <https://www.dena.de/infocenter/cybersicherheits-zertifizierungen-vernetzter-systeme-in-der-energiewirtschaft/> (accessed 10.8.25).
- [26] Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, n.d. INTRODUCTION TO THE IPHE METHODOLOGY Determining the greenhouse gas emissions associated with the production of hydrogen via electrolysis of water [WWW Document]. URL https://ptx-hub.org/wp-content/uploads/2023/08/International-PtX-Hub_202308_IPHE-methodology-electrolysis.pdf (accessed 10.21.25).
- [27] DNV, n.d. DNV Reliable production systems for the growth of clean hydrogen [WWW Document]. URL https://h2news.cl/wp-content/uploads/2023/11/DNV_Reliable_production_systems_for_the_growth_of_clean_hydrogen.pdf (accessed 10.28.25).
- [28] Eberhardt, J., Peise, M., Kim, D.-H., Tai, S., 2020. Privacy-Preserving Netting in Local Energy Grids, in: 2020 IEEE International Conference on Blockchain and Cryptocurrency (ICBC). Presented at the 2020 IEEE International Conference on Blockchain and Cryptocurrency (ICBC), pp. 1–9. <https://doi.org/10.1109/ICBC48266.2020.9169440>
- [29] Eißler, T., Groos, U., Holst, M., Deringer, P., Edenhofer, L., Mendler, F., Voglstätter, C., Szolák, R., 2025. Optimizing the supply chain for green hydrogen and derivatives: A case study from Australia to Germany including inland transport considerations. *Int. J. Hydrog. Energy.* <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.04.163>

- [30] Essa, E., Janzow, N., Tatarenko, O., Bartlett, S., Biotteau, C., Kerr, C., Rosas, J., Williams, J., n.d. Weak Emissions Accounting Can Undermine Hydrogen's Role in Global Decarbonization.
- [31] European Commission, n.d. Monitoring, reporting and verification - [WWW Document]. URL https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/monitoring-reporting-and-verification_en (accessed 5.9.25).
- [32] EWI, n.d. Energie. Effizient. Machen. Monitoringbericht 2025 [WWW Document]. URL https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energiewende-effizient-machen.pdf?__blob=publicationFile&v=16 (accessed 9.15.25a).
- [33] EWI, n.d. Green hydrogen support with overlapping climate policies. URL <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/green-hydrogen-support-with-overlapping-climate-policies/> (accessed 10.28.25b).
- [34] FfE, n.d. Kohlenstoffarmer Wasserstoff, FfE Whitepaper Kohlenstoffarmer Wasserstoff. URL <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/kohlenstoffarmer-wasserstoff/> (accessed 9.3.25).
- [35] Fichtner, GiZ, n.d. In-Depth Analysis of Green Hydrogen Certification Processes in the EU [WWW Document]. URL https://h2lac.org/wp-content/uploads/2024/07/7046_1-240331H2Uppp-Green-Hydrogen-Certification-Schemes-extended-report-1.pdf (accessed 10.29.25).
- [36] Fraunhofer, n.d. HYPAT-Working-Paper-02-2023-Export-Potentials-of-Green-Hydrogen_Methodology-for-a-Techno-Economic-Assessment [WWW Document]. URL https://isi-cmsportal.de/hypat-wAssets/docs/new/publications/HYPAT-Working-Paper-02-2023-Export-Potentials-of-Green-Hydrogen_Methodology-for-a-Techno-Economic-Assessment.pdf (accessed 5.6.25).
- [37] Fridgen, G., Körner, M.-F., Walters, S., Weibelzahl, M., 2021. Not All Doom and Gloom: How Energy-Intensive and Temporally Flexible Data Center Applications May Actually Promote Renewable Energy Sources. *Bus. Inf. Syst. Eng.* 63, 243–256. <https://doi.org/10.1007/s12599-021-00686-z>
- [38] Gale, F., Goodwin, D., Lovell, H., Murphy-Gregory, H., Beasy, K., Schoen, M., 2024. Renewable hydrogen standards, certifications, and labels: A state-of-the-art review from a sustainability systems governance perspective. *Int. J. Hydrog. Energy* 59, 654–667. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.02.038>
- [39] Gallegos, F., 2024. Bridging the Gap: Certification Schemes for Sustainable Hydrogen in Global Trade. <https://doi.org/10.1163/18760104-21030005>
- [40] Gatto, A., Sadik-Zada, E.R., Lohoff, T., Aldieri, L., Vinci, C.P., Peitz, K.A., 2024. An exemplary subsidization path for the green hydrogen economy uptake: Rollout policies in the United States and the European Union. *J. Clean. Prod.* 440, 140757. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2024.140757>
- [41] Geerts, G.L., 2011. A design science research methodology and its application to accounting information systems research. *Int. J. Account. Inf. Syst., Special Issue on Methodologies in AIS Research* 12, 142–151. <https://doi.org/10.1016/j.accinf.2011.02.004>
- [42] George, J.F., Müller, V.P., Winkler, J., Ragwitz, M., 2022. Is blue hydrogen a bridging technology? - The limits of a CO2 price and the role of state-induced price components for green hydrogen production in Germany. *Energy Policy* 167, 113072. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113072>
- [43] Gieß, A., Möller, F., 2025. Exploring the value ecosystem of digital product passports. *J. Ind. Ecol.* 29, 561–573. <https://doi.org/10.1111/jiec.13621>
- [44] Glenk, G., Reichelstein, S., 2019. Economics of converting renewable power to hydrogen. *Nat. Energy* 4, 216–222. <https://doi.org/10.1038/s41560-019-0326-1>
- [45] Global Witness, n.d. Hydrogen's Hidden Emissions [WWW Document]. *Glob. Witn.* URL <https://globalwitness.org/en/campaigns/fossil-fuels/hydrogens-hidden-emissions/> (accessed 5.6.25).
- [46] Gonzales-Calienes, G., Kannangara, M., Yang, J., Shadbahr, J., Bensebaa, F., Alvarez-Majmutov, A., Chen, J., Mehr, N.G., Benali, M., 2025. Life cycle assessment of hydrogen production pathways to support hydrogen decarbonization policies in a Canadian context. *Front. Energy.* <https://doi.org/10.1007/s11708-025-1008-2>
- [47] Goodwin, D., Gale, F., Lovell, H., Beasy, K., Murphy, H., Schoen, M., 2025. Expert views on the legitimacy of renewable hydrogen certification schemes. *Energy Res. Soc. Sci.* 121, 103970. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2025.103970>
- [48] Government of South Australia, n.d. South Australian Green Hydrogen Study A report for the Government of South Australia [WWW Document]. URL <https://www.energymining.sa.gov.au/industry/hydrogen-and-renewable-energy/hydrogen-in-south-australia/hydrogen-files/green-h2-study-report-8-sept-2017.pdf> (accessed 10.15.25).
- [49] Grüner Wasserstoff bis zu 20 Prozent teurer durch EU-Kriterien, n.d. . EWI. URL <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/aktuelles/gruener-wasserstoff-bis-zu-20-prozent-teurer-durch-eu-kriterien/> (accessed 11.10.25).
- [50] H2Global-Stiftung, n.d. Standardizing Hydrogen Certification [WWW Document]. URL https://files.h2-global.de/H2Global-Stiftung-Policy-Brief-05_2023-EN.pdf (accessed 8.7.25).
- [51] Hank, C., Holst, M., Thelen, C., Kost, C., Längle, S., Schaadt, A., Smolinka, T., n.d. Site-specific comparative analysis for suitable Power-to-X pathways and products in developing and emerging countries.
- [52] Hauglustaine, D., 2025. The climate benefit of a greener blue hydrogen. *Sci. Rep.* 15, 33409. <https://doi.org/10.1038/s41598-025-18765-6>
- [53] Hebling, C., 2021. Auf dem Weg in eine nachhaltige Wasserstoffwirtschaft.
- [54] Heeß, P., Rockstuhl, J., Körner, M.-F., Strüker, J., 2024. Enhancing trust in global supply chains: Conceptualizing Digital Product Passports for a low-carbon hydrogen market. *Electron. Mark.* 34. <https://doi.org/10.1007/s12525-024-00690-7>
- [55] Heiss, J., Oegel, T., Shakeri, M., Tai, S., 2023. Verifiable Carbon Accounting in Supply Chains. <https://doi.org/10.36227/techrxiv.22836212>
- [56] Hilpert, H., Kranz, J., Schumann, M., 2013. Leveraging Green IS in Logistics: Developing an Artifact for Greenhouse Gas Emission Tracking. *Bus. Inf. Syst. Eng.* 5, 315–325. <https://doi.org/10.1007/s12599-013-0285-1>
- [57] Hofmann, F., Tries, C., Neumann, F., Zeyen, E., Brown, T., 2025. H2 and CO2 network strategies for the European energy system. *Nat. Energy* 1–10. <https://doi.org/10.1038/s41560-025-01752-6>
- [58] Hydrogen Council, n.d. Global-Hydrogen-Compass-2025 [WWW Document]. URL <https://compass.hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2025/09/Hydrogen-Council-Global-Hydrogen-Compass-2025.pdf> (accessed 9.19.25a).
- [59] Hydrogen Council, n.d. Path to hydrogen competitiveness A cost perspective [WWW Document]. URL https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness_Full-Study-1.pdf (accessed 5.6.25b).
- [60] Hydrogen Europe, n.d. Hydrogen-Infrastructure-Report [WWW Document]. URL https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2024/10/2024.10_HE_Hydrogen-Infrastructure-Report.pdf (accessed 10.15.25a).
- [61] Hydrogen Europe, n.d. Joint Letter by 18 Industry Associations on REDII DA [WWW Document]. URL https://usercontent.one/wp/hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2022/07/2022.07_Joint-Letter-by-18-Industry-Associations-on-REDII-DA.pdf?media=1668761129 (accessed 10.27.25b).

- [62] IEA, 2019. The Future of Hydrogen – Analysis [WWW Document]. URL <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen> (accessed 5.6.25).
- [63] IEA, n.d. GHG emissions of hydrogen and its derivatives – Global Hydrogen Review 2024 – Analysis [WWW Document]. IEA. URL <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024/ghg-emissions-of-hydrogen-and-its-derivatives> (accessed 10.15.25).
- [64] Incer-Valverde, J., Korayem, A., Tsatsaronis, G., Morosuk, T., 2023. “Colors” of hydrogen: Definitions and carbon intensity. *Energy Convers. Manag.* 291, 117294. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117294>
- [65] International Renewable Energy Agency, 2022. Decarbonising end-use sectors: green hydrogen certification. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- [66] International Renewable Energy Agency, 2020. Green hydrogen: a guide to policy making. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- [67] International Renewable Energy Agency ; RMI, 2023. Creating a global hydrogen market: certification to enable trade. International Renewable Energy Agency ; RMI, Abu Dhabi], [Colorado.
- [68] IRENA, n.d. Green hydrogen derivatives Trends in regulation, standardisation and certification [WWW Document]. URL <https://www.es-map.org/sites/default/files/2022/H4D/IRENA-H2-Standards-and-Certification.pdf> (accessed 10.16.25a).
- [69] IRENA, n.d. Hydrogen Certificates, Overview of the status and impact of the innovation [WWW Document]. URL <https://www.irena.org/Innovation-landscape-for-smart-electrification/Power-to-hydrogen/14-Certificates> (accessed 10.16.25b).
- [70] IRENA, n.d. Standards and certification for renewable energies and green hydrogen certification [WWW Document]. URL https://www.wto.org/library/events/event_resources/envir_1010202410/745_2282.pdf (accessed 10.16.25c).
- [71] Isaac del Moral, n.d. LinkedIn, Hydrogen in the EU: RFNBO vs. Low-Carbon H₂, [WWW Document]. URL <https://www.linkedin.com/feed/update/urn:li:activity:7387112585747197953/> (accessed 10.23.25).
- [72] Ishkov, A.G., Zhdaneev, O.V., Romanov, K.V., Koloshkin, E.A., Kulikov, D.V., Mikhailov, A.M., Dzhus, K.A., Lugvishchuk, D.S., Bogdan, I.B., Maslova, E.V., 2024. Methodological approaches to carbon footprint assessment and certification of low carbon hydrogen. *Int. J. Hydrog. Energy* 96, 147–159. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.11.181>
- [73] Jamil, H., Qayyum, F., Iqbal, N., Khan, M.A., Naqvi, S.S.A., Khan, S., Kim, D.H., 2023. Secure Hydrogen Production Analysis and Prediction Based on Blockchain Service Framework for Intelligent Power Management System. *Smart Cities* 6, 3192–3224. <https://doi.org/10.3390/smartcities6060142>
- [74] Jansen, M., Meisen, T., Plociennik, C., Berg, H., Pomp, A., Windholz, W., 2023. Stop Guessing in the Dark: Identified Requirements for Digital Product Passport Systems. *Systems* 11, 123. <https://doi.org/10.3390/systems11030123>
- [75] Jensen, S.F., Kristensen, J.H., Adamsen, S., Christensen, A., Waehrens, B.V., 2023. Digital product passports for a circular economy: Data needs for product life cycle decision-making. *Sustain. Prod. Consum.* 37, 242–255. <https://doi.org/10.1016/j.spc.2023.02.021>
- [76] Johnson, N., Liebreich, M., Kammen, D.M., Ekins, P., McKenna, R., Staffell, I., 2025. Realistic roles for hydrogen in the future energy transition. *Nat. Rev. Clean Technol.* <https://doi.org/10.1038/s44359-025-00050-4>
- [77] Kehinde, A., Di Nardo, M., Murino, T., Pandey, S., 2025. LCA energy-oriented discrete event simulation: An innovative framework for achieving sustainability in a brewery plant. *Comput. Ind. Eng.* 206, 111104. <https://doi.org/10.1016/j.cie.2025.111104>
- [78] Kigle, S., Helmer, N., Schmidt-Achert, T., 2025a. Fast enough? The consequences of delayed renewable energy expansion on european hydrogen import needs. *Appl. Energy* 400, 126556. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2025.126556>
- [79] Kigle, S., Helmer, N., Schmidt-Achert, T., 2025b. Fast enough? The consequences of delayed renewable energy expansion on european hydrogen import needs. *Appl. Energy* 400, 126556. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2025.126556>
- [80] Klatzer, T., Bachhiesl, U., Wogrin, S., Tomasgard, A., 2024. Ramping up the hydrogen sector: An energy system modeling framework. *Appl. Energy* 355, 122264. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.122264>
- [81] Kooperation International, n.d. Monitoring des Asiatisch-Pazifischen Forschungsraums (APRA) [WWW Document]. URL https://www.kooperation-international.de/fileadmin/user_upload/04_APRA_2022_Wasserstoff.pdf (accessed 5.8.25).
- [82] Körner, M.-F., 2023. Digital Carbon Accounting for Accelerating Decarbonization: Characteristics of IS-Enabled System Architectures.
- [83] Körner, M.-F., Leinauer, C., Ströher, T., Strüker, J., 2025. Digital Measuring, Reporting, and Verification (dMRV) for Decarbonization. *Bus. Inf. Syst. Eng.* 67, 753–765. <https://doi.org/10.1007/s12599-025-00953-3>
- [84] Kourougianni, F., Arsalis, A., Olympios, A.V., Yiasoumas, G., Konstantinou, C., Papanastasiou, P., Georghiou, G.E., 2024. A comprehensive review of green hydrogen energy systems. *Renew. Energy* 231, 120911. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.120911>
- [85] Laer, S.V., François, I., n.d. Hydrogen and certification.
- [86] Li, L., Manier, H., Manier, M.-A., 2019. Hydrogen supply chain network design: An optimization-oriented review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 103, 342–360. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.12.060>
- [87] Li, Y., Angizeh, F., Jafari, M.A., Chen, J., Klebnikov, A., 2024. Green Hydrogen Value Chains: Integrated Framework for Developing and Assessing Viable Scenarios with a Case Study. Presented at the 2024 IEEE Power and Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference, ISGT 2024. <https://doi.org/10.1109/ISGT59692.2024.10454147>
- [88] Linnemann, M., 2021. *Energiewirtschaft für (Quer-)Einsteiger: Einmaleins der Stromwirtschaft*. Springer Fachmedien, Wiesbaden. <https://doi.org/10.1007/978-3-658-33144-3>
- [89] Linnemann, M., Peltzer, J., 2022. Wasserstoffwirtschaft im Überblick, in: Linnemann, M., Peltzer, J. (Eds.), *Wasserstoffwirtschaft kompakt: Klimaschutz, Regulatorik und Perspektiven für die Energiewirtschaft*. Springer Fachmedien, Wiesbaden, pp. 95–108. https://doi.org/10.1007/978-3-658-39029-7_4
- [90] Linsel, O., Bertsch, V., 2024. A flexible approach to GIS based modelling of a global hydrogen transport system. *Int. J. Hydrog. Energy* 52, 334–349. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.08.199>
- [91] Madhwal, Y., Yanovich, Y., Coveri, M., Marina, N., 2024. Blockchain-enhanced hydrogen fuel production and distribution for sustainable energy management. *Blockchain Res. Appl.* 5, 100229. <https://doi.org/10.1016/j.bcra.2024.100229>
- [92] Mansilha, C., Barbosa-Póvoa, A., Tarelho, L., Fonseca, A., 2026. A comprehensive review of green hydrogen production technologies: current status, challenges, research trends and future directions. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 225, 116119. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2025.116119>
- [93] McRae, S., 2025. Rethinking wholesale market design for New Zealand’s clean energy transition. *Electr. J.* 107492. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2025.107492>
- [94] Medrek, M., Wiechetek, L., Banas, J., Pastuszak, Z., 2026. Modeling the carbon footprint in the life cycle of PET and glass packaging for beverages. *Environ. Impact Assess. Rev.* 117, 108140. <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2025.108140>
- [95] Mendler, F., Voglstätter, C., Müller, N., Smolinka, T., Holst, M., Hebling, C., Koch, B., 2025. A newly developed spatially resolved modelling framework for hydrogen valleys: Methodology and functionality. *Adv. Appl. Energy* 17, 100207. <https://doi.org/10.1016/j.adapen.2025.100207>

- [96] Micheli, M., Puhlmann, T., Hierhammer, M., Altgelt, F., Bernhardt, A., n.d. Tracking models for liquid powerfuels.
- [97] Ministry of Business, Innovation & Employment, n.d. Energy in New Zealand 2025 | Ministry of Business, Innovation & Employment [WWW Document]. URL <https://www.mbie.govt.nz/building-and-energy/energy-and-natural-resources/energy-statistics-and-modelling/energy-publications-and-technical-papers/energy-in-new-zealand/energy-in-new-zealand-2025> (accessed 10.6.25).
- [98] Müller, F., Leinauer, C., Hofmann, P., Körner, M.-F., Strueker, J., 2023. Digital Decarbonization: Design Principles for an Enterprise-wide Emissions Data Architecture. <https://doi.org/10.24251/HICSS.2023.708>
- [99] Münster, M., Bramstoft, R., Kountouris, I., Langer, L., Keles, D., Schlautmann, R., Mörs, F., Saccani, C., Guzzini, A., Pellegrini, M., Zauner, A., Böhm, H., Markova, D., You, S., Pumpa, M., Fischer, F., Sergi, F., Brunaccini, G., Aloisio, D., Ferraro, M., Mulder, M., Rasmusson, H., 2024. Perspectives on green hydrogen in Europe—during an energy crisis and towards future climate neutrality. *Oxf. Open Energy* 3, oiae001. <https://doi.org/10.1093/ooenergy/oiae001>
- [100] Namazifard, N., Tahavori, M.A., Nijs, W., Vingerhoets, P., Delarue, E., 2025. Relaxing EU hydrogen criteria: a cost and emission comparison of unrestricted and green electrolytic hydrogen in 2030. *Environ. Res. Energy* 2, 035014. <https://doi.org/10.1088/2753-3751/ae07e3>
- [101] Nita, S.L., Mihailescu, M.I., 2024. A Novel Authentication Scheme Based on Verifiable Credentials Using Digital Identity in the Context of Web 3.0. *Electron. Switz.* 13. <https://doi.org/10.3390/electronics13061137>
- [102] Nowak, C., Bertsch, V., 2025. Emission-based demand response in energy system optimisations—A systematic literature review. *Appl. Energy* 401, 126635. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2025.126635>
- [103] NRW Engery 4 Climate, n.d. Risiken für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft durch die EU-Regulatorik zum Betrieb von Elektrolyseuren [WWW Document]. URL https://publikation.energy4climate.nrw/risiken_hochlauf_wasserstoffwirtschaft (accessed 9.13.25).
- [104] Ocenic, E.-L., n.d. Harmonizing Hydrogen Colour Codes: Need for an Economic Policy Framework for a Global Hydrogen Market [WWW Document]. URL https://ibn.idsi.md/sites/default/files/j_nr_file/Full%20Vol.%20XXIII%20Issue%201%202023.pdf#page=472 (accessed 10.15.25).
- [105] Ocenic, E.-L., Tanțău, A., 2023. Redefining the Hydrogen “Colours” based on Carbon Dioxide Emissions: A New Evidence-Based Colour Code. *Proc. Int. Conf. Bus. Excell.* 17, 111–121. <https://doi.org/10.2478/picbe-2023-0013>
- [106] Odenweller, A., Ueckerdt, F., 2025. The green hydrogen ambition and implementation gap. *Nat. Energy* 1–14. <https://doi.org/10.1038/s41560-024-01684-7>
- [107] oeko.de, n.d. Hydrogen production costs [WWW Document]. URL <https://www.oeko.de/en/publications/translate-to-english-wasserstoff-erzeugungskosten-englische-version/> (accessed 8.27.25).
- [108] P3 group GmbH, n.d. Regulatory Framework For GHG Accounting of Hydrogen. P3 Group GmbH. URL <https://www.p3-group.com/en/p3-updates/regulatory-framework-for-ghg-accounting-of-hydrogen/> (accessed 10.15.25).
- [109] Pechstein, J., Bullerdiek, N., Kaltschmitt, M., 2020. A “book and Claim”-Approach to account for sustainable aviation fuels in the EU-ETS – Development of a basic concept. *Energy Policy* 136, 111014. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.111014>
- [110] Puig-Samper, G., Bargiacchi, E., Iribarren, D., Dufour, J., 2024. Life-cycle assessment of hydrogen systems: A systematic review and meta-regression analysis. *J. Clean. Prod.* 470, 143330. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2024.143330>
- [111] Rethinking wholesale market design for New Zealand’s clean energy transition - ScienceDirect [WWW Document], n.d. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1040619025000375> (accessed 11.7.25).
- [112] Rovelli, D., Brondi, C., Andreotti, M., Abbate, E., Zanforlin, M., Ballarino, A., 2022. A Modular Tool to Support Data Management for LCA in Industry: Methodology, Application and Potentialities. *Sustainability* 14, 3746. <https://doi.org/10.3390/su14073746>
- [113] Sailer, K., n.d. Harmonisation of Hydrogen Certification.
- [114] Schumacher, K.A., Beers, K., 2024. Mass balance accounting: Considerations for circular polymers. *WIREs Energy Environ.* 13, e505. <https://doi.org/10.1002/wene.505>
- [115] Schumm, L., Abdel-Khalek, H., Brown, T., Ueckerdt, F., Sterner, M., Parzen, M., Fioriti, D., 2025. The impact of temporal hydrogen regulation on hydrogen exporters and their domestic energy transition. *Nat. Commun.* 16, 7486. <https://doi.org/10.1038/s41467-025-62873-w>
- [116] Shell, n.d. shell-hydrogen-study [WWW Document]. *Hydrog.-Study*. URL https://www.shell.de/about-us/newsroom/shell-hydrogen-study/_jcr_content/root/main/containersection-0/simple/call_to_action/links/item1.stream/1643541259542/1c581c203c88bea74d07c3e3855cf8a4f90d587e/shell-hydrogen-study.pdf (accessed 5.6.25).
- [117] Skauradzun, D., Blocher, W., Möslin, F., Müller, C., Nowak, E., Urbach, N., Wangenheim, G. von (Eds.), 2025. Blockchain and climate action: enhancing ESG and carbon markets through financial technology. Walter de Gruyter, Berlin Boston. <https://doi.org/10.1515/9783111706719>
- [118] Soria, L.J., Cervera, J., Spano, R., Arrimondi, A., Zaradnik, I., 2026. Evaluation of Key Components for Green Hydrogen Certification: Hardware, COAP and Blockchain, in: Pesado, P., Thomas, P. (Eds.), *Computer Science – CACIC 2024*. Springer Nature Switzerland, Cham, pp. 419–432. https://doi.org/10.1007/978-3-032-00718-6_27
- [119] Squadrito, G., Maggio, G., Nicita, A., 2023. The green hydrogen revolution. *Renew. Energy* 216, 119041. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.119041>
- [120] StEAM, n.d. StEAM - Sektortransformation im Energiesystem: Analyse und Modellierung möglicher Wasserstoffstrategien; Teilvorhaben: Marktliche Datenrecherche, Modellierung und Parametrierung globaler Wasserstoff-, Gas- und Strommarktmodelle [WWW Document]. URL <https://www.enargus.de/detail/?id=8580899> (accessed 4.28.25).
- [121] Steinbach, S.A., Bunk, N., 2024. The future European hydrogen market: Market design and policy recommendations to support market development and commodity trading. *Int. J. Hydrog. Energy* 70, 29–38. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.05.107>
- [122] Sterner, M., Hofrichter, A., Meisinger, A., Bauer, F., Pinkwart, K., Maletzko, A., Dittmar, F., Cremers, C., 2024. 19 Import options for green hydrogen and derivatives - An overview of efficiencies and technology readiness levels. *Int. J. Hydrog. Energy* 90, 1112–1127. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.10.045>
- [123] Ströher, T., Körner, M.-F., Paetzold, F., Strüker, J., 2025. Bridging carbon data’s organizational boundaries: toward automated data sharing in sustainable supply chains. *Electron. Mark.* 35, 33. <https://doi.org/10.1007/s12525-025-00779-7>
- [124] Sun, Q., Ma, H., Zhao, T., Xin, Y., Chen, Q., 2024. Break down the decentralization-security-privacy trilemma in management of distributed energy systems. *Nat. Commun.* 15, 4508. <https://doi.org/10.1038/s41467-024-48860-7>
- [125] Tetouani, A., Touil, A., Rouky, N., Fri, M., 2025. Integrated Blockchain, IoT, and Green Hydrogen Approach for Sustainable and Connected Supply Chain—Application Case in Morocco. *Eng. Proc.* 97, 55. <https://doi.org/10.3390/engproc2025097055>
- [126] van Nieuwenhuijze, H., Chawla, K., Smeets, N., Roefs, D., Rongen, S., Kuiper, J., Rurup, R., Lazrak, M.N., Bernier, C., Gérard, S., Henry, T., Tammet, T., Eisler, R., Matruggio, A., Volpini, M., 2025. CirPASS Reference Architecture. <https://doi.org/10.5281/zenodo.15467720>

- [127] Velazquez Abad, A., Dodds, P.E., 2020. Green hydrogen characterisation initiatives: Definitions, standards, guarantees of origin, and challenges. *Energy Policy* 138, 111300. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111300>
- [128] Wappler, M., Unguder, D., Lu, X., Ohlmeyer, H., Teschke, H., Lueke, W., 2022. Building the green hydrogen market – Current state and outlook on green hydrogen demand and electrolyzer manufacturing. *Int. J. Hydrog. Energy* 47, 33551–33570. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.07.253>
- [129] Wappner, T., Grünewald, A., Hausmann, M., n.d. Requirements for a blockchain-based proof of origin for green hydrogen.
- [130] Weißensteiner, F., 2025. Competitiveness of green and yellow Hydrogen: A project-level analysis. *J. Clean. Prod.* 496, 144998. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2025.144998>
- [131] Wenger, E.B., Wagner, E.U., n.d. Hydrogen Certification in Australia, Germany and Japan.
- [132] White, L.V., Fazeli, R., Beck, F.J., Baldwin, K.G.H., Li, C., 2025. Implications for cost-competitiveness of misalignment in hydrogen certification: a case study of exports from Australia to the EU. *Energy Policy* 204. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2025.114661>
- [133] White, L.V., Fazeli, R., Cheng, W., Aisbett, E., Beck, F.J., Baldwin, K.G.H., Howarth, P., O’Neill, L., 2021. Towards emissions certification systems for international trade in hydrogen: The policy challenge of defining boundaries for emissions accounting. *Energy* 215, 119139. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119139>
- [134] Wickham, D., Hawkes, A., Jalil-Vega, F., 2022. Hydrogen supply chain optimisation for the transport sector – Focus on hydrogen purity and purification requirements. *Appl. Energy* 305, 117740. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117740>
- [135] Wiegmann, P.M., Talmar, M., De Nijs, S.B., 2023. Forging a sharper blade: A design science research approach for transition studies. *Environ. Innov. Soc. Transit.* 48, 100760. <https://doi.org/10.1016/j.eist.2023.100760>
- [136] Wiesner, M., Moreira, J., Guizzardi, R., Scholz, P., 2024. A Reference Architecture for Digital Product Passports at Batch Level to Support Manufacturing Supply Chains, in: Araújo, J., De La Vara, J.L., Santos, M.Y., Assar, S. (Eds.), *Research Challenges in Information Science, Lecture Notes in Business Information Processing*. Springer Nature Switzerland, Cham, pp. 307–323. https://doi.org/10.1007/978-3-031-59465-6_19
- [137] Wolf, N., Neuber, R., Mädlow, A., Höck, M., 2025. Techno-economic analysis of green hydrogen supply for a hydrogen refueling station in Germany. *Int. J. Hydrog. Energy* 106, 318–333. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.01.424>
- [138] World Economic Forum, 2023. How to understand the carbon footprint of green hydrogen [WWF Document]. *World Econ. Forum*. URL <https://www.weforum.org/stories/2023/03/understand-carbon-footprint-green-hydrogen/> (accessed 10.15.25).
- [139] Xu, J., MacAskill, K., 2024. Carbon data and its requirements in infrastructure-related GHG standards. *Environ. Sci. Policy* 162, 103935. <https://doi.org/10.1016/j.envsci.2024.103935>
- [140] Yang, J., Lai, X., Wen, F., Dong, Z.Y., 2024. Green hydrogen credit subsidized renewable energy-hydrogen business models for achieving the carbon neutral future. *Int. J. Hydrog. Energy* 60, 189–193. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.02.152>
- [141] Yuan, P., Xiong, X., Lei, L., Zheng, K., 2019. Design and Implementation on Hyperledger-Based Emission Trading System. *IEEE Access* 7, 6109–6116. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2018.28889>

Eidesstattliche Erklärung

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst habe, dass ich sie zuvor nicht veröffentlicht habe und dass ich keine anderen als die angegebenen Quellen benutzt habe. Alle Stellen der Arbeit, die wörtlich oder sinngemäß aus Veröffentlichungen oder aus anderweitigen fremden Äußerungen entnommen wurden, sind als solche kenntlich gemacht.

München, 05.12.25

Ort, Datum

T. Heinrich

Unterschrift

Inhaltliche Ansprechpartner

Theresa Magdalena Sophie Heinrich

FIM Forschungsinstitut für Informationsmanagement
Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT

Kontakt: theresa.heinrich@fim-rc.de