



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 und ein intensiver Austausch von Wissen und Erfahrungen unerlässlich.

Das Future Energy Lab widmet sich als vielseitiges Innovationslabor der dena sowohl dem Wissensaufbau und dem Wissenstransfer als auch der direkten Erprobung digitaler Technologien in der Energiewirtschaft. Thematische Schwerpunkte sind der Einsatz digitaler Technologien für die Transformation des Energiesystems und die Funktion als Denkwerkstatt, die unterschiedliche Themenkomplexe identifiziert, wissenschaftlich analysiert, evaluiert und in die Fachwelt und die breite Öffentlichkeit trägt. Ein besonderes Projekt innerhalb dieses Rahmenwerks ist das FEL-Auslandsstipendium. Dieses Programm wird von der dena im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) durchgeführt und ermöglicht Studentinnen und Studenten deutscher Hochschulen, im Ausland nach Innovationstrends und neuen Anwendungsfeldern digitaler Technologien für die Energiewende zu forschen.

Ein Kernziel dieses Projekts sind die Stärkung und Erweiterung des FEL-Netzwerks insbesondere um Akteure aus internationaler Forschung und Wirtschaft. Mithilfe von jungen Akademikerinnen und Akademikern und ihren Projekten können internationale Forschungseinrichtungen und Institutionen in die Arbeit des FEL eingebunden werden, wodurch die Arbeit des Labs als Denkwerkstatt weiter gestärkt werden kann. Dieser internationale Ausbau unseres Netzwerks schafft vielfältige Möglichkeiten für zukünftige Austausche und macht die Arbeit des FEL auf globaler Ebene zugänglich.

Des Weiteren ermöglicht uns das FEL-Auslandsstipendium, auch internationale Trends und Anwendungsfelder digitaler Technologien für die Energiewende zu identifizieren und ihre Übertragbarkeit auf Deutschland zu prüfen. Durch ihre Forschung im Ausland können die Stipendiatinnen und Stipendiaten innovative Impulse setzen, neue Perspektiven beleuchten und fortschrittliche Lösungsansätze aufzeigen. Da ihre Erkenntnisse, in ausführlichen Berichten zusammengefasst, veröffentlicht werden, profitiert das gesamte dena-Netzwerk von den Erfahrungswerten der Stipendiatinnen und Stipendiaten. Zudem wird das angeeignete Wissen einem breiten Publikum durch die Präsentation der Forschungsergebnisse in verschiedenen interaktiven Formaten wie Podcasts, Magazinartikeln, Präsentationen und Workshops zugänglich gemacht.

Abgeschlossene Stipendienreisen

Im Jahr 2023 erhielten erstmals vier Studenten die Möglichkeit, im Rahmen von Innovationsreisen Projekte in verschiedenen Bereichen der Energiewende zu bearbeiten. Das Stipendium, das bis 2025 fünf weitere Forschungsreisen vorsieht, erlaubt es den Studentinnen und Studenten, sechs bis acht Wochen im Ausland zu verbringen und innerhalb einer selbst gewählten Projektthematik mithilfe von Interviews, Expertengesprächen und der Teilnahme an relevanten Veranstaltungen nach neuen Erkenntnissen zu forschen.

Erfahrungsberichte aller abgeschlossenen Studienreisen sind auf <https://future-energy-lab.de/projects/fel-auslandsstipendium/> verfügbar und bieten wertvolle Einblicke in die Anwendung von digitalen Technologien im Ausland. Die Studenten haben zusätzlich Handlungsempfehlungen erarbeitet, die Möglichkeiten aufzeigen, wie diese Erkenntnisse in Deutschland genutzt werden können. Auf diese Weise trägt das FEL-Auslandsstipendium aktiv dazu bei, den Wissensstand zur digitalen Energiewende zu erweitern, und fördert einen aktiven Austausch rund um diese hochrelevante Thematik.

Die bisherigen Stipendiaten haben sich mit den folgenden Themengebieten beschäftigt:

- 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



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

Die Veröffentlichung dieser Publikation erfolgt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz. 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 10/2024

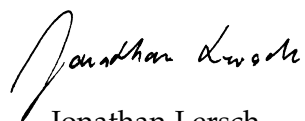
Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

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

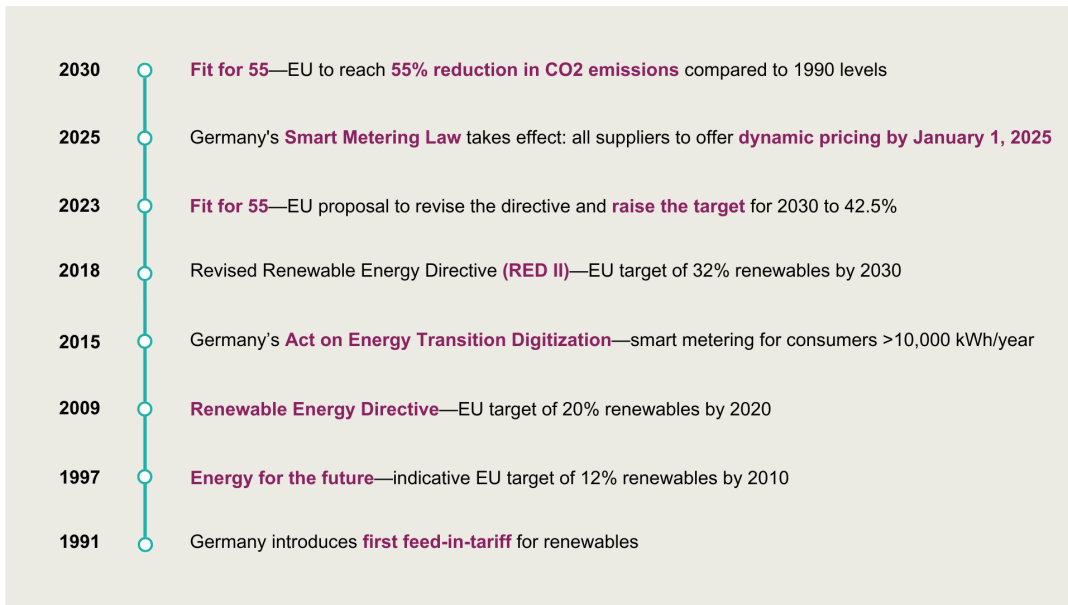


Figure 1.1.: Timeline for renewable energy in Germany and the EU. Source: Own illustration based on data of [26, 27, 28].

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,

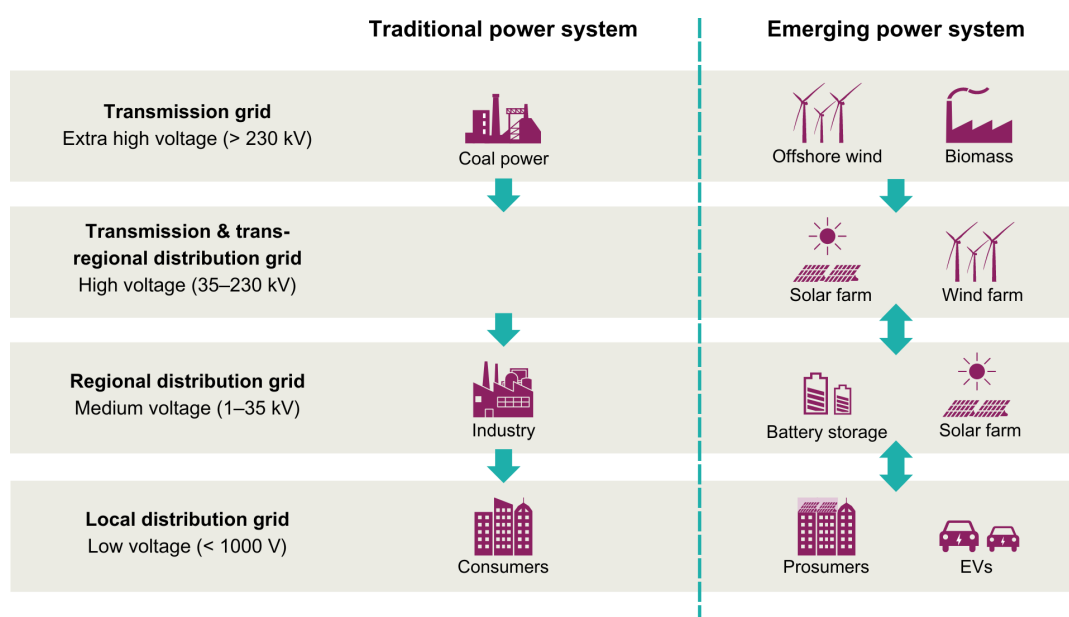


Figure 2.1.: Comparison between the traditional and the emerging energy system showcasing the four different voltage levels according to DIN EN 60038 as well as exemplary participants and assets. Source: Own illustration based on data of [35].

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 mechanisms 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.

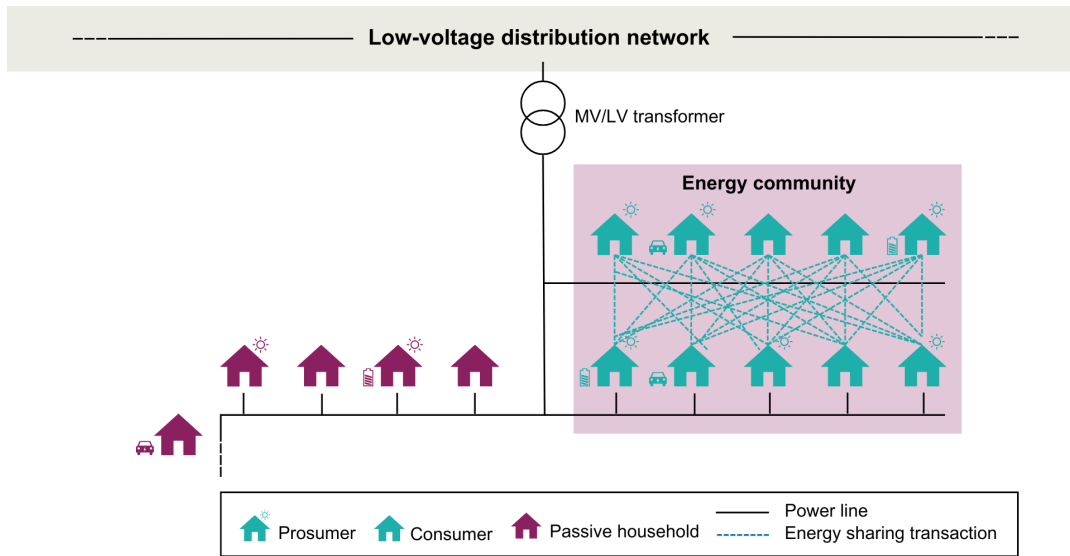


Figure 3.1.: Architecture and placement of the examined REC within the LVDN. Source: Own illustration.

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%.

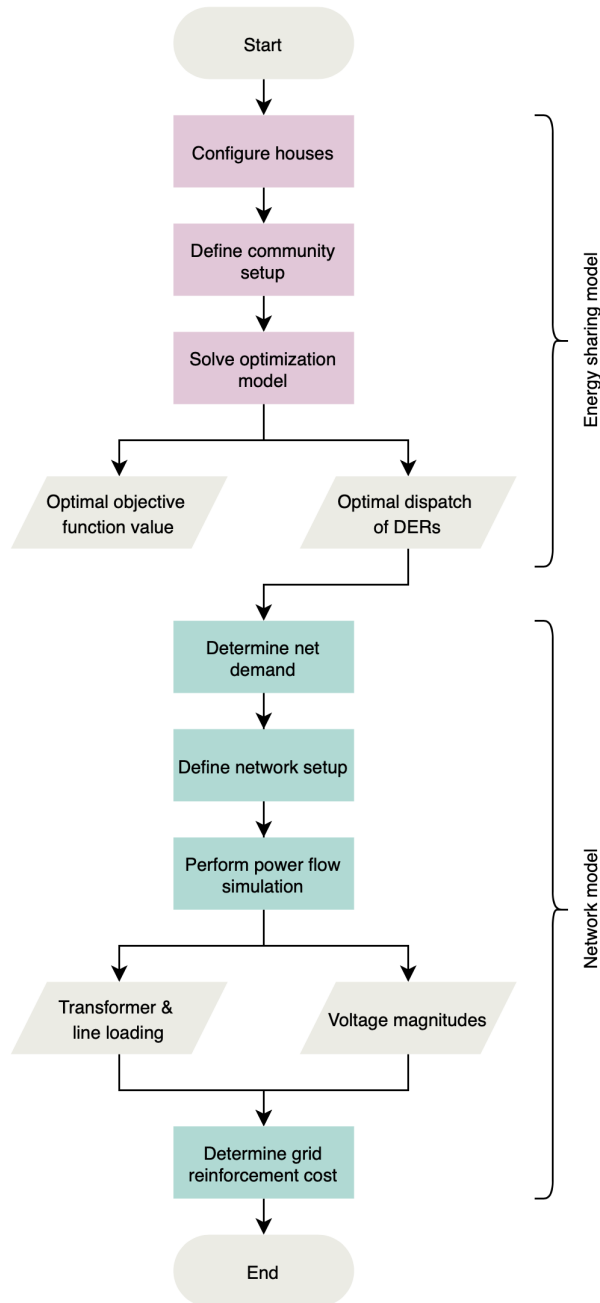


Figure 3.2.: Flow chart of the modeling approach. Source: Own illustration.

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

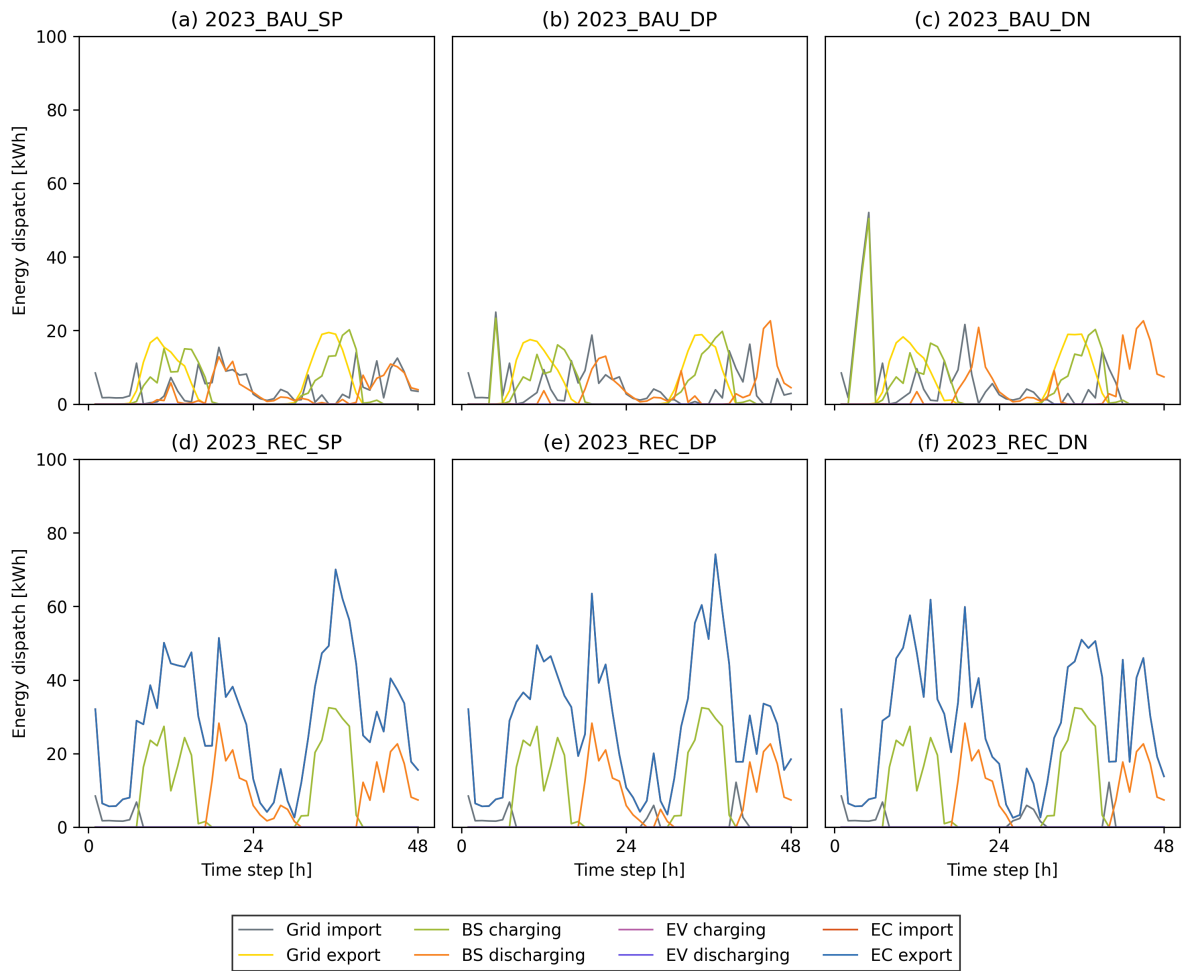


Figure A.1.: Energy dispatch for each 2023 scenario over a 48-hour period. Source: Own illustration.

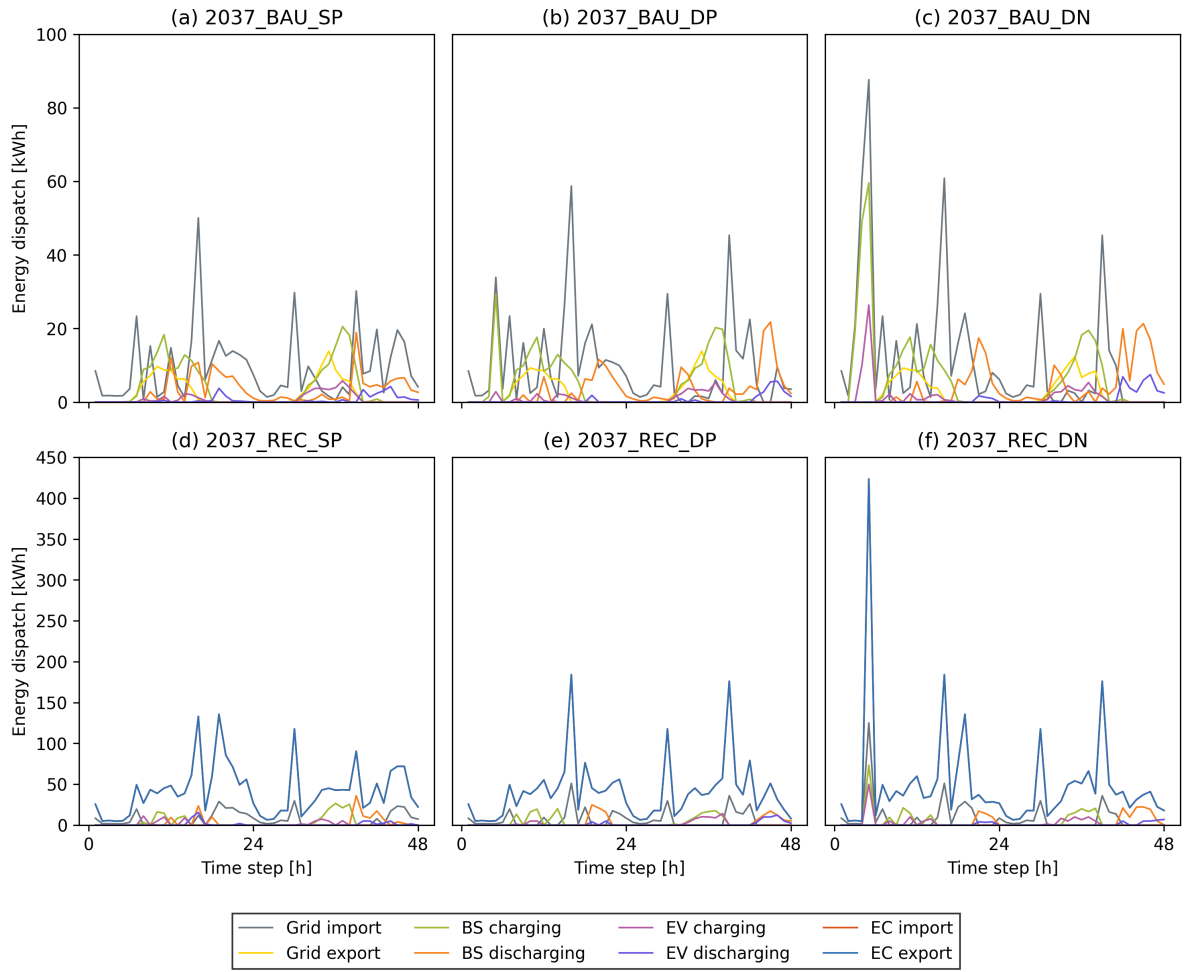


Figure A.2.: Energy dispatch for each 2037 scenario over a 48-hour period. Source: Own illustration.

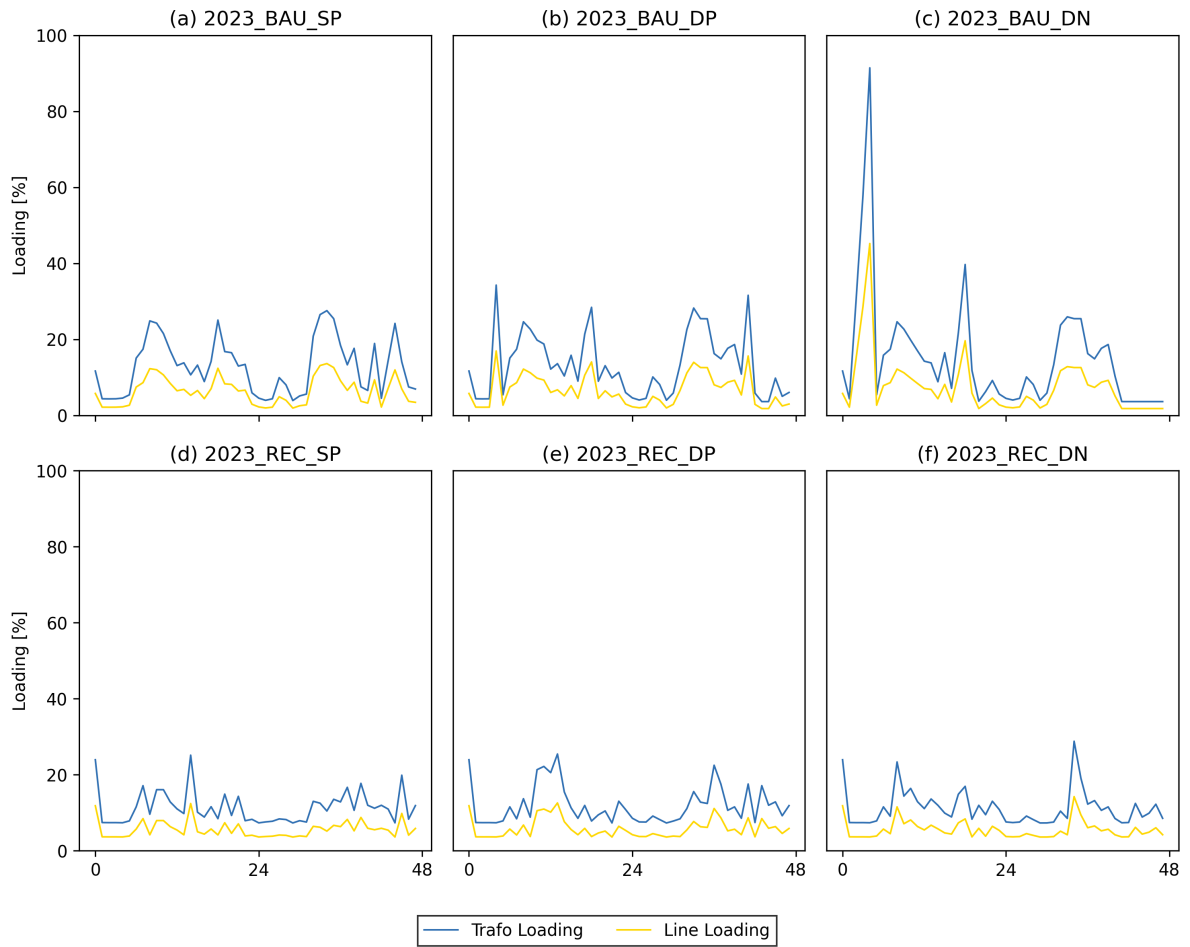


Figure A.3.: Transformer and line loading for each 2023 scenario over a 48-hour period. Source: Own illustration.

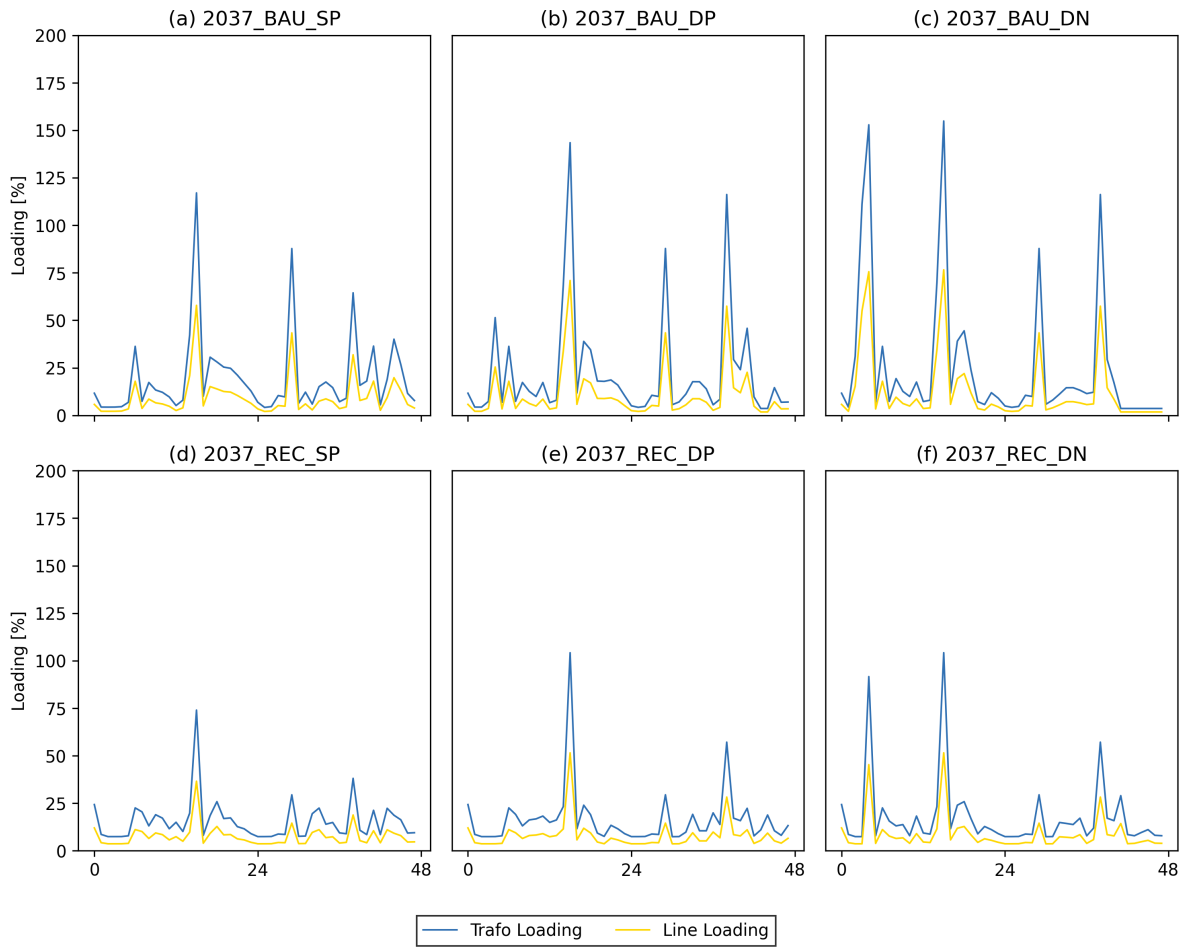


Figure A.4.: Transformer and line loading for each 2037 scenario over a 48-hour period.
Source: Own illustration.

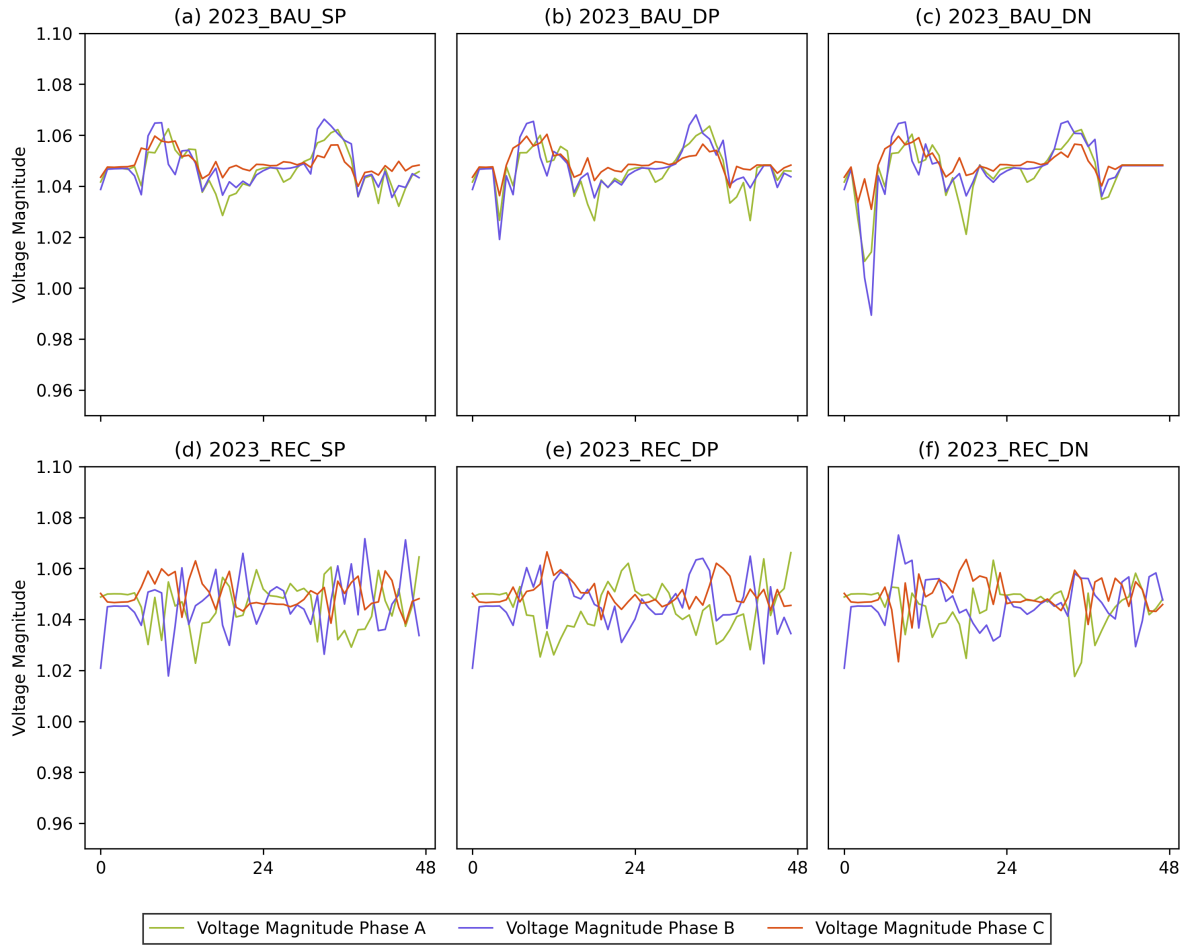


Figure A.5.: Voltage magnitudes of phases A, B, and C for each 2023 scenario over a 48-hour period. Source: Own illustration.

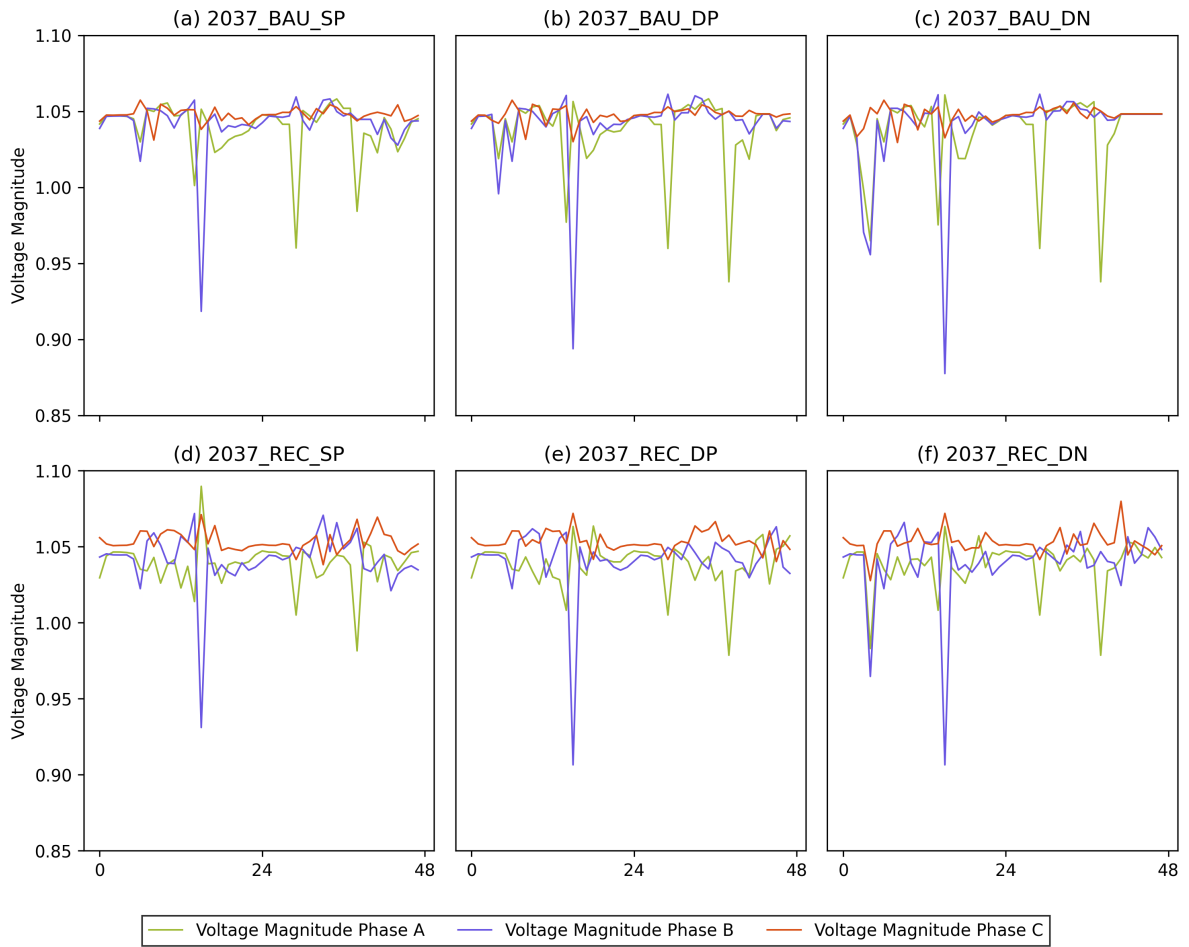


Figure A.6.: Voltage magnitudes of phases A, B, and C for each 2037 scenario over a 48-hour period. Source: Own illustration.

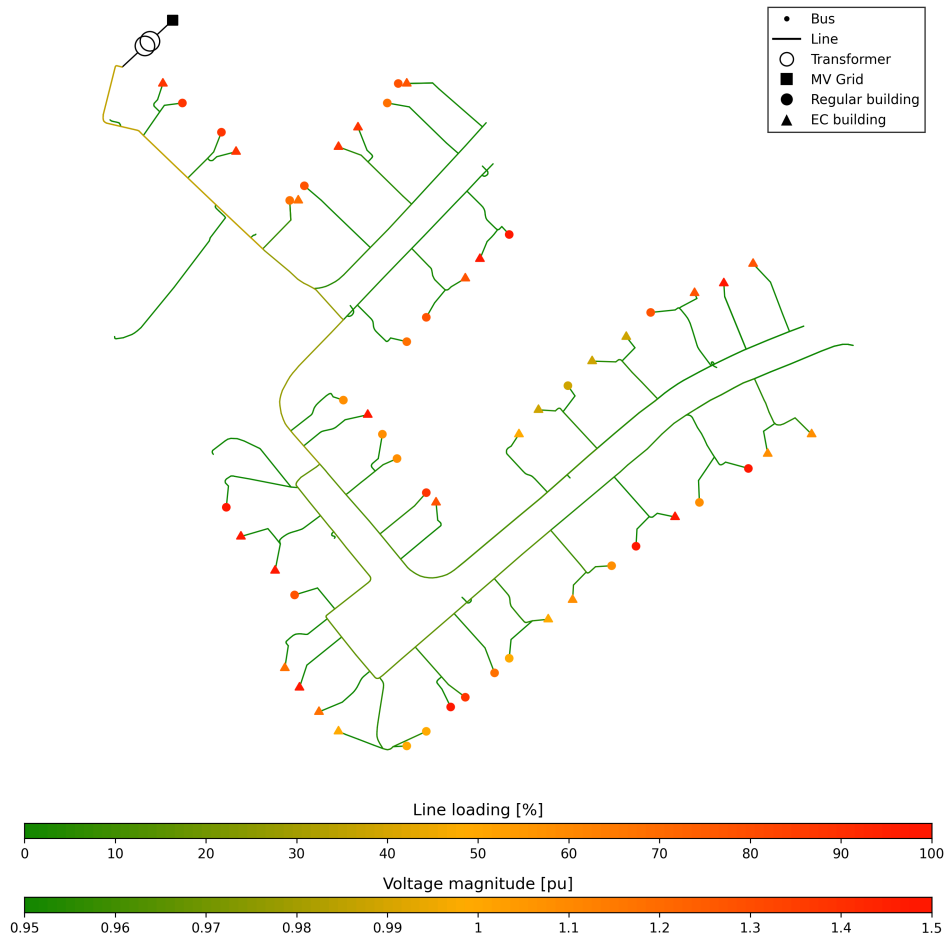


Figure A.7.: Line loading and voltage magnitudes of phases A, B, and C for the 2037 energy sharing scenario during the peak hour of maximum overall line loading. Source: Own illustration.

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. Prodani, 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.egy.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).

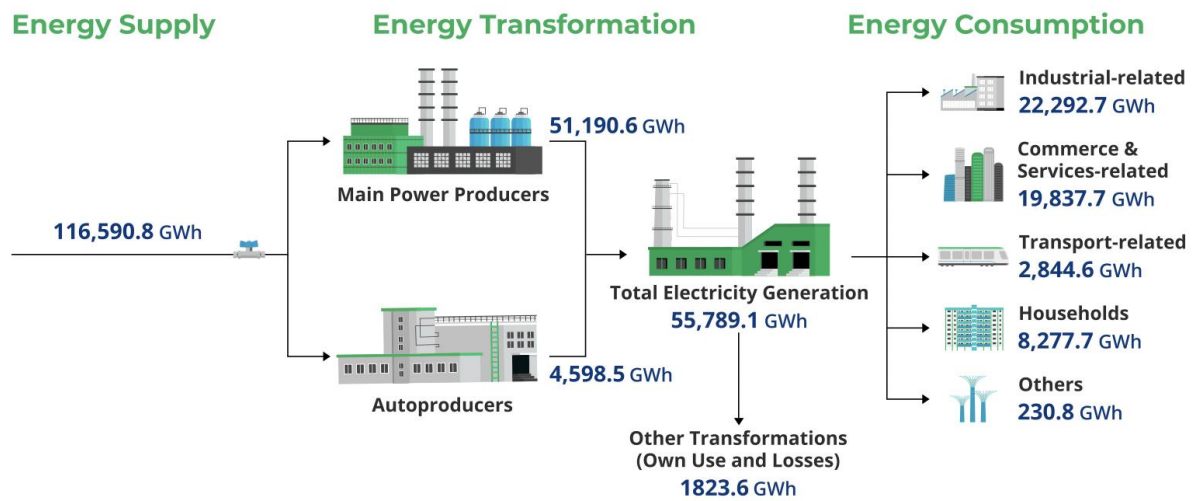


Figure 1: Chapter 4- Energy Balance (IEA 2022)

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.

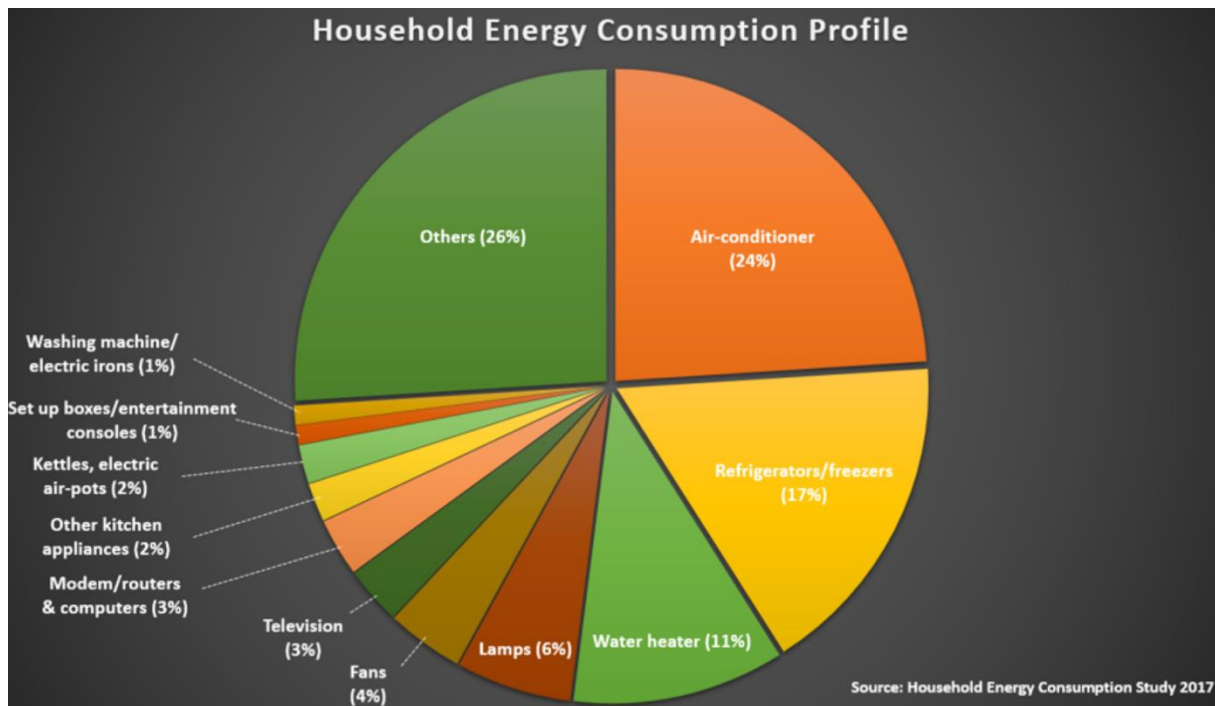


Figure 2: NEA Overview Household Energy Consumption Profile (NEA Singapore 2017)

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

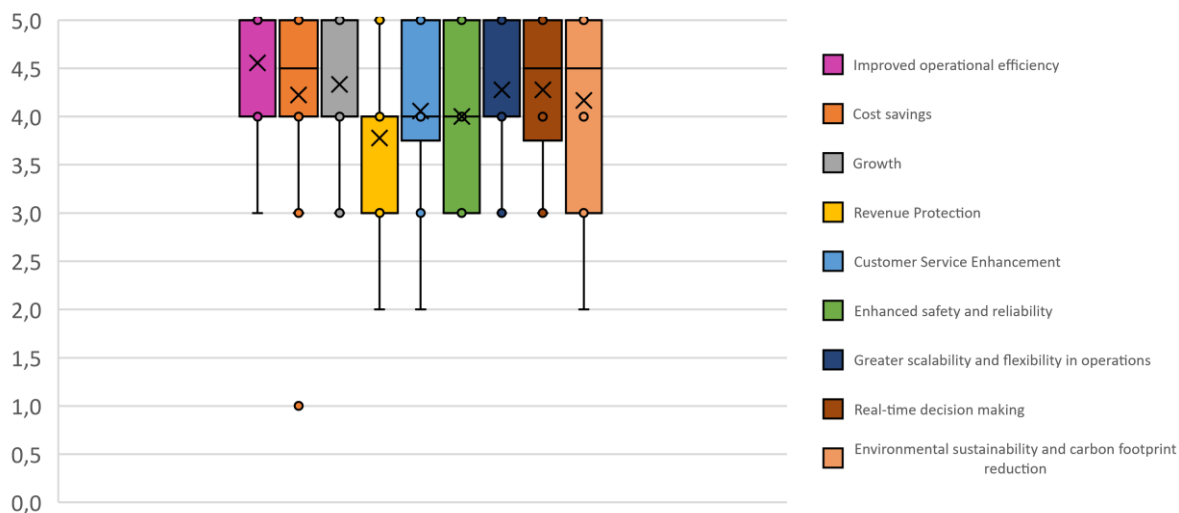


Figure 3: Analysis Benefits of AI

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

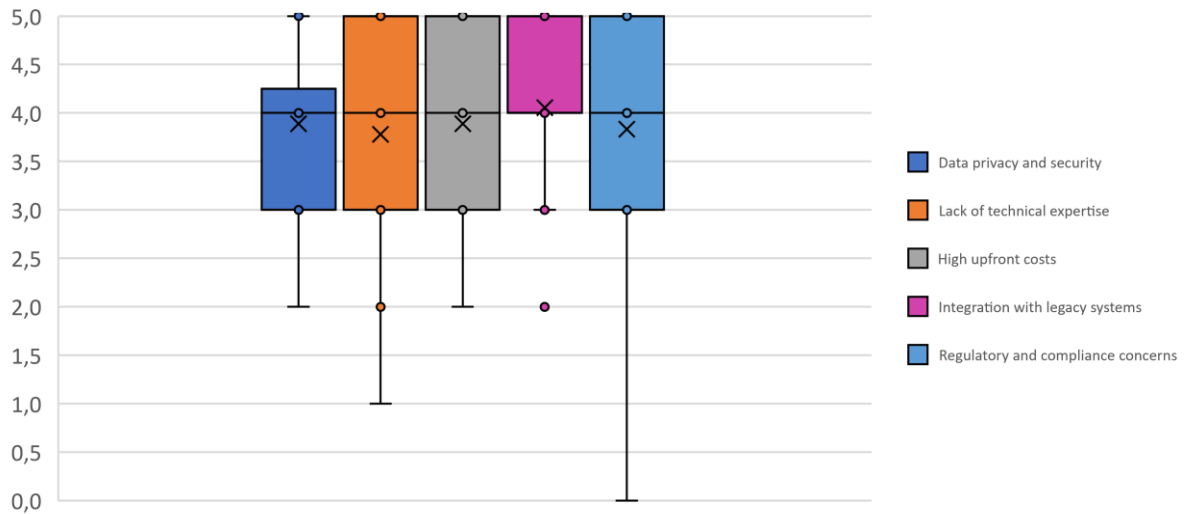


Figure 4: Analysis Challenges of AI

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.

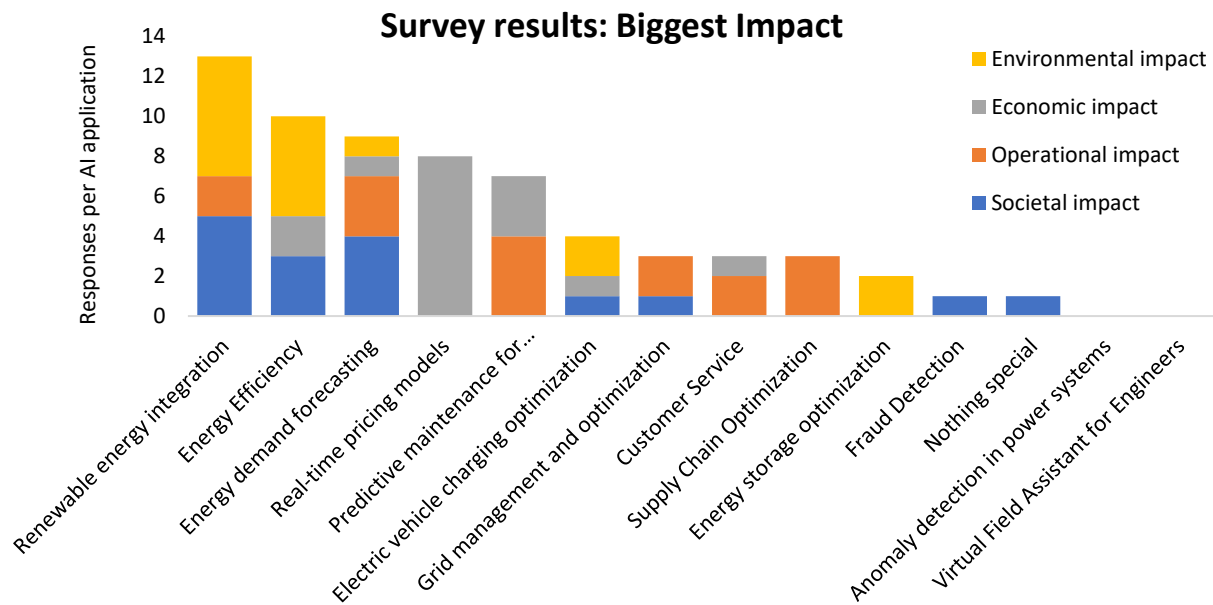


Figure 5: Analysis Biggest Impacts AI

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

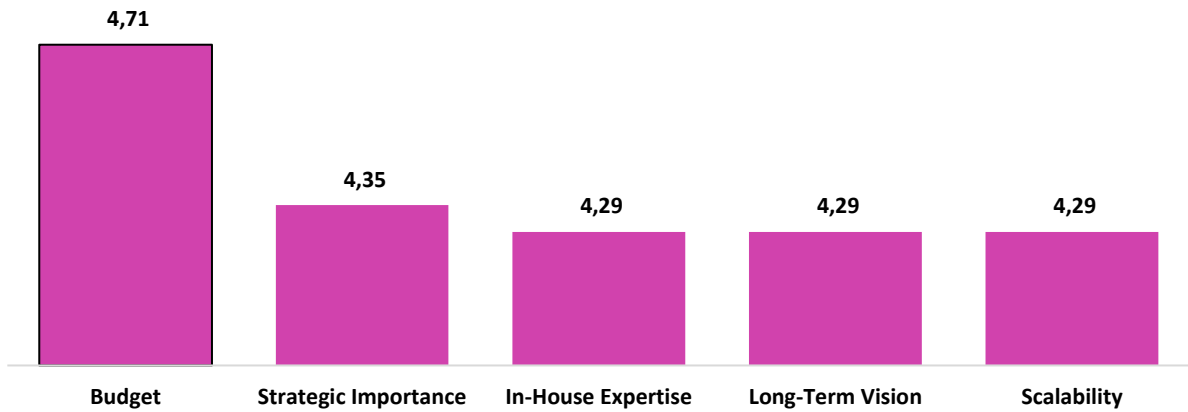


Figure 6: Analysis 1 Importance of Factors

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.

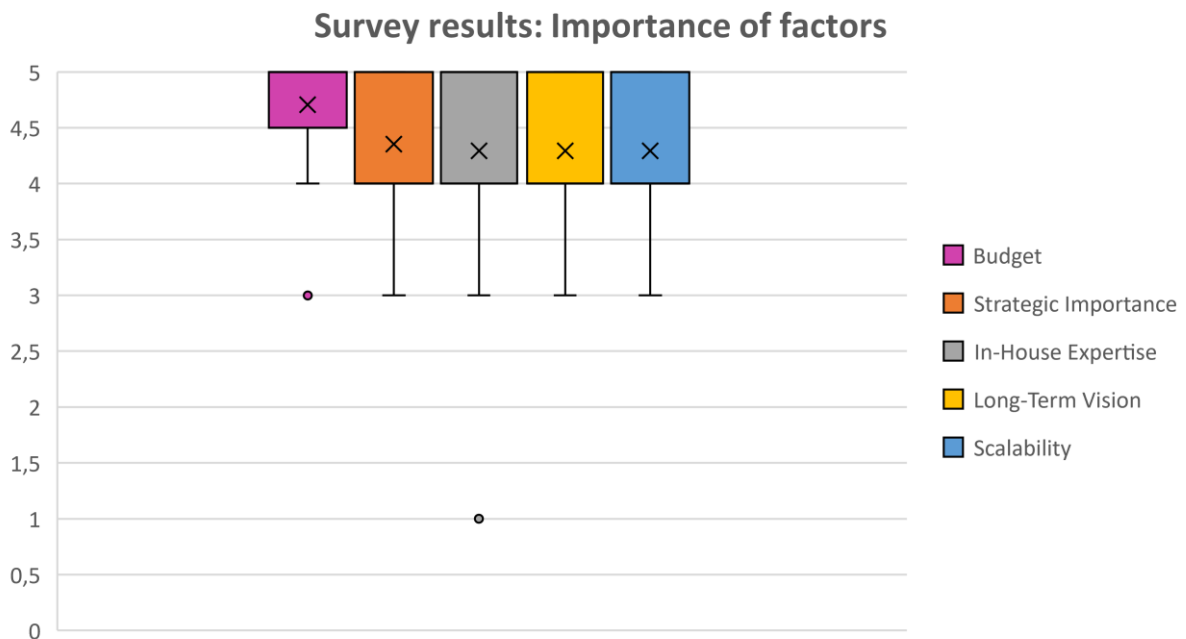


Figure 7: Analysis 2 Importance of Factors

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

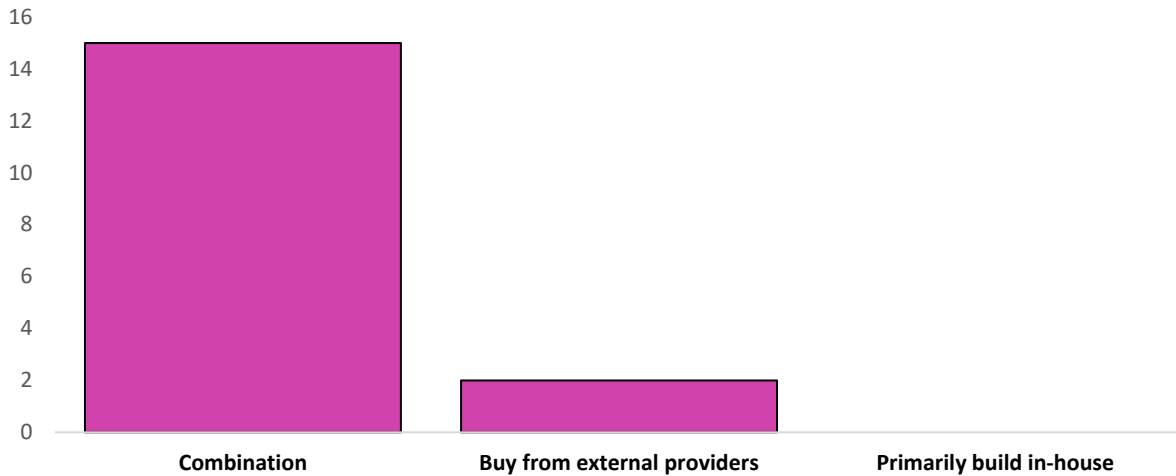


Figure 8: Analysis Build or Buy of AI

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.

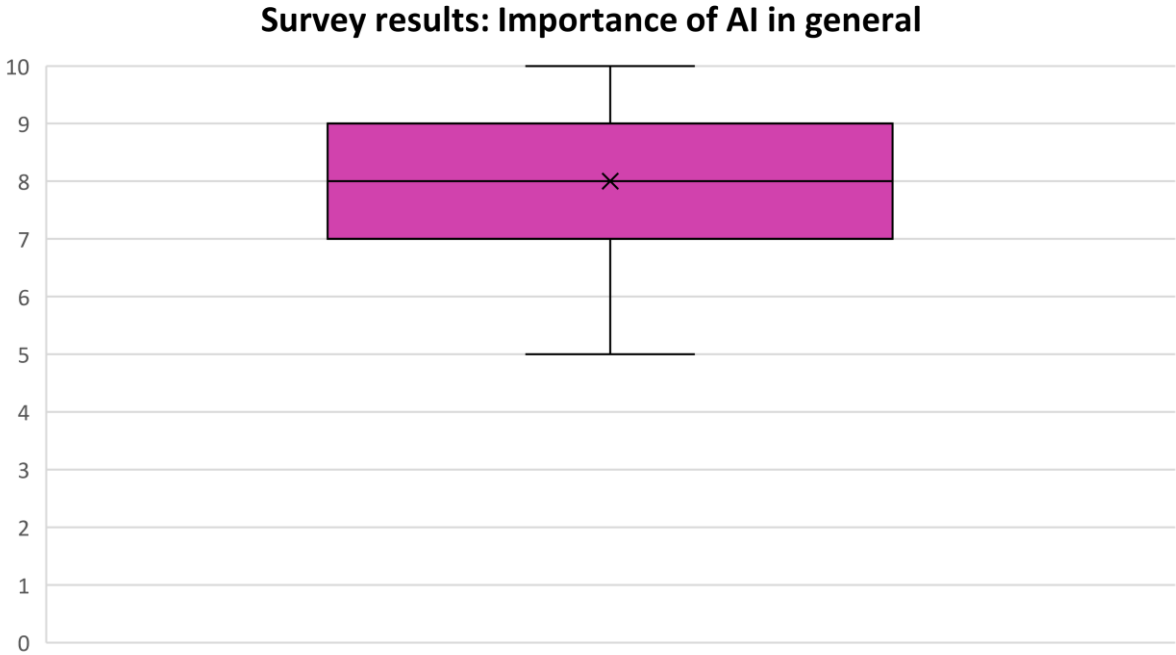


Figure 9: Analysis of AI in general

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 democratizes 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

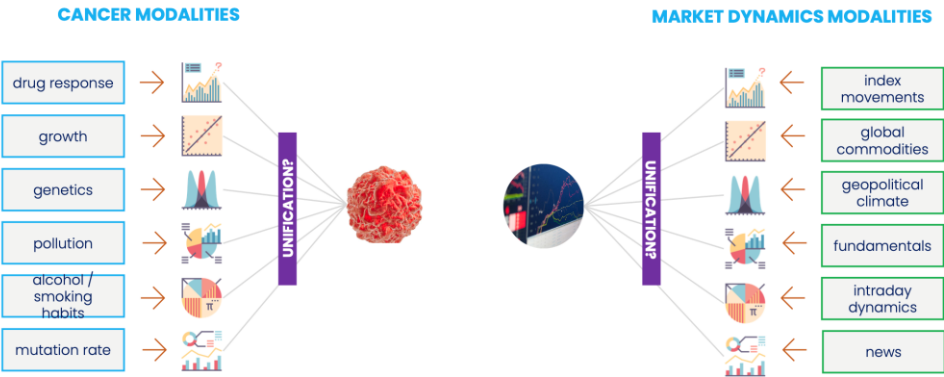


- ✔ **Massively Reduced costs & time**
 On average **\$500k** in AI development costs
- ✔ **No Code approach to building AI**
 Build AI models without needing to be a data scientist
- ✔ **Multimodality**
 Ability to integrate related date verticals for better predictions over time
- ✔ **Explainability**
 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.

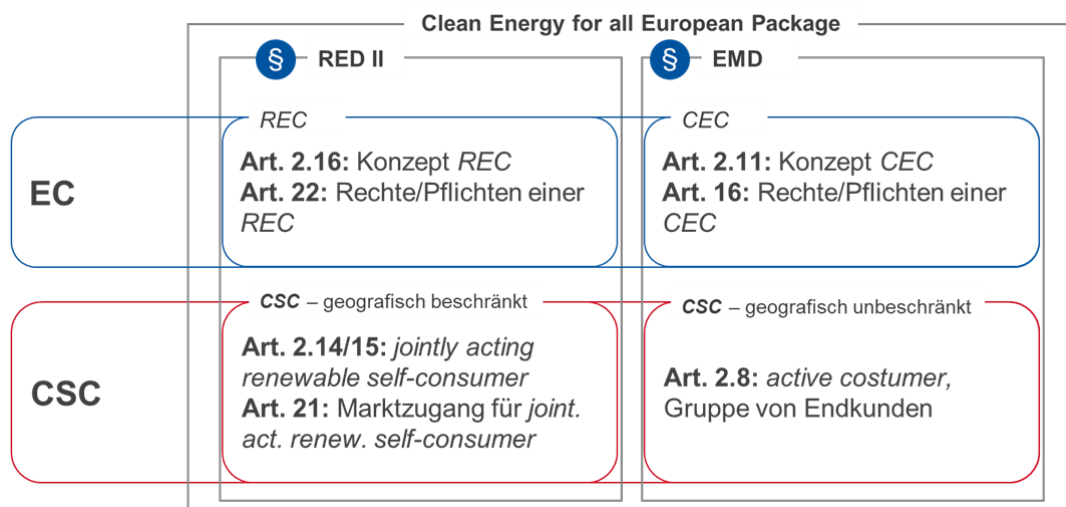


Abbildung 1: Übersicht der relevanten Energy Sharing Artikel des CEP; eigene Darstellung

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-Solarpaneele 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.

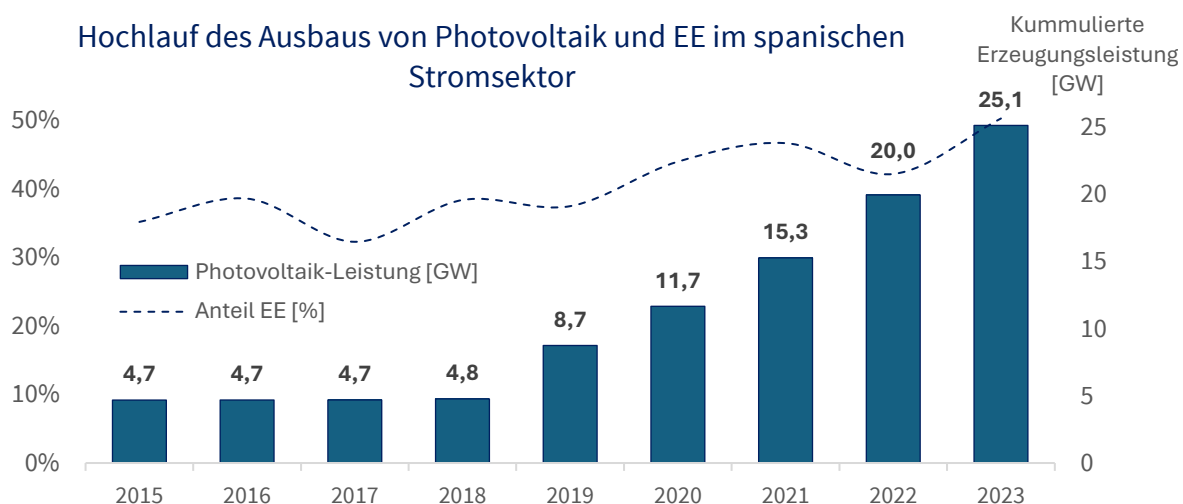


Abbildung 2: Entwicklung Ausbaus von Photovoltaik und des EE-Anteils im Stromsektor in Spanien; (Eléctrica, 2024a)

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 (Biresselioglu 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. (Biresselioglu 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			
<p>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:</p>			
<input type="checkbox"/> CON excedentes Acogida a compensación			
CÓDIGO DE AUTOCONSUMO (CAU)			
<i>(Completar para cada consumidor asociado)</i>			
CONSUMIDOR ASOCIADO (titular del suministro)	NIF	CUPS	COEFICIENTE DE REPARTO (β)
1			
2			
3			
<i>(Si existen varios productores con instalaciones de generación asociadas al autoconsumo, completar para cada uno de ellos)</i>			
PRODUCTOR ASOCIADO (titular de la instalación de generación)	NIF	CIL	COEFICIENTE (α)
1			
2			
<p>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.</p>			

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:

Les rogamos reciban esta comunicación y procedan a realizar los trámites necesarios.
Del mismo modo, les solicitamos la aplicación del mecanismo de compensación simplificada de los excedentes de la instalación de autoconsumo a la que nos asociamos, y el inicio del mecanismo de compensación en el siguiente periodo de facturación desde la recepción de este acuerdo.

En _____, a _____ de _____ de 20__.

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)

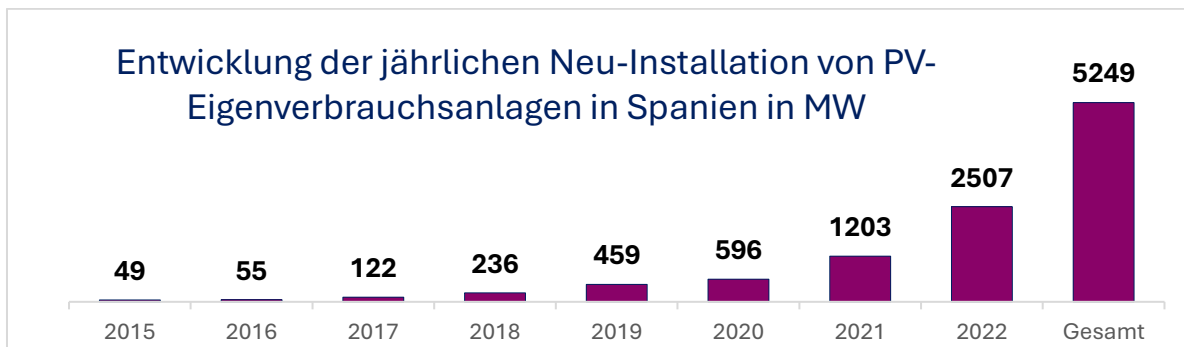


Abbildung 4: Entwicklung Neu-Installation Eigenverbrauchsanlagen in Spanien (Alianza por el Autoconsumo, 2023b)

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 Eigentümergeinschaft 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 GNDew 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>
- Biresseolioglu, 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* fig18_283211424. 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 & BBE - 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 monatliche 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 Erzeugungleistung von 1106,8 kWh/kWp pro Jahr erreicht. Auf die einzelnen Verbraucher entfällt somit jeweils eine Erzeugungleistung 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.

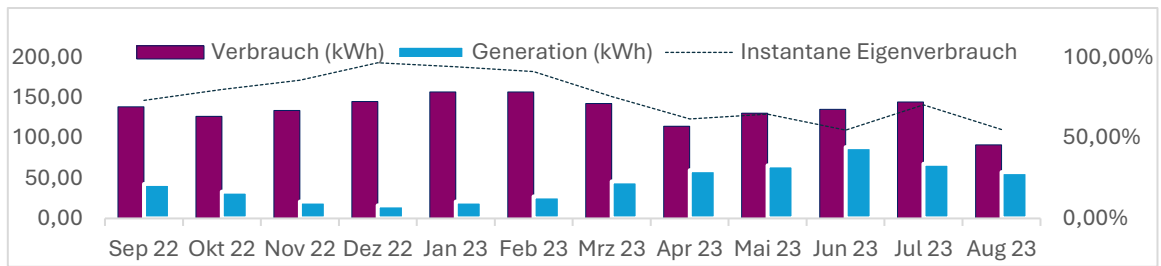


Abbildung 5: Auswertung direkter Eigenverbrauch aus geteilter Solaranlage

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]

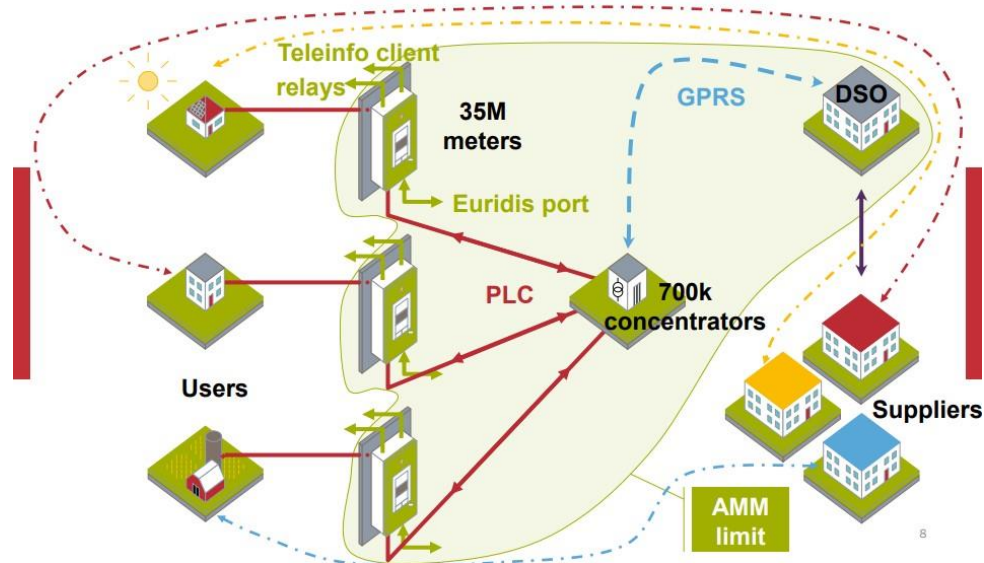


Figure 2.1: Communication infrastructure of the Linky smart meter [1]

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

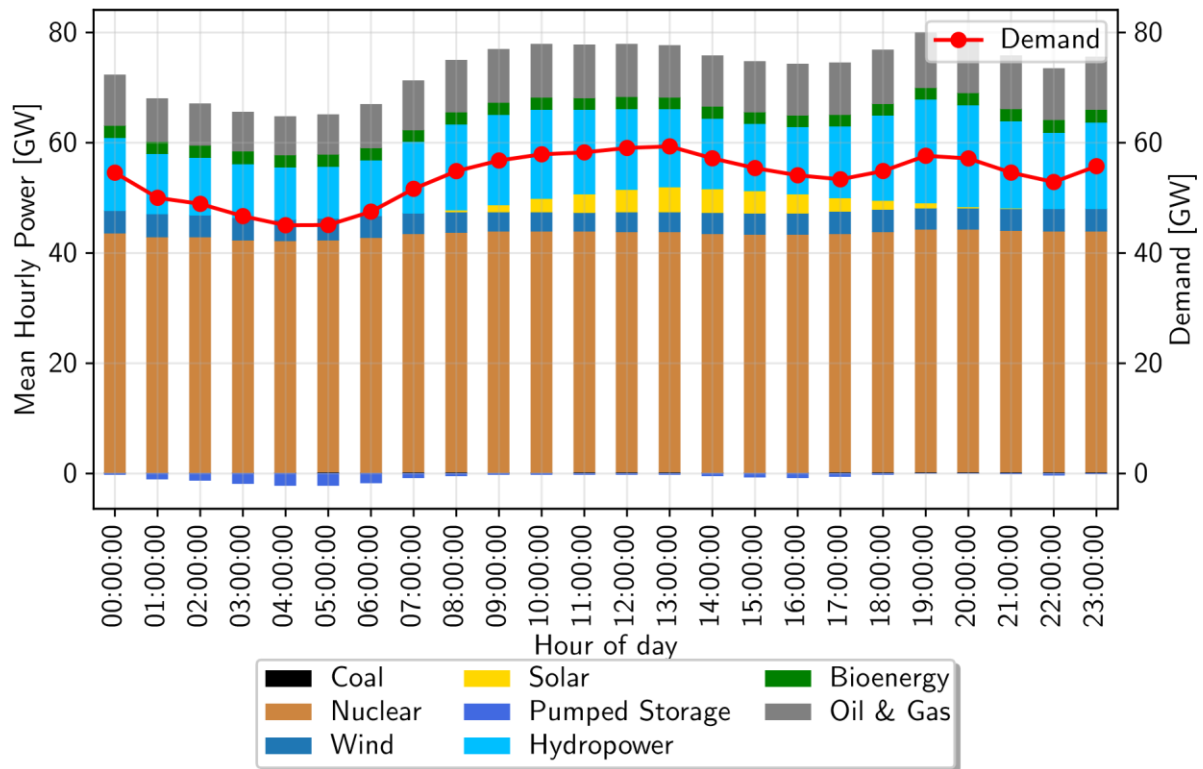


Figure 2.2: Average hourly electricity generation and demand profile for the mean day of 2019 (own representation based on [2])

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]

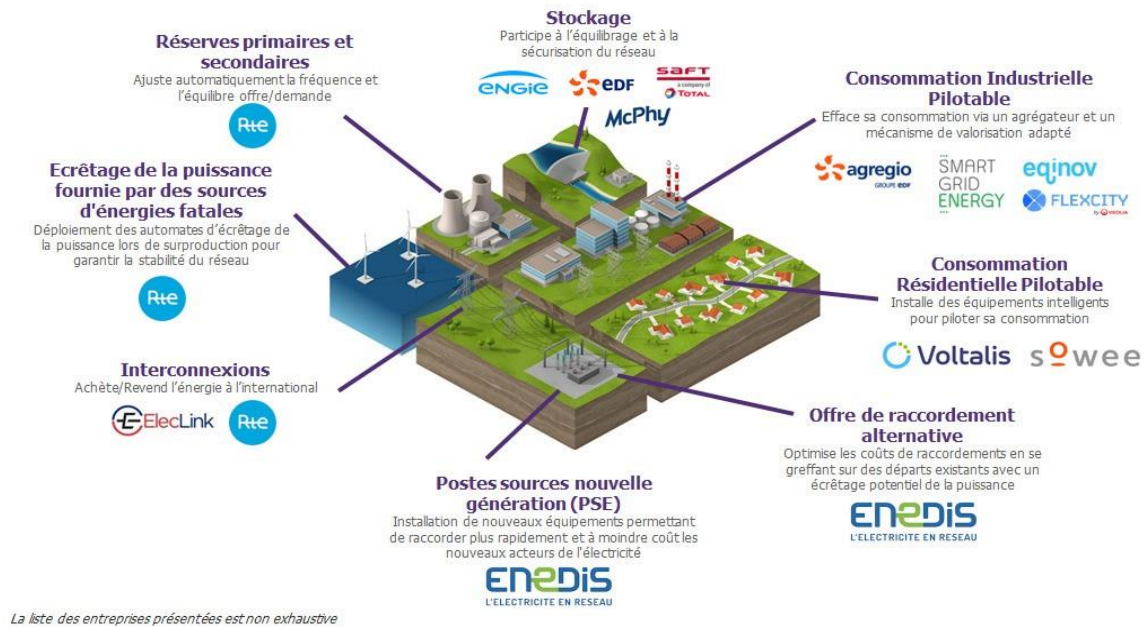


Figure 3.1: Grid-Balancing mechanisms and companies [3]

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]

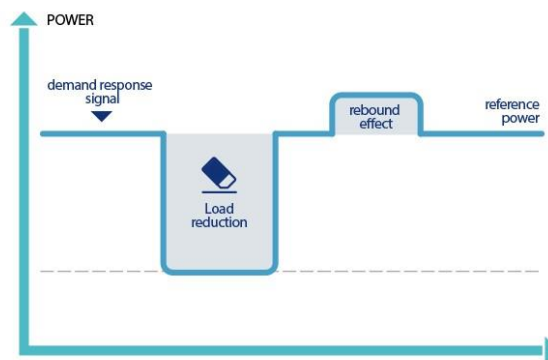


Figure 3.2: Rebound after Demand Response [4]

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.

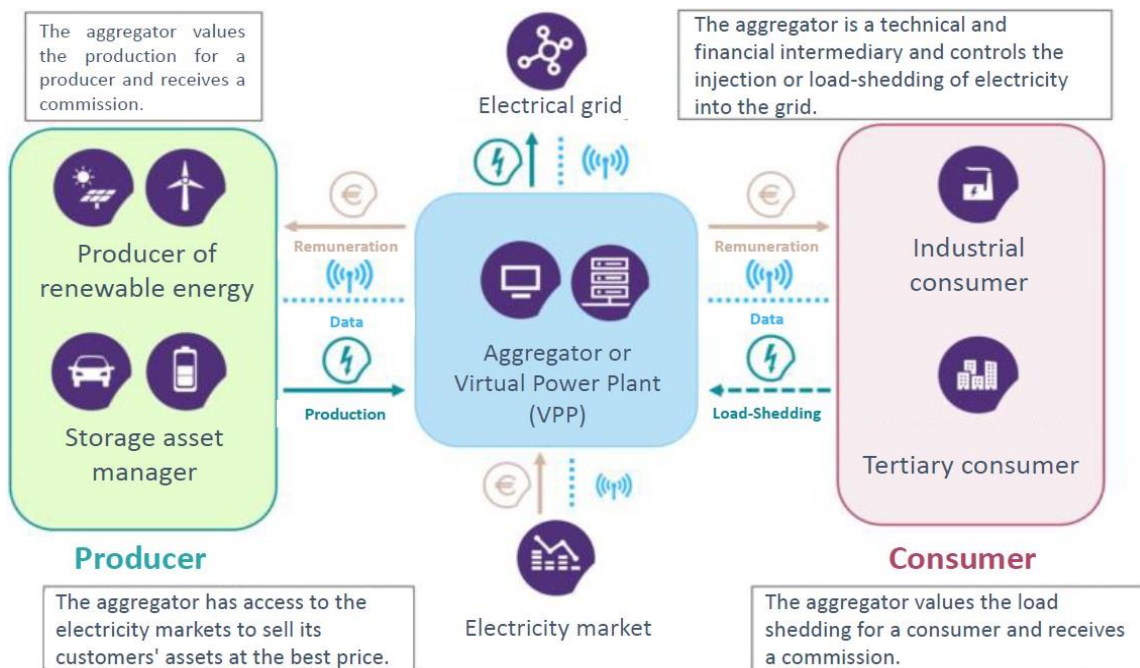


Figure 3.3: Aggregator business model (translated from [5])

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-energiewende-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-energiwende-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 économies! — 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].