

Engineering Local Electricity Markets for Residential Communities

Zur Erlangung des akademischen Grades
(Dr. rer. pol.)

Doktor der Wirtschaftswissenschaften

von der KIT-Fakultät für Wirtschaftswissenschaften des Karlsruher Instituts
für Technologie (KIT)

genehmigte
Dissertation

von

Dipl.-Wi.-Ing. Esther Marie Mengelkamp

Tag der mündlichen Prüfung: 23. Mai 2019
Referent: Prof. Dr. Christof Weinhardt
Korreferent: apl. Prof. Dr. Ute Karl

Karlsruhe, 2019

Acknowledgments

I would like to take the opportunity to thank many people, without whom this work would never have been possible. First of all, I offer my full gratitude to my supervisor Prof. Dr. Christof Weinhardt for his exceptional support, constant encouragement, and enthusiasm. His visionary thinking inspired and guided me in the last three years. I thank him for providing me with the environment and opportunity to complete this thesis. I would also like to thank apl. Prof. Dr. Ute Karl for taking on the role of my co-advisor, her encouragement and constructive criticism, and enabling me to conduct stimulating research with her team at EIFER. I also thank Prof. Dr. Ali Sunyaev and Prof. Dr. Thomas Lützkendorf for their ideas, challenging discussions and, finally, for serving on my thesis committee.

At the Institute of Information Systems and Marketing I had the great pleasure of being part of an extraordinary, talented, lively and competent research team. I want to thank all of my former and current colleagues for their support, discussions and encouragement throughout the last years. A special thanks goes to Alex and Johannes for serving as my postdocs, and the entire energy group for challenging discussions, fruitful projects, and many inspiring moments. A special thanks goes to Bent for many shared experience in and outside of the office. I also want to thank Enrique, Samrat, Jan, and Bastian at EIFER for many joint projects. Thanks also to David for always being available for constructive criticism and the best coffee I have ever tasted, Benedikt for introducing me to new ideas, Greta for her priceless graphical understanding, and all of my other colleagues and students, especially Caro, David, Juan, and Thomas for their continuous support. Thanks also to the entire LAMP project team and my NYU colleagues, especially Yury and Robert.

Finally, I want to thank my family and friends for making my life worth living and encouraging me in all my endeavors. Most of all, I thank Konstantin for his never-ending patience, endless support, and unconditional love.

Karlsruhe, May 2019

Esther Marie Mengelkamp

Abstract

In line with the progressing decentralization of electricity generation, local electricity markets (LEMs) support electricity end customers in becoming active market participants instead of passive price takers. They provide a market platform for trading locally generated (renewable) electricity between residential agents (consumers, prosumers, and producers) within their community.

Based on a structured literature review, a market engineering framework for LEMs is developed. The work focuses on two of the framework's eight components, namely the agent behavior and the (micro) market structure. Residential agent behavior is evaluated in two steps. Firstly, two empirical studies, a structural equation model-based survey with 195 respondents and an adaptive choice-based conjoint study with 656 respondents, are developed, conducted and evaluated. Secondly, a discount price LEM is designed following the surveys' results. Theoretical solutions of the LEM bi-level optimization problem with complete information and heuristic reinforcement learning with incomplete information are investigated in a multi-agent simulation to find the profit-maximizing market allocations.

The (micro) market structure is investigated with regards to LEM business models, information systems and real-world application projects. Potential business models and their characteristics are combined in a taxonomy based on the results of 14 expert interviews. Then, the Smart Grid Architecture Model is utilized to derive the organizational, informational, and technical requirements for centralized and distributed information systems in LEMs. After providing an overview on current LEM implementations projects in Germany, the Landau Microgrid Project is used as an example to test the derived requirements.

In conclusion, the work recommends current LEM projects to focus on overall discount electricity trading. Premium priced local electricity should be offered to subgroups of households with individual higher valuations for local generation. Automated self-learning algorithms are needed to mitigate the trading effort for residential LEM agents in order to ensure participation. The utilization of regulatory niches is suggested until specific regulations for LEMs are established. Further, the development of specific business models for LEMs should become a prospective (research) focus.

Contents

| | |
|--|-------------|
| List of Figures | i |
| List of Tables | iv |
| List of Abbreviations | v |
| List of Symbols | viii |
| | |
| I Basics | 2 |
| 1 Introduction | 3 |
| 1.1 Motivation | 4 |
| 1.2 Research Questions | 6 |
| 1.3 Structure | 8 |
| | |
| 2 Fundamentals of Power Systems | 10 |
| 2.1 The European and German Regulation | 11 |
| 2.2 European and German Energy Goals | 14 |
| 2.3 The Electricity Value Chain | 15 |
| 2.3.1 Generation System | 16 |
| 2.3.2 Transmission & Distribution System | 18 |
| 2.3.3 Consumption Structure | 21 |
| 2.3.4 The German Electricity Market | 25 |
| | |
| 3 Fundamentals of Local Electricity Markets | 30 |
| 3.1 Introduction to Local Electricity Markets | 31 |
| 3.2 Literature Review on Local Electricity Markets | 36 |
| 3.2.1 Literature Review Research Methodology | 36 |
| 3.2.2 Literature Analysis and Trends | 38 |
| 3.3 Market Engineering | 46 |

| | | |
|--|---|------------|
| 3.4 | Summary | 50 |
| II Agent Behavior | | 52 |
| 4 Participation Factors and Design Attributes | | 53 |
| 4.1 | Participation Factors for Local Electricity Markets | 54 |
| 4.1.1 | Structural Equation Modeling | 56 |
| 4.1.2 | Methodology and Survey Execution | 57 |
| 4.1.3 | Evaluation and Results | 61 |
| 4.1.4 | Discussion | 64 |
| 4.2 | Design Attributes and Household Preferences | 66 |
| 4.2.1 | Conjoint Methodology | 66 |
| 4.2.2 | Developing the Conjoint Analysis | 68 |
| 4.2.3 | Execution of Survey and Collection of Data | 73 |
| 4.2.4 | Evaluation and Results | 75 |
| 4.2.5 | Discussion | 84 |
| 4.3 | Summary | 86 |
| 5 Agent Learning Behavior | | 87 |
| 5.1 | Customer System as a Regulatory Niche for LEMs | 88 |
| 5.2 | Multi-Agent Simulation | 91 |
| 5.2.1 | Multiple-Leaders-Single-Follower Optimization Problem | 92 |
| 5.2.2 | Reward-based Generation Learning | 97 |
| 5.2.3 | Reward-based Demand Learning | 107 |
| 5.2.4 | Discussion | 111 |
| 5.3 | Summary | 113 |
| III Implementation | | 116 |
| 6 Application of Local Electricity Markets | | 117 |
| 6.1 | Business Models | 119 |
| 6.1.1 | Methodology of Expert Interviews and Taxonomy Development | 120 |
| 6.1.2 | Execution and Evaluation | 126 |
| 6.1.3 | Results and Interpretation | 135 |
| 6.1.4 | Discussion | 140 |
| 6.2 | Information Systems | 141 |

| | | |
|--|---|----------------|
| 6.2.1 | SGAM Methodology | 142 |
| 6.2.2 | SGAM Application for LEMs | 144 |
| 6.2.3 | IS Requirements for LEMs | 149 |
| 6.2.4 | Distributed Ledger Technologies for LEMs | 152 |
| 6.2.5 | Discussion | 156 |
| 6.3 | Real-World Application | 157 |
| 6.3.1 | Current LEM Implementations in Germany | 158 |
| 6.3.2 | Case Study: The Landau Microgrid Project | 162 |
| 6.3.3 | Discussion | 170 |
| 6.4 | Summary | 171 |
| IV Finale | | 174 |
| 7 Conclusion | | 175 |
| 7.1 | Summary and Implications | 176 |
| 7.2 | Outlook | 178 |
| Bibliography | | 182 |
| Appendix | | 223 |
| A Keywords for Literature Review | | 223 |
| B Structural Equation Modeling | | 225 |
| B.1 | Survey Items | 225 |
| B.2 | Correlation Matrix, Effect Sizes and Q^2 Measures | 225 |
| C Screenshots of Conjoint Survey | | 229 |
| D Significance in Simulation Studies | | 234 |
| E Expert Interviews | | 236 |
| E.1 | Interview Guide | 236 |
| E.2 | Interview Protocols | 237 |
| E.3 | Definitions of Dimensions and Characteristics | 345 |
| F Overview of LEM Implementation Projects | | 355 |

| | | |
|-------|--|------------|
| F.1 | Market Watch of LEM Projects | 355 |
| F.2 | Description of German LEM Projects | 356 |
| F.2.1 | Landau Microgrid Project | 356 |
| F.2.2 | Pebbles Project | 357 |
| F.2.3 | Virtual Power Plant Project | 357 |
| F.2.4 | SoLAR Project | 359 |
| F.2.5 | RegHee | 360 |
| F.3 | LAMP Smartphone Application | 361 |
| | Eidesstaatliche Versicherung | 362 |

List of Figures

| | | |
|-----|---|-----|
| 1.1 | Structure of the dissertation | 9 |
| 2.1 | Energy trilemma | 13 |
| 2.2 | German electricity value chain | 15 |
| 2.3 | German electricity generation | 16 |
| 2.4 | Merit order dispatch curve and effect | 18 |
| 2.5 | Development of yearly redispatch costs in Germany | 20 |
| 2.6 | Sources of the 2017 German energy consumption | 21 |
| 2.7 | Composition of the 2017 electricity price | 22 |
| 2.8 | Development of the German electricity prices from 2006-2018 | 23 |
| 2.9 | Structure of the German electricity market | 26 |
| 3.1 | Concept of a LEM in Germany | 32 |
| 3.2 | Development of LEM publications | 37 |
| 3.3 | Schematic overview of the MEF-LEMs | 47 |
| 4.1 | Path diagram of the SEM of LEM participation factors | 60 |
| 4.2 | Process of the conjoint survey | 69 |
| 4.3 | Preference questions | 75 |
| 4.4 | Experience questions | 76 |
| 4.5 | Relative importances of the attributes. | 80 |
| 4.6 | Willingness-to-participate in LEMs | 82 |
| 5.1 | Bi-level LEM optimization problem | 95 |
| 5.2 | LEM case study | 100 |
| 5.3 | Accumulated profit | 103 |
| 5.4 | Mean total costs and autarchy | 104 |
| 5.5 | Generation dispatch with generation learning | 106 |
| 5.6 | Demand learning total costs | 111 |
| 5.7 | Demand learning electricity mix | 112 |

| | | |
|-----|---|-----|
| 6.1 | Steps of expert interviews | 121 |
| 6.2 | Taxonomy development | 125 |
| 6.3 | Smart Grid Architecture Model | 143 |
| 6.4 | Use case of a LEM | 144 |
| 6.5 | LEM function layer | 146 |
| 6.6 | Sequence diagram | 147 |
| 6.7 | Component layer of a blockchain-based LEM | 155 |
| 6.8 | View of the LAMP community | 163 |
| | | |
| C.1 | Build-Your-Own part of the survey | 230 |
| C.2 | Screening part of the ACBC survey | 231 |
| C.3 | Choice task of the ACBC survey | 232 |
| C.4 | Holdout task of the ACBC survey | 233 |
| | | |
| F.1 | Overview of LEM projects | 355 |
| F.2 | Screenshot of the LAMP app | 361 |

List of Tables

| | | |
|-----|---|-----|
| 2.1 | Overview of German electricity grid | 19 |
| 2.2 | Classification of balancing power | 29 |
| 3.1 | Stakeholders and their objectives. | 33 |
| 3.2 | Economic, social, technological and environmental value of LEMs | 35 |
| 3.3 | Literature review on LEMs | 39 |
| 4.1 | SEM-PLS analysis | 63 |
| 4.2 | Conjoint attributes | 71 |
| 4.3 | Demographics of survey respondents | 74 |
| 4.4 | Utilities from both conjoint surveys | 79 |
| 5.1 | Electricity price in a Customer System | 90 |
| 5.2 | LEM key performance indicators | 105 |
| 5.3 | Household groups for local electricity valuation | 109 |
| 6.1 | Conducted expert interviews | 123 |
| 6.2 | Initial dimensions | 128 |
| 6.3 | Taxonomy for LEM business models | 136 |
| 6.4 | Dependency matrix | 137 |
| 6.5 | Comparison of German LEM projects | 159 |
| 6.6 | LAMP requirements fulfillment | 165 |
| B.1 | Additional measures for the PLS SEM | 225 |
| B.2 | List of SEM items | 226 |
| D.1 | Significance tests between all agents | 234 |
| D.2 | Significance tests between all producers | 234 |
| D.3 | Significance tests between all consumers | 235 |

List of Abbreviations

| | |
|-----------------|---|
| AbLaV | Regulation on Disconnectable Loads (Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten) |
| AC | Alternating Current |
| ACA | Adaptive Conjoint Analysis |
| ACBC | Adaptive Choice-based Conjoint |
| AT | Affinity to Technology |
| AVE | Average Variance Extracted |
| | |
| BKA | Bundeskartellamt |
| BMWI | Bundesministerium für Wirtschaft und Energie |
| BNetzA | German Federal Network Agency (Bundesnetzagentur) |
| BRP | Balancing Responsible Party |
| BSI | Bundesamt für Sicherheit in Informationstechnologie |
| BYO | Build-Your-Own |
| | |
| CBC | Choice-based Conjoint |
| CHP | Combined Heat-and-Power |
| CI | Community Identity |
| | |
| dApp | Decentralized App |
| DC | Direct Current |
| DER | Distributed Electricity Resources |
| Diagonalization | Gauss-Seidel Diagonalization |
| DLT | Distributed Ledger Technology |
| DR | Demand Response |
| DSM | Demand Side Management |
| DSO | Distribution Grid Operators |
| | |
| EEG | Renewable Energies Act (Erneuerbare Energien Gesetz) |

| | |
|-----------|--|
| EEX | European Energy Exchange |
| EMTS | Energy Management Trading System |
| ENTSO-E | European Network of Transmission System Operators |
| EnWG | Energy Industry Act (Energiewirtschaftsgesetz) |
| EPEC | Equilibrium Problem with Equilibrium Constraints |
| EPEX Spot | Epex Spot SE |
| ESCOs | Energy Service Companies |
| ESS | Energy Storage Systems |
| EU | European Union |
| EVs | Electric Vehicles |
| GzDE | Regulation for the Digitalization of the Energy Transition (Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende) |
| h-Index | Hirsch-Index |
| HB | Hierarchical Bias |
| HTMT | Heterotrait-Monotrait Ratio |
| IGP | Importance of Green Products |
| IS | Information Systems |
| ISO | Independent Grid Operators |
| KWKG | Cogeneration Act (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) |
| LAMP | Landau Microgrid Project |
| LEM | Local Electricity Market |
| MEF-LEMs | Market Engineering Framework for Local Electricity Markets |
| MLSF | Multiple-Leaders-Single-Follower |
| MsbG | Regulation for the Meter Operation (Messstellenbetriebsgesetz) |
| NE | Nash Equilibrium |
| NIMBY | Not-in-my-Backyard |
| NoL | Number-of-Levels |

| | |
|-------------|---|
| OTC | Over-the-counter |
| P2P | Peer-to-Peer |
| PC | Price Consciousness |
| PLS | Partial Least Squares |
| PV | Photovoltaic Generation |
| RE | Regionality |
| RES | Renewable Energy Sources |
| RLH | Root Likelihood |
| SC | Self-Consumption |
| SEM | Structural Equation Model |
| SGAM | Smart Grid Architecture Model |
| SQCA | Structuring Qualitative Content Analysis |
| StromEinspG | Power Feed-in Law (Stromeinspeisegesetz) |
| StromNEV | Electricity Grid User Charge Ordinance (Stromnetzentgeltverordnung) |
| StromNZV | Electricity Grid Access Ordinance (Stromnetzzugangsverordnung) |
| StromStV | Electricity Tax Act (Stromsteuer-Durchführungsverordnung) |
| TAM | Technology Acceptance Model |
| TOU | Time-of-Use |
| TPB | Theory of Planned Behavior |
| TSO | Transmission Grid Operators |
| VPP | Virtual Power Plants |
| WTPA | Willingness-to-Participate |

List of Symbols

Parameters

| | |
|------------|---|
| $E(d_i)$ | Elasticity of demand of agent i |
| a | Reinforcement parameter |
| b_{CHP} | Cost factor for the CHP generation |
| c^F | Price of the feed-in tariff in ct/kWh |
| c^G | Price of the standard grid electricity tariff in ct/kWh |
| c_j^{mc} | Marginal cost function of agent j |
| deg | Degression parameter |
| ep | Experimentation parameter |
| g_{jmax} | Maximum generation strategy of agent j |
| g_{jpos} | Possible generation strategies of agent j |
| p_{max} | Maximum price |
| p_{min} | Minimum price |
| rec | Recency parameter |
| sca | Scaling parameter |

Sets and Indices

| | |
|----------|--|
| A | Generic characteristic |
| B | Generic characteristic |
| C_{zy} | Set of characteristics |
| DE | Demand amounts in order of descending bid prices |
| DE_w | Accumulated demand amounts of DE until agent w |
| D_z | Set of dimensions |
| G | Index for grid |
| GE | Generation amounts in order of ascending offer prices |
| GE_v | Accumulated generation amounts of GE until agent v |
| I | Set of agents |
| K | Maximum number of iterations |
| S | Set of possible strategies |

| | |
|---------------|--|
| ε | Convergence tolerance |
| * | Index for optimum |
| bo^0 | Set of all bid tuples in time slot 0 |
| i | Index for consumer |
| j | Index for producer |
| k | Iteration counter |
| l | Index for level |
| o | Index for attribute |
| s | Strategy in s |
| s' | Chosen strategy |
| s'' | New strategy that is not s' |
| t | Time slots |
| t_0 | First time slot |
| v | Index of highest bidding seller allocated in <i>GE</i> |
| w | Index of last buyer allocated in <i>DE</i> |

Variables

| | |
|-----------------------|--|
| P | Probability |
| R^2 | Coefficient of determination |
| R_{adj}^2 | Adjusted coefficient of determination |
| X_{ji} | Matched electricity on the market |
| Π_i | Profit of agent i |
| $\Pi_{j,exp}(t, s'')$ | Expected profit of agent j in time slot t when choosing strategy s'' |
| MUF | Modified update function |
| $avg(\Pi_j(t))$ | Average profit of agent j in time slot t |
| bo_j^t | Bid tuple consisting of price and amount from agent j in time slot t |
| d_i | Demand of agent i |
| g_j | Demand of agent j |
| p | Market price |
| p -value | P-value |
| p^* | Optimal market price |
| $p_{js}(t+1)$ | Probability of agent j to choose strategy s in time slot $t+1$ |
| pu_o | Price per unit of utility for attribute o |
| $q_{js}(t)$ | Propensity of agent j to choose strategy s in time slot t |
| $rNone$ | Relative None parameter |
| s_j | Bid price of agent j in bid tuple bo_j |

| | |
|-------------|--|
| std | Standard deviation |
| u_{lmax} | Maximum utility of all attribute levels l in attribute o |
| u_{lo} | Part-worth utility of attribute o , level l |
| u_{pomax} | Utility of attribute o 's maximum price attribute level |
| u_{pomin} | Utility of attribute o 's minimum price attribute level |
| x_{ji} | Amount of electricity sold from agent j to agent i |

“The restructuring of the energy sector should trigger the creation of local markets.”

(Kamrat, 2001)

Part I

Basics of Power Systems and Local Electricity Markets

1 Introduction

Humankind's increased sense of sustainability, the ongoing exploitation of earth's finite resources, and subsequent global warming give rise to the universal energy transition movement (IPCC, 2011). Due to the consecutive demand for low (carbon) emissions and the reduction of environmental damages, global energy systems are faced with complex challenges to sustain the accustomed level of supply security (Bauwens, 2016; Creutzig et al., 2014). The European 2020, 2030 and 2050 climate and energy strategies promote these (inter-) national goals of reducing greenhouse gas emissions, expanding the use of Renewable Energy Sources (RES), and increasing energy efficiency (European Commission, 2019; Fehrenbach et al., 2014). Consequently, energy systems are transitioning from the formerly centralized, fossil fuel-based systems towards becoming more decentralized, sustainable, smart, and interconnected. Yet, RES cause an additional strain on the energy transmission and distribution systems due to their volatile and location-dependent generation (Hvelplund, 2006). Thus, new forms of energy allocation as well as generation and demand flexibility are growing in significance to counteract these challenges. Simultaneously, the high security of energy supply native to European states shall be preserved (Bertsch et al., 2016).

Enormous financial investments are required to reach these (inter-) national and European energy goals (Bauwens, 2016). These investments cannot be solely provided by governments, as they can neither provide the necessary funds alone, nor force the required social acceptance (IPCC, 2011; Wüstenhagen and Menichetti, 2012). The International Energy Agency (2014) estimates a global investment volume of at least US \$48 trillion being necessary until 2035 to keep global warming below the targeted 2° Celsius. Of this, a share of US \$8 trillion is required to be invested in RES. Most investments are needed in the wind sector, followed by hydropower, solar, and bioenergy (International Energy Agency, 2014; Gamel et al., 2016). These extensive investments cannot solely be achieved by the public sector, but necessitate the active involvement of private investors. In addition to providing the necessary financial support, private investment results in an increased social acceptance and participation in the energy transition (Wüstenhagen and Menichetti, 2012; IPCC, 2011). Thus, residential households become significant actors in the energy transition. Globally, they account for almost 30 % of energy consumption (EIA, 2017). Moreover, they are active investors in RES.

In 2012, households invested more than US \$33 billion directly into RES projects globally (Gamel et al., 2016; Climate Policy Initiative, 2013).

One of the world leaders in implementing the sustainable energy transition is the federal state of Germany. Its ambitious targets for RES development, energy efficiency, and emission reduction give Germany a pioneering role (IRENA, 2018). In Germany, residential energy consumption is amounting to about one fourth of the national energy consumption (Statista, 2019a). Besides direct RES investments, German households specialize in indirect investments (e. g. by purchasing renewable energy tariffs) to provide additional funds supporting RES, and subsequently, the energy transition. These movements are supported by the German political will promoting and subsidizing RES and sustainable generation with investment incentives like advantageous loans, feed-in tariffs, and the public declaration of a nuclear-phase out (Agnolucci, 2006; BUM, 2018).

1.1 Motivation

In Germany, the household sector's energy consumption is still growing despite more energy efficient appliances and increasing energy savings measures. Increased consumerism and the ever growing electrification of everyday life counteract energy reduction measures (Umweltbundesamt, 2018a). Electrification results in the electricity consumption rising even faster than the overall households' energy consumption (Fischer, 2008). This growing electricity consumption is determined by two main factors, i. e. the number and the type of electric appliances in a household (Firth et al., 2008). As the number of electricity consuming devices per household is continuing to grow, the impact of electricity has become an integral part of everyday life. Indispensable access to information (e. g. the World Wide Web), communication (e. g. social messengers), and fulfillment of daily needs (e. g. light, cooking, entertainment) depend on a (nearly) constant access to electricity. In addition to the rising demand of the residential sector, the advance of Electric Vehicles (EVs) increases the overall electricity demand in the mobility sector (Schühle, 2014). Coupled with increasingly volatile RES generation, the growing electricity demand magnifies the challenges of providing the accustomed level of electric supply security at affordable cost. Factoring in Germany's nuclear-phase out plans by 2022 (BUM, 2018), the German energy transition is frequently called an *electricity transition* (Stegen and Seel, 2013; Guidolin and Guseo, 2016).

While residential households contribute significantly to the electricity transition, e. g. by financing private RES or procuring green electricity tariffs, they are still excluded from actively participating in the electricity market due to legal stipulations and size restrictions (Zhang et al., 2017). In recent years, several approaches have been investigated to include house-

holds in the electricity market despite the legal restrictions. Direct Peer-to-Peer (P2P) trading between producers and consumers (Parag and Sovacool, 2016), Virtual Power Plants (VPP) (Roossien et al., 2011), and Local Electricity Markets (LEMs) (Bremdal et al., 2017) are the most prominent approaches. This work focuses on LEMs for residential households.

LEMs establish a market platform for trading locally generated, mostly renewable electricity among residential agents within a close community. Firstly, LEMs may also allow direct P2P transactions. P2P trading is defined as the direct trade between two entities, which relies on a decentralized structure (Sousa et al., 2019). However, while (digital) P2P transactions might connect peers globally, LEMs are restricted to a local level, and thus, majorly facilitate the consideration of technical restrictions (e. g. grid congestion). As the additional strain of RES on the electricity system amplifies the challenges of avoiding critical congestion and ensuring supply security, focusing on a local level increases the chance of establishing local balances to reduce the overall stress on the electricity grid (Rosen and Madlener, 2013; Ilic et al., 2013; Julian, 2014). Secondly, VPP were established as a means to commercialize small-scale production, which could not be traded on the existing electricity market due to legal stipulations. Further, they are a means of facilitating the management of small-scale production by resource pooling. LEMs are intended for small-scale RES production, and thus not only allow, but encourage direct marketing on a local level. Their trading management is tailored to fit small-scale production needs, support intelligent algorithms taking over the burden of trading, and also allow consumers to directly participate in the electricity market (Sandoval and Grijalva, 2015; Kostmann, 2018).

In addition, LEMs provide an alternative to the static renewable feed-in tariffs provided by the German Renewable Energies Act (Erneuerbare Energien Gesetz) (EEG). These tariffs have a limited 20 year duration with a fixed remuneration specified by the time of installation of the renewable generators. While the remuneration has been drastically decreasing in value for new installations since its introduction in 2000 (Fraunhofer ISE, 2019), LEMs offer unlimited, long-term, competitive alternatives with the opportunity for higher returns (Julian, 2014). Moreover, the empowerment of residential communities, strengthening of local economies by keeping electricity profits in the neighborhood, and the development of (partial) independence from large energy suppliers constitute social advantages of LEMs. Technologically, LEMs can incite local energy balances (Kostmann, 2018), reduce the need for long distance transmission (De Clercq et al., 2018), and facilitate the integration of RES. Moreover, they can increase system resiliency (Stadler et al., 2016) and may, in the long term, reduce the need for further grid expansion. LEMs offer residential households the unique opportunity not only to purchase green electricity, but also to prioritize regional and local generation. Thus, LEMs

can increase the indirect investment in a sustainable electricity system, as well as provide a stepping-stone to develop local balances of generation and consumption.

In this context, electricity end-users become increasingly important as technological development allows the transition of consumer households to prosumers through installation of residential RES, e. g. Photovoltaic Generation (PV) systems (Capodiecì et al., 2011). Besides trading such local generation, LEMs may also be used to offer (ancillary) electricity services to the superimposed electricity system (Rosen and Madlener, 2012). The growing significance of LEMs and their subsequent necessity for the electricity transition has been recognized since the beginning of the millennium (Hvelplund, 2006). Nevertheless, the implementation of LEMs is dragging due to legal challenges and an overall slow electricity transition.

One of the key success factors of LEMs is the acceptance and active participation by the residential households (Koirala et al., 2016). To foster these, technical complexities and market interactions need to be tailored towards easily comprehensible and community-acceptable solutions. One of the main challenges to overcome is the burden to trade for residential households. As electricity is typically a low involvement good (Paladino and Pandit, 2012), the additional time and effort households are willing to contribute towards trading on LEMs is limited. Still, the will to support and empower their community as well as their social orientation, or even obligation, can lead households to take on extra effort to trade electricity on LEMs. The reduction of this *burden to trade* becomes even more important as time is rapidly becoming one of the scarcest resources in our fast moving economy. Therefore, automatic bidding strategies are tremendously important. Furthermore, LEMs need to implement sustainable business models to ensure long-term success. The key value drivers of LEMs are still being actively discussed and the resulting business models are promising, but complex and ever evolving (Bremdal et al., 2017; Julian, 2014). Simultaneously, the suitability and requirements of (de-) centralized Information Systems (IS) for LEMs, in particular Distributed Ledger Technology (DLT) and blockchain technology, are under discussion (Alanne and Saari, 2006; Sikorski et al., 2017).

1.2 Research Questions

This dissertation outline follows the logical research structure and interdependencies of its main contributions. It considers four comprehensive research fields, i. e. (i) the definition, status, and market design of LEMs, (ii) the residential Willingness-to-Participate (WTPA), (iii) the agent behavior on LEMs, and (iv) business models, IS, and real-world LEM implementation. As an introduction into the innovative and new research topic of LEMs, an overview of the existing energy system and research on LEMs is considered. On this basis, a market

engineering approach (Weinhardt and Gimpel, 2007) is directly tailored to LEMs . Therefore, the initial research question refers to the current status of LEM research and the extension of an existing market engineering framework for LEMs.

Research Question 1: *In the emerging field of local electricity markets, (i) what is the status of current scientific research and how did it develop, (ii) where are knowledge gaps in this research, and (iii) how should the market engineering framework by Weinhardt and Gimpel (2007) be extended for LEMs?*

This work focuses on two of the eight components of the LEM market engineering framework, i. e. the agent behavior and (micro) market structure. The residential LEM agent behavior is investigated in research questions two and three. Successful LEMs require active participation from their agents, i. e. residential households. However, households currently have little to no previous experience with LEMs. Thus, theoretical and empirical studies need to be conducted to investigate the WTPA. Direct trading data from LEMs cannot be analyzed, as this data is not (yet) available. Based on the WTPA analysis, the LEM design can be tailored to its agents' preferences. Thus, the second research question considers the WTPA of households and the subsequent design of LEMs.

Research Question 2: *Considering residential electricity customers, (i) what are the main intrinsic and extrinsic factors motivating them to participate in LEMs, (ii) which design attributes are of particular importance, and (iii) how does the design of the market attributes influence the WTPA in LEMs?*

The preference of most households for low cost, green electricity sets the framework of the considered LEM for the simulation section. This part of the dissertation follows the regulatory niche of a *Customer System* after §3 (24 a, b) Energy Industry Act (Energiewirtschaftsgesetz) (EnWG). Households typically consider electricity a low involvement good. Therefore, they prefer to limit the time and effort necessary to trade on a LEM. For this reason, this work illustrates how reward-based machine learning techniques can represent a household's preferences on a LEM in a multi-agent simulation study. Such automated algorithms can limit the burden to trade for the LEM participants. Thus, the third research question considers the theoretical and practical behavior on LEMs.

Research Question 3: *On a short-term merit order LEM, (i) how can the profit-maximizing Nash Equilibrium (NE) be calculated, (ii) is reward-based learning a suitable algorithm to*

reach this NE based on incomplete market knowledge, and (iii) how can different household preferences for local electricity be represented on a LEM?

The (micro) market structure of LEMs in terms of business models and requirements for IS in real-world LEM implementation projects is considered in research question four. Like any market, the success of LEMs is majorly dependent on its (micro) market structure and implementation in real-world use cases. However, besides proof-of-concept projects and small-scale industrial pilot LEMs, the real-world applicability of LEMs is still under development. Concrete business models, value drivers, and suitable information systems for a local market platform are currently being determined. Nevertheless, several implementation projects already exist in Germany, and internationally. Many of the projects look into determining suitable IS for LEM implementation. The requirements for centralized, i. e. traditional server structures, and decentralized, i. e. DLT, IS are one of the main discussion points. Consequently, the concluding fourth research question considers these topics and introduces structured analyses.

Research Question 4: *Considering current and future LEM implementations, (i) which business models are sustainable and profitable for LEM stakeholders, (ii) what are the requirements for information systems sustaining LEMs, and (iii) what is the status of the current LEM implementation projects in Germany?*

1.3 Structure

The outline of this dissertation follows its main contributions. These contributions follow the line of research questions presented in Section 1.2. Supplemented by an introduction into the research field of energy systems and LEMs, these contributions lead to a concluding finale of the work. The contributions are ordered in four parts, i. e. basics of power systems and LEMs, residential agent behavior, implementation of LEMs, and a concluding finale. Figure 1.1 illustrates the structure of this work in its four parts and seven consecutive chapters with the associated research questions.

Part I introduces and motivates the topic of LEMs in Chapter 1. It also provides an overview of the German energy system as a basis to analyze LEMs in the following Chapter 2. Chapter 3 combines both topics and presents LEMs as part of the German energy system. Further, it provides a structured literature review on LEMs and presents a market engineering framework for LEMs to address the first research question. Building upon these fundamentals, Part II discusses the behavior of residential households on LEMs. Chapter 4 focuses on the motivational factors and the influence of market design attributes on the WTPA in LEMs. In Chapter 5,

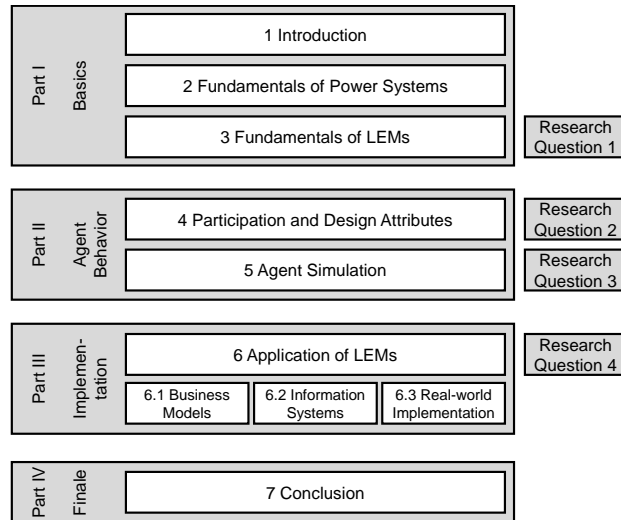


Figure 1.1: Structure of the dissertation.

the previously considered design attributes and agent preferences are implemented, analyzed, and evaluated in a multi-agent simulation of small-scale electricity agents on a merit order LEM. Chapters 4 and 5 answer the second and third research question, respectively. Part II concludes with design recommendations on how LEMs should be implemented in Germany. The following Part III focuses on the real-world implementation of LEMs and investigates the fourth research question. Chapter 6 firstly considers the business models and requirements for IS of LEMs. Specifically, an evaluation of DLT for LEMs is conducted. Then, an overview of and a comparison between German LEM projects is given. Part IV concludes this dissertation. It discusses the key contributions and limitations, derives the overall dissertation’s message, and provides an outlook on subsequent research, trends, and challenges.

This dissertation is individually written. Thus, I refer to the author myself as an individual. However, parts of this work rely on the contributions of my published or unpublished collaborative works. As these publications are the work of several collaborators and myself, I disclaim these parts clearly and refer to the authors of the work as a group (“we”). An example for the disclaimer indicating that the following part largely relies on published or unpublished joint work is as follows:

Section X.Y is based on joint work conducted by Author One, Author Two, and Author Three, published in *Energy Journal 1*, cited here as: One et al. (2018).

2 Fundamentals of Power Systems

In our current industrial world, the all time availability of electricity is one of the cornerstones of our economies and society. We use electrical power for most of our daily functions, e. g. heating, lighting, cooking and increasingly often mobility. A world without electrical power seems unimaginable, as electricity is, and has for quite some time, always been there in a reliable, accessible and rather cheap fashion. Losing electricity access results in a tremendous loss of quality of life. One of the largest blackouts in this millennium was in 2003 in Canada and Northern USA. It lasted for approximately two days, cost about US \$6 billion and contributed to at least 11 deaths (Minkel, 2008). This blackout was caused by a fault in transmission lines in Ohio, that caused additional lines to increase their transmitted power which again led to more faults. In Germany, the so-called $n - 1$ criterion on the transmission grid shall prevent such blackouts from happening (Schwab, 2017). The $n - 1$ criterion ensures that the preservation of the secure network operation is enabled, even when a single element (e. g. a transformer or a grid line) malfunctions (BNetzA, 2007). So far, this criterion helps to support the supply security in Germany tremendously. In 2016, electricity customers were only cut off from a secure electricity supply for a mean of 12 minutes (Statista, 2018).

This immense security of supply and the dependence on the electricity system, come from gradual developments in the electro-physical field (e. g. Michael Faraday (1791-1867), James Clerk Maxwell (1831-1879)) and a large scale roll-out in the late 1800s (Schwab, 2017). Electricity's breakthrough was the introduction of electric lighting supplied by Thomas Edison's Direct Current (DC) system. The convenient, simple, less expensive and less harmful electric light replaced the predominating gas lights. Electrical DC systems are inherently based on local and distributed systems, that should place generation facilities near sinks of consumption. This stems considerably from the fact, that physical constraints make losses increase with transportation distances (resistance in DC systems increases linear with the length of transmission lines (Gremmel, 2007)) . However, the Alternating Current (AC) invented by Nikola Tesla (later promoted by George Westinghouse), added the idea of transmission grids at higher voltages that significantly reduced the incurring losses. Thus, different voltage levels allowed distribution grids to be connected to farther away, centralized generation plants

(Benjamin, 1895). Hence, the former decentralized grid became a connected and centralized power system, that relied on relatively cheap fossil fuel powered large generation plants. Recently, the German energy transition (or electricity transition (Stegen and Seel, 2013)) and its fundamental change towards sustainability fueled the impressive installation of an increasing number of volatile, distributed RES as the future primary type of generation facilities. This change in the generation structure requires a change in the entire electricity system, as the former system relied on these centralized and simultaneously highly predictable generation plants. The new electricity system needs to offer a comparable security of electricity supply while increasing the ecologic sustainability and the economic efficiency. This work shows how LEMs achieve these objectives by balancing supply and demand locally, and only trading excess and scarcity with the traditional grid. This chapter explains the recent history of the European and German regulation and the energy trilemma in the electricity system in Section 2.1. Then, an overview of the current and future European and German energy and electricity goals is given in Section 2.2. Following this, the current electricity value chain and the current German electricity market structure are presented in Section 2.3. Subsequently, Chapter 3 introduces and defines LEMs, and conducts a structured literature review of LEMs in current academic literature. Based upon this, an extended market engineering framework for LEMs is developed in Section 3.3. Part I is concluded by a summary of its main contributions in Section 3.4.

2.1 The European and German Regulation

The electricity (and gas) systems were long considered to be natural monopolies due to their immense investment costs (Hoitsch et al., 2001). Natural monopolies exist whenever a single supplier can satisfy the needs of a market at lower cost than multiple suppliers (Knieps, 2008). According to the essential facilities theory (Pitofsky et al., 2002), natural monopolies shall only exist in the part of the value chain for which competition would cause unreasonable economic costs. In the electricity sector, transmission and distribution grids are seen as such essential facilities, as a second, parallel grid network would result in unreasonable and economically avoidable costs. According to Insull (1898), electricity markets were also natural monopolies and should be regulated. This doctrine resulted in vertically integrated utilities running the electricity system without competition as regulated monopolies until the late 1900s. Then, the European Union (EU), and thus Germany, realized that generation does not necessarily belong to these essential facilities. Electricity markets are no natural monopolies as competition amongst suppliers should result in higher economic efficiency, lower electricity prices and more investments in generation facilities. Thus, while transmission and distribution

grids stay monopolistic bottlenecks, generation should be traded on active electricity markets (Knieps, 2007).

Market restructuring and the subsequent liberalization of the EU and German electricity market was introduced by three directives of the European commission in 1996, 2003 and 2009. The main objective of restructuring the electricity market was to introduce competition. The term *deregulation* that is frequently used in the context of the liberalization should be omitted (Hogan, 2002), as the liberalization only led to new and different, but not less regulation (Vogel, 1998). The idea of higher efficiency and lower electricity prices is not yet completely implemented, as the restructuring of the electricity market has even led to higher overall prices (Sioshansi and Pfaffenberger, 2006). Still, many argue that the restructuring has led to more competition, and hence the foremost goal of introducing competition has been achieved by the market restructuring (Ilic et al., 2013). Yet, efficiency and lower electricity prices are still on their way to being implemented.

The 96/92/EC directive of the European Parliament and Council was the first official regulatory change towards the liberalization of the electricity market in Europe. Introduced in 1996, it contained common rules for the internal electricity market and showed that efficiency could be increased and prices could be reduced by introducing competition on the electricity market. The objective was the introduction of a single European electricity market (European Parliament and Council, 1996). However, market dominance, predatory behavior and discriminatory transmission and distribution access still endangered the market competition. To address these issues, the 2003/54/EC directive was introduced by the European Parliament and Council in 2003. It replaced the 96/92/EC directive and ensured non-discriminatory market and network access, introduced unbundling between legally separate entities for distribution and transmission systems, and made electricity prices transparent (European Parliament and Council, 2003). It was again replaced by the 2009/72/EC directive, which is the third energy package passed by the European Parliament and Council in 2009. It concerns the further unbundling of legal ownership of network operation from generation and suppliers, reinforces the consumer rights in terms of free choice of supplier and strengthens cross-border trading in the EU (European Parliament and Council, 2009a).

The German regulators implemented the EU directives into German law two years later each time. The first directive was implemented in the EnWG in 1998 starting the liberalization of the electricity market in Germany (Bundestag, 1998). The 2005 renewal of the EnWG liberalized the metering, ensured unbundling and assigned the German Federal Network Agency (Bundesnetzagentur) (BNetzA) with overseeing the regulation of the electricity sector (BMJV, 2005). In 2011, all three European directives were implemented and the German electricity market was officially restructured and liberated (Bundestag, 2011). The same directives also

included liberalization of the gas market. However, as electricity is the main focus of this work, the influences on the gas market will not be detailed.

Two minor renewals of the German EnWG in 2003 (equality of gas and electricity) and 2008 (liberalization of metering) were introduced in-between the introduction of the three main EU directives. While Germany, as other EU countries, was required to implement the three EU directives, criticism about the effectiveness of the EU goals remains. National characteristics of electricity generation (e. g. major nuclear power in France, high amount of RES in Scandinavia) are disregarded, as EU regulation is mostly based on the lowest common denominator of the EU countries (Notz, 2007).

The rise of the RES and the electricity transition towards sustainability endanger the balance in the German, EU and worldwide energy trilemma of:

1. **Energy security:** Effective management of generation sources, reliability of energy infrastructure
2. **Energy equity:** Everybody's non-discriminatory accessibility and affordability of energy supply
3. **Environmental sustainability:** Renewable and sustainable supply and demand efficiencies

Figure 2.1 shows a graphical representation of the energy trilemma. While all goals should be reached equally as “secure, low cost, consumer-friendly, efficient and environmentally grid-bound supply of electricity and gas that is increasingly based on renewable energies” (BMJV, 2005, §1 EnWG), conflicts and trade-offs between the individual goals are inherent. A uniform achievement of the three target objectives requires extensive cooperation from the political (security), financial (equity) and environmental (sustainability) side (Heffron et al., 2015). The

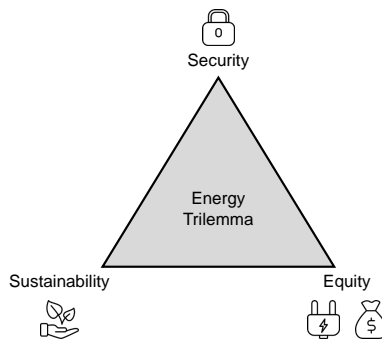


Figure 2.1: The energy trilemma based on Gunningham (2013).

decentralization, decarbonization and digitalization of the current German electricity transition (Di Silvestre et al., 2018) offer a valid chance to reach the energy trilemma objectives. Germany is the number six out of the top 125 countries on the 2017 world energy trilemma index (World Energy Council, 2017). Yet, Germany's energy goals remain slightly unmet.

2.2 European and German Energy Goals

The EU 2009/28/EC Renewable Energy Directive (European Parliament and Council, 2009b) and its renewal in 2016 set overall energy goals for all EU countries. In 2009 it employed a binding target of 20 % final energy consumption from RES in the EU for 2020 (European Parliament and Council, 2009b) as well as for the individual countries. Several iterations since then have adapted the goals. In 2018, a political agreement of the Commission, Parliament and Council was reached that now includes an overall binding RES target of 32 % of the final energy consumption for the EU for 2030. This target will be revisited for upwards revision in 2023 (European Commission, 2018). Support schemes for this RES expansion (e. g. feed-in tariffs) shall remain intact, however time-limited and carefully (re-) designed to encourage the long-term competitiveness of RES without subsidies.

The 2017 EU progress report shows, that the entirety of the EU has achieved a 17 % share of RES energy. The majority of EU countries seem to be able to reach their individual 2020 RES targets. Yet, the transport sector was only at a 6 % share of RES in 2015 and the reaching of the aspired 10 % by 2020 seems unlikely. Nevertheless, the EU saved 16 billion € in fossil fuel imports in 2015, and reduced greenhouse gas emissions by the “equivalent of Italy's total emissions” (European Commission, 2017). Thus, decentralization and decarbonization are on track. Reaching the digitalization's goal is currently being actively pursued. The EU already holds 30 % of global RES patents and will prioritize research and innovation to further drive the energy transition.

Germany is on its way to become one of the pioneers in the EU energy transition. Germany's main objective is to reach a 40-45 % share of RES in electricity consumption by 2025. This includes the nuclear phase-out in 2022. The goal is to completely cease nuclear energy generation in Germany. Greenhouse gases shall be reduced by 40 % in 2020 compared to their 1990 levels, and the primary energy consumption shall be reduced to 50 % in 2050 compared to the 2008 levels (BMW, 2018c). Simultaneously, the current level of supply security in all energy forms (especially electricity) shall be maintained. In addition, Germany's goal of 1 million EVs by 2020 is very questionable under the current development of only 53,861 EVs in 2018 (Deutscher Bundestag, 2017; Statista, 2019b). Nevertheless, EVs reinforce the need for a stable electricity system through their inherent electrification of the mobility sector.

2.3 The Electricity Value Chain

Before the rise of the RES, the electricity value chain was strictly unidirectional. Large, centralized power plants generated electricity, which was transported over the transmission and distribution grid to the consumers. The same electricity value chain from generation to consumption is still intact today. However, the restructuring of the energy market, the increasing integration of RES and the rising competition in the energy market, led to a more flexible, bidirectional value chain. Due to RES mostly being connected on the distribution grid level (see Section 2.3.2), electricity is frequently injected into the grid at this lower level, and not only at transmission level. Figure 2.2 depicts the electricity value chain with generation injection on the transmission and distribution level, as well as bidirectional power flows.

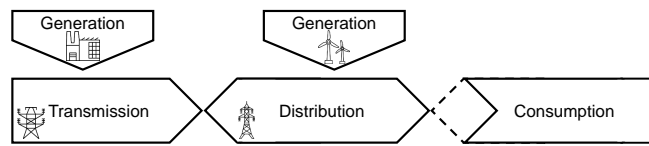


Figure 2.2: German electricity value chain (based on Hoitsch et al. (2001); Lopes et al. (2007)).

The first step in the electricity value chain is always generation. Its fundamental function is to plan, build and maintain the generation capacities and generate electricity, as well as trading and procuring the generation on the wholesale market. In the conventional electricity value chain, generation was only injected into the transmission grid. Since recently, especially RES generation is also connected to the distribution grid. After generation and procurement, the electricity is transported via the transmission and distribution grid towards its points of consumption. Both, the transmission and distribution step of the value chain are in charge of planning, building, operating and maintaining the respective grid infrastructure, as well as metering and sales. On a distribution level, the connection of the (end) consumers, prosumers and small-scale producers is an essential additional responsibility. On the transmission level connecting consumers, prosumers and producers only refers to large and/or industrial entities. After transport, electricity is at the consumption level. Thus, sales, billing, energy services as well as advertising to end customers and wholesale trading by the suppliers takes place in this step (Hoitsch et al., 2001; Lopes et al., 2007). Generation and consumption are competitive markets, while transmission and distribution are considered natural monopolies because of their long-term capital commitment (Knieps, 2007). The following Sections 2.3.1, 2.3.2 and 2.3.3 explain the individual steps of the German electricity value chain in detail, before Section 2.3.4 describes the German electricity market.

2.3.1 Generation System

Electricity supply in Germany is traditionally ensured by centralized, large-scale generation plants with a heterogeneous portfolio of generators. This ensures a reliable and secure generation of electricity profiting from the *economies of scales* effect (Stoft, 2002). Through the heterogeneous generation, the dependence on a specific primary energy source is reduced. In addition, operational flexibility is increased due to the differing technical and energetic characteristics of the various types of generation plants. In Germany, nuclear and coal power plants typically served to satisfy the base load with low marginal, but high ramping costs. Gas, pumped hydro (and oil) power plants with lower ramping, but higher marginal costs provide more flexibility. This architecture of generation developed with the centralized, integrated utilities. However, the increasing amount of RES results in less predictable generation being added to the generation portfolio. In 2017, 33.3 % of the electricity generation of 655 TWh resulted from RES in Germany (BMWi, 2018a). Figure 2.3 shows the structure of the 2017 electricity generation profile. Wind is the largest renewable generator, followed by biomass, PV and geothermal production. From 2002-2017, the actual net electricity generation from RES in Germany grew from 36 TWh to 210 TWh (Fraunhofer ISE, 2017). The percentage of RES in the net electricity generation rose from 7 % in 2002 to 38 % in 2017 (Fraunhofer ISE, 2017). The overall net electricity generation in Germany increased from 495 TWh to 550 TWh. This represents a modest increase of 11 % (Fraunhofer ISE, 2017).

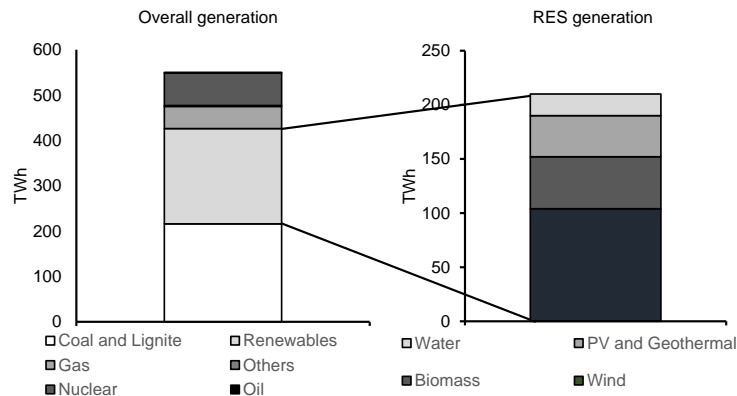


Figure 2.3: Electricity generation sources for the 2017 German electricity consumption in TWh (Fraunhofer ISE, 2017).

In comparison to the EU electricity generation portfolio, Germany's share of gross RES of 33.3 % in 2017 was higher than the average RES EU share of 30 %. Europe's country with the highest share of RES in their electricity generation in 2017 was Denmark (74 %) (Bartz

and Strockmar, 2018). This shows, that high penetration of RES in the electricity portfolio is feasible, and that Germany still has a way to go. Despite the EU's ambitious energy goals, fossil fuels are still the dominant generation source.

In Germany, the increase of RES was primarily accelerated by the Power Feed-in Law (Stromeinspeisegesetz) (StromEinspG) in 1991, which guaranteed renewable electricity to be remunerated after feed-in tariffs (Julian, 2014). As RES have (near) zero marginal costs, hardly any ramping costs, and a volatile generation pattern depending on weather stochasticity, their introduction into the dispatch of German generation shifted the traditional dispatch pattern (Hildmann et al., 2015). The majority of electricity is traded Over-the-counter (OTC) in terms of bilateral, long-term transactions (Ketterer, 2014). Short-term trading (day-ahead and intra-day) is conducted on spot markets. Generation dispatch is scheduled in advance to the short-term markets.

On the spot markets the German dispatch follows the merit order curve (Sensfuß et al., 2008). Figure 2.4 depicts the traditional merit order curve without renewables on the left. The addition of RES to the generation dispatch results in a shift to the right for traditional generators. As the merit order curve is based on the marginal costs which are near zero for RES, the electricity price is decreasing through the inclusion of RES. This is called the *merit order effect*. It is depicted on the right of Figure 2.4. As this effect decreases spot prices due to low marginal costs of electricity, it lowers the revenues of all power plants participating in the electricity market (Deane et al., 2017). This electricity price erosion casts doubts on the current centralized electricity-only market and accelerates discussions about new market designs ensuring appropriate remuneration for RES and conventional generation (Staffell and Green, 2016; Helistö et al., 2017). An integrated market design focusing on capacity and energy is discussed to mitigate this issue (Cramton and Ockenfels, 2016). However, electricity-only markets have a long-standing tradition in Germany and capacity markets were recently opposed by the Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (Nicolosi, 2015). The continuation of an electricity-only market in Germany is, thus, planned for at least the short- and medium-term future.

Flexibility is mostly provided by generation with high marginal costs (e. g. gas). Thus, although these capacities are sorely needed in times of low RES generation, they are frequently not allocated on the market due to the merit order effect (missing money problem.) There are several ways of relieving this issue. One is to create a more integrated market design based on capacity and electricity supply (instead of only electricity supply) (Cramton and Stoft, 2005; Cramton, 2003). The second would be to exploit currently dormant flexibilities on the electricity demand side (Palensky and Dietrich, 2011; Strbac, 2008). A third is the development of local and regional energy balances and, thus, the balancing of generation and demand on

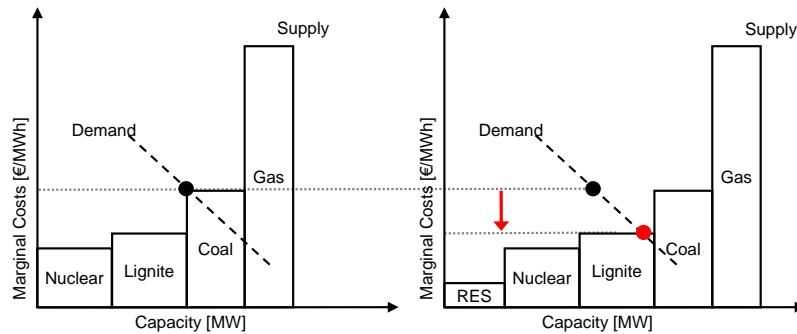


Figure 2.4: Merit order dispatch curve and effect. Adapted from (Sensfuß et al., 2008; Cludius et al., 2014).

the distribution level. This leads to a bottom-up approach on the physical level, less need for redispatch, incentives to invest in RES locally, and the opportunity to build up a market design based on the actual electricity needs rather than the aggregated needs on the transmission level (Ampatzis et al., 2014; Bremdal et al., 2017; Mengelkamp et al., 2018b).

This work focuses on the the third approach and introduces LEMs on a distribution level as a chance to reorganize the electricity market and supply system in a bottom-up, cellular (Thier et al., 2017) way.¹ It concentrates on LEMs that offer an appropriate electricity-only market approach for RES in the current (and future) German regulation and electricity system. Capacity markets may complement such LEMs in the future.

2.3.2 Transmission & Distribution System

The transmission (and subsequently the distribution) system deliver the generated electricity towards its place of consumption. Based on the historically developed centralized (mostly fossil fuel-based) power plants, the transmission (and distribution) grid is designed for top-down electricity transport. The centralized power plants are connected via extra high voltage and high voltage transmission lines (220-380 kV) to the points of distribution and consumption (El-Hawary, 2008). These transmission lines are connected via specified substations (basically large transformers) to the medium-low voltage distribution grid (0.23-110 kV) (Brunekreft et al., 2015). Large industrial consumers and other large electricity customers directly obtain electricity from the medium voltage level². Smaller consumers (e. g. residential households) are usually connected on the low voltage level at the typical voltage of 230 V.

¹ This approach is similar to a large optimization problem, that is divided into small, largely independent subproblems. These are solved more easily than the large problem and then aggregated towards a global solution.

² The largest consumers are connected at the high voltage level.

The transmission and distribution grid are managed by the Transmission Grid Operators (TSO) and the Distribution Grid Operators (DSO), respectively. They are the owners and operators. The transmission grid is dominated by the four large TSOs TenneT, 50Hertz, Amprion and TransnetBW. TenneT operates the middle of Germany, from North to South, Amprion the West, 50Hertz the East and TransnetBW the Southwest. The distribution grid was dominated by the four large utilities RWE, E.ON, Vattenfall and EnBW before the liberalization. Now, more than 800 DSOs exist, while the TSOs remain largely the same. As both, the transmission and distribution system require extremely large investments compared to relatively low operation costs (natural monopolies (Train, 1991)) they are highly regulated by the BNetzA (Jamash and Pollitt, 2000). Table 2.1 gives an overview of the electricity grid characteristics in Germany. The TSOs manage more than 36,000 km of circuit lines at the (extra) high voltage level. These transmission lines are mainly responsible for transporting electricity from the generation plants towards the circuit lines of the DSO to supply the over 50 million metering points of German electricity customers. The $N - 1$ criterion, which makes the transmission system highly reliable, is frequently relaxed on the distribution level (Schwab, 2017). It requires a once redundant system for every transmission path. Thus, the German transmission system becomes robust to individual faults on transmission lines.

Table 2.1: Grid length, number of TSO, DSO, and electricity end consumers in Germany in 2016 adapted from (BNetzA, 2017).

| | TSO | DSO | Total |
|-----------------------------------|------------|------------|--------------|
| Number of system operators | 4 | 829 | 833 |
| Total circuit length [km] | 36,597 | 1,807,575 | 1,844,172 |
| Extra high voltage [km] | 36,214 | 179 | 36,393 |
| High voltage [km] | 383 | 96,366 | 96,749 |
| Middle voltage [km] | - | 520,326 | 520,326 |
| Low voltage [km] | - | 1,190,704 | 1,190,704 |
| Metering points of end customers | 537 | 50,714,468 | 50,715,005 |
| Industrial and business customers | | 3,107,959 | 3,107,959 |
| Residential customers | | 47,606,509 | 47,606,509 |

With regards to the 2009/72/EC directive, the unbundling of energy suppliers (utilities) and network operators was strictly enforced on the TSO level. Thus, former utilities (RWE, E.ON, Vattenfall, EnBW) formed the four TSOs. The DSO unbundling is less restrictive, although a DSO still needs to be legally separated from suppliers. On a regional level, two sister companies frequently take over the legally separate distribution grid operation and electricity supplier role.

In line with the electricity transition, and after the liberalization of the electricity market, sustainable and renewable generation became increasingly coveted. RES were more and more integrated into the German electricity generation, and thus supply system. However, RES are in nature smaller in capacity than the conventional centralized power plants, and often decentralized (e. g. PV on residential roof tops) (Alanne and Saari, 2006). The now bidirectional flow of generation and the volatility of RES cause an increasing need of dispatch. Furthermore, an overall need of additional redispatch becomes apparent since the increase of RES results in increased transmission system congestion management. Figure 2.5 shows the cost development of the yearly redispatch costs since 2010. In 2017 the amount of redispatch costs is 30 times as high as in 2010. This shows the enormous effort of managing electricity generation to sustain the accustomed level of electricity supply security in Germany. As power plants are being reimbursed for redispatch measures, and volatile generation increases the amount of necessary redispatch, redispatch measures are still expected to rise in the next years as the ratio of RES to traditional electricity generation increases further. The use of balancing generation and consumption on a regional or local level, and thus to decrease the enormous cost of overall redispatch becomes apparent. LEMs can assist and balance generation and consumption on a local level. Thus, they may reduce the need for redispatch measures. Furthermore, LEMs may incentivize investments in generation capacities at (or near) the source of consumption. Thus, transmission, redispatch and the overall electricity system costs can be decreased.

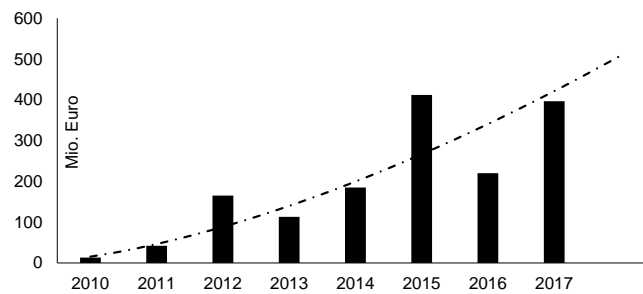


Figure 2.5: Development of yearly redispatch costs in Germany (excl. costs for countertrading) (BNetzA, 2018b; BDEW, 2018). A polynomial regression (dashed line) shows the cost development.

Transmission in Germany is linked to the European Network of Transmission System Operators (ENTSO-E) that combines 46 TSOs from 36 European countries (ENTSO-E, 2018). The ENTSO-E network manages international transmissions of electricity at the high voltage level. It was established in 2009 after the third EU directive for the electricity market restructuring (see Section 2.1 for information on the 2009/72/EC directive). The ENTSO-E objective is the efficient operation of a combined European transmission and electricity market supporting the European energy and climate goals (ENTSO-E, 2018). As this work focuses on LEMs, and more specifically, LEMs in the German context, the international energy system and its functioning are merely mentioned. Newbery et al. (2016) provide an extensive overview of the benefits of integrated European electricity markets for the interested reader.

2.3.3 Consumption Structure

Germany's overall primary energy consumption (incl. electricity, heat, etc.) decreased about 10.2 % between 1990-2016. A further decrease of an additional 12 % is projected until 2020 (BMW, 2017a). The energy end consumption lay at 2,542 TWh in 2016. 16 % of this were consumed by the trade, commerce and service industry, 26 % by residential households, 29 % by the mobility sector and 29 % by the German industry (Umweltbundesamt, 2018a; BMW, 2017a). The generation of the German wide consumption comes mostly from gas, oil, coal and lignite (80 %). 13.2 % originate from RES. Figure 2.6 shows the segmentation of the primary German energy consumption in 2017.

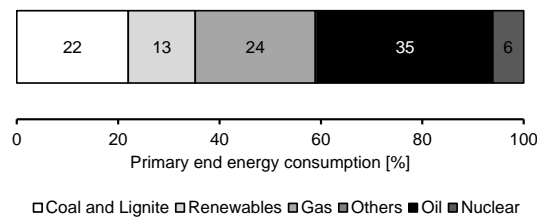


Figure 2.6: Sources of the primary end energy consumption in Germany (2017) in percent (BMW, 2018a).

Electricity amounted to about 26 % of the German energy consumption in 2017 (BMW, 2018a). Thus, 550 TWh of electricity were consumed (Fraunhofer ISE, 2017). Of these about 33 % originated from RES. The share of RES in the German electricity mix has been steadily growing since 1990 (BMW, 2018a). Nevertheless, the current 33 % of RES are still below the projected 40-45 % of RES generation in the German electricity mix, that the federal government names as its next objectives for the year 2025. In 2050, 80 % of the German electricity

mix shall come from RES (Bundesregierung, 2018). The increasing RES trend shows that reaching the 2025 objectives (40-45 %) is still feasible.

Currently residential households are the third largest consumer group of energy in Germany (Umweltbundesamt, 2018a; BMWi, 2017a). They use over two thirds of their energy consumption for heating (Umweltbundesamt, 2018b). Thus, overall residential energy costs vary largely with the heating demand. In comparison, about 12 % more energy was consumed in 2010 (a very cold year with a long winter) than in 1990 (warm year). The overall residential energy costs differed accordingly (Umweltbundesamt, 2018b). About 19 % of the residential energy demand is based on electricity. This amounted to 130 TWh of electricity consumption by residential households in 2016 (Umweltbundesamt, 2018b).

German household electricity prices are one of the highest in Europe. In 2017, the average German residential electricity price was the highest reported price (together with Denmark). The lowest electricity prices were reported in Lithuania (11.2 c€/kWh) and Bulgaria (9.6c€/kWh) (Strom Report, 2018). Taxes, fees and levies are included in the reported electricity prices. In Germany, the sum of these surcharges amounted to 81 % in 2018³, while generation and acquisition are only responsible for 19 % of the entire electricity price (Heidjann, 2019). Figure 2.7 depicts the distribution of the different surcharges in the German electricity price of 2018. Network fees amount to 27 % of the electricity price, which is a slightly higher share than the generation and acquisition cost. In the course of this work, reductions in network fees for LEMs become feasible in regulatory niches (e. g. see Customer Systems in Section 5.1).

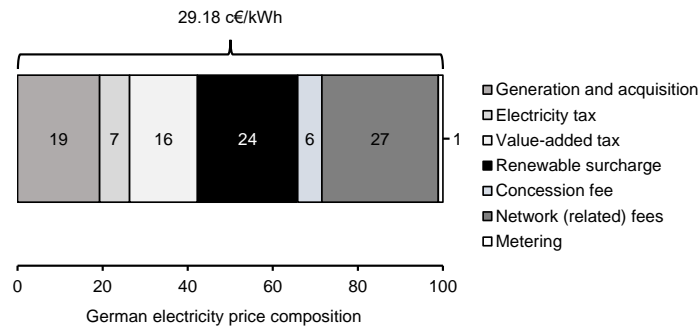


Figure 2.7: Composition of the 2017 electricity price. All surcharges displayed as percentages of the overall price. (BMWi, 2018b).

³ This dissertation focuses on the 2018 electricity price. It is the last year of which complete data was available, as the dissertation was handed in Spring 2019.

The German electricity price has been rapidly increasing in the last decade. Figure 2.8 shows the German electricity price development from 2006 until 2018. The overall price increased from 18.93 c€/kWh to 29.18c€/kWh within 11 years. This corresponds to an overall increase of more than 50 %. During that time, generation and acquisition costs spiked in 2011, and have been decreasing since. However, taxes, network fees and the additional surcharges and levies result in an overall upward trend of the electricity price.

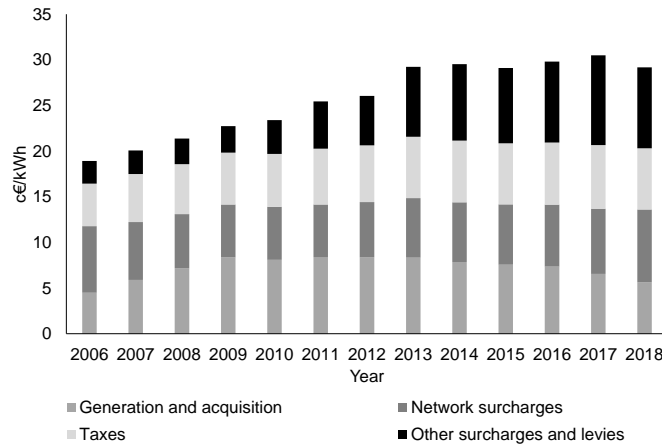


Figure 2.8: Development of the German electricity prices from 2006-2018 (BMW, 2018b; Heidjann, 2019).

In the last decade, household electricity demand became increasingly interesting as a possible resource for flexibility (Palensky and Dietrich, 2011; Albadi and El-Saadany, 2008). The residential electricity consumption has a high base load (ca. 62 %). The largest individual electricity consumers are the refrigerator and freezer (ca. 20 %), water heating (ca. 18 %), washing machine and dryer (ca. 9 %) and the dish washer (ca. 5 %) (Gottwalt et al., 2017). As residential households mostly have fixed electricity tariff structures, their electricity usage is primarily driven by their comfort and own decision making instead of flexible price structures. Yet, a primarily RES based electricity structure, requires fundamental adjustment and usage of extensive generation and consumption flexibilities. However, these flexibilities remain largely unused (Kim and Shcherbakova, 2011).

All flexibility measures on the consumption side can be summarized under the term of Demand Side Management (DSM). It includes all measures (short and longterm, flexible and static) to economize the consumption of electricity in a utility driven perspective (Palensky and Dietrich, 2011; Adil and Ko, 2016; Strbac, 2008; Paulus and Borggreffe, 2011). This includes static, long-term fixtures such as the installation of more efficient light bulbs to the

flexible, short-term dispatch of small consumption devices (e. g. refrigerators). The latter flexible, short-term dispatch is called Demand Response (DR). It focuses on the bottom-up approach to utilize consumer flexibility with the aim to increase the (economic) utility of the electricity system. Thus, DR needs to engage the flexibility of the consumption side to adapt the current (and future) consumption to the current (and future) supply situation (Albadi and El-Saadany, 2008; Palensky and Dietrich, 2011; Albadi and El-Saadany, 2007). The successful implementation of DR requires the availability of variable prices, so that consumption may be adapted according to these signals. Non-economic or partly economic incentives may also be employed. However, especially for residential households, the electricity price, and thus their costs, is the most important attribute of deciding for specific electricity tariffs or employing DR. Thus, price-based incentives are considered most important for incentivizing electricity end consumers to adapt their behavior (Palensky and Dietrich, 2011; Mengelkamp et al., 2019e).

The German government is aware of the challenge to incentivize flexible consumption. Since 2010, §40 (5) EnWG enforces that German electricity (and gas suppliers) need to offer tariffs that incentivize energy savings or price-based control (Dütschke et al., 2012). Especially time- and/or load-dependent electricity tariffs are encouraged. While this resulted in energy suppliers offering at least one high/low or time-variable tariff in their portfolio (Torriti et al., 2010), residential end consumers hardly use these tariffs. A typical time-variable tariff offers high electricity prices during the day (high residential demand) and low prices during the night (low residential demand). The subgroup of households actually profiting from these tariffs mostly uses them for night storage heaters or electrical water storages. However, as electrical heating and water storage is not widely employed in Germany, the overall economic benefit of these tariffs is quite low. In recent years, more flexible tariffs surfaced as new business opportunities (see e. g. Next-Kraftwerke⁴). Simultaneously, recent studies show that the majority of German households would prefer flexible electricity tariffs (Stiebel Eltron, 2017). The main reason that these trends have not yet resulted in the nationwide application of flexible electricity tariffs is, that the smart grid has yet to be completed (Verbong et al., 2013). One key feature of the smart grid are smart meters. They are *intelligent* electricity metering devices, that offer (near) real-time metering of electricity consumption and generation. In addition, they offer the opportunity to control consumption and generation devices. Thus, direct dispatch of electricity resources according to variable price signals would be possible in (near) real-time (Flath et al., 2012).

⁴ Further information on Next Kraftwerke can be obtained here: <https://www.next-kraftwerke.de/virtuelles-kraftwerk/stromverbraucher/variabler-stromtarif>. Accessed on 06.09.2018.

Although the smart meter roll-out was originally defined in §21 EnWG for refurbished and new buildings, current reforms in the Regulation for the Digitalization of the Energy Transition (Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende) (GzDE) revoke these regulations. The Regulation for the Meter Operation (Messstellenbetriebsgesetz) (MsbG) now regulates the roll-out of smart meters from 2017 on for consumers with more than 10,000 kWh annual electricity consumption, producers with 7-100 kW installed capacity and consumers who are eligible for reduced network fees. Nevertheless, the technical requirement for starting the smart meter roll-out is the certification of three smart meter systems (including gateways) from independent companies by the Bundesamt für Sicherheit in Informationstechnologie (BSI), that is still unfulfilled (BNetzA, 2018a).

For the implementation of short-term LEMs, (near) real-time electricity data is a fundamental requirement. Thus, for the remainder of this work, it is assumed that smart meter systems are already certified and available. By being able to access electricity data through these smart meter systems, generation and consumption flexibility and market participation can be achieved on LEMs. Chapter 3 provides the basics of LEMs, describes their shareholders and objectives, and conducts a structured literature review on LEM research since the year 2000.

2.3.4 The German Electricity Market

Electricity is typically seen as a homogeneous good by electricity market participants (e. g. generators, utilities). Its source type (e. g. solar, gas, nuclear) was not considered for a long time, as electricity may always carry out the same work, no matter its source (Hoitsch et al., 2001). Since the liberalization beginning in 1998 in Germany, competition was introduced in the electricity market. The formerly combined electricity market of Germany and Austria was separated in October 2018 following long discussions about divergences between grid management and electricity price (Next Kraftwerke, 2018a). A major point of discussion was the rapid expansion of wind energy in Northern Germany combined with the slow grid expansion. This resulted in high grid management and congestion costs, which Austria now hopes to avoid (Handelsblatt, 2018).

Figure 2.9 shows an overview of the structure of the German electricity market. It is currently divided into the wholesale market and the ancillary service market. TSOs and large-scale generators predominately take part in the ancillary service market for obtaining balancing power and ancillary services to secure grid operation. The wholesale markets are dominated by smaller entities. Market power of the largest generators has decreased tremendously in the last years due to additional competitors entering the market. Subsequently, the market shares divide between more competitors (BNetzA, 2017), which reduces market power. In

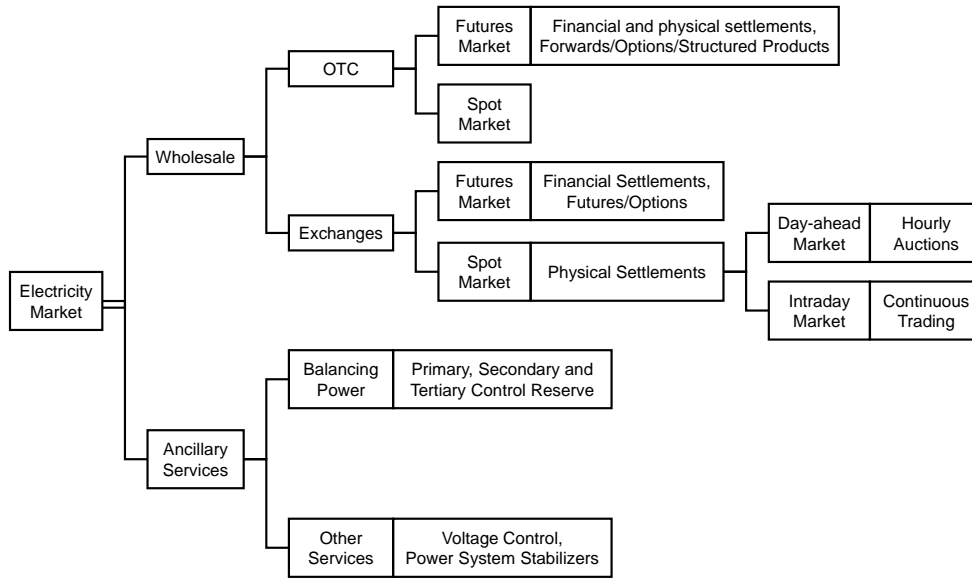


Figure 2.9: Structure of the German electricity market based on Judith et al. (2011).

in addition to electricity generators, sellers, buyers, consumers and transmission and distribution companies, speculators (e.g. banks), also participate in electricity markets. They mostly function as arbitrage makers.

On the wholesale markets, electricity is traded either through OTC trading or exchange markets. The exchange market's electricity price is frequently used as a reference for OTC trading (Lijesen, 2007). Thus, prices between the wholesale markets are similar (Judith et al., 2011). The liquidity of the futures markets in both categories has been at its highest ever recorded in 2016. At the same time, liquidity on the spot markets is decreasing (BNetzA, 2017).

On the wholesale futures markets, short to long-term, bilateral, non-anonymous and non-standardized contracts up to six years are traded on an electricity-only market. Thus, buyers only pay for the delivered amount of electricity, not for capacity (Bundesregierung, 2014; Rademaekers et al., 2008). The majority of electricity trades is conducted on the futures markets between wholesale entities (and brookers), with only a small part of all trading being conducted on the spot markets (Lijesen, 2007). In 2015 only 556 TWh were traded on the spot markets, while 1,570 TWh were traded on the futures markets. While OTC trading is bilateral, the electricity exchanges are also functioning as clearing houses, that prevent payment default (Next Kraftwerke, 2018c).

The spot exchange market is divided into the day-ahead and intraday market exchanges. It encompasses anonymous trading with standardized products. On the day-ahead market, electricity for the next day is traded in hourly products. These products can be standardized blocks or individually selections of hours. It closes at 12:00 on the previous day. The intraday market runs continuously for standardized or individually customized 15 minutes blocks. The intraday market allows for short-term adaptations of the futures and day-ahead market outcomes (Bundesregierung, 2014). Financial settlement of contracts is often preferred for long-term OTC contracts, while physical settlement is dominating short-term futures market contracts and spot market exchanges (Judith et al., 2011).

The wholesale markets in Germany are implemented by the European Energy Exchange (EEX)⁵, with the day-ahead and intraday spot markets belonging to the Epex Spot SE (EPEX Spot)⁶. Market clearing on the EEX and EPEX Spot markets is conducted in a sealed bid price auction mechanism. The auction price is set by the merit order price mechanism (see Figure 2.4) (Ockenfels et al., 2008). As an increasing amount of RES enters the electricity markets, expensive generators get replaced by low marginal cost RES. The resulting decrease of the wholesale market prices is one of the key challenges of increasing the share of RES in the German electricity system and market⁷ (Sensfuß et al., 2008; Cludius et al., 2014).

Trading on the electricity market follows a reliable timeline. Wholesale OTC trading contains electricity products with time frames of years and months. On the wholesale exchange market, futures with timeframes from years down to weeks are traded. The wholesale exchange spot market trades firstly, day-ahead until 12:00 p.m. the day before. Secondly, intraday trading up to 30 minutes before delivery is possible on the intraday market. After this, only balancing of short-term imbalances between supply and demand will be addressed. These are covered over the ancillary services (Judith et al., 2011).

The ancillary service market is split into firstly, balancing power markets, and secondly other services. Ancillary services are necessary for short-term stabilization of the electricity system at every instant to ensure a stable frequency of 50 Hz (a few countries use another frequency, e. g. the USA 60 Hz). Deviations from the prescribed frequency level may result in dire consequences, e. g. mechanical destroying of rotating machines (generators) (Hirth and Ziegenhagen, 2015). The inclusion of volatile RES yields larger forecast uncertainties and, thus, balancing power is becoming even more important.

⁵ Further information on the EEX can be obtained here: <https://www.eex.com/de/>. Accessed on 19.09.18.

⁶ The EPEX Spot exchange allows electricity trading for Germany, France, Austria and Switzerland. Further information on the EEX can be obtained here: <https://www.epexspot.com/de/>. Accessed on 19.09.18.

⁷ This merit order effect is explained in Figure 2.4.

Balancing power is the responsibility of the TSO (in the US the Independent Grid Operators (ISO)) or the Balancing Responsible Party (BRP) (Bhattacharya and Zhong, 2001; Koliou et al., 2014). BRPs are required to deliver binding schedules of their loads for the next day to the TSO in a 15 minute resolution. They need to ensure electricity balancing within their balancing group and are financially accountable for deviations from their submitted schedules. The TSOs are responsible for “balancing electricity supply and demand in real-time for the entire electricity network” (Koliou et al., 2014). The BRPs should achieve a forecasted power balance for their respective balancing groups. However, the BRPs do frequently not achieve real time balances due to forecast deviations. Thus, the responsible TSO steps in and solves the imbalances on the entire network scale. The TSOs have four main obligations (Koliou et al., 2014; Hirth and Ziegenhagen, 2015):

1. **Ex ante:** Determination of capacity to be reserved as balancing power
2. **Ex ante:** Acquisition of capacity and determination of the capacity and/or electricity price
3. **Real-time:** Activation of balancing power according to the actual incurring imbalances and determination of the imbalance price
4. **Ex post:** Allocation of costs and financial clearing of the system

Balancing power differs in terms of their response, activation and run time, supplier source and magnitude. Table 2.2 provides an overview of the balancing power used in continental Europe. Procurement of the balancing power is conducted in an open, non-discriminatory, transparent control power market in accordance with the Bundeskartellamt (BKA). Weekly procurement happens for primary and secondary control, the tertiary control is daily tendered on a shared IT platform⁸ (Amprion, 2018). Balancing power can be needed both, in positive and negative power, depending on the direction of the imbalance. Any imbalances are treated by the four TSOs in the same order. Firstly, primary and secondary control are employed directly and automatically. If the imbalance still exists, the minute reserve gets employed manually.⁹ After 60 minutes, the responsibility for any remaining imbalances switches from the TSO to the BRP (Next Kraftwerke, 2018b).

In specific cases the TSOs provide part of the required balancing power with their own capacities. However, flexible electricity customers, smaller generators and virtual power plants

⁸ Minute reserve is shared through anonymous tenders according to §6 (1) Electricity Grid Access Ordinance (Stromnetzzugangsverordnung) (StromNZV). Tenders are organized on <https://www.regelleistung.net/ext/>. Accessed on 20.09.18.

⁹ Some secondary control may also need to be engaged manually (Koliou et al., 2014).

Table 2.2: Classification of balancing power. Adapted from (Hirth and Ziegenhagen, 2015; Koliou et al., 2014; Next Kraftwerke, 2018b).

| | Primary Control | Secondary Control | Tertiary Control (Minute Reserve) |
|--------------------------------|--|---|---|
| Response time | ≤ 1 min | 1-15 min | ≥ 15 min |
| Activation time | Fast, ramp to 50 % in 15 s, to 100 % in 30 s | Middle, 30 s-5 min | Slow, within 15 min for fastest control, within 30 min or larger for slower control |
| Run time | 5 min | up to 1 h | up to 1 h |
| Supplier | Large consumers, synchronized generators | Large consumers, synchronized generators, stand-by hydro plants | Large consumers, synchronized and fast starting stand-by generators |
| Magnitude of reserved capacity | 0.6 GW in Germany (3 GW in EU) | 2 GW in Germany (in EU determined by TSO) | 2.5 GW in Germany (in EU determined by TSO) |

(run by aggregators) provide most of the employed balancing power. In 2017, 24 providers for primary control, 29 for secondary control and 46 for tertiary control were registered (BNetzA, 2017). They get remunerated with a power price for providing the capacity at all times, and an additional electricity price when the capacity is employed. Both prices are employed as pay-as-bid prices for the providers on the balancing electricity market (Next Kraftwerke, 2018b). Overall costs for primary and secondary balancing power were about 330 million € in 2017 (BNetzA, 2017).

While balancing power provision is the most important part of ancillary services, other system services (e. g. reactive power compensation for voltage support) also belong to the provision of ancillary services (Hirth and Ziegenhagen, 2015). In the event of critical system performance, black-start capabilities (e. g. diesel generators) may even be needed to ensure the system operability (Kirschen and Strbac, 2018). Since 2008, Germany has a joint network balancing group, which encompassed all four TSOs and also coordinates international cooperation in Northern Europe (Next Kraftwerke, 2018d).

3 Fundamentals of Local Electricity Markets

The German electricity transition aims to advance the political goal of a sustainable electricity system based on RES and the empowerment of local actors (Schleicher-Tappeser, 2012; Blanchet, 2015). For this reason, policymakers have opted for flat rate feed-in tariffs that guarantee a fixed remuneration for renewable energies (compare Section 2.2). This actual decoupling of generation from the electricity market led to new challenges for the electricity system. For example, electricity surpluses developed during peak sun irradiation hours due to massive solar feed-in from the newly build PV systems. This development either leads to grid congestion and associated redispatch, or direct curtailment of the RES¹. Thus, while residential PV systems have a noticeable impact on the electricity system, their owners, i. e. residential households, are currently passive price takers (Chen et al., 2017b). They typically received a flat electricity tariff that consists of 78.5% taxes, fees and levies². The households are excluded from actively taking part in the electricity market due to size restrictions and licensing in the current regulation the EEX and EPEX Spot Market in Germany (Rösch et al., 2017; Nordensvärd and Urban, 2015).

The flat rate electricity tariffs as well as the flat rate feed-in tariffs households receive, result in little to no incentive to use the (already available) flexible assets in a systemically useful way. Potential flexible assets are controllable devices (e. g. generators and demand appliances) or storage systems (e. g. electricity storages)³. Although utilities are compelled to offer flexible tariffs due to §40 (5) EnWG, the offered tariffs hardly incentivize a high amount of flexibility or provide a clear profitability for its potential users (Kaschub et al., 2016). Neither is the active involvement in the electricity markets possible. Rather, most utilities only offer so called Time-of-Use (TOU) tariffs, which are adapted to heat pumps and storage system⁴. However, the static feed-in tariffs, hardly flexible (TOU) electricity tariffs, and the exclusion of household actors from the electricity markets result in a loss of residential flexibility, market inefficiency, and the loss of increasing social acceptance of the electricity transition through

¹ See also Chapter 2.3.2 for information on the development of redispatch costs.

² See Figure 2.7 for the exact distribution of taxes, fees and levies on the German electricity price.

³ In 2016 half of the newly constructed residential PV systems were build in combination with a residential storage system (Kairies et al., 2016).

⁴ E. g. see the current tariffs of a typical German utility Energie Südwest at <https://energie-suedwest.de/privatkunden/strom/>. Accessed on 05.02.29.

participation. In particular, the social acceptance of electricity projects (i. e. installation of RES or Energy Storage Systems (ESS)), has become a major challenge in the electricity transition (Wüstenhagen et al., 2007; Aas et al., 2017). LEMs offer the opportunity to alleviate these challenges. They include the residential actors directly into the electricity market, provide the chance for small-scale, very efficient local markets and increase the social acceptance by direct participation and involvement. In this Chapter 2, we introduce LEMs and answer the following **Research Question 1**:

In the emerging field of local electricity markets, (i) what is the status of current scientific research and how did it develop, (ii) where are knowledge gaps in this research, and (iii) how should the market engineering framework by Weinhardt and Gimpel (2007) be extended for LEMs?

Based upon the introductory definition of LEMs, their major stakeholders and value propositions in Section 3.1, the following Section 3.2 presents a structured literature review on LEMs and analyzes several current research questions, trends and future approaches. Then, Section 3.3 combines the presented knowledge on LEMs and develops a market engineering approach for LEMs based on Weinhardt and Gimpel (2007).

3.1 Introduction to Local Electricity Markets

As generation capacities are already becoming increasingly decentralized, LEMs provide a new, innovative and suitable market option for the development of the electricity transition. Moreover, the assimilation of the electricity market to its increasing distributed design and the development social acceptance through active participation can be supported through LEMs. As such a new concept, LEMs are not yet uniformly defined in the academic literature. Thus, a clear definition is necessary for every LEM contribution. This work builds upon the existing definitions observed in the structured literature review in Section 3.2 and consolidates them to a single, holistic definition:

A local electricity market is a market platform for trading locally generated (renewable) electricity among residential agents within a geographically and socially close community. Security of supply is ensured through connections to a superimposed electricity system (e. g. national grid or adjacent local electricity markets).

LEM empower electricity end users and small-scale producers by allowing them to directly participate in an electricity market (Lezama et al., 2018). They offer economic, ecological and social incentives for expanding local renewable generation (Hvelplund, 2006; Cardell, 2007;

Mengelkamp et al., 2018d). LEMs provide variable market prices. Thus, they allow to fulfill the basic information function of prices (i. e. indicating scarcity and surplus). Current fixed electricity tariffs or static TOU prices prohibit this signaling function of prices (Stadler et al., 2001). While LEMs strive to induce local electricity balances, complete autarchy is abstained from as it would require tremendous excess capacities at high costs. Rather, the security of electricity supply is ensured by a backup option that allows unlimited purchase and feed-in from the superimposed network at a guaranteed electricity grid tariff c^G or feed-in tariff c^F . For this, the LEM is always connected physically (and economically) to the distribution grid. Figure 3.1 shows a conceptual view of a LEM in Germany.

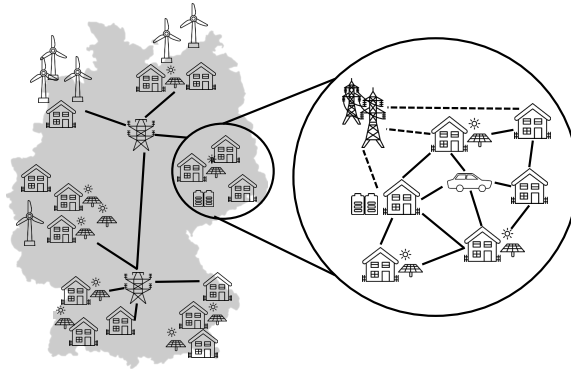


Figure 3.1: A conceptual LEM is shown as part of the decentralized, renewable-based electricity system in Germany. The LEM is connected to the superimposed grid and, thus, with other LEMs.

For the basic function, a LEM requires sellers (producers/prosumers), buyers (consumers), a utility/DSO for the connection to the superimposed grid, and a platform provider. However, Energy Service Companies (ESCOs), aggregators, and a BRP are typically also needed for offering the whole range of electricity products and services households are accustomed to. The exact definition of the stakeholders is given in Table 3.1. The platform provider is defined as a separate stakeholder. Yet, this role could also be taken over by one of the other stakeholders, e. g. the utility. Further LEM stakeholders may be regulators, local authorities (Bremdal et al., 2017), investors or TSO (Guibentif, 2015). This work abstracts from defining regulators as major stakeholders in LEMs, as they do not participate directly in the LEM, but rather set the legal and regulatory environment. Investors in RES are represented by producers/prosumers. Further, TSO only have an indirect influence on the LEM, as their control signals are usually carried out by the DSO, who is defined as a direct stakeholder.

This work focuses on virtual LEMs (Mengelkamp et al., 2018b). Thus, the virtual market design and its impact on generation, demand, prices, trading, participation and acceptance is

Table 3.1: Stakeholders and their objectives.

| Stakeholder(s) | Description | Objective(s) | Reference(s) |
|-------------------|---|--|---|
| Consumers | Electricity end consumers, often residential households | Reduction of electricity costs, increase of share of local/green RES | Koirala et al. (2016) |
| Producers | (Small-scale) electricity producers, e. g. a Combined Heat-and-Power (CHP) plant | Increase of profits, supply local community | (Parag and Sovacool, 2016; Lynch et al., 2016) |
| Prosumer | (Small-scale) residential consumer, who also produces electricity | Reduction of costs, increase of profits, increase of autarchy, increase of share of local/green RES | (Espeche et al., 2017; Parag and Sovacool, 2016) |
| Utilities | Supply electricity customers, control feed-in of prosumers and producers, can access the LEM and the wholesale market | Maximization of profits, optimization of portfolio, identification of new business models, increase of customer satisfaction | (Koirala et al., 2016; Espeche et al., 2017) |
| DSO | Operates, maintains and controls the distribution network | Reduction of overall cost and congestion, maintenance of supply security, increase of network efficiency | (Olivella-Rosell et al., 2018a; Lynch et al., 2016) |
| ESCOs | Offer various services to local actors, e. g. electricity source portfolio optimization | Maximization of profits, increase of customer satisfaction | (Koirala et al., 2016; Vine, 2005) |
| Aggregator | Represents several local actors, may provide additional services (e.g. portfolio optimization) | Maximization of aggregated value of representatives, optimization of own portfolio, maximization of profits | (Koirala et al., 2016; Lynch et al., 2016) |
| BRP | Responsible for balancing the forecasted and actual schedule of a balance group (e. g. a LEM) | Provide electricity balance at minimal cost, optimize balance group portfolio | (Koirala et al., 2016; Vandezande et al., 2010) |
| Platform provider | Provision of an (electronic) platform for trading on a LEM | Provide efficient market (e. g. high liquidity), maximization of profits | (Bremdal et al., 2017; Parag, 2015) |

the main focus. From a technical point of view, a LEM may be build upon a microgrid, low voltage feeder or simply part of the distribution grid. While the technical exclusivity from few connections to the superimposed grid offered by a low voltage feeder or microgrid allow a clear physical boundary of the LEM, this work takes the virtual market boundaries of the participating agents as the decision criteria. Thus, it is easy to facilitate an opt-in LEM. Each agent can voluntarily decide whether to participate in the LEM at every trading time slot.

As all new markets, LEMs need tangible value propositions to become sustainable and long-term successful. Several researchers consider specific value propositions for LEMs or energy communities (e. g. Koirala et al. (2016); Rosen and Madlener (2013)). Economically, LEMs offer the opportunity for trading local electricity at either low cost or premium prices (Mengelkamp et al., 2019e). In case of low cost prices, local electricity prices would be below or at grid tariff, depending on the LEM objective and regulation. Differently, a premium price LEM might offer local electricity at prices above the grid tariff. Both scenarios are considered in this work. In Section 4.2, the public perception of low cost versus premium price LEMs is considered in detail. Additionally, LEMs provide an alternative to the static EEG feed-in tariffs. This alternative is most interesting for EEG generators with low or expired feed-in remuneration. Moreover, LEMs may help to reduce transmission costs and necessary grid expansion cost through generating local balances of generation and demand (Ilic et al., 2013; Rosen and Madlener, 2013).

Besides the economic value of LEMs, the social, technological and environmental (ecological) value proposition of LEMs are also tremendous. Table 3.2 presents a concise overview of the four forms of value propositions of LEMs. From a social value point of view, coordination of a large amount of small-scale, distributed actors and the empowerment of the local community are two of the key value propositions of LEMs (Lezama et al., 2018). From a technological point of view, LEMs offer the chance to balance generation and demand on a local network level, and thus, reduce the strain on the overall distribution and transmission network. Like this, resiliency and stability of the overall electricity system and the local community can be increased (Stadler et al., 2016; Bremdal et al., 2017). Technologically, LEMs are frequently combined with physical microgrids to enhance their technological advantages. In this context, LEMs are often discussed in combination with *transactive energy* management. Transactive energy describes the management of generation, consumption, or overall electric power through the coordination of market-based approaches. Transactive energy takes grid constraints (e. g. voltage) into consideration (Chen, 2018; Masiello, 2016). Thus, one of the most cited technological value propositions of LEMs is a reduction of grid management, congestion decrease, and consequently a decrease in the required dispatch and redispatch measures as well as their associated costs (Rosen and Madlener, 2013; Koirala et al., 2016).

Table 3.2: Economic, social, technological and environmental value of LEMs.

| | |
|--|--|
| <p>Economic Value</p> <ul style="list-style-type: none"> • Decrease of (re-) dispatch costs (Rosen and Madlener, 2013; Mengelkamp et al., 2018d) • Reduction of transmission/distribution costs (Ilic et al., 2013; Mengelkamp et al., 2017b) • Capture the value of <i>local</i> generation (Koirala et al., 2016) • Provision of alternative to EEG feed-in tariff for small-scale RES (Julian, 2014) • Opportunity for low cost or premium local electricity prices (Mengelkamp et al., 2019e) | <p>Social Value</p> <ul style="list-style-type: none"> • Involvement of small-scale, distributed actors in the electricity market (Sandoval and Grijalva, 2015) • Empowerment of local communities, keep profits and jobs local (Hall and Roelich, 2016; Mengelkamp et al., 2018b) • Development of (partial) independence from large electricity suppliers/utilities (Guibentif, 2015) • Provision of access to locally generated electricity from RES (Hall and Roelich, 2016) |
| <p>Technological Value</p> <ul style="list-style-type: none"> • Reduction of losses through electricity transfer (De Clercq et al., 2018; Ilic et al., 2013; Rosen and Madlener, 2013) • Enticement of demand flexibility/decrease and local generation flexibility/increase (Bremdal et al., 2017) • Reduction of (future) grid expansion (Ilic et al., 2013) • Reduction of (re-) dispatch measures through local balancing (Julian, 2014; Koirala et al., 2016; Chen et al., 2017b) • Adequate integration of distributed RES and, thus, increase of system resiliency and stability (Stadler et al., 2016) • Reduction of dependency on the overall electricity system (Koirala et al., 2016; Rosen and Madlener, 2013) | <p>Environmental Value</p> <ul style="list-style-type: none"> • Enticement of local RES generation to expand/match local demand (Block et al., 2008; Kostmann, 2018; Bremdal et al., 2017) • Reduction of traditional generation emissions through balancing local demand and RES generation (Rae and Bradley, 2012) • Use of local resources (e. g. sun, wind) (Ilic et al., 2013) • Reduction of expansion of nationwide transmission/distribution networks and, thus, preservation of nature (Ilic et al., 2013) |

In addition to their economic, social and technological value propositions, LEMs can provide environmental values like incentives for local RES generation that result in an overall higher share of renewable production and thus, aid to decrease of emissions of electricity generation. Through the higher share of RES and the reduction of the need for grid expansion, LEMs can even contribute towards the preservation of nature, i. e. decreased deforestation as a result of less grid lines being build.

3.2 Literature Review on Local Electricity Markets

Section 3.2 is based on joint work conducted by Esther Mengelkamp, Julius Diesing, and Christof Weinhardt, currently under review at the 16th *International Conference on the European Energy Market*, cited here as: Mengelkamp et al. (2019a).

3.2.1 Literature Review Research Methodology

We conducted a structured literature review on the topic of research articles on LEMs in summer 2018. The review methodology is based on a keyword search of Webster and Watson (2002). After identifying the main contributions in leading journals, a backward and forward search is conducted on the citations and recitations of those contributions. The review only includes studies that directly consider electricity markets and/or trading with a certain sense of locality in the market mechanism. The literature review covers the time of Jan 2000–Sep 2018. The turn of the millennium also marks the start of the scientific LEM research (Mengelkamp et al., 2018d). Only few publications before the year 2000 remotely considered the idea of LEMs (Nazarko and Styczynski, 1999; Ring and Read, 1996). The keywords center around the search terms of “local energy/electricity market”, “energy trading”, “energy sharing”, “peer-to-peer” and “community energy”. A comprehensive list of all used keywords and spelling variations can be found in Appendix A. The keyword search was conducted by connecting all search terms with the non-exclusive ‘OR’ operator on the scientific search engine Google Scholar⁵. A detailed analysis of the publications was conducted manually. After an initial review of the titles and abstracts, 76 publications were identified for a closer review based on their content centering around LEMs. Going forward, we only consider publications that (i) consider a certain degree of locality, (ii) include a market mechanism and (iii) are of a high scientific quality.

In particular, we exclude publications that only deal with the optimization of power flows or centralized optimization of energy efficiency management in smart grids. These topics lack

⁵ The Google Scholar search engine can be found here: <https://scholar.google.de/>. Accessed on 04.12.18.

the idea of locality and a market mechanism between individual agents that LEMs focus on. To further keep the focus of the review, we operationalize the quality requirement by limiting the search to publications in journal or conference outlets with a high scientific ranking. This restricts the considered outlets to journals of an Hirsch-Index (h-Index) ≥ 50 and conferences with a h-Index ≥ 10 .⁶ For reference, the h-Index of the Scimago Institutions Ranking⁷ from November 2018 is taken.

Due to these stipulations, the originally 76 publications were reduced to the 46 most relevant publications in the field of LEMs since 2000. For this step, in addition to the title and abstract, introduction and conclusion were read in detail. The most important reason for not further considering specific publications was a low scientific ranking (14 publications), missing market mechanism (12 publications) and the missing degree of locality (4 publications).

Overall, the literature review shows, that LEM research is growing significantly since the year 2000. With Kamrat (2002), the research into LEM concepts started to make an impact in high-ranked scientific outlets. Figure 3.2 shows the yearly development of LEM publications captured in the conducted literature review. Before 2010, only 5 publications were identified. However, since 2011, a rapid growth in publication output can be observed. Figure 3.2 shows mostly journal publications. This is due to the h-Index restrictions put on conference proceedings, rather than reflecting an overall higher publishing rate in journals.

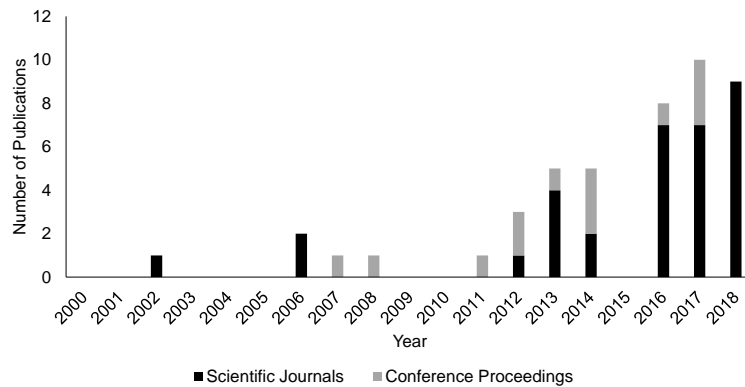


Figure 3.2: Development of high-impact scientific publications on LEMs. (Mengelkamp et al., 2019a)

⁶ The h-Index measures the outlet's number of articles (h) that have received at least h citations. Thus, it represents a scientific impact number.

⁷ The Scimago Institutions Rankings can be found here: <https://www.scimagojr.com/journalrank.php>. Accessed on 04.12.18.

3.2.2 Literature Analysis and Trends

Table 3.3 shows a concise summary of the 46 identified studies in the literature review on LEMs. Publications by the same author(s) about similar topics are grouped together. The literature review clearly shows that most LEM research focuses on electricity trading. Only few publications consider heat (Hvelplund, 2006; Block et al., 2008; Marzband et al., 2013, 2017), balancing/reserve energy (Cardell, 2007; Rosen and Madlener, 2013) or flexibility trading (Torbaghan et al., 2016; Eid et al., 2016b,a; Olivella-Rosell et al., 2018b,a) on LEMs. Integrated energy systems and trading between different forms of energy (e. g. electricity and heat) seem to be the exception in LEMs research so far.

The literature review directly identifies the need to consolidate the definition of LEMs and their exact distinction from P2P trading, energy communities and energy sharing. Section 3.1 already presented the consolidated definition. LEMs differ particularly from P2P trading through their local component. While P2P trading can be conducted over any distance, LEMs focus on local trading. Energy communities and energy sharing are closely related to LEMs. Frequently, LEMs are implemented in existing energy communities, i. e. neighborhoods with local generation and a shared awareness of energetic sustainability. Energy sharing describes the common use of generation (or energy appliances, such as ESS). Sharing may be done without direct (economic) compensation. As (economic) compensation is a key concept of LEMs, they differentiate clearly from this concept of sharing. However, sharing becomes increasingly economically motivated by the evolving *sharing economy*, which relies on an economic compensation (Teubner and Hawlitschek, 2018). Thus, energy sharing can be characterized as a subconcept of LEMs with a direct focus on economic compensation.

Several research trends and current gaps are recognized by the literature review. Firstly, the observed trading designs range from direct P2P trading (Zhang et al., 2016; Zhou et al., 2017) to traditional market designs (Block et al., 2008; Cardell, 2007). A comprehensive comparison of the impacts of different trading designs (especially market mechanisms) should be carried out. Mengelkamp et al. (2017b) offer a first insight into such a comparison by evaluating a closed order book market and a direct P2P negotiation market according to their levels of Self-Consumption (SC), traded amounts and average electricity prices. Secondly, the focus on network constraints in LEMs should be extended in the future (Liu et al., 2018). Real-time mechanism for the control of residential electricity flows in LEM will need to be developed. Additionally, the residential customer focus of LEMs is mentioned by several authors (e. g. Zhang et al. (2017)). As residential customers constitute the main agents of LEMs, their objectives, motivation and WTPA needs to be specifically considered. Yet, a direct end customer focus is missing in most LEM research. Especially motivation of the LEM participants

Table 3.3: Literature review on LEMs from 2000–2018 in high-impact scientific literature. Publications are ordered firstly after their year of publication, and secondly alphabetically within that year. The table is based on Mengelkamp et al. (2019a).

| Author (Year) | Brief Description | Focus Methodology | Trading Design | Transactional Object |
|-------------------------|--|-------------------------------------|---|-----------------------------|
| Kamrat (2002) | Evaluation of investment risk in a LEM | Comparative cluster analysis | Unspecified | Energy |
| Lund and Münster (2006) | Analysis of integrated energy systems and LEMs in the Danish energy system | Energy system modelling, simulation | European energy market | Electricity, heat |
| Hvelplund (2006) | Integration of large amount of RES into the Danish energy system | Theoretical analysis | Unspecified | Electricity, heat |
| Cardell (2007) | Integration of large amount of RES through microgrid with LEMs | Simulation | 2 trading designs: open and closed loop strategy | Balancing energy |
| Block et al. (2008) | Decentralized microgrids with LEMs to increase energy efficiency | Optimization | Combinatorial double auction | Electricity, heat |
| Reddy and Veloso (2011) | Efficient smart grid management through learning agents | Simulation | Tariff market | Electricity |
| Matamoros et al. (2012) | Inter-microgrid trading with a centralized and distributed approach | Theoretical analysis | Centralized optimization vs. distributed approach | Electricity |

Continued on next page . . .

| Author (Year) | Brief Description | Focus Methodology | Trading Design | Transactional Object |
|------------------------------|---|----------------------------------|---|-----------------------------|
| Saad et al. (2012) | Inter- and intra-microgrid trading | Game theory | Non cooperative and cooperative trading approach | Electricity |
| Ilic et al. (2012) | Design, implementation, operation and assessment of a LEM | Simulation | Double auction | Electricity |
| Kim et al. (2013) | Social welfare consideration in local trading between aggregators and EVs | Game theory and simulation | Non-cooperative and cooperative trading approach | Electricity |
| Marzband et al. (2013, 2017) | Real-time energy management in microgrids through LEMs | Optimization, simulation | Day-ahead single sided auction | Electricity, (heat) |
| Nunna and Doolla (2013) | Inter- and intra-microgrid trading | Simulation | Symmetrical assignment problem based on naive auction | Electricity |
| Rosen and Madlener (2013) | Development of LEM auction mechanism for ancillary services | Simulation | Seller-sided auction | (Reserve) Electricity |
| Ding et al. (2013) | Integration of decentralized power markets and grid constraints | Optimization, locational pricing | Continuous double auction | Electricity |

Continued on next page . . .

| Author (Year) | Brief Description | Focus Methodology | Trading Design | Transactional Object |
|-------------------------------|--|--|--|-----------------------------|
| Kahrobaee et al. (2014) | Agent-based minimization of electricity costs through neighborhood trading | Agent-based modeling, simulation | Combination of DSM, P2P and demand diversity | Electricity |
| Ampatzis et al. (2014) | Coordination and control of RES through LEMs | Theoretical analysis | Continuous double auction | Electricity |
| Bayram et al. (2014) | Survey on energy trading in smart grids | Literature review | Many | Electricity |
| Cui et al. (2014) | Maximization of welfare through inter- and intra-microgrid trading | Modeling, simulation | Inter- and intra-microgrid optimization | Electricity |
| Da Silva et al. (2014) | Impact of demand forecast error through aggregation of demand profiles in LEMs | Simulation | Continuous double auction | Electricity |
| Adil and Ko (2016) | Interdisciplinary review on technical and social dynamics of RES | Literature review | Many | Energy |
| Koirala et al. (2016) | Review on current energy trends and issues shaping LEMs | Literature review, conceptual analysis | Many | Energy |
| Lopez-Rodriguez et al. (2016) | Review on methods for management of RES in markets | Literature review | Many | Energy |

Continued on next page ...

| Author (Year) | Brief Description | Focus Methodology | Trading Design | Transactional Object |
|-----------------------------|--|---|--|-----------------------------|
| Ringler et al. (2016) | Review on agent-based modelling in smart grids and markets | Literature review | Many | Energy |
| Torbaghan et al. (2016) | LEM Framework for exploiting flexibility from end users | Game theory | Merit order | Flexibility |
| Zhang et al. (2016, 2018) | Analysis of P2P trading in grid-connected microgrid | Game theory, simulation | Double auction | Electricity |
| Eid et al. (2016a,b) | Analysis of regulation and incentives for local energy management | Theoretical analysis, literature review | Many | Electricity, flexibility |
| Holtschulte et al. (2017) | Clustering power system approach with a LEM to provide economic benefits for smart prosumers | Optimization | Merit order | Electricity |
| Mengelkamp et al. (2017a,b) | Analysis of 100 agent LEM for market outcome | Simulation | Comparison of merit order and P2P negotiations, analysis of storage impact | Electricity |
| Kang et al. (2017) | Local P2P trading between plug-in hybrid EVs on a consortium blockchain | Simulation | Double auction | Electricity |

Continued on next page ...

| Author (Year) | Brief Description | Focus Methodology | Trading Design | Transactional Object |
|----------------------------------|--|--|---|-----------------------------|
| Liu et al. (2017) | Energy sharing with price-based DR between prosumers | Optimization | Real-time pricing | Electricity |
| Park and Yong (2017) | Review on P2P trading | Literature review, project review | Many | Electricity |
| Zhang et al. (2017) | Review on P2P trading projects | Project review | Many | Electricity |
| Zhou et al. (2017) | Quantification of P2P energy sharing performance | Optimization, simulation | Unspecified | Electricity |
| Long et al. (2017, 2018a,b) | Analysis of P2P energy sharing with batteries in microgrids | Theoretical analysis, optimization, simulation | Central coordinator | Electricity |
| Liu et al. (2018) | Energy management in cooperative microgrids with network constraints | Simulation | Central optimization | Electricity |
| Mengelkamp et al. (2018b) | Market engineering of LEMs and case study | Theoretical analysis | Merit order | Electricity |
| Olivella-Rosell et al. (2018a,b) | Meeting DSO demands through flexibility markets | Theoretical analysis, modelling, simulation | Static contracts and flexibility portfolio optimization | Flexibility |

Continued on next page ...

| Author (Year) | Brief Description | Focus Methodology | Trading Design | Transactional Object |
|---------------------------|--|--------------------------|---|-----------------------------|
| Mediwaththe et al. (2018) | DSM through trading with a community ESS | Game theory, simulation | Optimization through community ESS operator | Electricity |
| Lezama et al. (2018) | Fully integrated transactive energy simulation | Modeling, simulation | Merit order | Electricity |

(Zhang et al., 2017), economic profitability for the different stakeholders (Olivella-Rosell et al., 2018b), price elasticity (Lezama et al., 2018), cost fairness and the social engagement in LEMs (Park and Yong, 2017) are derived as current research gaps. Moreover, the considered literature reveals that the notion of *locality* is equivocally defined throughout its usage. A local market may span households on the same street, a neighborhood, an urban district or even a city (Mengelkamp et al., 2018b). For the remainder of this work, *locality*, denoted by its adjective *local*, is limited to the number of regionally close households connected by a typical German low voltage feeder, i. e. about 150 households (Mengelkamp et al., 2018a; RONT, 2011).

This work addresses several of the identified research topics. A consolidated definition of LEMs is given in Section 3.1. Participant motivation and WTPA is analyzed with means of an empirical approach in Chapter 4, and economic profitability for producers, prosumers and consumers is addressed by a multi-agent simulation approach in Chapter 5. Furthermore, this work identifies current and future business models as the basis for economic profitability of LEMs in Chapter 6.

In conclusion, the literature review shows that LEMs research has started with the turn of the last millennium (year 2000). However, high-impact scientific publications only started to appear after 2010. The amount of high-impact research on LEMs has been at its highest in 2017 and 2018. This, and the overall exponential trend, promise an even higher focus on LEM research in the future. **Knowledge gaps** are identified in the following five major domains:

- Consolidation of definition and formation of a holistic, shared understanding of LEMs
- Development of agent-centric approach to LEM design and analysis of agent objectives, overall motivation and WTPA in LEM
- Analysis, evaluation and development of current and future business models and IS for LEMs to reach an adequate (economic) profitability
- In-depth analysis of the performance of the various considered trading designs and market mechanisms currently in use in research
- Consideration of integrated energy systems and network constraints

Addressing these five challenges will lead to a closure of the current major research gaps. This work focuses on the first three research gaps. The consolidation and formation of a holistic LEM definition was presented in Section 3.1. The following Chapters 4 and 5 analyze the agent motivation, behavior and attitude for an agent-centric design approach. The third identified knowledge gap of profitable business models is discussed in Chapter 6. As part of the

profitability and business models of LEMs, IS requirements for LEMs are being deducted with the aid of the Smart Grid Architecture Model (SGAM) framework. The remaining identified two knowledge gaps are discussed as limitations of this dissertation and further research in the topic of LEMs.

3.3 Market Engineering Framework for Local Electricity Markets

Section 3.3 is based on joint work conducted by Esther Mengelkamp, Johannes Gärtner, Kerstin Rock, Scott Kessler, Lawrence Orsini, and Christof Weinhardt, published in *Applied Energy*, cited here as: Mengelkamp et al. (2018b).

Market engineering is the “discipline of making markets work” (Weinhardt and Gimpel, 2007). As LEMs are a fairly new market form, we use existing market engineering frameworks to design a conceptual LEM with all its required components. Based on the market engineering framework by Weinhardt and Gimpel (2007) and its extension, the local market framework by Mengelkamp et al. (2018b), we design a holistic Market Engineering Framework for Local Electricity Markets (MEF-LEM). It is a framework to engineer LEMs from an economic, technical, social and environmental perspective. A schematic overview of the eight components constituting the MEF-LEM is presented in Figure 3.3.

The MEF-LEM consists out of eight interdependent and interoperable components. The basis of the market engineering approach, and thus the basic of any implementable LEMs, is the legal environment (C1). Based upon this, the physical setup (C2), i. e. the (micro-) grid setup, (smart) meters and similar hardware, and the existing grid connections (C3) of the LEM are defined. On one side, an Energy Management Trading System (EMTS) (C6) connects the existing hardware to the (micro) market structure (C4) of the LEMs. This (micro) market structure is composed out of 3 subcomponents (C5-1–C5-3). The transactional object (C4) shapes the (micro) market structure and is the basis for deciding on the design of C5-1–C5-3. On the other side, the EMTS connects the (micro) market structure to the agent behavior (C7) and, thus, constitutes the interface for input from the LEM participants. The objective of the LEM is defined as the market outcome. Any component has to be designed in detail for a specific LEMs implementation. In the following, each of the eight components of the MEF-LEM is individually presented.

C1: Legal Environment and Regulation The legal environment and regulation defines the constitutional framework of LEMs. The legal environment determines the roles of the LEM stakeholders and the required taxes, fees and levies that need to be disbursed. LEMs are

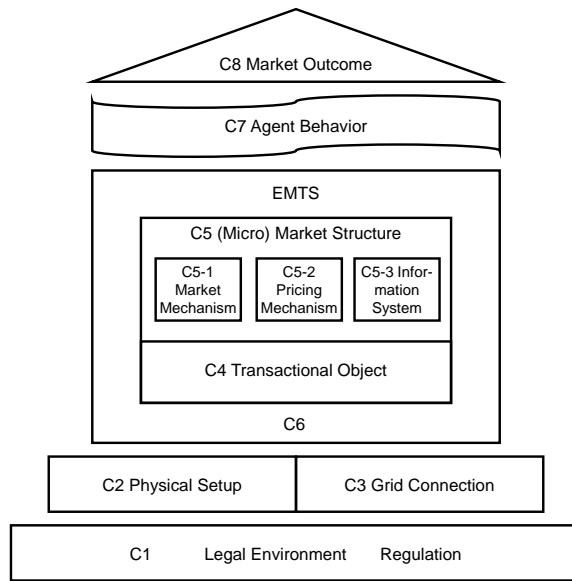


Figure 3.3: A schematic overview of the Market Engineering Framework for LEMs based on Weinhardt and Gimpel (2007); Mengelkamp et al. (2018b). It is divided into eight interdependent components.

not yet directly mentioned in most regulations (e. g. no direct mention in German or European laws). Thus far, alternative regulation or simplifications do not exist for LEM agents. In particular, this includes all licensing, (size) restrictions, taxes, fees and levies from traditional electricity markets being forced upon LEM agents. To alleviate the required taxes, fees and levies for local agents, the regulatory niche of using a *Customer System* is frequently discussed in Germany. A Customer System after §3 (24a, b) EnWG allows a local energy community to supply its own electricity with a decreased burden of taxes and fees. Overall, the applied environment and regulation provides the legal basis for the LEMs implementation. The following seven components (C2–C8) need to be designed within the given legal environment and regulation. This work focuses on the German regulation and takes a Customer System as the legal framework for LEM in Part II. The Customer System is considered in detail in Section 5.1.

C2: Physical Setup The technical grid infrastructure, metering technique, and IS needs to be clearly defined and, consecutively, implemented in the physical setup. The physical setup is mainly based on the actual grid infrastructure that is used for sustaining the LEM’s electricity distribution. The grid infrastructure may be a geographically coherent network (as required in a Customer System). However, LEMs may also be virtual markets, that span

over indirectly physically connected entities (e. g. subgroups of households in a distribution grid). The physical setup defines the basic set of potential participants for a LEM, i. e. the households within the physical setup. Metering equipment, control equipment and the IS of the LEM need to be in line with the legal environment (C1) and are necessary for defining the grid connection (C3).

We need to differentiate between a physical microgrid and a virtual LEM. While the physical microgrid consists of a coherent network that can physically decouple from the superimposed grid, virtual markets do not have these characteristics and only virtually connect the market participants. Physical microgrids typically have a limited number of connection points to ensure an efficient grid connection, but also to swiftly decouple from the grid in case of power outages (Mengelkamp et al., 2018b). Extended periods of decoupled island-mode operation requires a high generation and demand flexibility to keep an adequate security of supply and resiliency (Papaefthymiou and Dragoon, 2016; Mengelkamp et al., 2018b). As electricity is a physical good that can only be stored with significant costs and effort, it needs to be transmitted on constrained grids from its place of generation to its place of demand. Challenges like grid congestion and transmission losses need to be addressed (Singh et al., 1998; Rinck, 2017). This work focuses on a virtual LEM. The grid infrastructure, metering technique and IS are considered according to German standards for the smart grid.

C3: Grid Connection One or multiple connection points towards the superimposed grid (e. g. distribution grid) or neighboring LEMs are a key component of LEMs (Block et al., 2008). These connections are used for balancing excess or scarcity demand and generation of the LEM. Balancing demand and generation can be conducted through transactions with the superimposed grid (e. g. buying electricity at grid tariff or selling it at feed-in tariff) or through transactions with other LEMs. Transaction with other LEMs may be organized through superimposed markets (e. g. short term market between LEMs), futures, options or similar transactional frameworks. The aim of all grid connections is to ensure security of supply for the LEM. Financial (re-)compensation is organized over the defined transactions. This work assumes the LEM to be directly connected to the public distribution grid with the current German feed-in and electricity tariffs.

C4: Transactional Object Any form of energy (e. g. heat, gas, flexibility) can be traded on a LEM. Even cross-sectional trading between several forms of energy can be considered by a LEM (Buchmann et al., 2013). The most prominent transactional objects for LEMs are currently electricity, reserve electricity and (occasionally) heat. This work focuses on trading electricity in intraday time periods.

C5 (Micro) Market Structure The (micro) market structure determines the actual matching and financial transactions. Only agents that participate in the market should be given access to the market platform. The LEM should always be tailored to the number and type of agents actually participating. Further, the business models of the LEM's stakeholders need to be in line with the (micro) market structure. Therefore, business models should be analyzed and evaluated for the participating stakeholders, before designing the (micro) market structure. For this, each stakeholder's business model needs to be inline with the (micro) market's three subcomponents, i. e.: the market mechanism (C5-1), pricing mechanism (C5-2) and IS (C5-3) of a LEM:

C5-1 The market mechanism's main objective is to provide an efficient allocation of the traded good (transactional object) between all active market participants (Block et al., 2008). It may be carried out in a short-term (seconds to hours) or long-term trading horizon (days-years). This work focuses on an intraday trading horizon of 15 minutes that specifies the actual delivery of electricity. The market mechanism must support, or at least allow, the main stakeholders' business models.

C5-2 The pricing mechanism is implemented in the market mechanism (C5-1). It decides on the financial (re-)compensation of the buyers and sellers. Electricity markets may have uniform or individual pricing mechanisms (Bushnell and Oren, 1994). The price determined may include taxes, fees and levies. The market mechanism needs to be able to integrate RES with (near) zero marginal costs. The price signals should indicate electricity surplus or scarcity (Block et al., 2008). This work considers uniform pricing for all agents per trading period. Pricing needs to be tailored to the main stakeholders' business models. In particular, the market operator's business model can be represented within the pricing mechanism, e. g. by levying transaction costs.

C5-3 The IS need to ensure that the information and communication flow within the market mechanism (C5) as well as towards the physical level (C2, C3) and the agent level (C7) is reliable, consistent, and efficient. Any IS meeting these requirements and being in line with the main stakeholders' business models may be implemented. This work is build upon the assumption of faultless, consistent and efficient IS. Section 6.2 presents, analyzes and evaluates the detailed requirements of LEMs for their IS.

C6: EMTS The EMTS's main objective is to automatically monitor, control and secure its agents' electricity supply with a specific strategy on the LEM (and over the grid connection). For this, the EMTS needs comprehensive access to the market, monitoring (and grid)

data as well as its agent's preferences to specify its bidding strategy to the agent's objectives (e. g. minimizing electricity costs while procuring a certain share of RES). The EMTS forecasts market behavior and adapts its bidding strategy accordingly. The EMTS should be able to control its agent's generation facilities, if available, and may also be in charge of DSM (Palensky and Dietrich, 2011). EMTS decrease the burden of trading for the agents while still implementing their preferences. Thus, they may be used to increase the social acceptance of LEMs (Ilic et al., 2012). This work presumes an EMTS for each individual agent with access to the agent's own electricity data and public market data on a 15 minutes basis.

C7: Agent Behavior The agent behavior represents the objectives and preferences of individual agents in a LEM. As agents do (mostly) trade indirectly by means of an EMTS (C6), their considered behavior is limited to the communication with the EMTS. This communication should at least offer each agent the chance to input their price and electricity source preferences. Some LEM implementations even allow participants to directly choose a specific producer⁸. This work presumes agent input in terms of price and electricity source preference of residential agents (i. e. households) over the EMTS.

C8: Market Outcome The market outcome of a LEM can pursue several, often conflicting objectives (Pascual et al., 2015). Exemplary objectives are the increase of supply security, the efficient integration of RES, a reduction of grid congestion, or a price-efficient allocation of local generation (Hvelplund, 2006; Ilic et al., 2012; Mengelkamp et al., 2018b). Ideally, the market objectives should correspond to the individual participants' objectives as represented by the agent behavior (C7) through the EMTS (C6). The market outcome is directly implemented by defining the (micro) market structure (C5) to correspond to the envisioned market outcome. This work's LEM outcome focuses on efficient allocation of local generation and demand as well as maximization of agent profits.

3.4 Summary

Part I of this dissertation firstly motivates the topic of designing LEMs and introduces the research agenda and structure of the work in Chapter 1. Secondly, the fundamentals of the German electricity system and market are presented and discussed in Chapter 2. Thirdly, Chapter 3 introduces LEMs. Based on a structured literature review of LEM research and a market engineering approach to LEMs, **Research Question 1** is answered. The main contributions of Part I are threefold:

⁸ E. g. see Tal.Markt <https://talmarkt.wsw-online.de/>. Accessed on 06.02.19.

- **Provision of a structured literature review on LEMs from the years 2000–2018:** The number of LEM research contributions is developing exponentially since 2000. The growth becomes most obvious since the year 2011, which marks the start of a rapid output of LEM publications. The obvious focus of research is currently on electricity trading, with few contributions to other forms of energy.
- **Identification of knowledge gaps:** Five knowledge gaps were identified by the literature review, i. e. a consolidated definition and understanding of LEMs, the development of an agent-centric LEM analysis of objectives, motivation and WTPA, the investigation of LEM business models, a comparative analysis of trading designs, and the consideration of integrated energy systems and network constraints. This dissertation covers the first three knowledge gaps.
- **Market engineering approach for LEMs:** The existing market engineering framework by Weinhardt and Gimpel (2007) is extended by three components, i. e. physical setup, grid connection, and EMTS, to be tailored to LEMs. The resulting framework is presented in Figure 3.3.

The following Part II builds upon the conveyed fundamentals of LEMs and the German electricity system. It focuses on the second knowledge gap identified, i. e. the agent-centric analysis of objectives, motivation and WTPA. Firstly, an empirical analysis of agent motivation, and WTPA is conducted in Chapter 4. Then, the empirical findings are converted into the basis of a multi-agent simulation of agent behavior on LEMs under complete and incomplete information. Thus, Part II considers the agent behavior (C7) from the MEF-LEM. Part III will analyze the (micro) market structure (C5) in terms of its business models and IS.

Part II

Agent Behavior on Local Electricity Markets

4 Participation Factors and Design Attributes

Residential agents in Germany have long been used to inexpensive electricity prices and constant supply at all times. However, due to the increase of volatile Renewable Energy Sources (RES) and the subsequent strain on the transmission and distribution system, fixed tariffs and an unlimited electricity supply are on their way to being replaced by dynamic pricing (e. g. real-time pricing (Namerikawa et al., 2015)) and flexibility approaches (Palensky and Dietrich, 2011). Local Electricity Markets (LEMs) combine both, dynamic market pricing and the opportunity for generation and demand side flexibility (Teotia and Bhakar, 2016). Yet, the success of LEMs and their predicted positive influence on redispatch and balancing costs hinge on the participation of the market participants. Without actively participating agents LEMs suffer from market illiquidity, inefficiencies or even non-existence. Thus, it is fundamentally important to understand the motivation of residential agents to participate in LEMs and to design the LEM attributes accordingly to incite and ensure this participation. As sufficient LEM trading data is currently unavailable due to the novelty of the LEM concept, the analysis of household motivation and Willingness-to-Participate (WTPA) needs to be conducted on empirically gathered data. The design, execution, analysis and evaluation of two surveys to gather this data are presented in this chapter.

We conduct two surveys, a Structural Equation Model (SEM) based survey of 195 respondents and an Adaptive Choice-based Conjoint (ACBC) study with 656 respondents. The first survey evaluates the direct influence of five potential motivational factors of households to participate in LEMs. The evaluated motivational factors are based on state-of-the-art literature focusing on acceptance of RES, development of community energy groups, and residential electricity preferences.

Based on the first study, we develop a second survey to, firstly, conduct an in-depth analysis of the previous results. Secondly, the quantifiable effect of LEM design attributes on the households' actual WTPA is determined. We develop a detailed conjoint analysis to quantify the influence of LEM design attribute levels. Based on both studies, Chapter 4 answers the following **Research Question 2**:

Considering residential electricity customers, (i) what are the main intrinsic and extrinsic factors motivating them to participate in LEMs, (ii) which design attributes are of particular importance, and (iii) how does the design of the market attributes influence the WTPA in LEMs?

Section 4.1 presents the first survey on household motivation. Based upon the results, Section 4.2 develops a comprehensive ACBC study and evaluates the influence of design attribute levels on the WTPA of household agents in LEM. The empirical findings are summarized in Section 4.3. They constitute the basis for the multi-agent LEM simulation conducted in Chapter 5.

4.1 Participation Factors for Local Electricity Markets

Section 4.1 is based on joint work conducted by Esther Mengelkamp, Julian Huber, Philipp Staudt, Johannes Gärtner, and Christof Weinhardt, published at the 15th *International Conference on the European Energy Market*, cited here as: Mengelkamp et al. (2018e).

LEM offers residential households the chance to independently trade their electricity generation and consumption. Yet, LEMs depend highly on the participation of household agents, which are known to consider electricity as a low involvement good (Paladino and Pandit, 2012). Thus, motivation to participate in an active market and willingness to allocate (part of) their time and effort towards electricity trading cannot be taken as inherently given. Rather, it needs to be incentivized. To design a LEM according to household preferences and needs, we must first understand their motivation to participate in a LEM.

To the best of our knowledge, structured research in the topic of what motivates agents in general, and households in particular, to participate in LEMs despite the additional ‘burden of trade’, is yet missing. Thus, this section focuses on the participation factors, i.e. motivational factors, that drive residential agents to participate in LEMs. Like this, their intrinsic and extrinsic motivation to participate in LEMs is analyzed. We develop, analyze and evaluate a linear SEM to investigate the motivation factors. The hypotheses are derived from current academic literature and operationalized with established items. Based on a survey with 276 respondents and 195 usable data sets, we evaluate the SEM path coefficients and test for significance with a one-sided t-test.

We identify the five potentially most important participation factors for residential agents in LEMs from state-of-the-art literature, and develop a linear SEM following the approach of Will and Schuller (2016). A more general introduction into the acceptance of new technolo-

gies, in this case RES, is provided by Wüstenhagen et al. (2007). Their work focuses on spanning a community, market and socio-political triangle for increasing the acceptance.

The attitude of the local community seems to be one of the most important success factors to renewable energy projects (Toke et al., 2008). Attitude drives acceptance, which can, in turn, promote further sustainable development (Shin et al., 2014; Gärtner et al., 2018). Yet, a considerable gap seems to exist between the available electricity products and the customer preferences (Kaenzig et al., 2013). LEMs can be used to close this gap. The active community involvement in LEMs seems to be a deciding participation factor (Cowell et al., 2011; Rae and Bradley, 2012).

Acceptance, motivation and participation in renewable energy projects are frequently associated with the Not-in-my-Backyard (NIMBY) challenge (Devine-Wright, 2014). On the one hand, electricity customers prefer renewable (green) electricity. On the other hand, the required infrastructure, e. g. new power lines or wind parks, should not be visible in everyday life. Nevertheless, Van der Horst (2007) argues that there is no general NIMBY phenomenon. Rather, preferences are based on local particularities, e. g. like a preference for regional organic products. This conclusion strongly supports the need for LEMs to quantify the local (or regional) preferences for electricity.

The idea of energy communities taking care of their own electricity generation and demand by means of new, i. e. smart, Information Systems (IS) like Energy Management Trading System (EMTS) in a LEM is quite innovative (Mengelkamp et al., 2018b). An affinity to (new) IS is a prerequisite for successful LEM implementation. Due to the innovative character of EMTS, it is natural that most households first concentrate on economic value as one of their main motivational factors. Wiyono et al. (2016) report that more than 50% of people would get involved in local energies if '(...) they could save money on their bill.' (DECC, 2014; Mengelkamp et al., 2018e).

A higher valuation of green products (Kaenzig et al., 2013; Klein and Coffey, 2016) seems to increase a household's preference for local electricity from RES. Subsequently, these participation factors should influence the motivation of and increase the WTPA in LEMs. A general preference for regional products, sustainability, and (actual or) perceived shift of dependence on large energy companies towards supply by regional generation could also constitute participation factors (Kaenzig et al., 2013; Rosen and Madlener, 2014).

Based on the state-of-the-art literature, we derive the five most relevant potential participation factors of households considering to take part in a LEM to be: *community identity* (Cowell et al., 2011), *affinity to (new) technology* (Mengelkamp et al., 2018b), *price consciousness* (DECC, 2014), *attitude towards green products* (Kaenzig et al., 2013) and a sense of *regionality* (Kaenzig et al., 2013). This selection is based on the amount of research conducted

towards one of the (potential) participation factors for RES projects, LEMs or energy communities. Additionally, we consider the recency and justification provided for the participation factor in the literature. Based on the five (potential) participation factors, we develop a linear SEM.

4.1.1 Structural Equation Modeling

The development of SEM was invoked by the increasing need of social science practitioners and academic researchers to understand the structure and interactions of latent, i. e. unobservable phenomena. With the help of SEM, unobservable variables can be analyzed with a causal analysis of their observable variables (Tarka, 2018). Thus, the effect of (interdependent) observable variables is measured to find an effect on the latent variables (Jöreskog and Sörbom, 1993). SEM is often used to measure latent variables that are theoretic constructs, e. g. discrimination, satisfaction with a product or attitudes. As these latent variables cannot be directly observed, their observable influences (observable variables) and their causal effects are analyzed instead (Tarka, 2018).

Spearman (1904) revolutionized the measurement of latent variables and is claimed to be the founding father of factor analysis and the inspiration for SEM. The actual SEM development was conducted by Wright (1918) from the early 1900s to the 1960s (Wright, 1960). In the field of genetics, he developed path analysis to evaluate causal structures on observable correlations between structural coefficients. He also invented path diagrams to dissect indirect and direct effects and causal correlations (see Figure 4.1 for an example of a path diagram). The equations of the path diagram (or model) can then be used as hypotheses to estimate the effects of the variables on one another. Under the influence of non-recursive models in econometrics (Haavelmo, 1943), path diagrams developed from unidirectional to multidirectional models (Tarka, 2018). Around the early 1960s, SEM was finally introduced as an analytical strategy that can successfully dissect the causal effects and correlations between observable and latent variables (Werts and Linn, 1970; Issac, 1970; Tarka, 2018).

Since then, SEM has become “one of the most popular statistical methodologies available to (...) scientists.” (Kaplan, 2008). It is primarily used to test theories with empirical data. In principle, SEM is a system of linear equations linking unobservable variables to observable variables. A variable is also called a construct. Generally, a SEM consists of the two parts of a structural path and a measurement path. The structural path links the variables to one another. Usually this means linking the unobservable variables (exogeneous/independent constructs) as linear functions of the observable variables (endogenous/dependent constructs)

(Sinharay, 2010). The measurement parts resemble a confirmatory factor analysis (Brown, 2014; Thompson, 2004).

Due to computer software (and hardware) development, SEM can be used for models with small to large numbers of constructs and interdependencies. Jöreskog (1970) is frequently credited with the development of the first SEM solution software called LISREL¹. Since then, several software solutions were developed that address SEM, including the popular SmartPLS², SmartSEM³ and software packages in typical programming languages like R⁴ or Matlab⁵.

In the domain of sustainable energy research, SEM has found a prominent place in empirical analyses. Exemplary, Kelly (2011) has conducted a study to analyze the effects of household demographics and energy efficiency on the actual energy demand. The author's main finding is a positive relationship between high energy demand and energy efficiency. Thus, households with high energy demands have a higher propensity to already be more energy efficient than households with low energy demand. Therefore, additional energy efficiency measures will be more expensive in households with high energy demand compared to households with lower energy demands. Yazdanpanah et al. (2015) use SEM to measure the effect of socio-psychological constructs on the public acceptance and willingness to use RES in Iran. The authors' results indicate that moral norms, attitudes and perceived behavior have a significant influence on the willingness to use RES and to accept them. Similar studies using SEM in energy sustainability can exemplarily be found in Chien and Hu (2008) and Huijts et al. (2014).

4.1.2 Methodology and Survey Execution

Due to LEMs being a fairly new research topic and an innovative application topic, households currently lack experience with the local market concept. Thus, we rather need to rely on theoretical considerations than respondents with actual experience in the topic. Therefore, we have to abstract from established models like the Technology Acceptance Model (TAM) (Davis, 1985) or the Theory of Planned Behavior (TPB) (Ajzen, 1991) to explain the causes behind the household WTPA, and choose a SEM Partial Least Squares (PLS) approach accord-

¹ The LISREL software has been continuously updated and is still a popular software to solve SEM. It can be downloaded at <http://www.ssi-central.com/lisrel/student.html> for scientific student purposes. (The website was accessed on 15.01.19.)

² More information about SmartPLS can be found here: <https://www.smartpls.com/>. Accessed on 19.01.19.

³ More information about SmartSEM can be found here: <https://www.zeiss.com/microscopy/us/products/microscope-software/smartsem.html>. Accessed on 19.01.19.

⁴ More information about R can be found here: <https://cran.r-project.org/bin/windows/base/>. Accessed on 19.01.19.

⁵ More information about Matlab can be found here: <https://www.mathworks.com/downloads/>. Accessed on 19.01.19.

ing to its flexibility of exploratory studies in theory and practice (Hair Jr et al., 2016; Richter et al., 2015). We base our approach on Will and Schuller (2016). They conducted a similar survey based on a linear SEM evaluated with PLS for user acceptance factors for Electric Vehicles (EVs) smart charging. The transferability of their approach to the LEM domain is given due to the closeness of the two topics as the acceptance of and WTPA in a new, innovative, electricity-related concept. Building upon their approach, we develop a linear SEM to analyze the intrinsic and extrinsic participation factors for households to take part in a theoretical LEM. Consequently, this study is exploratory research and should be considered as a first step towards evaluating the participation factors of residential electricity customers to take part in LEMs.

Hypotheses Each of the five potential participation factors constitutes a dependent, observable variable, that is operationalized by four established items on a five-point Likert-scale. The hypotheses are presented in the following after Mengelkamp et al. (2018e):

1. **Community Identity (CI):** Energy communities can act as catalysts for the change of residential energy behaviour (Klein and Coffey, 2016). In fact, community identity can directly influence the preference for locally produced goods (Lantz and Loeb, 1998). Thus, we expect users who identify strongly with their community to be more open to community projects like LEMs. Therefore, our first hypothesis is: **H1: The higher a person's community identity, the higher the WTPA in LEMs.** We use the construct of Lantz and Loeb (1998) to operationalize community identity (e. g. 'I feel strongly identified with my local community'). We eliminate two of the original six items to ensure the content validity for application in the LEM domain. The content validity is tested independently by three researchers. The items for this hypothesis, as well as the rest of the survey, are presented in Appendix B.1 in Table B.2.
2. **Affinity to Technology (AT):** Participating in LEMs is usually conducted by means of modern IS, such as applications on a smartphone or tablet. Current smart charging approaches show similar dependence on IS. Thus, LEM participants need to be able and be interested to use such technology. Consequently, the second hypothesis is: **H2: The higher a person's affinity to technology, the higher the WTPA in LEMs.** We operationalize the construct of affinity to technology with the construct of personal innovativeness in the field of information technology from Agarwal and Prasad (1998).
3. **Price Consciousness (PC):** LEM prices can be below, at or above the standard electricity tariffs. Thus, it is reasonable to assume that the households' price consciousness

influences their potential participation in the market (Rosen and Madlener, 2013; Wiyono et al., 2016). We predict households with a lower price consciousness to be more likely to participate. Therefore, our third hypothesis is: **H3: The lower a person's price consciousness, the higher the WTPA in LEMs.** Price consciousness is operationalized by the construct of Lichtenstein et al. (1993).

4. **Importance of Green Products (IGP):** Environmental concern and attitude towards sustainability are known factors when deciding between electricity tariffs (Kaenzig et al., 2013). The purchase of green products frequently results from such concerns and overall attitude. Thus, our fourth hypothesis is: **H4: The more important green products are for a person, the higher the WTPA in LEMs.** We use the construct of purchasing green products by Kanchanapibul et al. (2014) to operationalize H4.
5. **Regionality (RE):** LEMs promote the trade and usage of locally produced electricity. However, literature is ambivalent whether households actually have different valuations between locally or not locally produced electricity (Kaenzig et al., 2013). We pose this question in the context of LEMs and evaluate whether regionality has an impact on the WTPA in LEMs. Thus, our last hypothesis is: **H5: The higher a person's sense of regionality, the higher the WTPA in LEMs.** It is operationalized by the community ethnocentric tendency items from Lantz and Loeb (1998) to determine the attitude of households towards regional products. They measure the importance that products have been manufactured within the local community.
6. **Willingness-to-participate (WTPA):** Based on hypotheses 1-5, we determine how the potential participation factors influence the households' WTPA in LEMs. To operationalize WTPA in LEMs, we adapt items from Bruner (2009) and frame them to the LEM context (e. g., 'I am interested in participating in a LEM.').

The linear path diagram for the five hypotheses is depicted in Figure 4.1. Each hypotheses, i. e. each observable construct, has a predicted direct influence on the latent variable of WTPA. In this exploratory work, we refrain from considering interdependencies between the observable constructs (compare Will and Schuller (2016)'s approach). Figure 4.1 also shows the path coefficients and p-values calculated from the analysis of the conducted survey. The analysis is presented in the following Section 4.1.3.

Survey Design, Execution and Respondents The survey was distributed in German language and with the aid of German channels to reach the intended respondents. To have a high

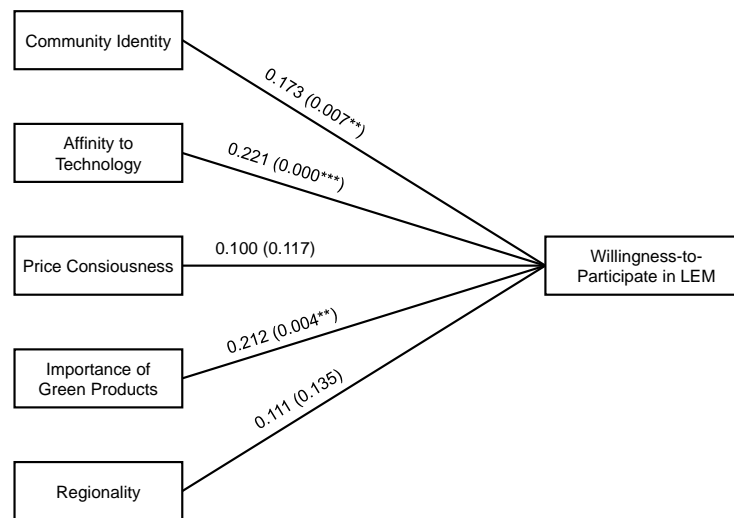


Figure 4.1: Path diagram of the SEM of participation factors for the WTPA in LEMs. The resulting path coefficients and p-values (in brackets) are indicated. The statistical significance is indicated by stars at the levels of 5 % (*), 1 % (**), 0.1 % (***). The figure is based on Mengelkamp et al. (2018e).

chance of participation, it was only distributed to potential respondents already (remotely) interested in the energy domain. For this, it was distributed via online channels (Xing, LinkedIn, Facebook) to German interest groups of renewable energies and energy economics with a combined sum of over 70,000 group potential respondents. The actual number of addressees might be lower due to people being part of several groups. We did not offer an extrinsic motivation, i. e. monetary or other incentive for participation. The preselection of energy-interested respondents is based on the assumption, that these groups will likely become the early adopters of LEMs. Participation was completely voluntary. The survey was live and accessible from November 2017 to February 2018. 276 respondents participated during this time. 81 responses had to be eliminated due to incomplete surveys or predictable answer patterns. Thus, a set of 195 complete data sets can be used for analysis.

Respondents took on average 9.4 minutes to fill out the survey. 31 % of the respondents are female. 58 % of the respondents are between 36-45 years old, with 26 % being younger and 16 % being older. The mean monthly net income per household is 2220€ with 71 % of the survey respondents having a university degree. 76 % of the survey respondents are currently renting their home, while 24 % own it. About half of the respondents (45 %) already subscribe to a green energy tariff, and 13 % own (part) of a RES. The considered data set is

quite representative of the energy interested community in Germany (Will and Schuller, 2016). We consider this group to become the potential early adopters of LEMs.

4.1.3 Evaluation and Results

The evaluation of the proposed SEM is conducted in SmartPLS 3 (version 3.2.7). An evaluation with PLS is chosen because of the study's exploratory character and the underdeveloped research in WTPA in LEMs (Gefen et al., 2011). We use the PLS algorithm to minimize the variance of all dependent variables. Therefore, "parameter estimates are obtained based on the ability to minimize the residual variances of the dependent variables" (Chin, 1998). In our case, the five potential participation factors shall be approximated by their respective number of indicators (items in the construct). Similarly, the dependent variable WTPA shall be approximated by its observable constructs, the five potential participation factors.

A PLS model consists of an inner structural model and an outer measurement model. The structural model represents the relationship between the constructs, while the measurement model represents the relationship between the constructs and their indicator variables (items). Thus, two different measurement models exist for the exogenous latent variables (constructs explaining other constructs) and the endogenous latent variables (constructs that are being explained in the model). The PLS approach to SEM applies partial least square regressions to the model with the objective of minimizing the absolute variance of the endogenous constructs. Plainly speaking, PLS estimates the path coefficients of the SEM in such a way that the coefficient of determination R^2 , or better R^2_{adj} , of the endogenous constructs is maximized. Thus, PLS is considered a variance-based approach to SEM. It is the preferred method for SEM, when the model is aiming at exploratory research, theory development or explanation of variance (Hair et al., 2011). For a detailed introduction and description of the PLS methodology, interested reader is referred towards relevant literature like Lowry and Gaskin (2014); Hair Jr et al. (2014, 2016) or Chin (1998).

For our analysis, we employ a PLS SEM algorithm of 300 iterations with a bootstrapping of 5000 samples. Pairwise deletion of missing values was employed during the analysis.⁶ We test the validity and reliability of the model according to the guidelines of Hair et al. (2012) and Henseler et al. (2015). We drop one item with an outer loading ≤ 0.4 and test the validity of the model when dropping other items with outer loadings ≤ 0.7 according to Hair Jr et al. (2016). 5 of the original 24 items needed to be dropped in the final model. One of these items was in the construct of community identity (CI2, outer loading: 0.428), two in price consciousness

⁶ The other settings correspond to the standard settings in SmartPLS.

(PC1, outer loading: 0.335; PC2, outer loading: 0.662), one in importance of green products (IGP3, outer loading: 0.673) and one in regionality (RE4, outer loading: 0.503).

Table 4.1 shows an overview of the reliability and validity tests conducted in the final model.⁷ The convergent validity is assured by the Average Variance Extracted (AVE). The AVE should be higher than 0.5 to indicate a sufficient degree of convergent validity. This means that the latent variable explains more than 50 % of the indicators' variance (Hair et al., 2011). The discriminant validity is ensured by the Heterotrait-Monotrait Ratio (HTMT). The HTMT of correlations is the average of the correlations of indicators across the constructs measuring different phenomena. In short, the HTMT measures the correlation between constructs. If the HTMT between two constructs is clearly smaller than 0.95, these constructs are most likely differing from one another, and not measuring the same phenomena (Henseler et al., 2015). Furthermore, the Fornell/Larcker-criterion holds for all six constructs. The Fornell/Larcker-criterion measures the shared variance between the latent variables of the model (Fornell and Larcker, 1981). Cronbach's Alpha shows that all constructs are internally reliable. In comparison to Will and Schuller (2016), we arrive at higher construct reliability as we chose the higher criterion of 0.7 for Cronbach's Alpha instead of only 0.5, as they employed. The composite reliability, which measures a construct's internal reliability, is also fulfilled for all constructs in the final model (Hair et al., 2011). This shows that the final model's reliability and validity holds true for all constructs.

The R_{adj}^2 measures the proportion of variance in the outcome variable (here: WTPA) explained by the predictor variables and an estimate in the population (Miles, 2014). The survey arrives at an $R_{adj}^2 = 0.18$. This indicates, that the five chosen participation factors explain about 18 % of the variance of the WTPA in LEMs. This relatively low R_{adj}^2 is expected, as five factors can probably not explain the entire decision process of whether or not to participate in a LEM. As such a decision is very complex, additional factors influencing the WTPA likely exist, which should be investigated in further research. We will further address this issue in the discussion in Section 4.1.4. The resulting path coefficients and p-values for the model are given in Figure 4.1. With these results, we can evaluate our hypotheses 1-5 as follows:

1. **H1:** The first hypothesis is **confirmed** in the analysis. With a significance level of 1 %, community identity is positively influencing the WTPA in LEMs. Thus, a higher community identity increases the WTPA. This effect is the third highest significant effect in the analysis.

⁷ Additional measures in form of the correlation matrix, effect sizes and Q^2 values are included in Appendix B.2.

Table 4.1: Results of the validity, consistency and reliability analysis of the SEM-PLS. The criteria are taken from Hair et al. (2012). (Mengelkamp et al., 2018e)

| Construct | Items | Convergent Validity | | Discriminant Validity | Internal Consistency | Reliability |
|------------------------------|-------|---------------------|-------|-----------------------|----------------------|-----------------------|
| | | Outer Loadings | AVE | HTMT | Cronbach's Alpha | Composite Reliability |
| Criteria | | >0.7 | >0.5 | <0.95 | >0.7 | >0.7 |
| Community Identity | CD1 | 0.850 | | | | |
| | CD3 | 0.771 | 0.671 | Yes | 0.741 | 0.859 |
| | CD4 | 0.797 | | | | |
| Affinity to Technology | AT1 | 0.918 | | | | |
| | AT2 | 0.897 | 0.726 | Yes | 0.877 | 0.913 |
| | AT3 | 0.705 | | | | |
| Price Consciousness | AT4 | 0.855 | | | | |
| | PC3 | 0.949 | 0.902 | Yes | 0.873 | 0.949 |
| Importance of Green Products | PC4 | 0.921 | | | | |
| | ICP1 | 0.850 | | | | |
| | ICP2 | 0.906 | 0.796 | Yes | 0.855 | 0.921 |
| Regionality | ICP4 | 0.871 | | | | |
| | RE1 | 0.882 | | | | |
| | RE2 | 0.873 | 0.750 | Yes | 0.805 | 0.900 |
| WTPA in LEMs | RE3 | 0.771 | | | | |
| | WTP1 | 0.853 | | | | |
| | WTP2 | 0.846 | 0.843 | Yes | 0.908 | 0.955 |
| | WTP3 | 0.890 | | | | |
| | WTP4 | 0.915 | | | | |

2. **H2**: The second hypothesis is **confirmed** in the analysis with a significance level of 0.1 %. Thus, it is highly significant. The affinity to technology of a household positively influences the WTPA in LEMs. This is the strongest effect observed.
3. **H3**: The third hypothesis could not be confirmed. A slightly positive influence of price consciousness on WTPA could be observed (path coefficient of 0.100). Yet, no significant effect could be found. Thus, H3 is **rejected**. Nevertheless, the slightly positive path coefficient indicates that a *lower* price consciousness would increase the WTPA, which would contradict the hypothesis. This merits further discussion, which we provide in Section 4.1.4 and the following conjoint survey in Section 4.2.
4. **H4**: The fourth hypothesis is **confirmed** in the analysis with a significance level of 1 %. Thus, our analysis shows that a household's importance of green products positively influences its WTPA in LEMs.
5. **H5**: The fifth hypothesis is **rejected** in the analysis as no significant effect could be found. A positive path coefficient shows a tendency, that the notion of regionality would positively influence the WTPA in LEMs. However, without a significant effect, this hypothesis needs to be rejected.

4.1.4 Discussion

The conducted PLS SEM analysis results in the importance of green products, affinity to new technology and community identity showing significant positive influences on a German household's WTPA in LEMs. According to the analysis of path coefficients, technology affinity seems to be the most important factor. The willingness and ability to operate (new) technology (e. g. RES, smartphones or tablets) and the affinity to trust new technologies develop to be one of the most basic requirements for participation in LEMs in current LEM projects⁸. Thus, the effect is also plausible from a theoretical point of view. Furthermore, the importance of green products and the community identity represent two of the main value propositions of LEMs, i. e. the empowerment of local communities and the use of renewable (green) resources⁹. As we could not find a significant effect of hypotheses H3 and H5, we reject the notion of price consciousness or regionality having an effect on the WTPA for now. The first rejected hypothesis H3 proposed that a lower price consciousness should correlate with a higher WTPA in LEMs. However, the survey did not explicitly state whether prices on LEMs would be higher or lower than the current tariffs. This distinction was unspecified in the

⁸ Compare Section 6.3 for an overview of current German LEM projects.

⁹ Compare Table 3.2 for a detailed analysis of LEM value propositions.

survey, which might explain the lack of significance in the results. Different assumptions could be made about the resulting LEM prices. Thus, respondents may have answered differently based on these assumptions, which prevented a clear effect from showing in the recorded answers. Due to these limitations of the conducted survey, we recommend to conduct a more in-depth analysis about the actual prices households are willing to pay in LEMs. This analysis is part of the following conjoint survey in Section 4.2.

By rejecting H5, the analysis could not confirm a significant influence of the importance of regional products on the WTPA in LEMs. We propose several considerations for this finding. Firstly, regionality could just not influence the decision to participate in LEMs. This hypothesis is supported by the relatively small path coefficient (0.111) and small effect size¹⁰. However, we also provide a different explanation: Regionality was not explicitly defined in the survey. Rather, every respondent could define regionality as their own idea of regional products. For some this might have meant the local neighborhood, while for others this might have meant the same federal state. Thus, exemplary the WTPA might be high if regionality meant that the electricity was produced within the same village. Yet, if regionality meant that the electricity were produced within the same state, the WTPA might decrease as this is not considered to be *local* enough by some respondents. The exploratory study did not consider such effects. Future studies should take care to explicitly define regionality and price levels, as we do in Section 4.2. Also, we recommend to conduct studies simulating LEMs to analyze residential behavior under realistic circumstances.

To test the influence of demographic factors, a moderating analysis of age, gender, net income, housing situation (apartment, house), house ownership (renting, owning), ownership of RES and subscription to green electricity tariff was conducted. The moderating analysis shows a tendency of both, income and the subscription to a green electricity tariff to positively moderate the impact of community identity on the WTPA. Thus, residential electricity customers with high incomes and those already subscribing to green electricity tariffs seem to highly identify themselves with their community. Therefore, they seem to be more inclined to participate in LEMs. No other strong effects could be found.

One limitation of our model is the medium $R_{adj}^2 = 0.18$ ($R^2 = 0.20$). This indicates, that the five factors selected can only explain 18 % of the variance of the WTPA in LEMs. In comparison, Will and Schuller (2016) reach an $R^2 = 0.56$. However, they test 13 factors compared to only 5 in our SEM and do not report the adjusted R^2 . They provide a broad overview of many different influencing factors. Increasing the amount of (well reasoned) potential participation factors would inherently raise the probability to reach a higher explanatory power. Thus, with

¹⁰ Compare Appendix B.2.

only 5 factors we expect to arrive at a lower R^2 and R_{adj}^2 . Still, it is an indication that additional participation factors should be explored in future research to increase the explanatory power of the model. Moreover, interdependencies between the constructs should be considered.

These main findings of the SEM analysis show the need for a more detailed analysis of prices and the value of regionality in LEMs. As these two constructs were equivocally defined in the conducted survey, an in-depth analysis of actual LEM designs is needed to confirm or renew the deduced findings. As the results of affinity to technology, importance of green products and community affinity are very clear, they will be incorporated in the following analysis in Section 4.2. Thus, the conducted SEM is seen as an exploratory survey of the WTPA in LEMs. It is also a preparatory study for the conjoint study presented in the following section.

4.2 Design Attributes and Household Preferences

Section 4.2 is based on joint work conducted by Esther Mengelkamp, Thomas Schönland, Julian Huber, and Christof Weinhardt, accepted for publication in *Energy Policy*, cited here as: Mengelkamp et al. (2019e).

4.2.1 Conjoint Methodology

Household preferences and behavioral data in LEMs is, to the best of my knowledge, not yet available, as LEMs are still to become established in real-world applications. Thus, we need to rely on renowned methods, to gather and analyze the required data. This approach is very similar to the gathering and analyzing of data about variable electricity tariffs, when they were first introduced in 2010 with §40 (3) Energy Industry Act (Energiewirtschaftsgesetz) (EnWG). As customer preferences were unknown, Dütschke et al. (2012) conducted one of the first analyses, a conjoint analysis, about customer preferences with the new tariff schemes. Similar to them, we provide the first conjoint analysis of end customer preferences in LEMs. Conjoint analyses are specifically designed to determine the joint effect of several attributes (design parameters) on the judgment of a total product (Rao et al., 2014). They belong to the multivariate statistical tools and deliver insights into the relative importance of the individual attributes for the respondents (Qu, 2007). The user is presented with different designs of a product (concept) realizing a combination of attribute levels. Then, the user decides between different products (choice-based) on the basis of his preferences. Conjoint analyses are typically used as tools to understand the preferences and choices of consumers regarding a product (Cunningham et al., 2010). The basic assumption of conjoint analyses is, that the different attributes induce perceived utility (Lancaster, 1966). Thus, in our case, the sum of the attributes'

utilities equals the utility of the entire LEM. The traditional conjoint analysis has been adapted and refined over time to fit specific research questions. Two particular analyses streams have evolved (Gamel et al., 2016):

- **Full profile methods:** Respondents are presented with product choices consisting of all attributes. Simultaneous trade-offs between the products are made by choosing the acceptable or better alternative(s). The most popular example of a full profile method is the Choice-based Conjoint (CBC).
- **Partial profile methods:** Respondents initially rank the attributes' importance. Then, individually adapted choice-tasks are presented to the respondents. The most popular of the partial profile methods is the Adaptive Conjoint Analysis (ACA). The survey is individually adapted according to the respondents initial (and ongoing) revealed preferences (Sawtooth Software, Inc, 2007).

Combining the advantages of the ACA and CBC, the ACBC was developed by Johnson and Orme (2007). It is designed to simulate the human two-stage decision process (Cunningham et al., 2010). Most decision makers discard several attributes and only pay detailed attention to a few attributes. ACBC simulates this two-stage decision process by letting respondents prioritize the design attributes and allowing a detailed decision process for the chosen attributes, while still presenting a full profile of the concept (Gamel et al., 2016). Thus, ACBC provides an individual selection of attribute levels (adaptive), which are presented to the respondents for comparison (choice-based). Therefore, a high amount of information can be collected per respondent and the utility estimation on an individual level is highly efficient. In comparison to more traditional conjoint methods, ACBC reaches high validities even for small sample sizes (Chassot et al., 2014; Cunningham et al., 2010). As respondents can preselect specific attribute levels during the ACBC survey (in terms of individual *must-haves* and *unacceptables*) a high level of individualism and realistic decision situations is reached (Chapman et al., 2009; Cunningham et al., 2010). An ACBC is recommended for surveys with many attributes (7 – 12) and few levels per attribute (≤ 7) (Gamel et al., 2016; Bauer et al., 2015). ACBC analyses can well predict the actual market share of a product (Chapman et al., 2009; Cunningham et al., 2010).

While conjoint analyses are widely used in transport economics, marketing research, and health (Cunningham et al., 2010), the usage in the energy sector is quite new (Alriksson and Öberg, 2008). For this work, the most relevant field of conjoint analyses is the acceptance and willingness-to-pay or willingness-to-participate (WTPA) of households for/in RES or similar energy products. Cardella et al. (2017) provide an overview of several conjoint studies

considering RES acceptance and the associated willingness-to-pay of consumers. They report that the choice of supplier significantly depends on the monthly electricity prices. The willingness-to-pay for demand response features has also been considered in conjoint analyses (Banfi et al., 2008; Broberg and Persson, 2016). Similarly, the willingness-to-pay for increased security of electricity supply (Ozbaflı and Jenkins, 2016), market shares of electric cars (Lebeau et al., 2012), and investment decisions (Loock, 2012) are energy economic issues that have been investigated with conjoint analyses.

4.2.2 Developing the ACBC Analysis for LEMs

LEM_s are an unknown, untested, and very complex concept for its potential participants, i. e. residential households. Current electricity tariff decisions are quite simple. They are mainly based on their overall cost. Apart from the cost, most households only decide between a green electricity tariff or a conventional tariff. Therefore, decisions for electricity purchases on LEM_s will also likely depend on the resulting electricity price. Following Orme (2009a), an ACBC approach with a small number of attributes is a suitable choice for such untested concepts with a price focus. We generate a realistic decision situation with ACBC to increase the quality of the results. This is expected to decrease the common response bias between the hypothetical choices in a survey and choices in real-life situations (Murphy et al., 2005; Hensher, 2010). The modeled decision situation is the planned change of an electricity supplier for the respondent's household (e. g. after relocation). Respondents are briefed that they (and all other German households) can participate in a LEM starting at the beginning of the next calendar year (i. e. 2019, as the survey was conducted in 2018). The ACBC is designed as a four-step process that we implement as follows:

1. **Build-Your-Own (BYO):** The desired LEM is configured by determining all attribute levels directly. Costs associated with each attribute level from Table 4.2 are displayed (cost configurator with summed pricing model (Cunningham et al., 2010)). An exemplary figure of the BYO part is shown in Appendix C in Figure C.1.
2. **Screening:** The ACBC generates LEM concepts clustering around the BYO selections of the respondent. Three LEM concepts are presented next to each other. Respondents can choose for each LEM whether or not they would participate. We present 15 LEMs in the screening task, of which at least two and at most three attributes vary from the BYO selections. For calculation of the LEM concepts, a nearest neighbor algorithm is used (Orme, 2009b). We implement two questions for unacceptable and one for re-

quired (must-have) attribute levels depending on the previous choices of the respondent. Figure C.2 in Appendix C shows an exemplary screening task.

3. **Choice task:** Based on the screening task, the acceptable LEM concepts are presented in triple choice tournaments next to each other. Respondents can only choose their single preferred LEM. The preferred LEM continues on to the next round. This process continues until one winning LEM remains. The number of rounds in the choice task depends on how many LEMs the respondent deemed acceptable in the screening task with a maximum number of 14 concepts continuing on to the choice task. Figure C.3 in Appendix C shows an exemplary choice task.
4. **Holdout tasks:** Holdout tasks are used to validate the quality and performance of the model. We present respondents with five holdout questions each presenting three LEM concepts. Participants can decide for their preferred LEM concept. The holdout questions were fixed for all respondents. They represent likely and realistic LEM concepts that were determined beforehand by LEM experts. The holdout questions are used to determine the forecast validity of estimated results, i. e. the estimation of the price threshold determining whether a respondent would participate in a specific LEM or not. Better predictions about decisions in the holdout tasks indicate a higher model quality (Lüthi and Prässler, 2011). The design of the holdout questions follows Orme and Johnson (2015). Figure C.4 in Appendix C shows an exemplary holdout task.

Preference and experience questions regarding current electricity suppliers, consumption, and attitude towards electricity in general are asked before the ACBC parts. Demographic questions are asked at the end of the survey. Figure 4.2 gives an overview of the entire six parts of the ACBC survey.

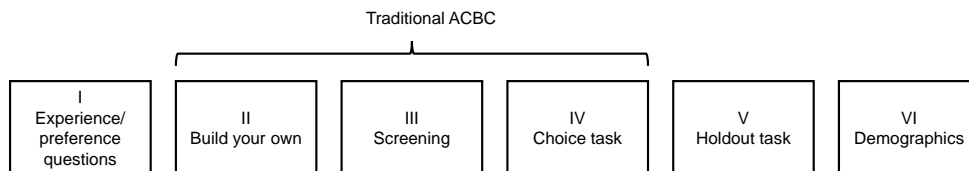


Figure 4.2: Process of the ACBC survey.

We include the results from the previous SEM analysis in the ACBC as follows:

- The three confirmed hypotheses are included in the preference and experience questions. Affinity to technology, community identity and the importance of RES are each

queried as a single item in the preference questions. Thus, we maintain the opportunity to partition the respondents into subgroups based on their stated preferences. Moreover, we can validate the confirmed hypotheses from the first survey. The preference questions are given in Figure 4.3. To further reflect the influence of community identity, we use two separate respondent groups for the conjoint analysis, i. e. respondents from a regionally close rural area with solid community ties in Allgäu and from a divers German-wide survey.

- Both rejected hypotheses are operationalized as design attributes in the conjoint survey for a detailed analysis. As the definition of price consciousness and regionality was equivocal in the design of the first survey (compare Section 4.1.4), the ACBC takes care to investigate these design attributes in detail. Thus, price is divided into monthly costs depending on the other design attribute levels and initial investment cost. Regionality is specified as the origin of the electricity production which can be local, regional or hyper-regional. The attributes and their individual levels are given in Table 4.2.

The Sawtooth Software Lighthouse Studio 9.5.3¹¹ is used to implement the ACBC as an online survey. We use an additive utility measurement model, so that the part-worth utilities of each attribute's chosen level can be summed up to calculate the entire LEM utility (Green and Rao, 1971). Like Lüthi and Prässler (2011), we define utility as the deterministic (observable) utility of a LEM as the sum of its attributes' utilities and a part of stochastic (unobservable), i. e. unknown, additional utility.

The chosen attributes (design parameters) have to be relevant, influenceable, realistic, understandable by the respondents, and independent from the other attributes (Backhaus et al., 2013; Gamel et al., 2016). The choice of attributes for our ACBC survey was developed threefold. Firstly, we obtained a list of current choices that households consider for their electricity supply (e. g. freely choose their supplier). Secondly, we conducted a state-of-the-art survey of recent literature on LEMs and extracted the considered design attributes. Thirdly, we conducted expert discussions with regional energy suppliers. One of these regional energy suppliers, the Allgäuer Überlandwerk GmbH, is an active partner in the presented research and supported the execution of the regional survey. The final list of attributes, their levels, and their effect on the basic electricity costs are specified in Table 4.2. The list of attributes is shortly discussed in the following:

1. **Choice of supplier:** Since the liberalization of the European and German electricity market in 1996, households can freely choose their electricity supplier. To keep a real-

¹¹ The Sawtooth Software Lighthouse Studio can be obtained here: <https://www.sawtoothsoftware.com/>. Accessed on 13.11.2018.

Table 4.2: Considered attributes, their levels and the effect on monthly cost. (Mengelkamp et al., 2019e)

| Attribute | Attribute Levels | Effect on Cost |
|---------------------|------------------|----------------|
| Choice of supplier | Current supplier | 0 € |
| | Change supplier | -5 € |
| | Self-trading | -10 € |
| Input frequency | Yearly | 0 € |
| | Monthly | -5 € |
| | Weekly | -10 € |
| | Daily | -15 € |
| Electricity source | Grey | 0 € |
| | Green | +5 € |
| | Regional green | +10 € |
| | Local green | +15 € |
| Data usage | No usage | 0 € |
| | Usage | -5 € |
| Investment | 0 € | 0 € |
| | 500 € | -5 € |
| | 1000 € | -10 € |
| Total monthly costs | Summed pricing | |

istic scenario, we consider this free choice of electricity supplier (Kaenzig et al., 2013; Revelt and Train, 1999; Cardella et al., 2017).

2. **Input frequency:** Input frequency determines how often households have to interact with the LEM and provide new data (e. g. price preferences). The time and effort for data input directly influences the burden of trade. Thus, if this degree of interaction is too high, it may decrease the household's comfort (Mengelkamp et al., 2018d).
3. **Electricity Source:** Regional and local green electricity (Tabi et al., 2014) is one of the most cited objectives of LEMs. Green electricity tariffs already exist as alternatives to the default electricity mix. Our LEM concept allows the active choice for specific regional and local RES.

4. **Data usage:** In line with German data and privacy regulations, this attribute determines whether the collected electricity data of a customer may be used by the supplier, e. g. for improving the supplier's forecasts and services. This attribute was developed with our partner the Allgäuer Überlandwerk GmbH. It is very important for German utilities and energy suppliers due to the increasingly stricter data and privacy regulations.
5. **Investment:** Investment refers to the height of the initial investment a customer is willing to accept when changing his electricity procurement (e. g. for smart meter installation). In the summed pricing model a higher investment up front results in a lower monthly electricity cost. Similar ACBC analyses on investment cost are covered in Lüdeke-Freund and Loock (2011) and Lüthi and Prässler (2011).
6. **Monthly electricity cost:** The monthly cost is currently the main decision factor for households when deciding for an electricity tariff. This will most likely stay a relevant factor with the introduction of LEMs. (Tabi et al., 2014; Mengelkamp et al., 2018d)

In the ACBC, we use a summed pricing model (Cunningham et al., 2010) with default monthly electricity costs of 80€ per month. The respondents can update the default costs with their own monthly costs (if known) in the beginning of the survey. According to the summed pricing model, the monthly costs are based on the other attribute levels. Higher (lower) attribute level costs result in higher (lower) monthly costs. For example, customers willing to interact with the LEM on a monthly basis receive lower monthly costs than customers willing to interact only once a year (compare Table 4.2).

Similarly, procuring grey electricity does not change the monthly cost, as this is the basic offer of suppliers. However, if a customer wants to buy green electricity (+5€), regional green (+10€) or local green electricity (+15€), the monthly cost increases accordingly. Regional electricity is hereby defined as electricity from the wider environment (e. g. neighboring villages). Local electricity is generated in the immediate community (e. g. rooftop Photovoltaic Generation (PV) within the same neighborhood). The summed price method results in realistic prices without the risk of very high or very low prices shown. To prevent respondents from learning the price levels directly, they are randomized within a 30 % margin during the ACBC (Orme, 2007a; Sawtooth Software, 2009).

As shown in Table 4.2, the basic product (or status quo product) would be staying with one's current supplier, only interacting once a year with the electricity supplier, buying grey electricity, not allowing one's data to be used and not investing in RES. This would result in the basic electricity cost of 80€ per month.

4.2.3 Execution of Survey and Collection of Data

The presented survey design was tested in an online pretest with a student sample of 44 valid answers. Important adaptations based on this pretest were: Firstly, a specification that the basic monthly cost is to be indicated per *household* and not per *person*. The textual formulation had led to misunderstandings and was adapted accordingly. Secondly, the explanatory texts for LEMs and the introduction into the survey were shortened and condensed according to the pretest comments. The mean (median) survey time of the pretest was 18.4 (15.7) minutes, and, thus, below the maximum time recommended for adaptive conjoint analyses (Deutskens et al., 2004).

The adapted survey design was then used to evaluate two independent respondent groups. Firstly, a regionally focused survey was executed between the customers of a specific regional utility in the south of Germany (Allgäu Survey). Secondly, a German-wide survey with a representative panel was conducted. A comparison of the demographics between the two studies can be seen in Table 4.3.

Allgäu Survey In cooperation with the Allgäuer Überlandwerk GmbH an online survey was sent per e-mail to 4000 customers of the regional utility. Approximately 10 % of the e-mails were undeliverable, resulting in about 3600 valid invitations. Respondents could participate in a raffle for a weekend test drive with EVs after completing the survey. The survey was online for 23 days in February and March 2018. It was opened 510 times and completed 288 times. 239 valid data sets could be used for evaluation. 47 of the completed surveys also used the opportunity to leave qualitative comments in a specified commentary field.

German-wide Survey A specified panel was used to obtain a representative look of the German households' preferences regarding LEMs. Respondents received a monetary incentive for a completed survey. The survey was online for 8 days in April 2018. 605 people opened the online survey, 502 completed it. 417 valid data sets could be used for evaluation. 48 of these used the opportunity to leave qualitative comments in a specified commentary field.

The respondents answered the preference and experience questions on a five-point Likert-scale with one point representing non-agreement to the statement and five points representing total agreement. The statements were deducted from existing constructs from Andor et al. (2014); Shimp and Sharma (1987); Hamari et al. (2016); Lantz and Loeb (1998), and Agarwal and Prasad (1998). Figure 4.3 presents the results of the preference questions. Significant differences on a 99,9 % level in the mean answers between the regional and the German-wide

Table 4.3: Demographics of survey respondents (n. i. stands for not indicated) based on Mengelkamp et al. (2019e).

| Demographic | | Allgäu | German-wide |
|-------------------------------|-------------------|--------|-------------|
| Gender | male | 83 % | 49 % |
| | female | 16 % | 51 % |
| | n. i. | 1 % | 0 % |
| Age | < 18 | 0 % | 0 % |
| | 18-24 | 0 % | 14 % |
| | 25-40 | 5 % | 21 % |
| | 41-60 | 52 % | 32 % |
| | > 60 | 42 % | 32 % |
| | n. i. | 1 % | 1 % |
| Residence | Large city | 1 % | 35 % |
| | Medium-sized city | 38 % | 22 % |
| | Small town | 16 % | 23 % |
| | Rural community | 45 % | 20 % |
| Living in | Rental | 15 % | 61 % |
| | Own property | 82 % | 38 % |
| | n. i. | 3 % | 1 % |
| Household size | 1 person | 12 % | 28 % |
| | 2 persons | 44 % | 45 % |
| | 3 persons | 19 % | 13 % |
| | 4 persons | 16 % | 11 % |
| | ≥ 5 persons | 7 % | 3 % |
| | n. i. | 2 % | 0 % |
| Average net income/month in € | Per household | 2326 | 1988 |

survey could be verified for questions 1, 2, 4 and 5 (RES, local products, community identity, affinity to technology).

The experience questions were posed as ordinate yes/no questions with the addition of a numerical field for entering a respondent's own monthly electricity cost. They resulted in a mean electricity price (of all known entries) of 87.03€/month in the regional survey and 72.26€/month in the German-wide survey. These monthly electricity costs are close to the

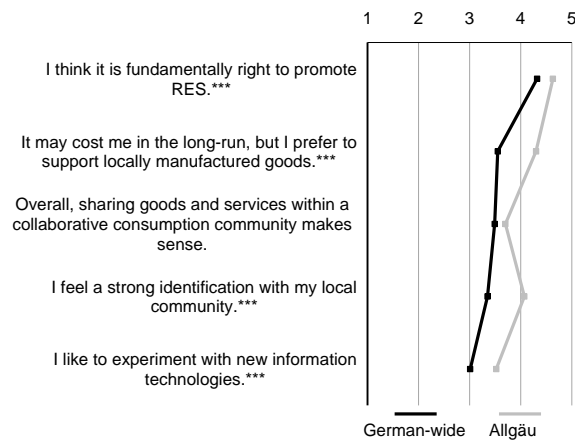


Figure 4.3: Results of preference questions. A Likert-scale from 1 (non-agreement) to 5 (total agreement) was used. Significance was tested with t-tests. Significance on the 99.9 % level is indicated by ***. (Mengelkamp et al., 2019e)

average German household electricity costs in 2018 (Statista, 2019c). Figure 4.4 depicts the results of the experience questions. With 88 % of respondents in the regional survey and 75 % in the German-wide survey stating their electricity costs, the ACBC was largely based on actual monthly electricity costs. Thus, the survey closely represents realistic electricity prices and actual decision situations.

4.2.4 Evaluation and Results

Preprocessing From the completed surveys of both, the Allgäu and the German-wide respondents, data sets were eliminated, that had either seen at least one attribute level less than twice or had stated extreme basic monthly electricity costs (≤ 30 €/month or ≥ 200 €/month). Furthermore, respondents choosing grey electricity as electricity source, but also choosing investments larger than zero were eliminated due to inconsistencies regarding the comprehension of investments being clearly specified only for green electricity. Moreover, all surveys reporting especially long or short answer times were eliminated as well (elimination of the top and bottom 2.5 % of all answer times). This leaves 239 valid data sets for the Allgäu and 417 data sets for the German-wide survey for closer analysis.

Data Analysis The data analysis is closely based on Mengelkamp et al. (2019e). We begin by considering the part-worth utilities. Part-worth utilities measure the attribute levels' contribution to the overall utility of the LEM (Lüthi and Prässler, 2011). High (low) part-worth

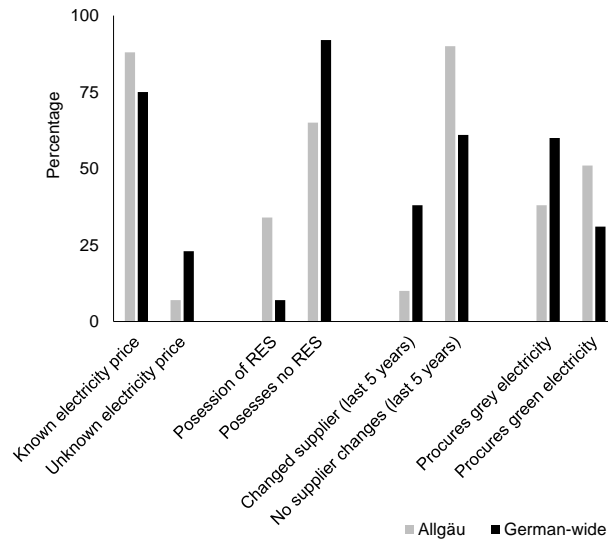


Figure 4.4: Results of experience questions. (Deviations from a sum of 100 % in the categories derive from unanswered questions by the respondents.) (Mengelkamp et al., 2019e)

utilities signify a positive (negative) effect on the entire LEM's utility for the respondents compared to the status quo product (fixed electricity tariff). The average part-worth utilities are calculated on an individual basis for each respondent with the Hierarchical Bias (HB) estimation model provided by the Sawtooth Software (Orme, 2007b). The individual approach allows to assess utilities of very heterogeneous respondents (Lüthi and Prässler, 2011).

Lüthi and Prässler (2011) provide a very good, concise description of the HB model, calculation of the part-worth utilities and importance scores implemented in the Sawtooth software based on Howell (2009) and Orme (2010). In the following, a short summary of the data analysis approach of conjoint analyses based on their work is provided:

The HB model calculates individual-level utilities for each respondent. However, due to the small amount of information provided by each respondent in an ACBC (or any conjoint analysis), the individual level-utilities cannot be directly observed as not all possible combinations of attribute levels were tested. Therefore, the HB has an iterative bi-level approach. On the upper level, the average utilities of the entire sample are calculated based on a multivariate normal distribution. On the lower level, the discrepancies between the average and the individual utilities are calculated based on a linear regression model. The differences between predicted and actual respondent choices are assumed to be independent and normally distributed. The HB algorithm assumes that respondents' choices are taken in accordance analog to a multinomial logit model. This means that the probability to choose a LEM concept is directly

corresponding to the proportion of that choice's utility to the sum of utilities of all concepts (Howell, 2009; Lüthi and Prässler, 2011). With a high number of iterations, the respondents' utilities are recalculated (or drawn) to "reflect the optimal mix of the individual respondent choice and the sample averages" (Howell, 2009). We calculate 100,000 iterations, of which the first 50,000 are discarded as stabilization iterations for convergence.

The resulting part-worth utilities of the HB algorithm are interval data that cannot be directly used for comparing the utility values of different attributes. Thus, the part-worth utilities are normalized as zero-centered differential part-worth utilities. The centralization (or normalization), firstly, scales each attribute's part-worth utility to sum zero. Secondly, the average span of (positive and negative) utility within all attribute is scaled to equal the number of attributes multiplied by 100. (Orme, 2010; Lüthi and Prässler, 2011)

The importance of each attribute may be calculated based on the derived part-worth utilities. The larger the span of utilities within one attribute, the higher is the attribute's importance. The relative importance is then calculated by taking an individual attribute's utility span and dividing it by the sum of the utility spans of all attributes. Relative importance describes how much the utility difference of an attribute influences the summed up utility of the respondent. (Lüthi and Prässler, 2011; Backhaus et al., 2013)

Quality criteria of the ACBC We analyze the content validity by a count analysis looking into the validity of the BYO task choices of the ACBC (Backhaus et al., 2013). 97 % of the Allgäu and 96 % of the German-wide respondents did not choose the status quo (current electricity tariff) in the BYO task. They also accept several LEM concepts in the screening task. This shows that a large part of respondents identifies with the chosen attributes and levels. Furthermore, the effective direction of influence is analyzed for each attribute and its levels. The results indicate a high overlap with the expected results (e. g. keeping ones current electricity supplier is chosen by most of the respondents in both surveys, changing suppliers comes next, self-trading is last). Thus, the content validity can be confirmed. In addition, our survey design arrives at a D-efficiency (Kuhfeld et al., 1994) of 0.96, showing that the reduced survey design is very close in comparison to a full survey design.

The Root Likelihood (RLH) of the HB model amounts to 0.63 (Allgäu) and 0.64 (German-wide). It indicates the goodness of the in-sample fit of the HB model. The results indicate a good fit compared to similar studies (Lüthi and Prässler, 2011; Salm et al., 2016). Our model strives at measuring the respondents' utility of the different LEM concepts. The utility drives the WTPA of the respondents. Thus, the higher the overall utility, the more likely respondents would participate in a LEM concept.

On basis of the holdout questions, the external validity of prognosis is calculated on an individual basis (Huber et al., 2001). The HIT-rate measures the accuracy of predicting the respondents' choices in the holdout task based on the calculated part-worth utilities from the previous screening and choice tasks (Orme et al., 1997). The resulting HIT-rate averaged over all respondents' five holdout questions is 0.73 (Allgäu) and 0.60 (German-wide).

ACBC Evaluation Table 4.4 presents the zero-centered **part-worth utilities** and their standard deviations calculated by the HB model. E. g. for the attribute *choice of supplier*, both survey groups express a high utility for keeping their current supplier, followed by changing the supplier, followed again by self-trading. This is an intuitive result based on the fact that all change is an additional burden for the households.

It could be expected that the utility of the second attribute *data input frequency* decreases the smaller the input intervals get, as households would need to devote more time to interact with the LEM. The Allgäu respondents show this predicted result. However, the German-wide panel would prefer a monthly data input over a yearly data input. This may be due to the expectation of more control over their electricity supply, but is likely rather originating from the German-wide respondents being more price-sensitive than the Allgäu respondents as the relative importances in Figure 4.5 indicate.

Both survey groups gain the lowest utility from grey electricity in the attribute *electricity source*. Thus, none of the respondents would like to obtain grey electricity except in extraordinary circumstances (e. g. extremely high prices for green electricity). The highest utility is reported for green electricity for the German-wide panel and regional green electricity for the Allgäu group. This shows that the Allgäu group is more regionally interested regarding their electricity supply, than the average German customer. This finding is repeated in the fourth preference question which shows a significantly higher identification with the local community in the Allgäu survey than in the German-wide survey. The part-worth utilities make clear that local electricity is less valued than regional electricity in both surveys. This is a counter-intuitive result. We assumed local green electricity providing consumers with an even higher utility than regional green electricity. However, this hypothesis could not be proven. This may origin in the consumers' assumption that local electricity is not worth the extra financial effort. It might also come from the fact that local electricity needs to be generated locally. Such local generation infrastructure may highly impact the living comfort of the local households, e. g. with the NIMBY challenge (Gamel et al., 2016). In terms of data usage, both groups prefer not to allow their *data* to be freely used. *Investment* utilities follow the predictable pattern, that lower investments result in higher utility factors.

Table 4.4: Zero-centered part-worth utilities (u_{io}) and their standard deviation (std) from both surveys. (Mengelkamp et al., 2019e)

| Attribute | Level | Allgäu | | German-wide | |
|--------------------|--------------|----------|-------|-------------|-------|
| | | u_{io} | std | u_{io} | std |
| Choice of supplier | Current | 34.98 | 29.31 | 13.13 | 17.45 |
| | Change | -7.66 | 15.00 | -0.73 | 12.00 |
| | Self-trading | -27.32 | 25.37 | -12.40 | 16.49 |
| Input frequency | Yearly | 28.41 | 23.05 | 12.04 | 14.96 |
| | Monthly | 24.72 | 16.77 | 18.65 | 13.44 |
| | Weekly | -7.89 | 13.35 | -4.02 | 11.59 |
| | Daily | -45.23 | 23.72 | -26.66 | 19.96 |
| Electricity source | Grey | -46.37 | 34.59 | -17.86 | 25.73 |
| | Green | 18.37 | 18.33 | 16.35 | 18.68 |
| | Reg. green | 19.06 | 15.98 | 5.73 | 10.83 |
| | Local green | 8.93 | 16.96 | -4.22 | 12.71 |
| Data usage | No usage | 0.19 | 11.87 | 1.85 | 11.11 |
| | Usage | -0.19 | 11.87 | -1.85 | 11.11 |
| Investment | 0 € | 28.52 | 30.26 | 55.97 | 33.08 |
| | 500 € | 4.10 | 11.37 | -7.77 | 17.27 |
| | 1000 € | -32.62 | 29.09 | -48.20 | 23.73 |
| Total monthly cost | 5 €/ 0 € | 83.63 | 29.74 | 115.35 | 33.02 |
| | 265 €/248 € | -191.78 | 61.46 | -221.24 | 35.30 |
| None | | 27.05 | 46.57 | 49.10 | 30.85 |

The part-worth utilities of the *monthly costs* and the *None* parameter are also given in Table 4.4. The monthly cost utilities are calculated as a piece-wise price function with four breakpoints between the two given extremes for both surveys (Orme, 2007a). The *None* parameter indicates the utility threshold, which a LEM concept requires for a household to be interested in participating. It is calculated based on the binary data of the screening task (LEM concept is an option or not). The absolute height of the *None* parameter (27.05 Allgäu, 49.10 German-wide) indicates that a LEM needs to have a positive utility for potential respondents

to participate. Comparisons between the None parameters require a relative comparison, as conducted in the subgroup analysis later on.

To compare the part-worth utilities between the regional and German-wide sample, we need to calculate their **relative importances**. They are depicted in Figure 4.5. In both surveys, the monthly costs clearly have the highest relative importance (0.46 Allgäu, 0.56 German-wide). The average German household seems to attribute an even higher relative importance to the monthly costs than an Allgäu household. This indicates a high economic focus. For the German-wide survey, this trend continues with investment cost being the second important attribute (0.18). These attributes are followed with a large gap by the input frequency (0.09), electricity source (0.08), choice of supplier (0.06) and data usage (0.03). Thus, the average German household seems highly dependent on electricity prices and costs (0.74 importance score together), while non-economic attributes hold only a combined relative importance score of 0.26.

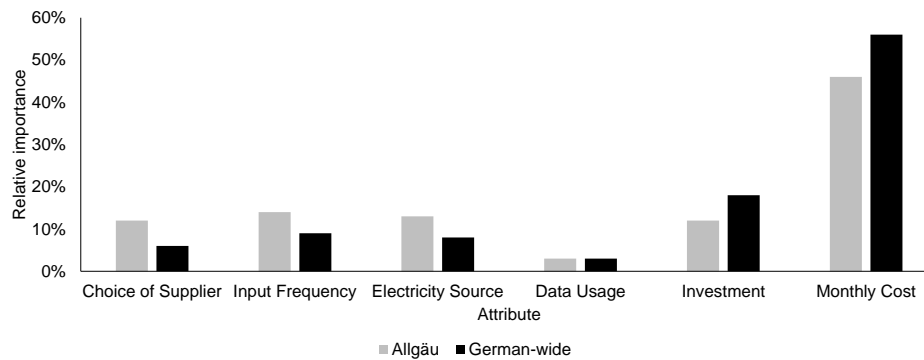


Figure 4.5: Relative importances of the attributes. (Mengelkamp et al., 2019e)

The Allgäu survey shows a different trend. Here, the second most important attribute is the input frequency (0.14), followed by the electricity source (0.13), investment cost (0.12) and choice of supplier (0.12), and data usage (0.03). While the monthly costs still have the highest importance score, the combination of the non-economic (market) attributes choice of supplier, input frequency and electricity source has a relative importance of 0.27. This is higher than all non-economic attributes' importance scores of the German-wide survey together. Both surveys show that the decision about data usage is only of low relative importance. This might be partly due to a Number-of-Levels (NoL) effect (Wittink et al., 1992), as data usage is the only binary attribute. However, ACBC is less sensitive to a NoL effect (as first argued by Orme (1998)) due to its adaptive design. Thus, the interpretation of data usage being only marginally important for participation decisions in LEM can be seen as valid.

The assessment of the relative importances supports the indication of the part-worth utilities. German-wide respondents seem to be more economically motivated than the Allgäu respondents to participate in LEMs. Still, the monthly electricity costs are by far the most important attribute for all respondents. Paired t-tests show significant differences on a p -value < 0.001 between the relative importance scores indicating a rigid hierarchy of relative importances for the German respondents, while the Allgäu respondents accord similar relative importances to input frequency, electricity source, investment cost and choice of supplier.

The **WTPA** in LEMs is calculated based on a linear monthly cost function (Salm et al., 2016). It is based on the mean part-worth utilities u_{lo} of attribute o and attribute level l . The specific utility of one attribute level is subtracted from the maximum utility within the same attribute u_{lmax} . This delta is multiplied with the price of one unit of utility pu_o for this attribute. The price is calculated as the possible price span ($p_{max} - p_{min}$) divided by the possible utility span ($u_{pmax} - u_{pmin}$) of the price attribute:

$$pu_j = \frac{p_{max} - p_{min}}{u_{pmax} - u_{pmin}}. \quad (4.1)$$

The WTPA is then calculated as follows:

$$WTPA(u_{lo}) = (u_{lmax} - u_{lo}) \cdot pu_o. \quad (4.2)$$

Thus, the WTPA indicates the monthly cost decrease (increase) for a deviation from the status quo that a respondent would need to receive (accept) to participate in a specific LEM. The WTPA for the individual attribute levels is given in Figure 4.6. The status quo LEM is indicated as **bold lettered** attributes and a mean monthly cost of 80€. The WTPA is only defined for deviations from this status quo.¹²

The WTPA is measured in monetary units (€). Exemplary, for the attribute electricity source, the WTPA can be interpreted as follows: From an existing green electricity tariff, both survey groups would need a large monthly price decrease (-61 € Allgäu/ -25 € German-wide) to accept grey electricity. This large decrease stems from the 51 % (Allgäu)/31 % (German-wide) of respondents already subscribing to a green electricity tariff. These respondents considered grey electricity as quite unacceptable.

To switch from the status quo of green electricity to regional green electricity, the respondents of the Allgäu survey would be willing to pay an additional amount of 1 €/month. German-wide respondents, however, required a monthly cost decrease of about 8€. This shows the

¹² Note, that for electricity source, the status quo of *green* electricity instead of *grey* electricity was chosen diverging from Table 4.2. This decision is based on the fact, that the part-worth utilities of *green* electricity are strictly higher than those for *grey* electricity.

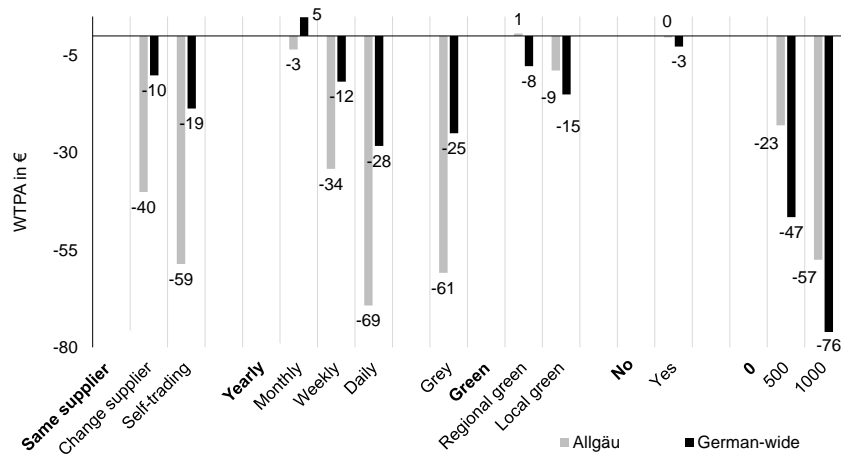


Figure 4.6: Monetary compensation necessary for an equal WTPA in a LEM compared to a status quo attribute level per month. The status quo is indicated through bold labels. (Mengelkamp et al., 2019e)

Allgäu respondents' loyalty to their region and (very small) preference of regional electricity compared to unspecified green electricity. If purchasing local green electricity, both surveys would need to experience a monthly cost decrease (-9 € (Allgäu), -15 € (German-wide)).

The main conclusions from the WTPA analysis are the following:

- German-wide electricity customers are willing to change their current supplier for a monthly cost decrease of 10 € and would even trade themselves for a monthly cost decrease of 19 €. This corresponds to a price decrease of about 12.5 % for changing suppliers and 23.8 % for self-trading. In comparison, Allgäu customers would require a cost reduction of about three times as high. Allgäu respondents seem more loyal to their current supplier and region, and less price-sensitive. As demographics show them to be older and with higher income than the average German, these findings are consistent with the typical demographic influence.
- The average German electricity customer is willing to accept a 5 € increase on their monthly electricity cost for a monthly input frequency compared to the current yearly (or lower) input frequency. They seem to prefer a higher flexibility and control over electricity supplier (contracts) than the standard yearly (or longer) contracts. Again, Allgäu respondents show less interest in changing their current situation.
- Regional and local electricity is not seen as a premium product yet. To support LEMs, policy makers should comply with these findings and subsidize regional and local elec-

tricity sold on LEMs for the time being. This would be similar to RES being subsidized for a successful introduction, until technological progress and public attitude towards them overcame social apprehension. These subsidies could be introduced as a decrease of the taxes, fees and levies on regional and local electricity compared to hyper-local electricity.¹³

- Data usage is of little importance to the survey respondents. Usage of data would not need to be highly remunerated.
- The higher the investment, the higher a discount on monthly electricity costs the customers required. The exact height of the discount is dependent on the characteristics of the customer. Regional loyal and elder property owners (Allgäu respondents) usually require less of a discount than the average German household. Thus, these should first be targeted as possible investors.

Subgroup Analysis Based on the experience and preference questions as well as demographics, we can identify several subgroups within our samples. We limit the subsequent analysis to subgroups that encompass at least 100 valid respondents to ensure valid results. We focus on the None parameter of each subgroup as the threshold for participating in a LEM. To reach comparability of the None parameter between the subgroups within and between the regional and German-wide survey, we analyze the relative None parameter r_{None} based on the subgroup's entire utility span $\sum_j u_{jmax} - u_{jmin}$. We use two-sided t-tests to test for significance.

Age The age cut is made at 60 years, as this is the first valid subgroup of a minimum of 100 respondents in both surveys.¹⁴ In the Allgäu survey, we observe a higher relative None parameter for the older segment ($r_{None} = 6.5\%$) than the younger segment ($r_{None} = 4.0\%$). This difference is significant ($p\text{-value} < 0.05$). In the German-wide survey, the analysis reports similar behavior between the younger segment ($r_{None} = 7.7\%$) and the elder segment ($r_{None} = 9.6\%$). This difference is also significant ($p\text{-value} < 0.05$). Thus, generally speaking, younger people show a lower utility threshold for participating in LEMs than elder people. Consequently, they should be targeted as first participants when introducing LEMs. Moreover, a clear tendency of the Allgäu respondents being more likely to participate in LEMs than the German-wide respondents can be reported. This tendency is clear in both subgroups and the entire samples.

¹³ E. g. as in the German Customer System (§3 (24 a, b) EnWG) (Mengelkamp et al., 2018a).

¹⁴ Note, that age corresponds to the actual age of the respondents, not the average age of the household inhabitants.

Household Size Households size is divided into small (≤ 2 persons) and large (≥ 3 persons) households. In the Allgäu survey, relatively more larger households than in the representative German survey took part. The relative None parameter of smaller households ($r_{None} = 6.4\%$) is significantly higher ($p\text{-value} < 0.01$) than that of larger households ($r_{None} = 3.2\%$) in the Allgäu survey. The same behavior is found in the German-wide panel. Smaller households ($r_{None} = 9.8\%$) would require more incentive than larger households ($r_{None} = 6.5\%$) to participate in LEMs. The difference between the relative None parameters is again significant ($p\text{-value} < 0.001$). Consequently, larger households (≥ 3 persons) seem more likely to participate in LEMs. Similar to the subgroups analysis of the respondents' ages, it is again clear that the relative None parameter of the regional respondents is overall lower than that of the German-wide respondents.

Procurement of Green Electricity These subgroups are conferred from the experience question of whether a respondent already subscribes to green electricity or not. In the Allgäu survey, the relative None parameter shows no significant difference between both groups ($r_{None} = 5.0\%$ for green subscribers, $r_{None} = 5.0\%$ for non subscribers). Similarly, the German-wide survey reports no significant difference either ($r_{None} = 9.3\%$ for green subscribers, $r_{None} = 8.9\%$ for non subscribers). We conclude that the utility participation threshold does not seem to differ with the earlier procurement of green electricity. Thus, LEMs seem similarly appealing to subscribers and non-subscribers of green electricity. LEM operators should not limit their search for LEM respondents to green electricity subscribers.

4.2.5 Discussion

This discussion is based on the previous analyses and Mengelkamp et al. (2019e). From the data analysis in Section 4.2.4, we can derive recommendations for policy makers and potential LEM operators (e. g. energy utilities) to design attractive LEMs. The most prominent recommendation is that LEMs should currently offer regional and local electricity at discount prices rather than price premiums compared to the existing electricity tariffs. Even high income people that are loyal to their region (Allgäu), show only a small tendency to pay increased prices for regional electricity. Possible reasons for this are the unfamiliarity with local electricity, LEMs and the NIMBY challenge. Further, feedback from the survey and discussion of the results indicate that security of supply is called into question in regional or local settings. Households fear that their electricity supply may become unreliable if they agreed to purchase regional or local electricity. As the survey did not explicitly state that security of supply would not be compromised when choosing regional or local electricity, responses may

have been subject to this uncontrolled assumption. At least one subgroup with a higher WTPA for regional electricity markets exists. Additional subgroups should be identified in further studies.

To test the validity of our previous hypotheses from Section 4.1, we reiterated the confirmed hypotheses from the first survey in the ACBC preference questions. Based on the answers in Figure 4.3, we can confirm that the Allgäu group has a significantly higher preference for green products (i. e. RES) and identify themselves more strongly with their local community than the German-wide respondents. Furthermore, their affinity to new information technologies is also significantly higher. Combined with the increased WTPA of Allgäu respondents to participate in LEMs selling regional electricity and their overall lower None parameter, we can confirm the first survey findings. A preference for green (electricity) products, a high community identity and an affinity to new information technologies correlates positively with a household's WTPA in LEMs.

We put emphasis on the fact, that our survey is a first insight into WTPA in LEMs. We focus on the average German electricity customer as well as a specific region. Further studies should focus on specific groups of electricity customers. Our results indicate that younger and larger households may be promising early adopters of LEMs. We recommend further studies to directly consider security of supply and the NIMBY challenge in the survey design to evaluate their influence on the WTPA in LEMs. Furthermore, we note that the observed monthly electricity cost is representative of the advance monthly payment for electricity that is common in Germany. Reimbursements for overpaid advances or additional payments for underpaid advances are not included in the analysis.

Like all conjoint analyses, the observed choices do not completely reflect actual decisions in real-life (Lüthi and Prässler, 2011; Orme, 2010). Biases between stated and real-life choices (or preferences) are common (Whitehead and Cherry, 2007). Nevertheless, our study provides good indications towards the WTPA in LEMs. Several future research directions can be identified. One direction is the separate consideration of prosumers and consumers. In our study, we jointly consider both groups. However, prosumers have already invested in RES. Thus, their behavior towards additional investments will be influenced by their past investments. The non-investment of prosumers should be seen differently from the consumers' non investment. While consumers oppose investment in itself, prosumers might actually support RES investments, but do not intend to invest further. This distinction should be made clear in further works. Furthermore, additional attributes concerning household preferences in LEM, e. g. the interface of communication, market liquidity, or risk behavior, should be considered for a comprehensive approach. In addition, our study was conducted solely with German households. Naturally, the results may differ in other countries and settings with different residential and

generation structures or non residential respondents. Future studies could include the direct preferences and decisions of policy makers, energy suppliers, and other stakeholders.

4.3 Summary

Chapter 4 presents the methodology, design, execution, analysis and evaluation of an exploratory SEM and an in-depth ACBC survey evaluating the WTPA in LEMs. Based on 195 and 656 data sets, respectively, the motivation of households to participate in LEMs and the influence of the design attributes on the overall WTPA is evaluated. To the best of my knowledge, the conducted surveys represent the first studies analyzing German households' WTPA in LEMs. The positive reactions to both surveys (feedback from the respondents and discussions of the results with industrial and academic partners) underline the high relevance of LEMs in face of the electricity transition. Based on the conducted analyses, **Research Question 2** is answered. The main contributions of Chapter 4 are as follows:

- **Analysis of motivational factors' influence on the households' WTPA:** A German household's affinity to (new) technology, importance of green products, and community identity have a significant positive influence on the stated WTPA in a LEM. For the participation factors of price consciousness and regionality, no significant effect on the WTPA in LEMs could be confirmed. However, the survey's framing provided limitations with regards to the actual price level of LEMs and the definition of regionality. These limitations are addressed by the second (conjoint) survey.
- **Evaluation of the design attributes' influence on the WTPA in an ACBC survey:** Economic attributes (monthly cost, investment) have the highest relative importance of all considered LEM attributes for an average household. Overall, LEMs should offer discount, rather than premium prices. The most likely potential early adopters for LEMs are large households with young inhabitants. Minorities of households with a higher WTPA for regional electricity exist. An exemplary group of these households can be found in the Allgäu region.

Based on these findings the following Chapter 5 concentrates on residential agent behavior on discount price LEMs in a multi-agent simulation. Scenarios of complete and incomplete information availability for the agents are considered in the setting of a German regulatory niche allowing discount prices by levying limited surcharges, the Customer System. Subsequently, subgroups of household agents with higher valuations for local electricity are added to the simulation.

5 Agent Learning Behavior

The liberalization introduced competition into electricity markets before the turn of the millennium (Joskow, 2006; Sioshansi, 2011). Combined with the increasing share of RES electricity, market agents need to develop efficient strategies adapted to the new generation paradigm (Ciarreta et al., 2017). LEMs deal with the same challenges as established electricity markets, e. g. the merit order effect (Hildmann et al., 2015; Deane et al., 2017). As households are typically non-experts in electricity trading, the development of residential bidding strategies becomes even more pressing. As electricity is considered a low involvement good (Hanemann et al., 2015), households require automated bidding strategies that take over the LEM bidding process. These strategies need to be adapted to the households specific, individual preferences regarding their electricity supply. As households can represent both, buyers and sellers, it is necessary for bidding strategies to represent both market sides. In particular, prosumers require their strategies to be able to shift between buyer and seller strategies according to their own generation and demand.

Behavior on liberalized electricity markets has gained quite some interest in the energy economics literature (Xiao et al., 2016; Prabavathi and Gnanadass, 2015). Agent behavior is typically analyzed based on a simplified market model. Three predominant modeling approaches exist, i. e. optimization models, equilibrium models and simulation models. As electricity is a physical good that cannot be stored without (high) costs and requires a physical grid for delivery, market models either directly include representations of the physical grid system, or assume a congestion-free grid system (Ventosa et al., 2005). To keep the focus on the household behavior, this work considers a congestion-free distribution grid as the physical basis for a LEM.¹ This chapter concentrates on residential agent behavior on short-term, merit order LEMs. Based within the regulatory environment of a German Customer System, the optimal agent behavior in terms of the Nash Equilibrium (NE) is calculated with the Gauss-Seidel Diagonalization (Diagonalization) approach in a Multiple-Leaders-Single-Follower (MLSF) bi-level equilibrium model. Then, a reward-based learning algorithm is trained to strive for this optimum under the assumption of incomplete information in a multi-agent simulation.

¹ The inclusion of grid constraints into a LEM, e. g. within a microgrid setting, is considered in another research stream, e. g. by Liu et al. (2018).

As electricity data is considered personal data, the learning algorithm can only be based on the openly accessible market information, e. g. previous market prices, but not other agents' electricity data. This chapter starts with focusing on generation trading under the assumption of inflexible demand (Lijesen, 2007). Then, the simulation is extended to include individual demand preferences. These preferences are based on the results of the previous conjoint study in Section 4.2 and similar literature (Tabi et al., 2014). Based upon the equilibrium model and simulation studies, this chapter answers **Research Question 3**:

On a short-term merit order LEM, (i) how can the profit-maximizing NE be calculated, (ii) is reward-based learning a suitable algorithm to reach this NE based on incomplete market knowledge, and (iii) how can different household preferences for local electricity be represented on a LEM?

Section 5.1 sets the regulatory environment of the Customer System and explains the market price boundaries in the following multi-agent LEM simulation. As suggested by the previous Chapter 4, we focus on a discount LEM, before introducing subgroups of agents willing to pay additional price premiums for local electricity. Section 5.2 introduces and solves the MLSF equilibrium problem, before developing a suitable learning strategy for household agents with incomplete information. Case studies show the impact of generation learning on the market results. Additional case studies show the impact of introducing subgroups of learning consumer agents with a higher valuation for local electricity. A summary of the main contributions of Chapter 5 is presented in Section 5.3.

5.1 Customer System as a Regulatory Niche for LEMs

Based on the findings of Chapter 4, a discount price LEM is considered as the basis of the following multi-agent simulation. As the German electricity price consists of 81 % surcharges (taxes, fees and levies), the actual generation and acquisition cost only amounts to 19 % (Heidjann, 2019).² Due to the high amount of surcharges, the price negotiation room is limited on a LEM. However, as LEMs are trading electricity in a strictly local setting, they can exploit the regulatory niche of a *Customer System* (German: *Kundenanlage*) (Mengelkamp et al., 2018a). According to §3 (24 a, b) EnWG, a Customer System is (among other things) defined as a connected spatial area of an insignificant amount of energy customers (when compared to the entire German electricity system), which are connected over a distribution grid or directly to a generator.

The main advantage of using the regulatory setting of a Customer System for a LEM is, that Customer Systems are only liable to levy a small amount of surcharges, i. e. the renewable

² See Section 2.3.3 for a detailed discussion of the German electricity price.

surcharge (German: EEG-Umlage), metering fees, and the value-added tax. In particular, network fees, which amount to 27 % of the electricity price, do not apply. Network fees are not raised as energy supply in Customer Systems does not legally define an energy supplier, and only legal energy suppliers are permitted to raise network fees. As network fees do not apply, the network-related fees³ cannot be levied either. Network-related fees can only be levied when network fees are raised, as they shall either compensate the network regulator or transfer costs for the network to the end customer. Further, if generators in a Customer System have a nominal power below 2 MW, they are excluded from electricity taxes according to §12b Electricity Tax Act (Stromsteuer-Durchführungsverordnung) (StromStV). Thus, the stipulation of no network and network-related fees relieves the Customer System of the majority of surcharges.

Table 5.1 shows the calculation of the minimum electricity sell price in a German Customer System compared to the general electricity price in 2018 and 2030. For reference, a residential PV prosumer selling his excess generation on a LEM is considered to show that LEMs can provide economically viable alternatives to the Renewable Energies Act (Erneuerbare Energien Gesetz) (EEG) feed-in tariff for sellers and the traditional electricity tariff for buyers. For this, the 2018 (2030) feed-in tariff for residential PV systems with a nominal power ≤ 10 kWh of $c_{2018}^F = 12.2$ c€/kWh ($c_{2030}^F = 6.30$ c€/kWh) is taken as the opportunity costs of the sellers (BNetzA, 2019; Murkisch, 2018). As sellers would always be able to sell their PV electricity for the feed-in tariff to the grid, the LEM needs to allow them to make a positive profit to incite local trade. Similarly, consumers could always buy electricity at the standard electricity tariff of $c_{2018}^G = 29.18$ c€/kWh ($c_{2030}^G = 28.41$ c€/kWh) (Heidjann, 2019).

Based on the calculations of Table 5.1, a LEM in a Customer System has a trading window between 23.09 – 29.18 c€/kWh, thus a range of 6.09 c€ in 2018. Any market price within the trading window would be beneficial for both, sellers and buyers. Thus, the LEM would be a profitable discount LEM. This trading window can increase in two cases. Firstly, the EEG feed-in tariff is decreasing for new installations. In 2030, the feed-in tariff is predicted to be at 6.3 c€/kWh (Murkisch, 2018). According to common electricity price prognosis, the residential tariff will lie at about 28.4 €/kWh in 2030 (Schlesinger et al., 2014; BMWi, 2017b).⁴ This results in a trading window between 12.16 – 28.40 c€/kWh in 2030. Thus, a trading window of 16.24 c€/kWh would be possible. Secondly, a generator’s EEG feed-

³ These network-related fees are the concession fee according to §26 (1) Cogeneration Act (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) (KWKG), charges according to §19 (2) Electricity Grid User Charge Ordinance (Stromnetzentgeltverordnung) (StromNEV), offshore levies after §17 (f) EnWG and charges for interruptible loads after §18 Regulation on Disconnectable Loads (Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten) (AbLaV).

⁴ The German residential electricity price is supposed to increase until 2025 due to rising wholesale market prices. From 2025-2030, the declining EEG surcharge (with mildly rising wholesale prices) will result in a decreasing overall electricity price. (Schlesinger et al., 2014; BMWi, 2017b)

Table 5.1: Electricity price constellation in Customer System and German-wide in 2018 and 2030 in c€/kWh.

| | Traditional Tariff 2018 | Customer System 2018 | Traditional Tariff 2030 | Customer System 2030 |
|----------------------------------|------------------------------------|---------------------------------|------------------------------------|---------------------------------|
| Generation/opportunity cost | 5.63 | 12.2 | 6.70 | 6.30 |
| Network and network-related fees | 7.98 | 0 | 9.54 | 0 |
| Metering fee | 0.32 | 0.32 | 0.32 | 0.32 |
| Concession fee | 1.66 | 0 | 1.66 | 0 |
| Renewable surcharge | 6.88 | 6.88 | 3.60 | 3.60 |
| Electricity tax | 2.05 | 0 | 2.05 | 0 |
| Value-added tax | 4.66 | 3.69 | 4.54 | 1.94 |
| Total | 29.18 | 23.09 | 28.41 | 12.16 |

in tariff runs out after 20 years⁵. Thus, an opportunity cost of (almost) zero marginal cost would result in even larger trading windows on a LEM. The calculations show, that the trading window for a LEM in a Customer System is already positive and will increase in the future. A LEM in a Customer System can already be economically profitable for the seller and buyer side in 2018. The predicted EEG electricity price and feed-in developments will increase its profitability even more in future scenarios.

One large challenge arising from setting a LEM into a Customer System is the elimination of network and network-related fees. While these result in economic advantages for the market agents, these fees are necessary to reimburse the network operators for their services. In the large sum of German network fees, an occasional LEM in a research project or an industrial proof-of-concept in a small-scale Customer Systems has an insignificant effect on the overall network fees. However, a progression of LEMs and their distribution nationally will result in significant reductions of network fees barring any regulatory changes. Without regulatory changes, the entirety of network fees would be distributed on the electricity customers outside of Customer Systems, i. e. not participating in LEMs. As LEM participants are typically green electricity pioneers with a high education and associated income (see Chapter 4), relieving the strain of network fees on these higher income households would, simultaneously, result in increasing the network fees for the households outside of LEMs in Customer Systems. In the worst case scenario, this would result in a shift of the burden of network costs from the higher income households to the lower income households. As such a development is socially

⁵ The first generators will run out of the EEG feed-in tariff in 2020.

unacceptable and would counteract German welfare state principles, a propagation of LEMs requires thinking beyond the Customer System. Either, LEMs will have to pay network fees similarly as before (per kWh), or new ways of billing network usage per connected load, per flat rate, or per purchased power need to be introduced.

This work endorses the development of appropriate regulations for a socially and economically suitable allocation of network costs for future LEM installations. Yet, for the sake of transparent, comprehensible and relevant analyses in the following multi-agent simulation, I focus on the predicted 2030 electricity prices under currently predicted network fees without regulatory changes. Thus, the Customer System, including its economic benefits for the market agents, is taken as the basis for the simulation environment. Furthermore, the number of considered agents will be within limits of the (until now) largest officially recognized German Customer System of 400 households (Heider et al., 2018).

5.2 Multi-Agent Simulation

Section 5.2 is based on joint work conducted by Esther Mengelkamp, Nicole Ludwig, Yury Dvorkin, Veit Hagenmeyer, and Christof Weinhardt, currently under review at *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, cited here as: Mengelkamp et al. (2019b).

Competition between agents on liberalized electricity markets has been widely analyzed by game theoretic approaches (Hu and Ralph, 2007; Hasan and Galiana, 2010; Zhang, 2010). Perfect competition evokes efficient allocation. NE define this efficient allocation (Song et al., 2002). Similar to the current competition on wholesale markets, competition is required on LEMs to reach an efficient allocation. To represent the competition and strategic agent behavior on LEMs, algorithms need to be developed. Based on Sousa et al. (2019), Bunn and Oliveira (2001), and Chen et al. (2017a), we develop a bi-level optimization problem representing LEMs. Bi-level problems are hierarchical optimization problems in which the constraints of the leader (upper) level problem are defined (partly) in the follower (lower) level problem (Wang et al., 2016; Boroojeni et al., 2016).

In competitive LEMs, the participating agents are strategic players, who maximize their individual profits. For this, each agent needs to consider the strategies of the other agents. Modeling these interactions equals the problem of finding the local market equilibrium (Dai and Qiao, 2017). Thus, each agent's decision making can be represented by a Stackelberg bi-level optimization problem, which is represented in equations (5.1)–(5.6c). The leaders' optimization problems represent the agent's profit maximization (producer) or cost minimization (consumer). The follower problem constitutes the LEM clearing problem. A popular

approach to solve such bi-level problems is reformulating them with their first-order optimality conditions to an Equilibrium Problem with Equilibrium Constraints (EPEC). The EPEC can then be solved by an iterative Diagonalization approach of complementary reformulation (Dai and Qiao, 2017; Kardakos et al., 2013; Hobbs et al., 2000; Dvorkin, 2018; Hu and Ralph, 2007). Further, heuristic learning algorithms (e. g. reinforcement learning) are frequently used to find market equilibria (Bunn and Oliveira, 2001).

5.2.1 Multiple-Leaders-Single-Follower Optimization Problem

We formulate the bi-level optimization problem under the assumption of no transaction or transmission costs, perfect information of one's own demand and generation for all past, the current and one subsequent time slot. We assume the LEM to be an additional option for the agents to trade electricity, besides the static grid tariff c^G and feed-in tariff c^F . Thus, it is an opt-in market. As agents are modeled as solely profit oriented, c^F and c^G constitute the lower and upper market price boundaries, respectively. Thus, agents will trade all of their electricity demand and generation on the LEM, if possible. The traded amount x_{ji} specifies the amount of electricity (kWh) sold from agent j to agent i . The excess demand or generation not met on the LEM will be sold to the grid G (x_{jG}) or procured from it (x_{Gi}). Each bid (offer) tuple submitted to the LEM consists of an amount (demand d_i or generation g_j) and price bid (s_i, s_j). We assume perfect competition on the LEM.

Leader Level (multiple leaders) Every leader agent represents either a consumer (solely buyer) or producer (solely seller) that maximizes his profit Π_i consisting of his cost from trading on the LEM and with the grid G under consideration of the other agents' actions and his generation cost (for producers). The index $*$ denotes the optimum. The consumer optimization problem is minimizing the total consumer costs by maximizing its profit as the objective function (5.2). It is formulated as follows:

$$(s_i^*, p^*, d_i^*, x_{ji}^*, x_{Gi}^*) \text{ solves } \forall i, j \in I \quad (5.1)$$

$$\max \Pi_i = -(\sum_j p x_{ji} + c^G x_{Gi}) \quad (5.2)$$

s.t.

$$d_i = \sum_{j, j \neq i} x_{ji} + x_{Gi} \quad (5.2a)$$

$$0 \leq c^F \leq p \leq s_i \leq c^G \quad (5.2b)$$

$$x_{ij}, x_{Gi}, s_i, d_i \geq 0 \quad (5.2c)$$

Equation (5.1) shows the set of decision variables necessary to solve the consumer leader problem to optimality. The optimal market price p^* is hereby a given from the follower problem and can only be indirectly influenced. The constraint (5.2a) ensures that the entire demand is met either by electricity from the LEM or the grid. Constraint (5.2b) assures the consumer bid price s_i^* is higher or equal to the market price p^* to guarantee being matched on the market. The non-negativity constraints are given in (5.2c).

The producers' optimization problem is similar:

$$(s_j^*, p^*, g_j^*, x_{ji}^*, x_{jG}^*) \text{ solves } \forall i, j \in I \quad (5.3)$$

$$\max \Pi_j = \sum_i p x_{ji} + c^F x_{jG} - c_j^{mc}(g_j) \quad (5.4)$$

s.t.

$$g_j = \sum_{i, i \neq j} x_{ji} + x_{jG} \quad (5.4a)$$

$$0 \leq c^F \leq s_j \leq p \leq c^G \quad (5.4b)$$

$$x_{ji}, x_{jG}, s_j, g_j \geq 0 \quad (5.4c)$$

Equation (5.3) again presents the decision variables necessary to solve the producer leader problem to optimality. The objective function (5.4) maximizes the producer's profit. Constraint (5.2a) ensures that all generation is accounted for either by selling on the LEM or feeding-in to the grid. Constraint (5.4b) assures the producer to be allocated on the market. Constraints (5.4c) represent the non-negativity constraints.

For both leader optimization problems, the optimal variables $(s_i^*, s_j^*, p^*, d_i^*, g_j^*, x_{ji}^*, x_{iG}^*, x_{Gi}^*)$ $\forall i, j \in I$ solve the optimization problem according to the follower optimization problem, i. e. the merit order mechanism of the LEM presented in the lower level problem.

Follower level (single follower) The market reacts to the bids (offers) of all leader agents and maximizes the amount of trading. Every consumer bid is characterized as (s_i, d_i) , every producer offer as (s_j, g_j) . The market is employing a merit order mechanism. Firstly, all producer offer amounts g_j are ordered ascending according to their price offers s_j in GE . All consumer bid amounts d_i are analogously ordered according to descending bid price s_i^* in DE . GE_v (DE_w) describe the aggregated amount of offers (bids) as long as $s_v \leq s_w$. Secondly, the merit order mechanism is executed, and the highest aggregated producer determines the market price p . The follower optimization problem maximizes the amount of electricity X_{ji} as its objective function (5.6). It is described as follows:

$$(p^*, X_{ji}^*) \quad \forall i, j \in I \quad \text{solves} \quad (5.5)$$

$$\max X_{ji} \quad (5.6)$$

s.t.

$$p = \max(s_j(GE_v)) \quad (5.6a)$$

$$X_{ji} = GE_v \cup D_w \quad (5.6b)$$

$$p, X_{ji} \geq 0 \quad (5.6c)$$

The follower optimization problem is based on the set of decision variables given in (5.5). Constraint (5.6a) ensures that the market price complies to the highest bid seller price still being allocated. Constraint (5.6b) sets the amount of electricity traded equal to the generation and demand amounts traded on the LEM. The non-negativity constraints are given in (5.6c). The bi-level optimization problem is graphically depicted in Figure 5.1. Firstly, consumers and producers present their bids $(s_i/s_j, d_i/g_j)$ to the LEM. Then, the LEM's merit order mechanism determines the market price p and the amounts x_{ji} traded between the individual consumers and producers. Then, the agents determine the amount of electricity they need to trade with the grid (x_{Gi}, x_{iG}) , to meet their entire demand and generation (compare constraint (5.2a), (5.4a), respectively).

Theoretical Solution

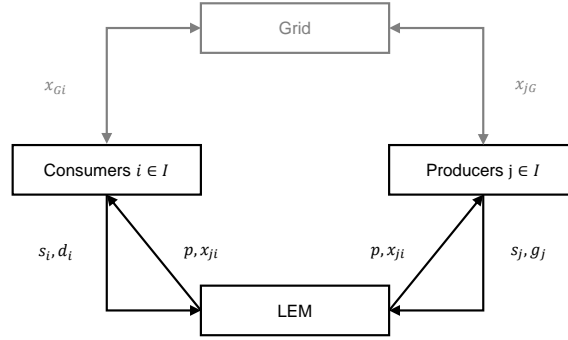


Figure 5.1: Graphical representation of the bi-level LEM optimization problem. (Mengelkamp et al., 2019b)

Perfect Competition, Inflexible Generation and Demand, Equal Valuations, Complete Information The short-term price elasticity of the demand side is generally accepted as very low (Fan and Hyndman, 2011; Lijesen, 2007). Thus, we set the elasticity of demand $E(d_i)$ to zero,

$$E(d_i) = 0 \quad \forall i \in I, \quad (5.7)$$

and focus on the generation side (producers), which shows a higher price elasticity. Demand and generation amounts are assumed to be static. We do not yet consider consumers with differing valuations for local electricity, such as described in Tabi et al. (2014) and Mengelkamp and Weinhardt (2018). According to (5.7), the fact that the producer is price setter in a merit order market and the profit maximization principle of the consumer result in,

$$s_i^* = \max(s_i) = c^G \quad \forall i \in I. \quad (5.8)$$

Producers operate under the premise that all consumers bid $s_i = c^G$, and that they may always sell their generation at a fixed feed-in tariff c^F . Under the assumption of perfect competition, producers cannot assume to be the price-setting producer (Ralph and Smeers, 2006). Thus, they would not consider the effect of their pricing on p^* , and would accordingly bid offers to get allocated. Thus

$$s_j \geq p^* \quad \forall j \in I \quad (5.9)$$

holds with the lower boundaries of

$$\min(c^F, c_j^{mc}(g_j)) = s_j \quad \forall j \in I. \quad (5.10)$$

The producer's marginal costs are hereby indicated by c_j^{mc} . As the merit order mechanism guarantees the producer to receive p^* whenever he is allocated on the LEM, the producer only needs to make sure to be allocated in terms to maximize his profit Π_j . The optimization problems (5.1)-(5.2c) and (5.3)-(5.4c) and the market problem (5.5)-(5.6c) can, thus, be stationary solved for the assumption of perfect competition and infinitely flexible demand.

However, LEMs do not guarantee perfect competition. Thus, producers need to consider to frequently become the price setter. We still assume inflexible demand (5.7), but allow producers to adjust their amount offer g_j and price offer s_j according to their best response even if they may become the price setter.

Imperfect Competition, Flexible Generation, Inflexible Demand, Equal Valuations, Complete Information Producers may now assume they can be price setters, if they are the highest bidding producer still allocated. They need information about $d_i, g_{-j}, s_i, s_{-j} \forall i, j \in I$ to determine if they are the price setter or not, and determine their bid tuple accordingly. We still assume $E(d_i)$ is completely inelastic and $s_i = c^G, \forall i \in I$. The optimal solution to the producers' optimization problem (5.3)-(5.4c) including the consumers' decisions (5.1)-(5.2c) and the follower market problem (5.5)-(5.6c) can be found by employing the Diagonalization method (Hu and Ralph, 2007; Steffensen and Bittner, 2014). We employ the Gauss-Seidel Diagonalization approach, as it has the advantage of faster convergence than the Jacobi Diagonalization (Steffensen and Bittner, 2014). The Diagonalization approach is an iterative method to determine the NE and it is implemented as follows (Dvorkin, 2018):

Agents treat other agent strategies as fixed and in parallel update their strategies, i. e. bid tuple at time slot t , $bo_j^t = (g_j, s_j)$:

1. Given a starting point $bo^0 = (bo_1^0, bo_2^0, \dots, bo_n^0)$ with n being the number of agents, an iteration counter k with a maximum number of iterations K , and a convergence tolerance $\varepsilon \geq 0$ is instantiated.⁶
2. For iteration $k \in K$, each agent j solves his upper level problem under the assumption of $s_{-j} = s_{-j}(k+1), g_{-j} = g_{-j}(k+1), \forall -j < j$ and $s_{-j} = s_{-j}(k), g_{-j} = g_{-j}(k), \forall -j > j$.
3. Agent j needs to optimize his offer according to the other agents' offers, bids and his own marginal cost function $c_j^{mc}(g_j)$. His NE under the assumption of static behavior from the other agents constitutes the maximum profit possible for agent j . Thus, he will choose his best response to the assumed static behavior of the other agents.

⁶ In the simulation studies $K = 100$ and $\varepsilon = 0.005$ is used.

4. Each agent is iteratively optimizing his offer until either the offer amounts $g_j(k) - g_j(k+1) \leq \varepsilon$ or the maximum number of iterations ($k = K$) is reached.
5. To ensure finding the global NE, we conduct a complete enumeration of all orderings of agent orders in the Diagonalization approach. The ordering with the highest average profit over all agents represents the NE.

The solution of the Diagonalization method constitutes a stable Nash equilibrium in the stage game of the LEM (Dvorkin, 2018). As each stage NE is also a repeated game NE (Fudenberg and Tirole, 1991), we find a NE of the repeated LEM. However, the Diagonalization method requires perfect information about an agent's own and the other agents currently chosen generation g_j , marginal cost functions $c_j^{mc}(g_j)$ and demand d_i . As this information is not openly available on LEMs and may only be estimated through time-consuming observation, a solution algorithm for generating offers (close) to the optimal offer under incomplete market information needs to be designed. The only information available for this algorithm is the openly available past market prices and an agent's own data. The other bids are submitted in closed form to the LEM and not openly available.

5.2.2 Reward-based Generation Learning

The proposed algorithm to generate bids based on incomplete market information is inspired by the reinforcement learning technique of Erev and Roth (1998) and Nicolaisen et al. (2001). The algorithm emulates human behavior and maximizes profits by reinforcing the probability to repeat past offers that had a high profit. The choice of this algorithm was made due to three reasons (Mengelkamp et al., 2018d): Firstly, it actually predicts human behavior and is thus intuitive to comprehend for non-experts, which make up the majority of LEM agents. Secondly, a large amount of previous work was already conducted on reinforcement learning, which allows for easy verification of our implementation and results. Thirdly, due to its status as one of the most discussed agent-based learning approaches, a bulk of improvements as well as active discussions about parameter tuning already exists, which we can build upon.

As we apply the learning approach to the generation side, we speak of a generation reinforcement learning (generation learning) approach. Hereby, producers need to update their bid tuples $bo_j^t = (g_j, s_j)$ for each time slot. As $s_j(g_j)$ is the agents marginal cost function $c_j^{mc}(g_j)$, and producers should always bid their marginal costs in an efficient market, the price offer s_j is directly dependent on the generation g_j .

Each agent has a set of strategies $S = g_{jpos} = \{g_{j1}, g_{j2}, \dots, g_{jmax}\}$ that describes the discrete offer amounts he can produce and offer on the LEM. At the beginning t_0 , agents have no

previous knowledge about the LEM except the lower (c^F) and upper bound (c^G) of the LEM price, as these tariffs are publicly known.

Thus, S contains all possible amounts of g_j with price offers s_j between c^F and c^G . To initiate the generation learning approach, the propensity $q_{js}(t)$ of agent j to choose strategy $s \in S$ is equal to that of all other strategies. It is set to

$$q_{js}(t_0) = \frac{sca(t_0)avg(\Pi_j(t))}{|S|}. \quad (5.11)$$

with $avg(\Pi_j(t))$ being the average profit of an agent per time slot and sca being a scaling parameter. Agents entering a LEM do not know their average profit yet. Therefore, they set $sca(t_0)avg(\Pi_j(t)) = 1$. Thus, the propensity to choose a strategy s in the first time slot to submit the agent's bid to the market in $t + 1$ is set to $q_{js}(t_0) = \frac{1}{|S|}$. Hence, the agents randomly choose their strategy from all available strategies. The market matches the bids and offers and returns the matches to the agents. An agent only receives the market price and the amount of his own allocation or non-allocation as information. The individual bids and offers of the other agents are sealed. With this information, all agents can now calculate their profit $\Pi_j(t)$. Thus, each agent can update the propensity $q_{js}(t + 1)$ for his strategies as well as the probability $p_{js}(t + 1)$ with which to choose them in time slot $t + 1$ to bid for $t + 2$:

$$q_{js}(t + 1) = (1 - rec)q_{js}(t) + MUF(j, s, s', t). \quad (5.12)$$

The modified update function MUF is based on Nicolaisen et al. (2001) and depends on the chosen strategy s' in time slot t . The rec parameter determines the influence of the propensity from the previous time slot. To include the possibility of offering another generation amount, i. e. choosing another strategy s'' instead of s' , and still being allocated on the market as $s_j(s'') \leq p^*$, we include a third option to the MUF for all s'' when the expected profit $\Pi_{j,exp}(t, s'') > 0$:

$$MUF(j, s, s', t) = \begin{cases} \Pi_j(t, s')(1 - ep), & s = s' \\ a \cdot \Pi_{j,exp}(t, s)(1 - ep), & s \neq s', \Pi_{j,exp} > 0 \\ q_{js}(t) \frac{ep}{|S| - 1}, & s \neq s', \Pi_{j,exp}(t, s) = 0 \end{cases} \quad (5.13)$$

The profit agent j would have made with another strategy s'' under the assumption that the market price had not changed, is defined by $\Pi_{j,exp}(t, s'')$. The parameter a reduces the reinforcement update on not chosen strategies that would still generate a positive profit s'' on the LEM. It is set in $a \in [0, 1]$. It denotes the possibility a changing market price and, thus, reduces the update tempo for s'' according to the probability of the market price changing through agent j 's bid. In close to perfect competition, $a \rightarrow 1$. In very imperfect competition $a \rightarrow 0$. The ep parameter allows for experimentation outside of the current solution to avoid getting stuck in local optima. For the generation learning, the expected profit only considers the profits on the LEM, not from trading with the grid:

$$\Pi_{j,exp} = \sum_i px_{ji} - c_j^{mc}(g_j). \quad (5.14)$$

After calculation of the propensities q_{js} , the probabilities to choose a certain strategy s are updated according to:

$$p_{js}(t+1) = \frac{q_{js}(t+1)}{\sum_{s=s_1}^{|S|} |q_{js}(t+1)|}. \quad (5.15)$$

The propensities and probabilities are calculated separately for time slots with and without PV generation. The forecast of the existence of PV generation is perfect for 15 minutes, like the forecast for an agent's own electricity data.

Simulation and Case Studies

LEM Case Study To compare the results of the Diagonalization method (optimal solution) with the developed reinforcement algorithm and other heuristic solutions, numerical case studies of the LEM are conducted on several test runs. The test runs simulate 1 year of local trading within 15 minute time slots with real PV generation data, stable Combined Heat-and-Power (CHP) generation and standardized household consumption profiles (Stadtwerke Unna, 2002). The PV data is gathered from a 5 kWp panel in Southern Germany from the year 2013. For the CHP generation, we assume a stable generation of 0.5 kWh being available per time slot in the LEM, i. e. a power of 2 kW.⁷

The household generation data is taken from standardized residential consumption profiles and randomized with a uniformly distributed error function of $\pm 0.25\%$ to fit five households with 2-3 persons. Likewise, the available PV generation is randomized between the different simulation runs with the same error function. The PV generation is scaled to equal at least 50%

⁷ We do not include maintenance, ramp-up or other downtime of the PV or CHP generators during the simulation.

of the entire demand over the year. It is iteratively initiated, with an additional PV prosumer being added until 50% of the demand is covered by the total PV generation. We discretize all electricity data to 0.05 kWh increments for the simulation. For the chosen case studies of 6 agents, 1 CHP producer, 2 PV prosumers and 3 consumers are generated per run. The CHP is an individual producer, that is independently generating and selling on the LEM. The PV prosumers are modeled as residential households, which prefer self-consumption before offering their excess generation on the LEM. The case study setup is graphically presented in Figure 5.2.

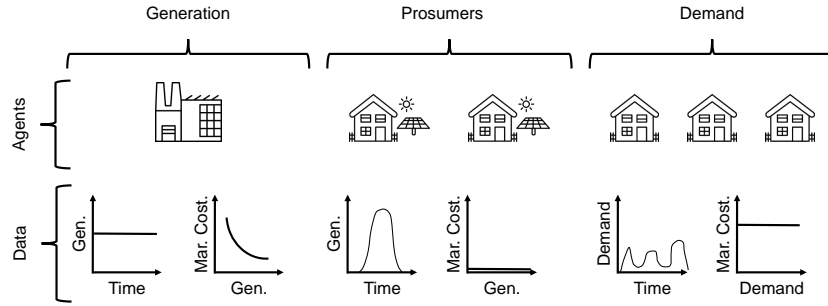


Figure 5.2: LEM case study setup: 6 agents with their structural electricity data and marginal costs are considered. (Mengelkamp et al., 2019b)

The marginal cost function of the PV generation is assumed to be zero (Hildmann et al., 2015). Calculation of the CHP marginal cost follows a monotone decreasing function:

$$c_{CHP}^{mc} = \frac{b_{CHP} \cdot \sqrt{g_{CHP}}}{g_{CHP}}. \quad (5.16)$$

For the simulation, we take $b_{CHP} = 18 \text{ c€/kWh}$. Thus, with $c^F = 12 \text{ c€/kWh}$ and $c^G = 28 \text{ c€/kWh}$:

$$c^F < c_{CHP}^{mc} \left\{ \begin{array}{l} > c^G, & 0 \leq g_{CHP} < 0.40 \\ < c^G, & 0.45 \leq g_{CHP} \leq 0.50 \end{array} \right\}. \quad (5.17)$$

We abstract from fixed costs (installation costs) of the generators and consider them as sunk costs. In merit order markets, the marginal costs are the decisive cost factors. Thus, only the marginal costs are considered in our simulation. The CHP's marginal costs are always above the feed-in tariff as it generates at maximum 0.5 kWh per time slot. The CHP should only offer generation on the LEM and to the grid, i. e. generate at all, if it can at least recover its marginal costs. Thus, the CHP needs to take into account the overall demand and PV

generation. In comparison to the CHP, the PV is a prosumer with zero marginal costs. The prosumers decision is easier than the CHP producer generation decision. As $c_{PV}^{mc} < c^F$ is fulfilled at all times, it is always best for the prosumer to offer its excess PV generation on the LEM. Even feeding-in the excess generation not matched on the LEM, still generates a positive profit.

In the test runs, we compare the generation, costs and profits of five different scenarios on the 6 agent LEM (1 CHP producer, 2 PV prosumers, 3 consumers):

1. **No LEM:** This is the basic scenario of no LEM at all. It assumes that both CHP and PV always generate their maximum amount, disregarding their costs. The only revenue opportunity is feeding-in to the grid. It constitutes the lower limit of profits.
2. **Rand. Gen.:** This assumes a random generation flexibility of the CHP and PV with a LEM. It constitutes a lower limit of profits, that should at least be exceeded.
3. **Max. Gen.:** This scenario assumes maximum generation of CHP and PV and a LEM. Thus, it equals with first scenario with a LEM. It also constitutes another lower limit of profits that should be exceeded.
4. **Diag. Gen.:** In this scenario, we implement the Diagonalization method to find the maximum profitable NE over all agents. This constitutes the upper limit of profits over all agents, that the learning algorithm strives towards.⁸
5. **Gen. Learn.:** This scenario implements the generation learning approach from equations (5.11)-(5.15) for generation flexibility of the CHP and PV. It shows how generating agents learn to adapt their generation to an unknown market mechanism to maximize their profits. The goal of the generation learning approach is to reach the average profits of the upper limit (Diagonalization). We show, how very high profits can be reached on a LEM with this generation learning approach. More complex learning algorithms (e. g. Chen and Su (2018)) could be developed to further improve the resulting profits.

Our first set of five test runs is based on generation and consumption data from 6 months (Jan-July). To find the best parameter setting for the generation learning approach, we firstly calculate the mean profits per agent over all combinations of a, rec and ep from 0 to 1 in 0.25 increments. The highest mean profit per time is found with the following parameters: $rec = 0.75, ep = 0.25, a = 0.5$. These were calculated as the optimal set of parameters according to the method of Mengelkamp et al. (2018d). With these parameter settings, the update function

⁸ Please note, that we do not consider cooperation between agents, but strictly consider non-cooperating agents.

MUF's effect gets decreased to 50 % of its total effect, when a strategy gets updated that would have had a positive profit but was not the chosen strategy.⁹

With these parameters, we report the set of results of the 6 agents case study (1 CHP producer, 2 PV prosumers and 3 pure consumers) for a 1 year simulation on a 15 minute merit order LEM in figures 5.3, 5.4, 5.5 and Table 5.2. The test runs are conducted on 2 sets of data. Firstly, the training set is used to train the generation learning approach. The training set has the same data specifications as the test set with 1 year of electricity data and 6 agents. It is mainly used to instantiate and train the propensities $q_{js}(t)$. Most importantly, the magnitude of the propensities is reduced during training until it is appropriate in comparison to the (formerly unknown) average profit per time slot. This is necessary to level the influence of the resulting profit on the propensities, and subsequently, determine the probabilities of choosing a strategy in the generation learning approach. In addition, the ep parameter, responsible for experimenting, thus, for avoiding local optima, is continuously decreased during the training set according to

$$ep(t+1) = ep(t)deg^t. \quad (5.18)$$

The degression parameter is set to $deg=0.999$, ensuring a gradual degression over the training time. In the test set, the ep parameter equals zero (as at the end of the training time).

Figure 5.3 shows the accumulated mean total costs per agent over the 1 year of simulation time of a random generation run. The mean total costs hereby equal the total negative profit of the agents.¹⁰ The figure compares all five considered scenarios. The scenario of no market results in consistently the highest accumulated total costs. Adding flexibility to the generation side decreases these costs for the entirety of agents. Random generation slightly decreases the costs for all agents. Maximum generation is even better for the agents. Generation learning is the second best option compared to the optimum (Diagonalization approach).

Firstly, Figure 5.3 shows that a LEM is always economically profitable for its participants when compared to a scenario of no market. This results directly from the fixed market boundaries of $c^F \leq p^* \leq c^G$. Secondly, the total costs change according to the season pattern and increase at a high slope during the winter time (early and late time slots), and at a lower slope due to high PV generation during the summer (middle time slots). Thirdly, the accumulated total costs of generation learning are increasing over the year in comparison to the Diagonalization approach. This indicates, that while generation learning is very close on average to the optimum total costs (compare Table 5.2), a small gap remains over time.

⁹ Compare equation (5.13).

¹⁰ We report the total costs in the results to avoid confusion for the reader, as the profit is frequently negative (especially for consumer agents).

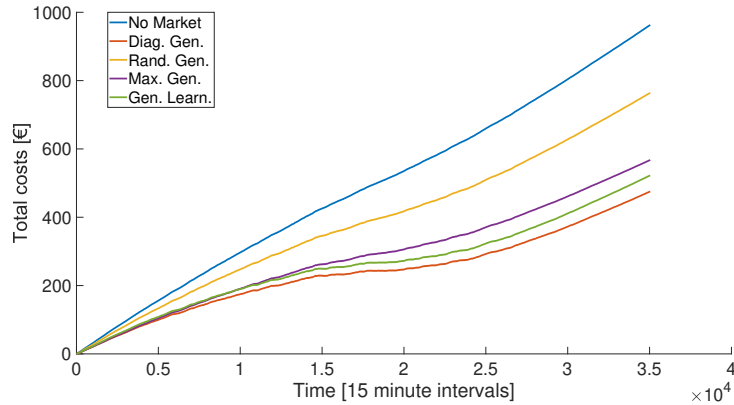


Figure 5.3: Accumulated total costs over all agents over time for an exemplary test run. (Mengelkamp et al., 2019b)

A more detailed look into the total costs and level of autarchy of the different agent groups is provided in Figure 5.4. We report average results over all five runs of the test set from here on. Red error bars indicate the standard deviation between all conducted test runs. Here, we show the differences in summed total costs over 1 year between the groups of all agents (top left), producers and prosumers (top right) and consumers (bottom left). The last figure (bottom right) represents the level of autarchy, i. e. self-consumption and traded electricity in relation to all demand. The top left figure shows that LEMs result in less costs for all agents compared to the scenario of no market. In particular the conclusions from a random run (Figure 5.3) also hold for the average of all conducted runs. The Diagonalization method yields the lowest overall costs, followed by the generation learning approach, maximum generation, random generation and no market. The indicated standard deviation error bars show that this distribution remains over all test runs.

A more detailed distribution of the total costs is considered when looking at the groups of only producers/prosumers and consumers. On the top right and bottom left of Figure 5.4, the total costs are considered separately for the group of prosumers/producers and consumers. Considering the producers, including the prosumers, the Diagonalization approach and the generation learning result in the lowest total costs for the producing agents.¹¹ In comparison, the maximum generation, random generation and no market approach result in higher total costs for the producing agents than the generation learning approach. Producing agents prefer any LEM over the option of no market. Yet, the Diagonalization approach and generation learning offer the lowest total costs and, thus, highest incentive to expand the local RES generation for

¹¹ Negative total costs hereby signify a positive overall profit for the agents. Negative total costs happen frequently in the Diagonalization approach for the producing agents

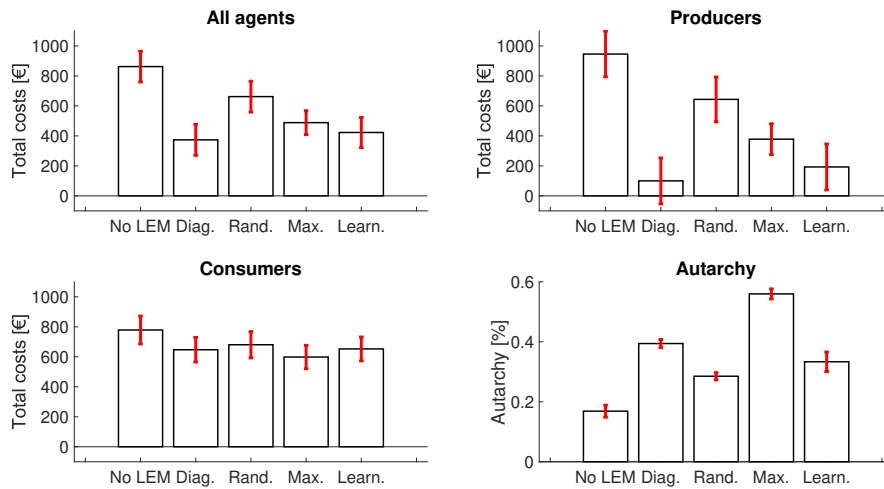


Figure 5.4: Mean total costs with generation learning over the time split into the categories of all agents (top left), producers (top right) and consumers (bottom left). Further, the level of autarchy is displayed (bottom right). The standard deviations over all runs are indicated via a red error bar. (Mengelkamp et al., 2019b)

long-term sufficient electricity supply. The consumer side is displayed on the bottom left. The minimum of total consumer costs are allocated in the maximum generation approach. This stems from the fact, that according to the laws of supply and demand, the lowest LEM prices are reached, when the highest possible (i. e. maximum) amount of generation is offered. Thus, consumer total costs are minimal accordingly, as the trading price is low and offered generation is high. Second to maximum generation, the Diagonalization approach and generation learning result in the next lowest total costs. Random generation results in slightly higher total costs. Similarly to the prosumer results, the option of no market is the worst option for the consumers. This directly results from setting the market price boundaries at $c^F \leq p \leq c^G$. Overall, the consumer total costs differ less between scenarios than the producer total costs. This is due to the consumers' inflexible demand, while the producers can levy their flexible generation.

The level of reached autarchy displayed on the bottom right, shows that the installed CHP and two PV plants can reach an overall degree of autarchy of 56 % with maximum generation. The direct self-consumption as well as the traded electricity is considered in the calculation of the overall autarchy. The Diagonalization and the generation learning approaches reach a degree of autarchy of 39 % and 33 %, respectively. Random generation only reaches an average of 29 %. The scenario of no market represents the level of direct self-consumption (17 %) of the PV generation. As the CHP generation is a pure producer, it provides sole feed-in generation,

not self-consumption, without a LEM. Thus, only the self-consumption of the PV generation is considered in the autarchy calculations. The levels of autarchy are also given in Table 5.2 for a direct comparison.

Table 5.2: Key performance indicators of the LEM and solution approaches. Mean results are reported over all test runs. (Mengelkamp et al., 2019b)

| | No Market | Diag. Gen. | Rand. Gen. | Max. Gen. | Gen. Learn. |
|---------------------------|-----------|------------|------------|-----------|-------------|
| Level of autarchy | 0.17 | 0.39 | 0.29 | 0.56 | 0.33 |
| Total costs per agent [€] | 862 | 373 | 661 | 488 | 422 |
| Consumer cost [c€/kWh] | 28 | 24 | 25 | 23 | 25 |
| Producer profit [c€/kWh] | -7 | 3 | -4 | 0 | 2 |
| Gap | .567 | 0.00 | .334 | .133 | .056 |

In addition to the graphical results, Table 5.2 provides an overview over the key performance indicators of the simulation study. In comparison to the total cost per agent depicted in Figure 5.4, the average buy cost and sell profit per kWh are presented in Table 5.2. These prices are calculated based on the traded electricity on the LEM and with the grid. Self-consumption is exempt from the calculations. According to the distribution of total costs, consumers pay minimum cost when maximum generation is offered, i. e. 23 c€/kWh. Generation learning results in an average cost of 25 c€/kWh and Diagonalization in a cost of 24 c€/kWh. Yet, at the same time, prosumers make the highest profit (3 c€/kWh Diagonalization, 2 c€/kWh generation learning) during those two scenarios. The combination of these effects together with the actual generation dispatch result in the lowest total costs for the Diagonalization and generation learning approach. Negative marginal profits for the producers in the scenarios of no market and random generation would incite a reduction of local generation capacities rather than an expansion. Furthermore, Table 5.2 shows the average gap in total costs over all agents towards the optimum (Diagonalization approach) based on the scenario of no market. Generation learning comes within a 5.6 % gap to the optimum in total costs. Two-sided t-tests show no statistically significant difference between the cost distributions of generation learning and Diagonalization for all agents.¹² The next best heuristic is maximum generation, which results in a gap of 13.3 %.

The actual dispatch of generation in the Diagonalization and generation learning approach is displayed in Figure 5.5. It shows the CHP (blue) and PV (red and green) dispatch over time. As PV generation is simulated to be in the same local setting, with the same roof direction,

¹² Two-sided t-tests were conducted between all respective cost distributions. The results are presented in Appendix D.

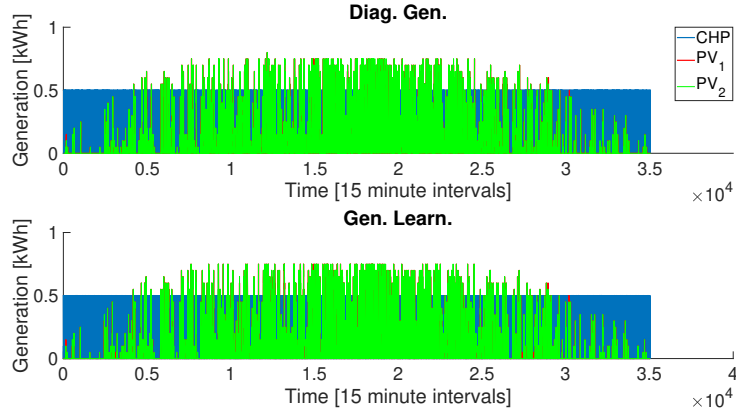


Figure 5.5: Generation over time of the CHP and PV from a random test run. The Diagonalization approach (top) and the generation learning approach (bottom) are shown. (Mengelkamp et al., 2019b)

it is very similar. The green PV generation overlaps the red generation curve. The test time of 1 year in 15 minute intervals is depicted. PV generation in the upper (Diagonalization approach) and lower (generation learning approach) figure is (almost) equal. PV is dispatched at its maximum capacity, except for a very small amount of time slots during which generation learning is dispatching less due to learning effects. As PV is instantiated with zero marginal costs, maximum dispatch is the optimum. CHP generation is always dispatched at maximum capacity, when no PV generation is available in the Diagonalization approach. In the generation learning approach, however, few instances exist during which CHP is not dispatched at maximum capacity although PV generation is zero, as generation and/or demand is changing differently than predicted from the learning algorithm. These effects result in the generation approach being slightly less profitable than the optimum, i. e. Diagonalization.

Concluding the analysis and evaluation, we can deduct the following three conclusions from the multi-agent simulation with generation learning:

- A LEM always increases average prosumer profits and decreases consumer costs compared to a scenario without LEM under the assumption of $c^F \leq p \leq c^G$.
- Prosumers profit most from the Diagonalization approach (NE), followed closely by the reinforcement learning approach. Consumers would prefer the prosumers to always offer their maximum generation. Yet, for all agents, total costs are lowest in the Diagonalization approach.

- Incentives into additional RES capacities are highest in the generation learning and Diagonalization approach. The scenarios of no market and random generation rather offer incentives to scale back local generation.
- Reinforcement learning comes close to the efficient allocation (NE). A small gap of about 5.6 % remains over a period of 1 year.
- The levels of autarchy in the Diagonalization and generation learning approach are very similar. However, due to optimizing the dispatch of local generation, local autarchy is only at about 65 % of its maximum feasibility in these scenarios. The community's autarchy is limited due to profit and cost optimization.

5.2.3 Reward-based Demand Learning

Section 5.2.3 is based on joint work conducted by Esther Mengelkamp and Christof Weinhardt, published at the 9th *ACM International Conference on Future Energy Systems*, cited here as: Mengelkamp and Weinhardt (2018).

While the previous Section 5.2.2 focuses on reinforcement learning for the producers and prosumers, the demand bidding was set at $s_i = c^G, \forall j \in I$. This was based on two assumptions: Firstly, German residential demand is considered inflexible as Demand Side Management (DSM) is not yet widely implemented. Secondly, the households' derived WTPA in Chapter 4 resulted in the household's valuation of local generation to be considered lower or equal to the grid tariff. The first assumption still holds. This work considers LEMs without DSM or Demand Response (DR) measures. Thus, the demand curve of each household agent is determined solely by its used appliances without flexibility measures.¹³ Yet, the second assumption needs to be reconsidered. While Chapter 4 concluded that the average German household preferred discount LEM, subgroups with higher WTPA in LEMs could be identified (Mengelkamp et al., 2019e). These subgroups are distinguished by their increased WTPA, and consequently, by their higher valuation of local (renewable) generation.

Imperfect Competition, Flexible Generation, Inflexible Demand, Differing Valuations, Complete Information Farhar and Houston (1996) provide an overview of the early studies investigating the notion that subgroups of households are valuing renewable generation higher than traditional generation. In Sweden, Hansla et al. (2008) show that the regard for RES is directly related to the households valuation of green electricity. In a study of British

¹³ The interested reader is referred to Mengelkamp et al. (2018a) for a detailed view on DR in LEMs, and Palensky and Dietrich (2011), Strbac (2008) or Gärtner et al. (2018) for information on DSM and DR measures in general.

households, Scarpa and Willis (2010) conclude that although green electricity is highly valued by a large number of households, this additional value is not enough for most of them to cover the investment costs of own renewable generation. Roe et al. (2001) conclude that the higher valuation for green electricity can (partly) support the extension of renewable generation in the US. While households show a higher valuation for RES, their maximum price premium differs according to the generation source. Solar is commonly considered to be the most highly valued source, while wind, biomass and a generic mix of green electricity are less valuable, although still higher than grey electricity (Borchers et al., 2007). Tabi et al. (2014) conduct a CBC analysis with 414 German electricity customers and derive several household groups with different valuations of green electricity.

Table 5.3 presents the three groups of households and their associated valuations for local electricity, we consider in the following. The group distinction is based on Chapter 4, current German electricity tariffs and Tabi et al. (2014). We decrease Tabi et al. (2014)'s five group categorization to three groups by merging the adopters and local patriots with the other groups. First of all, no adopters exist yet in LEM. Secondly, we do not distinguish between local and non local electricity, but rather only between local, renewable electricity and grey electricity. Thus, we arrive at the three groups of non-adopters, price-sensitive greens and truly greens shown in Table 5.3. This is a conservative allocation based on the background of LEMs being a very new concept that many households are not familiar with and, thus, are not likely to adopt straight out. The truly green households are willing to pay a price premium of 43 % on the grid tariff (Tabi et al., 2014). Based on the 2030 grid tariff of 28.41 c€/kWh, this group is willing to pay up to 40.63 c€/kWh for local generation from renewable sources, followed by the price-sensitive greens (33.24 c€/kWh) and the non-adopters (28.41 c€/kWh). The non-adopters constitute the largest group. They only participate in the LEM when electricity is traded at discount prices. The group of truly greens is larger than the group of price-sensitive greens. This is due to the conservative group selection based on Tabi et al. (2014).

Based on these household groups, demand learning is introduced into the multi-agent simulation setup of Section 5.2.2. As household demand is still considered inflexible, demand learning is attributed to the price bid s_i of the bid tuple bo_i^t . Demand learning is based on the same parameters and learning functions as generation learning. The reinforcement learning algorithm in (5.11)–(5.15) is equally suitable for generation and demand learning (Mengelkamp et al., 2018d). However, as consumer agents can never become the price setter¹⁴, a is set to zero for all consumer agents. As consumer agents are price takers, they never have to reduce

¹⁴ In the merit order mechanism the market price is set by the highest bidding producer still allocated.

Table 5.3: Overview of three residential groups according to their electricity preferences. The preferences are based on the study of Tabi et al. (2014) and German electricity tariffs from Feb. 2018. The table is based on Mengelkamp and Weinhardt (2018).

| Group | Description | Price Premium | Participant Share |
|------------------------|--|---------------|-------------------|
| Truly greens | Prefer local, green electricity over all other sources | 43 % | 28 % |
| Price-sensitive greens | Prefer local, green electricity at reasonable prices | 17 % | 18 % |
| Non-adopters | Prefer the least expensive source of electricity indifferent from the source | 0 % | 54 % |

the risk of being allocated when changing their bid, as they do not directly influence the market price. Thus,

$$a = 0 \quad \forall i \in I. \quad (5.19)$$

Further, for the simulation study of demand learning, generation is solely provided by PV prosumers without a CHP prosumer. This limitation is introduced, as the demand groups from Table 5.3 are based on the assumption of renewable local generation (Tabi et al., 2014). Transferring this assumption to *non-renewable* local generation, e. g. a CHP, would be presumptions and without proper reasoning. As solar is the highest valued renewable generation source (Borchers et al., 2007), the choice of PV is well reasoned. Generation learning is continuously applied as described in Section 5.2.2.

Considering the simulation setup (compare Figure 5.2 without the CHP), one further adaptation is required for procuring meaningful results. A higher number of agents is necessary. The previous considered six agents would result in only one agent for the price-sensitive greens according to the participant shares in Table 5.3.¹⁵ As we analyze the electricity mix and total costs of consumer and prosumer agents, the simulation requires at least one consumer and one prosumer per group. Thus, the minimum LEM size to conduct the analysis is twelve agents.¹⁶ The simulation study is conducted according to the setup in Section 5.2.2, with five test runs based on twelve agents for 1 year of LEM trading in 15 minute time steps. Averaged results over all test runs are reported in the following.

¹⁵ 6 agents · 18 % participant share ≈ 1 price-sensitive agent.

¹⁶ 2 price-sensitive agents / 18 % participant share = 11.1 LEM agents. Rounding up, a minimum number of 12 agents is required.

The total cost distribution over the twelve agents with differing electricity valuations is shown in Figure 5.6. As prosumers 1 and 2 as well as consumers 10, 11, 12 are now employing higher valuations for electricity, the LEM price frequently rises above the grid tariff c^G in scarcity local generation scenarios. Only the price-sensitive (agents 2 and 10) and truly green agents (agents 1, 11 and 12) remain as potential buyers in these situations. The non-adopters fall back to the grid tariff. These actions reflect in the total average costs over all agents. Figure 5.6 shows that prosumer agents 1–8 are profiting quite well from introducing a LEM. The average cost decrease of prosumer agents lies at about 91 %, when different valuations of electricity are employed according to Table 5.3. This is higher than the mean cost decrease from the previous simulation study without demand learning or different electricity valuations. While demand learning actually increases the average total cost for the prosumers, as consumers learn to bid more efficiently, the introduction of truly green and price-sensitive green agents allows frequent market prices above c^G . This results in high profits for the prosumers, as shown in Figure 5.6. The consumer agents (9–12) also profit from the LEM. However, their decrease of total costs is significantly less than that of the prosumers, with a mean of 23 % total cost decrease.¹⁷

Figure 5.7 presents the average electricity source mix of the participating agents when adding the differing electricity valuations. On average, a LEM agent in the simulation supplies 19 % of his demand from the LEM, 29 % through SC and still 52 % from the grid. This large grid supply is directly linked to the stipulation of ≤ 10 kWp PV systems for each household as the requirement for the high residential feed-in tariff (compare Section 5.1). The average consumer procures 38 % of his electricity demand on the LEM, the average prosumer only 9 %. The rest is purchased at grid tariff.

The share of local electricity is highest for the truly green consumers (54 %), and lowest for the non-adopters (27 %). Likewise, the truly-green prosumers get allocated at first on the LEM, which increases their share of local generation to 20 %. However, a prosumer is typically only buying electricity on the LEM in few time slots. Firstly, the prosumers supply the generation on the LEM. Thus, when they become buyers, PV generation is zero or very low. As all generators produce quite similarly, time slots are rare with prosumers selling and buying at the same time. Therefore, the prosumer shares of local generation are overall smaller than the consumer shares. The price-sensitive greens arrive at a share of 16 %, while the non-adopter prosumers only procure about 1 % of their electricity supply on the LEM. Yet, as prosumers

¹⁷ Agent 8 is a prosumer agent with a small PV system. As his small generation results in small Self-Consumption (SC), he procures a large part of his electricity on the LEM or from the grid. Thus, his total costs are quite high. The PV systems of prosumers 1-7 are larger. This directly shows, that the size of generation relates to the prosumers profits.

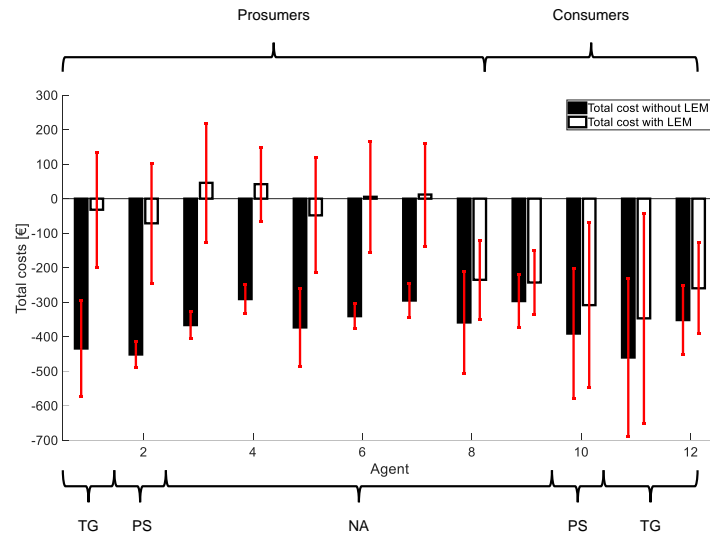


Figure 5.6: Distribution of total costs based on Mengelkamp and Weinhardt (2018). The standard deviations over all runs is indicated via red error bars. The prosumer and consumer agents are indicated by brackets. The groups of truly green agents (TG), price-sensitive greens (PS) and non-adopters (NA) are likewise indicated.

profit majorly from SC, their overall share of local generation from the LEM and own SC is higher than the consumers' overall local generation share as they cannot self-consume.

5.2.4 Discussion

The analyses, results and conclusions from the multi-agent simulation in Chapter 5 are based on several assumptions, mentioned within the work. The most important stipulation is the fixed set of market price boundaries (c^F , c^G). These strict market price boundaries result directly from the assumption of households preferring a discount price LEM, as reasoned in Chapter 4, and being solely economically motivated. These strict boundaries need to be kept in mind, when interpreting the results of the generation learning simulation. They limit the general transfer of the results. Rather, the simulation results are only valid for the case of a German Customer System with predicted 2030 feed-in tariffs and grid tariffs. Nevertheless, the general direction of the results is transferable to similar LEM scenarios.

For a more detailed view on LEM development, different valuations of local electricity are introduced in Section 5.2.3. Thus, the upper market boundary is opened up. Like this, market prices above the grid tariff c^G become possible. The evaluation of the simulation case studies shows that LEMs can well represent differing household valuations. Yet, these results

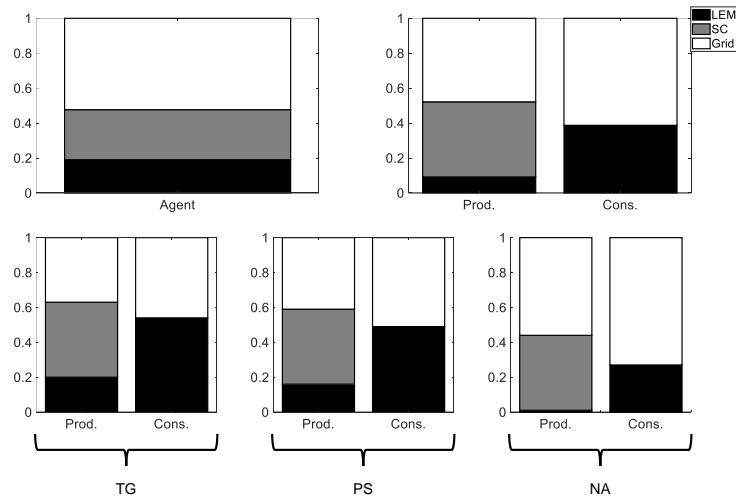


Figure 5.7: Mean agent electricity mix based on Mengelkamp and Weinhardt (2018).

are again limited to short-term merit order LEMs within a fixed feed-in and grid tariff in a Customer System. Different regulatory scenarios would result in different trading scenarios. Exemplary, a public grid LEM adhering to the full amount of taxes, fees and levies would result in such a high local price ($p > c^G$) that non-adopters (and even price-sensitive greens) would refrain from purchasing electricity locally (Mengelkamp et al., 2018a).

Furthermore, the simulation strictly adheres to non-cooperative agents. Market power, collusion and cooperation between agents (Staudt et al., 2018; Cardell et al., 1997) is not considered in the model. In addition, energy storage systems should also be included in further works. The simulation refrained from including storage solutions so far, as storage exists with various technologies and can be operated with an (almost) unlimited amount of operational strategies (Chen et al., 2009). Thus, choosing one (or a set) of storage operation strategies would have needlessly decreased the general validity of our results. For reference, the general impact of electricity storage on LEMs is investigated in Mengelkamp et al. (2017a). Moreover, the multi-agent simulation is deterministic. We encourage further works to expand generation and demand learning strategies with uncertainty considerations (Horta et al., 2018; Sorknæs et al., 2015). Furthermore, real LEM trading data should be used, once it becomes available, to determine the real-world bidding and trading strategies of LEM agents.

5.3 Summary

Chapter 5 sets a multi-agent simulation of LEMs within the regulatory niche of a German Customer System. Thus, network and network-related fees are not levied within the LEM. Like this, a discount LEM becomes feasible. In this setting, the bi-level MLSF optimization problem for residential agents in short-term LEMs is presented. It is solved with the iterative Diagonalization approach based on the assumption of inflexible residential electricity demand and highly flexible generation. An agent-based reinforcement learning approach is trained to reach the calculated optimum under incomplete market information. Numerical case studies with generation and demand learning show the efficiency of the reinforcement learning approach with incomplete market information in a discount LEM and a feasible price premium LEM. Based on the conducted analyses within the multi-agent LEM simulation, **Research Question 3** is answered. The main contributions of Chapter 5 are as follows:

- **Calculation of profit-maximizing NE in a short-term LEM:** Based on the bi-level MLSF optimization problem of a merit order LEM with residential agents, the profit-maximizing NE, i. e. the efficient market solution, can be found by the iterative Diagonalization approach. The global NE is found within 100 iterations per time slot in the multi-agent simulation of German households in a LEM within a Customer System. As the Diagonalization approach requires complete market information and extensive computational resources, i. e. time due to complete enumerations, faster heuristics based on the available market information need to be developed to find efficient market solutions.
- **Development of suitable reward-based learning algorithms for incomplete information:** An agent-based reinforcement learning approach is trained to reach the previously calculated NE under incomplete market information. Numerical case studies based on German generation and demand data of 1 year show how well the chosen generation learning approach performs. The learning algorithm's gap towards the NE is about 5 % on average. Thus, the reward-based learning approach is suitable to reach close to the NE under incomplete information.
- **Representation of different household preferences for local electricity:** Expanding the reinforcement learning algorithms to the consumer side, different household preferences for local electricity are represented. Three groups, i. e. truly greens, price-sensitive greens and non-adopters, are represented with their respective local electricity preferences. As truly green and price-sensitive green households value local electricity higher than grid electricity, a premium price LEM becomes possible. The LEM results

in different shares of local electricity for the consumer groups directly corresponding to their respective valuations.

Chapter 5 presents that LEM learning algorithms can nearly reach the profit-maximizing NE when operating under incomplete market information. As the employed reinforcement learning algorithm runs automatically, without continuous input, households can be well represented by such automated algorithms without high personal involvement. Nevertheless, the household's preferences, i. e. valuation of local electricity, may be directly represented by the learning algorithms.

The multi-agent simulation and analyses concludes Part II of this dissertation. This part, firstly, investigates the household motivation and WTPA in LEMs in two empirical studies. Secondly, the results from these studies are employed in the multi-agent simulation in discount and price premium LEMs. The following Part III shifts the focus from the agent behavior towards the (micro) market structure of a LEM. It discusses business models for market operators and requirements for LEM IS. Further, an overview of existing LEM projects in real-world applications is given, before analyzing one of the projects in detail.

Part III

Implementation: (Micro) Market Structure

6 Application of Local Electricity Markets

Local markets foster new opportunities for their stakeholders and potential new market entrants. These new market opportunities urge existing stakeholders to develop new business models as their traditional business models are endangered by the progressing servitization of the electricity sector (Benedetti et al., 2015). In particular, utilities face major disruptions. Their long-term business model of unidirectionally selling electricity to end consumers is becoming increasingly less profitable with the advance of residential prosumers and local electricity initiatives like Local Electricity Markets (LEMs) (Lennard et al., 2016). Comprehensive services play an important role in the current electricity transition and the future decentralized electricity system (Helms et al., 2016). Subsequently, utilities are on their way to develop into Energy Service Companies (ESCOs) offering wide ranges of services (Richter, 2012). The potential business models for utilities, ESCOs, platform providers and the additional stakeholders of LEMs develop within the electricity transition. New and innovative business models based on the locality and sustainability of a community are necessary to harvest the economic, technological, environmental and social value of LEMs. While LEMs and their associated (potential) business models are frequently mentioned in passing by researchers and practitioners, a comprehensive study of current and expected business models in LEMs has, to the best of my knowledge, not yet been conducted.

Moreover, the electricity transition towards a decentralized smart grid and the concurrent availability of (near) real-time electricity data combined with the advance of distributed Information Systems (IS) result in the chance for holistic, transactive electricity systems. Transactive electricity systems encompass the (near) real-time management of the entire electricity value chain through the coordination of market-based approaches, e. g. a LEM (Chen, 2018; Masiello, 2016). A transactive approach requires (near) constant information exchange among the participating entities, systems, and users for scheduling, monitoring and control processes (Rahimi et al., 2016). The (near) constant information exchange is the basis for a (near) real-time transactive LEM. This results in challenging requirements of the LEM's IS. The complexity and interoperability of data availability, information exchange and market mechanism can be represented by a centralized, distributed or decentralized IS, e. g. a Distributed Ledger Technology (DLT) (Aitzhan and Svetinovic, 2018). Thus, the low cost availability

of data on electricity origin, allocation, utilization, and scheduling can be used for a new electricity paradigm which relies on an electricity-centric market management. As electricity data is typically highly valuable for other parties and, thus, greatly coveted (e. g. by a central market coordinator), decentralized IS allow to compensate for market inefficiencies, caused by asymmetrical fragmented data, by sharing information between all market participants equally (Hukkinen et al., 2017). However, the suitability of decentralized IS, i. e. distributed ledger technologies, as the main information system for LEMs is yet to be consistently assessed.

The real-world applicability of LEMs relies largely on the success of the first pilot and proof-of-concept projects. Research projects about LEM implementations have been increasing quite fast in the last couple of years (Sousa et al., 2019). Simultaneously, industrial and field implementation LEMs are being led by several industry stakeholders, e. g. utilities and industries¹. As the long-term success of any new venture, in this case LEMs, is unsure unless the first actual implementations report successes, the real-life applicability can be measured by examining the existing LEM implementation projects and their current status.

Based on the ongoing development of new business models, the exponentially growing research into LEM IS, distributed ledger technologies, and the development of real-life implementation projects, Chapter 6 answers the following **Research Question 4**:

Considering current and future LEM implementations, (i) which business models are sustainable and profitable for LEM stakeholders, (ii) what are the requirements for information systems sustaining LEMs, and (iii) what is the status of the current LEM implementation projects in Germany?

Part III investigates current and future LEM implementations. A focus is set on their (micro) market structure in terms of business models and IS. Section 6.1 presents a series of expert interviews with German energy practitioners regarding potential business models for LEMs. Based on the interview results, a taxonomy for LEM business models is developed after Nickerson et al. (2013). In Section 6.2 the organizational, informational and technical requirements for IS in LEMs are developed by using the Smart Grid Architecture Model (SGAM) approach. Then, a conceptual suitability analysis of DLT according to these requirements and the development of specific DLT requirements is conducted. Section 6.3 shows an overview and detailed comparison of current LEM implementation projects in Germany. With the example of one project (Landau Microgrid Project (LAMP)) the requirements derived in Section 6.2 are tested and used to evaluate the project with regards to its real-world applicability. Finally, a summary of Chapter 6 is given in Section 6.4.

¹ Exemplary, the Pebbles project is led by the utility Allgäu Überlandwerk GmbH and the Siemens AG. Further information about Pebbles can be obtained at <https://pebbles-projekt.de/ueber-uns/>. Accessed on 06.03.19.

6.1 Business Models

Section 6.1 is based on joint work conducted by Esther Mengelkamp, David Schlund, and Christof Weinhardt, currently under review at *Energy Policy*, cited here as: Mengelkamp et al. (2019d).

Business models in LEMs are commonly described as “disruptive” (Richter, 2012), as they dissolve the former unidirectional or bidirectional electricity value chain² and institute a multidirectional value chain. This is frequently even developed towards a (nearly) circular electricity economy. A circular economy describes the sustainable and long-term use of (local) resources (Geissdoerfer et al., 2017). In terms of the electricity value chain, a circular economy promotes the three principles of reduction, reuse and recycling, and strives towards a clean production and sustainable, self-sufficient electricity supply (Li et al., 2010). Business models for the multidirectional value chain (or the circular electricity economy) are required to ensure profitability for their respective LEM stakeholders.

A business model basically serves as a representation or *blue print* of the means to make profits. It translates a business strategy into business processes (Osterwalder, 2004). It functions as intermediary between the technical and economic layer (Chesbrough, 2002). Originally, business models arose through the commercial use of the Internet (Zott et al., 2011). Since then, they have become a significant tool in practice and various research disciplines. Besides defining a business model and its potential researchers strive to set up reference frameworks or other tools for the standardized description and design of business models, e. g. the business model canvas (Osterwalder and Pigneur, 2010), the business model ontology (Osterwalder, 2004) or the activity system (Zott and Amit, 2010). A number of publications compare these reference tools to find shared concepts, differences and suitable use cases (see e. g. Gordijn et al. (2005); Massa and Tucci (2013) or D’Souza et al. (2014)).

Network-based business models are of particular interest in the context of this work as LEMs contain two elements of network-based markets. Firstly, the electricity sector itself forms a network within its physical grid. Secondly, LEMs are interconnected through IS between their agents, stakeholders and physical infrastructure (Zhou et al., 2016). The interconnected system represents a network approach. Network-based business models center on the joint value proposition of several stakeholders interacting in a multidimensional value chain, while single firm business models typically focus on one stakeholder and a unidirectional value chain. (Lund and Nielsen, 2014; Lazzarini et al., 2001)

We use a combined multi-method approach (Kaiser, 2014) of expert interviews (Bogner et al., 2014; Kaiser, 2014) and taxonomy development (Nickerson et al., 2013) to analyze the current

² See Section 2.3 and Figure 2.2 for a detailed discussion of the electricity value chain.

and future business models of LEMs. Expert interviews are a common suitable tool to analyze business models (Bouwman and Fielt, 2008). The taxonomy development hereby develops a conceptually or empirically derived system of groupings classifying the characteristics of business models for LEMs. These groupings are defined with a finite number of dimensions D_z each consisting of “mutually exclusive and collectively exhaustive characteristics” C_{zy} (Nickerson et al., 2013).

6.1.1 Methodology of Expert Interviews and Taxonomy Development

Expert Interviews Qualitative expert interviews are a systematic, theory-oriented method for data acquisition through surveying individuals, who are characterized by extraordinary knowledge within their field. By guiding the interview questions, the necessary information can be obtained. Expert interviews are a renowned methodology for developing theoretical frameworks when the necessary data still needs to be generated (Dorussen et al., 2005). Experts are equipped with valuable knowledge and are able to provide information which can be used for the purpose of qualitative research. As the expert is not primarily faced with the research question and the knowledge from current research, he³ has a more practice-oriented view on the research context. The selection of an expert ought to follow two criteria (Kaiser, 2014):

- **Position and status:** The role and responsibilities he has in his company, in particular his position (Bogner et al., 2014)
- **Functional knowledge:** The expert needs to have specific and significant knowledge in the area of interest

Bogner et al. (2014) as well as Kaiser (2014) underline that the definition of an expert can be controversial in practice. The final decision about the experts lies with the conducting researcher(s) and is coupled with a certain level of subjective judgment.

We conduct semi-structured, exploratory, and theory-generating expert interviews. Semi-structured interviews follow a general guideline of predefined questions. Thus, they allow additional, spontaneous clarification questions, which are needed for the exploratory character of the study. Rather than structured interviews, which follow a very strict sequence of questions, or unstructured interviews, which use very few (or no) predefined questions, semi-structured interviews account for the open dialogue between interviewer and interviewee. Yet, they still follow a structured sequence of questions to ensure the efficient conduct of the interview (Bogner et al., 2014). As we strive to gain scientific knowledge in the novel field of LEM

³ This work uses male pronouns for experts to ensure readability. This is not representative of the experts' gender.

business models and develop a generalizing typology (taxonomy) from the information, we conduct both, an exploratory approach to gather information, and a focused theory-generating approach to structure the interviews according to the development of the taxonomy (Myers, 2013).

The structure of the research and interview process is based on 10 steps (Kaiser, 2014), which are presented in Figure 6.1. The planning phase before the interviews consists of the development of the interview guide, i. e. the central document, pretesting the guide, and selecting and contacting the experts. Based on previous experience and current literature, the interview questions are developed. Questions shall be easy to understand, in common language (i. e. avoid scientific details), and shall incite the interviewee to elaborate (Bogner et al., 2014). After developing the initial interview guide a pretest(s) is (are) conducted. If necessary, the interview guide is iteratively adapted according to the pretest results. Once the interview guide is finalized, the experts are selected and contacted. Experts should be knowledgeable in the specified domain, able to share their knowledge and willing to cooperate with the interviewer (Bogner et al., 2014; Gläser and Laudel, 2010).

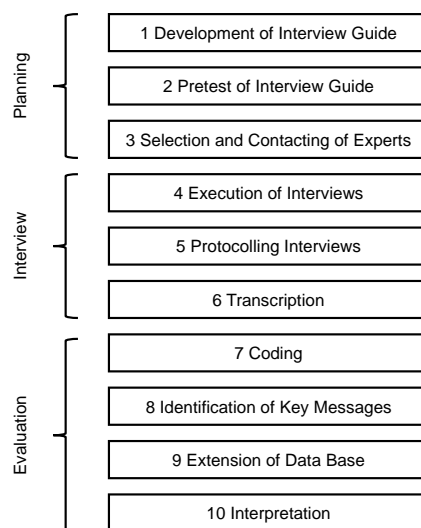


Figure 6.1: 10 steps of expert interviews after Kaiser (2014); Mengelkamp et al. (2019d).

In our case, the interview questions are structured in four blocks. Firstly, an introductory briefing about LEMs is presented to ease into the topic at the beginning of the interview. Secondly, the expert's understanding of LEMs is inquired to gain a detailed insight into his take on LEMs definitions, stakeholders and opportunities for the company he works at. Thirdly, the potential

value of LEMs is discussed in terms of the entire electricity system and the potential products and services the expert's company could offer. Fourthly, the potential business models for LEMs are discussed in detail. The fourth block of questions presents the main focus of the interviews. It specifies the potential business models for LEMs, target customers, cost and revenue drivers, and challenges. A pretest was conducted with four participants in 2018, i. e. two university students of industrial engineering and two PhD students from the energy domain. Barring minor changes in the question's formulation, the pretest results confirmed the overall structure of the interview guide. The final interview guide is presented in Appendix E.1 in its original German language. The selection of experts was conducted by researching for LEM interested practitioners through newspaper articles, conference attendees, company websites, academic publications and the university's own network. 37 experts were identified and contacted via e-mail and phone with inquiries containing introductory information about LEMs and the envisioned process of the interviews. In the end, 15 experts committed and were interviewed. The profession and educational background of the expert, duration of the interview, and general field of the expert's company are presented in Table 6.1.

The interviews were conducted from June–August 2018 and completely transcribed. The complete transcriptions are available in German language in Appendix E.2⁴. As interviews yield a tremendous amount of data (Myers, 2013), the evaluation step needs to reduce the data to a manageable size of information through coding, identification of key messages, and the optional extension of the data base. Lastly, the interpretation of the results is conducted (Kaiser, 2014). Qualitative interviews can neither be evaluated statistically nor automatically due to their manifold structure and lack of standardization. Hence, specific methods are applied to analyze the qualitative data and reduce the information to a manageable size (Kaiser, 2014).

We use the Structuring Qualitative Content Analysis (SQCA) to analyze the data generated by the expert interviews. The SQCA is primarily used when information retrieval is the focus of the work and statements of the interviewees are assumed to be factual correct and easy to understand. It systematically structures and analyzes the text (Myers, 2013). As a first step, the textual material is reduced and aggregated by eliminating irrelevant and redundant paragraphs. Statements are then generalized to get standardized phrases. Again, redundant and not relevant paraphrases are eliminated. After that, the unit of analysis must be determined. It is the smallest unit of a text that is allowed to be coded, e. g. individual words, phrases, paragraphs, pages or even full cases/interviews (Mayring, 1991).

The central step of SQCA is the development of a coding system which is basically a categorization system representing the variables and dimensions of the interview material. The

⁴ Aborted phrases and errors in speaking are cautiously corrected or eliminated to ensure readability.

Table 6.1: Overview of conducted expert interviews adapted from Mengelkamp et al. (2019d). Interview K was later eliminated due to a lack of knowledge of the interviewee and subsequently no useful information for the analysis. (The abbreviation n. i. stands for not indicated.)

| Number | Dur. [min] | Profession of Expert | Educational Background | Company Field |
|---------------|-------------------|--------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| A | 45 | Consultant | Industrial Engineering, M.Sc. | ESCo, DSO, Supplier |
| B | 32 | Product Developer | Environment Engineering, M.Sc. | Supplier |
| C | 37.5 | Project Manager | Mechanical Engineering, Ing. | ESCo |
| E | 44 | Product Developer | Management, M.Sc. | ESCo (Startup) |
| F | 28 | General Manager | Natural Language Processing, M.Sc. | ESCo, Supplier (Startup) |
| G | 44 | Project Engineer | Industrial Engineering, M.Sc. | Supplier |
| H | 32.5 | Product Developer | Industrial Engineering, M.Sc. | IT-Service Provider for Energy Co. |
| I | 50 | Lead Blockchain & DLT | Industrial Engineering, Dipl.-Ing. | Supplier |
| J | 33.5 | Consultant | Economics, Ph.D. | Energy Trading |
| K | n. i. | Key Account Manager | n. i. | Supplier |
| L | 42 | Project Manager | Physics, Ph.D. | Supplier |
| M | 37 | Project Manager | Industrial Engineering, Dipl.-Ing. | IT Service Provider for Energy Co. |
| N | 37.5 | Product Developer | Physics, Ph.D. | Market Operator |
| O | 24 | Expert Technology & Innovation | Mechanical Engineering | Supplier |
| P | 29 | Principal Consultant | Energy Technology, Dipl.-Ing. | IT-Service Provider for Energy Co. |

categories can be derived from previous knowledge of the topic and can follow the interview guide, or they can be based on the interview material itself (Bogner et al., 2014). Each unit of analysis reflecting relevant information is assigned to one (or several) categories and within the category represented as a code⁵. During the extraction of relevant text passages a set of coding rules can be created to ensure an objective assignment of textual information to the categories (Mey and Mruck, 2010). After improving the data quality by eliminating redundant information, the data is used to answer the research question (Bogner et al., 2014).

The SQCA proposes to filter relevant aspects from the text based on predetermined criteria. Again, the category system and coding process play a significant role. Within this step, each category is explicitly defined and representative textual examples are given. Furthermore, a set of coding rules is created to ensure an objective assignment of textual information to the categories resulting in a complex coding guide (Mey and Mruck, 2010).⁶ As suggested by Mayring (1991) and Kaiser (2014), the evaluation methodology follows a seven step process of transcription (1), structuring of dimensions (2), development of coding system (3), definition of codes (4), analysis of material with the coding system (5), final analysis of material (6), and information processing (7). Steps 3–4, i. e. development of a coding system, definition of codes, and the analysis of material with the coding system are iteratively repeated if necessary. The dimensions are derived from the research questions and existing literature, as well as the categories, which collectively make up the coding system. New categories are added when a statement in the interviews cannot be classified in the existing categories. After this step, the coding system is complete and is applied to the transcripts. At least one iteration is run on the coding system in order to allow further changes. As soon as the coding system is sufficient to cover all aspects of the textual material, it is applied in detail. Hence, information are extracted through coding the units of analyses. We use phrase segments as the smallest unit of analysis. The last step of the SQCA reduces each category by eliminating double entries and identifies key messages. The SQCA is then combined with the methodology for taxonomy development as described in the following paragraph.

Taxonomy Development Nickerson et al. (2013) categorize systematization approaches into the three groups of inductive, deductive and intuitive approaches. We follow the deductive approach, as it first sets up dimensions and characteristics based on the previous knowledge before the interviews, and secondly revises and improves those with empirical cases, i. e. the

⁵ Usually the code terminology is: *Interview number + paragraph in the transcript*, e. g. A22 means paragraph 22 of interview A.

⁶ Different methods of qualitative data analysis include e. g. the theory-generating analysis, which strongly interprets the data around a central structuring element to derive theories (Bogner et al., 2014), or a simplified qualitative content analysis, with a reduced complex coding system and large amount of supplementary material (Kaiser, 2014).

expert interviews. The taxonomy development methodology follows seven steps, as presented by Figure 6.2.

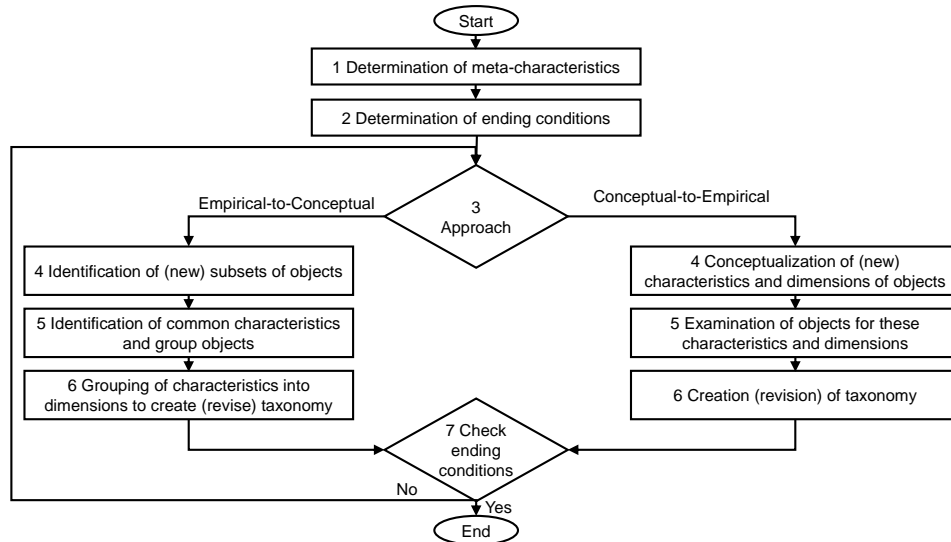


Figure 6.2: Seven steps of the taxonomy development after Nickerson et al. (2013); Mengelkamp et al. (2019d).

First, the *meta-characteristic* must be determined. It is the most general characteristic of the taxonomy and expresses the overall intention and purpose. Each following dimension and characteristic is a logical consequence of the meta-characteristic. Nickerson et al. (2013) suggest to determine a meta-characteristic by identifying the final users of the taxonomy. The next step involves determining *ending conditions*. As the methodology is iterative, conditions must be defined and reviewed after each iteration in order to guarantee a termination of the process. Nickerson et al. (2013) suggest five subjective and eight objective ending conditions. Subjective conditions demand the researcher to determine subjectively whether the taxonomy fulfills the criteria. These conditions require the taxonomy to be concise, robust, comprehensive, extendable, and explanatory. The objective ending conditions suggested by Nickerson et al. (2013) are:

- All objects have been analyzed
- In the last iteration, objects have not been altered (e. g. split or merged)
- Every characteristic is used by at least one object
- In the last iteration no dimension or characteristic was added

- In the last iteration no dimension or characteristic was altered (e. g. merged or split)
- No dimension is a duplicate of another dimension (each dimension is unique)
- Each characteristic is unique within one dimension
- Each combination of characteristics is unique and no duplicate of another combination

The taxonomy is developed in iterations. There are two ways to start an iteration; the *conceptual-to-empirical* approach or the *empirical-to-conceptual* approach. Both approaches should be applied at least once (Nickerson et al., 2013). In the *Conceptual-to-empirical* approach dimensions are derived from concepts without assessing specific objects. The derivation of dimensions requires a high understanding of the field of interest and should be an intuitive step. At every point, the choice of dimensions must be a logical consequence of the meta-characteristic. After that, actual objects can be analyzed and the conceptually created dimensions can be verified or otherwise discarded. Characteristics can be added to the dimensions by derivation from the empirical objects. This approach is recommended for experts in the field of interest when little data is available to assess objects (Nickerson et al., 2013).

The *empirical-to-conceptual* approach starts with analyzing empirical objects by identifying their common characteristics. Again, characteristics must be a logical consequence of the meta-characteristic. Common or similar characteristics can then be grouped to dimensions. The characteristics should be chosen in a mutually exclusive and collectively exhaustive way. The empirical-to-conceptual approach is suggested when significant data, i. e. objects to assess, is available (Nickerson et al., 2013). Regardless the chosen approach, the next step is to determine whether the *ending conditions* are met. As soon as they are fulfilled, the process stops and the taxonomy is completed. Otherwise another iteration starts. The decision about the number of dimensions depends on each individual case and is not generally determined (Nickerson et al., 2013). The highest objective of the taxonomy is to provide clarity regarding its research question.

6.1.2 Execution and Evaluation

We combine the SQCA of the expert interview's data with the taxonomy development after Nickerson et al. (2013) to generate a holistic understanding of business models in LEMs. The overall meta-characteristic of the taxonomy development is the *positioning of new business models in LEMs*. This meta-characteristic emphasizes the diversity of current concepts, ideas and projects in the field of LEMs and structures them along a common understanding. The taxonomy should also take into account that several LEM market designs exist. Thus, it

should be independent of assumptions regarding the market design. As ending conditions, we follow Nickerson et al. (2013)'s suggestions for the subjective and objective ending conditions presented in Section 6.1.1.

One change in the taxonomy definition is conducted during our evaluation. Rather than following Nickerson et al. (2013)'s definition that one object can have only a unique characteristic within one dimension, we allow an object to have multiple characteristics in one dimension. This expansion of the taxonomy definition is conducted, as the business models for LEMs are still at an early development stage and the assessed business models are largely hypothetical. Various uncertainties result in different possibilities of concrete business model designs. An exact differentiation of business models and their corresponding characteristics would require a larger and more detailed data set, such as actual use cases instead of expert interviews, in order to reliably distinguish the business models from one another. Interviews as pure qualitative data lack a comprehensive and objective information base, as the interviewee's answers are subjective, often enriched with personal opinions and might not reveal all relevant information for the research context. Consequently, the taxonomy must reflect these uncertain and hypothetical characteristics of new business models.

During the taxonomy development we conduct one conceptual-to-empirical and four empirical-to-conceptual iterations. During the first iteration the structure dimensions of the SQCA equal the taxonomy dimensions. Each interview represents one empirical object for the taxonomy and the codes from the coding system serve as characteristics. As the evaluation process model requires at least one iteration loop as well, the coding system is adjusted after few taxonomy iterations. The newly retrieved codes serve as additional input for the taxonomy development to make the best use of the available data. As a result, two coding iteration loops were conducted. Each dimension and characteristic (code) is defined and confirmed with interview codes to complete the interview evaluation process.

The 15 conducted expert interviews lasted on average 36.9 minutes with a standard deviation of 7.2 minutes and a median of 37.3 minutes. The time was only measured during conduction of the interview guide, not for organizational phrases in the beginning and the end of the interview (e. g. recording permission). The interviews were conducted via phone in German language. Spontaneous questions were posed in appropriate situations, as it is common in semi-structured interviews. Each interview was conducted by one interviewer who asked the questions and wrote a protocol during the interview. The full transcription of the interviews is attached in Appendix E.2. The Express Scribe Transcription Software was used for transcription⁷. The transcript was sent to each respective interview partner within four days, so that

⁷ The software can be downloaded at <https://www.nch.com.au/scribe/index.html>. Accessed on 28.02.2019.

the interviewees could adjust or remove statements (e. g. due to privacy concerns). In total six interview partners made changes in the transcript. However, most of the changes were of grammatical and/or technical nature due to misunderstandings in the recording. Bad line connection occurred in interview E and I. In the case of interview E the line connection and the recording were of such low quality that no literal transcript could be written. Only an extended protocol is available for this interview. Furthermore, interview K was removed as the interview partner did not have broad knowledge of LEMs and the whole interview was rather of a general nature than on the specific topic of business models for LEMs. As a result, a total of 14 interviews serves as data input for the SQCA and taxonomy development process. The iterative development of the taxonomy is conducted in the following 5 iterations:

1. Iteration: Conceptual-to-Empirical: The first iteration starts with a conceptual-to-empirical approach. Hence, dimensions are retrieved from previous knowledge about LEM business models and related research. These dimensions also served as the basis for the interview guide. They are presented in Table 6.2. All dimensions and characteristics derived during the SQCA and taxonomy development are briefly defined for reference in Appendix E.3.

Table 6.2: Initial dimensions adapted from Mengelkamp et al. (2019d).

| Dimension | Name of Dimension | Reference |
|-----------|----------------------|---------------------------|
| D_1 | Notion of Value | Zott et al. (2011) |
| D_2 | Key Technology | Osterwalder (2004) |
| D_3 | Exchange Partners | Zott et al. (2011) |
| D_4 | Cost Structure | Osterwalder (2004) |
| D_5 | Revenue Stream | Osterwalder (2004) |
| D_6 | Key Activity | Osterwalder (2004) |
| D_7 | Legal Barriers | Mengelkamp et al. (2018a) |
| D_8 | Barriers | Added by researchers |
| D_9 | Understanding of LEM | Added by researchers |

The initial six dimensions are derived from Zott et al. (2011) and Osterwalder (2004). The first dimension of notion of value (D_1) expresses the general value proposition, offerings and perceptions in the field of LEM. The second dimension of key technology (D_2) plays a significant role in LEM business models, as the availability of electricity data is ensured over innovative technologies, e. g. smart meters. The third dimension of exchange partner (D_3)

serves as a collection of potential stakeholders in a LEM business model. The dimensions of revenue stream (D_4) and cost structure (D_5) represent the financial aspects of a business model. The sixth dimension of key activities (D_6) is particularly interesting in LEM business models, as diverse approaches to generate value are discussed in academic literature. For example, Martin-Martínez et al. (2016) use aggregation as a key activity, Koirala et al. (2016) discuss local generation, operation and maintenance services. The dimension of legal barriers (D_7) encompasses the regulatory, legal challenges of LEMs. Other barriers, e. g. social apprehension, are considered in dimension eight (D_8). Furthermore, as the definition of LEMs is equivocally defined (compare Chapter 3), the interviewees' understanding of LEMs is considered as the ninth dimension (D_9).

Thus, after the first iteration the taxonomy is defined by:

$$T_1 = \left\{ \begin{array}{ll} D_1 \text{ Notion of Value} & | \ D_1 = \{\text{empty}\} \\ D_2 \text{ Key Technology} & | \ D_2 = \{\text{empty}\} \\ D_3 \text{ Exchange Partners} & | \ D_3 = \{\text{empty}\} \\ D_4 \text{ Cost Structure} & | \ D_4 = \{\text{empty}\} \\ D_5 \text{ Revenue Stream} & | \ D_5 = \{\text{empty}\} \\ D_6 \text{ Key Activity} & | \ D_6 = \{\text{empty}\} \\ D_7 \text{ Legal Issues} & | \ D_7 = \{\text{empty}\} \\ D_8 \text{ Barriers} & | \ D_8 = \{\text{empty}\} \\ D_9 \text{ Understanding of LEMs} & | \ D_9 = \{\text{empty}\} \end{array} \right\}.$$

The ending conditions are checked:

Subjective conditions: Not met, as dimensions are empty.

Objective conditions: Not met, as dimensions are empty and all objects remain to be assessed.

2. Iteration: Empirical-to-Conceptual The subsequent iterations follow the empirical-to-conceptual approach and merge the information available from the expert interviews with the first iteration of the taxonomy. To support the coding process the software MaxQDA is used as a specialized software for analyzing qualitative data⁸. The taxonomy dimensions from the first iteration serve as structure dimensions in the SQCA. The coding itself is simultaneously the step of conceptualizing new characteristics for the taxonomy. In the first step, each text passage is coded with an individual code. Secondly, codes with the same meaning are

⁸ The software can be purchased and downloaded at <https://www.maxqda.de/>. Accessed on 28.02.2019.

merged and defined by one common code. The codes form potential characteristics for the taxonomy. After the first coding iteration a total of 550 codings were found. Dimension D_2 did not yield any characteristics and is removed. D_4 and D_5 are merged to one dimension D_3 of the cost/revenue model, as it became apparent that many interviewees could not provide insights to the specific cost structure and revenue streams. Rather they discussed possibilities for costs and revenues without specifying the direction of financial flow. The dimension D_6 of key activities is redefined as D_4 of role. Interviewees were responding to a question asking for their role on a LEM. Thus, the dimension of role directly fits the question asked. The dimension D_5 of product/service offering is created to capture a company's potential product or service offerings. Dimension D_8 of barriers is redefined as D_7 success factors as most interviewees talked about the factors for success rather than the barriers of success. Consequently, after the second iteration the taxonomy is defined by:

| | | | |
|------------|--------------------------|--|---|
| $T_2 = \{$ | D_1 Notion of Value | | $D_1 = \{C_{1,1}$ System Efficiency, $C_{1,2}$ Alternative Market, $C_{1,3}$ Enable Decentralization, $C_{1,4}$ Cost Reduction: Process Management, $C_{1,5}$ Cost Reduction: Grid, $C_{1,6}$ Local Incentives, $C_{1,7}$ Locality, $C_{1,8}$ Transparency, $C_{1,9}$ Supply Security} |
| | D_2 Exchange Partners | | $D_2 = \{C_{2,1}$ Producer, $C_{2,2}$ Producer: Renewable Energy Sources (RES), $C_{2,3}$ Producer: Small-Scale, $C_{2,4}$ Consumer, $C_{2,5}$ Consumer: Household, $C_{2,6}$ Consumer: Industry and Retail, $C_{2,7}$ Grid/System Operator, $C_{2,8}$ Hardware Manufacturer, $C_{2,9}$ Land Owner/Real Estate, $C_{2,10}$ Utility, $C_{2,11}$ Community, $C_{2,12}$ Project Planner, $C_{2,13}$ Aggregator} |
| | D_3 Cost/Revenue Model | | $D_3 = \{C_{3,1}$ Software Development & Operation, $C_{3,2}$ Marketing & Sales, $C_{3,3}$ Infrastructure/Hardware Cost, $C_{3,4}$ Energy Cost, $C_{3,5}$ Transaction Fee, $C_{3,6}$ Contract Fee, $C_{3,7}$ Setup Fee, $C_{3,8}$ Energy Price, $C_{3,9}$ Capacity Price, $C_{3,10}$ Depreciation Price, $C_{3,11}$ Project Fee} |
| | D_4 Role | | $D_4 = \{C_{4,1}$ Platform Operator: Flexibility, $C_{4,2}$ Platform Operator: P2P Trading, $C_{4,3}$ Platform Operator, $C_{4,4}$ Service Provider: Diverse, $C_{4,5}$ Service Provider: Trading Agent, $C_{4,6}$ Service Provider: Process Management, $C_{4,7}$ Service Provider: IT, $C_{4,8}$ Service Provider: Flexibility Marketer, $C_{4,9}$ Service Provider: Administration, $C_{4,10}$ Service Provider: Local Energy Balancing, $C_{4,11}$ Service Provider: LEM Intermediation, $C_{4,12}$ Infrastructure (Grid Operation), $C_{4,13}$ Infrastructure (Hardware), $C_{4,14}$ Supplier} |

| | | |
|--------------------------------|--|---|
| D_5 Product/Service Offering | | $D_5 = \{\text{empty}\}$ |
| D_6 Legal Issues | | $D_6 = \{C_{6,1} \text{ General, } C_{6,2} \text{ Flexibility Utilization, } C_{6,3} \text{ Process Management, } C_{6,4} \text{ Local Consumption, } C_{6,5} \text{ Grid Surcharges, } C_{6,6} \text{ Stock Exchange Act}\}$ |
| D_7 Success Factors | | $D_7 = \{C_{7,1} \text{ Acceptance, } C_{7,2} \text{ Market Penetration, } C_{7,3} \text{ Communication, } C_{7,4} \text{ Technology: IT-Systems, } C_{7,5} \text{ Technology: Grid, } C_{7,6} \text{ Interoperability}\}$ |
| D_8 Understanding of LEMs | | $D_8 = \{C_{8,1} \text{ Grid Perspective, } C_{8,2} \text{ Geographic Perspective}\}$. |

The ending conditions are checked:

Subjective conditions: The taxonomy is not concise, as the number of characteristics is very high and there are overlapping characteristics. This has consequences on the taxonomy's robustness as differentiation suffers from the overlaps. The taxonomy can be rated as comprehensive and extendable as further dimensions can be added and all objects of interest can be classified within this iteration.

Objective conditions: All objects of interest have been examined in this iteration. However, there have been multiple changes in both characteristics and dimensions, consequently the objective ending conditions are not met.

3. Iteration: Empirical-to-Conceptual The third iteration uses the empirical-to-conceptual approach. Unlike the second iteration no additional coding is carried out. The coded text sequences remain but their code (i. e. characteristic) is redefined. The third iteration aligns the structure and improves the taxonomy before executing another coding iteration.

The definition and scope of D_1 (notion of value) is limited. Until now the definition included both the value proposition of a concrete business model and the value proposition of a local market itself. The dimension D_1 is renamed to value proposition. It now considers the value proposition of a single business model. Some characteristics in dimension D_2 of exchange partners are merged to reduce the number of total characteristics. Furthermore, $C_{2,11}$, the characteristic of community in D_2 , is removed as it is actually a subgroup of other exchange partners and, thus, a duplicate. A new characteristic of additional actors $C_{2,11}$ is introduced.

The characteristic's names in D_3 of cost/revenue model is improved and characteristic $C_{3,10}$ of depreciation price is merged with the characteristic $C_{3,3}$ of capacity-related cost/revenue models. As depreciation depends on the investment cost, it is basically a function of the capacity of

an energy asset. The number of characteristics in D_4 is reduced, so that the new characteristic $C_{1,4}$ of service provider includes all types of service providers as well as platform operators. The new dimension D_5 of product/service offering is filled with characteristics. Finally, a new dimension is added which distinguishes between flexibility and energy transactions: D_9 of the transactional object. After the third iteration the taxonomy is defined by:

| | | | |
|------------|--------------------------------|--|--|
| $T_3 = \{$ | D_1 Value Proposition | | $D_1 = \{C_{1,1}$ Alternative Market, $C_{1,2}$ Cost Reduction, $C_{1,3}$ Locality, $C_{1,4}$ Transparency, $C_{1,5}$ Supply Security} |
| | D_2 Exchange Partners | | $D_2 = \{C_{2,1}$ Producer, $C_{2,2}$ Consumer: Household, $C_{2,3}$ Consumer: B2B, $C_{2,4}$ Grid/System Operator, $C_{2,5}$ Hardware Manufacturer, $C_{2,6}$ Land Owner/Real Estate, $C_{2,7}$ Utility, $C_{2,8}$ Project Planner, $C_{2,9}$ Aggregator, $C_{2,11}$ Additional Actors} |
| | D_3 Cost/Revenue Model | | $D_3 = \{C_{3,1}$ Energy-related, $C_{3,2}$ Transaction-related, $C_{3,3}$ Capacity-related, $C_{3,4}$ Periodic payment, $C_{3,5}$ One-time payment, $C_{3,6}$ Marketing & Sales, $C_{3,7}$ Infrastructure/Hardware, $C_{3,8}$ Software DevOp} |
| | D_4 Role | | $D_4 = \{C_{4,1}$ Service Provider, $C_{4,2}$ Grid Operator, $C_{4,3}$ Hardware Provider, $C_{4,4}$ Supplier} |
| | D_5 Product/Service Offering | | $D_5 = \{C_{5,1}$ Trading Agent, $C_{5,2}$ Flexibility Marketing, $C_{5,3}$ Local Balancing, $C_{5,4}$ IT-System, $C_{5,5}$ Platform, $C_{5,6}$ Process Management, $C_{5,7}$ Marketing Optimization, $C_{5,8}$ LEM Intermediation} |
| | D_6 Legal Issues | | $D_6 = \{C_{6,1}$ General, $C_{6,2}$ Flexibility Utilization, $C_{6,3}$ Process Management, $C_{6,4}$ Local Consumption, $C_{6,5}$ Grid Surcharges, $C_{6,6}$ Stock Exchange Act} |
| | D_7 Success Factors | | $D_7 = \{C_{7,1}$ Acceptance, $C_{7,2}$ Market Penetration, $C_{7,3}$ Communication, $C_{7,4}$ Technology: IT-Systems, $C_{7,5}$ Technology: Grid, $C_{7,6}$ Interoperability} |
| | D_8 Understanding of LEMs | | $D_8 = \{C_{8,1}$ Grid Perspective, $C_{8,2}$ Geographic Perspective} |
| | D_9 Transactional Object | | $D_9 = \{C_{9,1}$ Electricity, $C_{9,2}$ Flexibility} |

The ending conditions are checked:

Subjective conditions: The number of characteristics and dimensions is reduced, thus a more concise taxonomy results from the iteration. It is comprehensive as different business models can be classified. It can be easily extended through adding dimensions and characteristics. Within the given circumstances the taxonomy is explanatory and robust. However, the data availability for LEM business models is limited. Additional data could be used to improve these criteria.

Objective conditions: All objects have been analyzed. Yet, there have been changes in the last iteration, so the objective ending criteria are not collectively fulfilled.

4. Iteration: Empirical-to-Conceptual In the fourth iteration, a second coding iteration is conducted. This additional coding iteration is necessary to adjust the codings and codes to realign the new characteristics and dimensions. The SQCA methodology requires a minimum of two iterations. Characteristics defined in the previous iteration are used as codes to find relevant text passages.

No changes are conducted regarding the dimensions in the fourth iteration. However, several characteristics are adapted. Characteristic $C_{1,2}$ is renamed to financial benefits, as the new coding highlights additional profits and higher margins to be equally important as cost reductions in LEM value propositions. The characteristic of additional actors (formerly $C_{2,11}$) is removed as only one interviewee explicitly mentioned additional actors. Thus, additional actors are denoted as secondary, non crucial exchange partners and need not be included in the taxonomy. Instead, a new characteristic $C_{3,10}$ of e-mobility providers is introduced, which represents e. g. EV manufacturers and charging providers. Further, $C_{5,1}$ is removed as the second coding iteration indicates that trading agents are a potential third-party service offering. Yet, they represent no direct business model in any of the interviews. The dimension of product/service offerings D_4 is expanded by the new characteristics $C_{4,7}$ of hardware. It includes hardware components and hardware-related services, e. g. Photovoltaic Generation (PV) installations and maintenance. Characteristics $C_{7,3}$ of communication and $C_{7,6}$ of interoperability are merged to $C_{7,3}$ of interoperability as communication can be seen as a subset of interoperability requirements. Furthermore, characteristic $C_{9,3}$ is added to include other transactional objects besides energy or flexibility to be traded on LEMs, e. g. heat or data.

After the fourth iteration the taxonomy is defined by:⁹

$$T_4 = \left\{ \begin{array}{l} D_1 \text{ Value Proposi-} \\ \text{tion} \end{array} \right\} \mid D_1 = \{C_{1,1} \text{ Alternative Market, } C_{1,2} \text{ Financial Benefits, } C_{1,3} \\ \text{Locality, } C_{1,4} \text{ Transparency, } C_{1,5} \text{ Supply Security}\}$$

⁹ The sequence of the dimensions has been adapted for logical understanding. This does not influence the taxonomy's content.

| | | |
|--------------------------------|--|---|
| D_2 Understanding of LEMs | | $D_2 = \{C_{2,1} \text{ Grid Perspective, } C_{2,2} \text{ Geographic Perspective}\}$ |
| D_3 Exchange Partners | | $D_3 = \{C_{3,1} \text{ Producer, } C_{3,2} \text{ Consumer: Household, } C_{3,3} \text{ Consumer: B2B, } C_{3,4} \text{ Grid-/System Operator, } C_{3,5} \text{ Hardware Manufacturer, } C_{3,6} \text{ Land Owner/Real Estate, } C_{3,7} \text{ Utility, } C_{3,8} \text{ Project Planner, } C_{3,9} \text{ Aggregator, } C_{3,10} \text{ E-Mobility Provider}\}$ |
| D_4 Product/Service Offering | | $D_4 = \{C_{4,1} \text{ Flexibility Marketing, } C_{4,2} \text{ Local Balancing, } C_{4,3} \text{ Platform, } C_{4,4} \text{ Process Management, } C_{4,5} \text{ Marketing Optimization, } C_{4,6} \text{ LEM Intermediation, } C_{4,7} \text{ Hardware}\}$ |
| D_5 Cost/Revenue Model | | $D_5 = \{C_{5,1} \text{ Revenue: Energy, } C_{5,2} \text{ Revenue: Transaction, } C_{5,3} \text{ Revenue: Capacity, } C_{5,4} \text{ Revenue: Periodic payment, } C_{5,5} \text{ Revenue: One-time payment, } C_{5,6} \text{ Cost: Marketing \& Sales, } C_{5,7} \text{ Cost: Infrastructure/Hardware, } C_{5,8} \text{ Cost: Software Development \& Operation}\}$ |
| D_6 Role | | $D_6 = \{C_{6,1} \text{ Service Provider, } C_{6,2} \text{ Grid Operator, } C_{6,3} \text{ Hardware Provider, } C_{6,4} \text{ Supplier}\}$ |
| D_7 Legal Issues | | $D_7 = \{C_{7,1} \text{ Generic, } C_{7,2} \text{ Process Management, } C_{7,3} \text{ Network Surcharges, } C_{7,4} \text{ Stock Exchange Act, } C_{7,5} \text{ None}\}$ |
| D_8 Success Factors | | $D_8 = \{C_{8,1} \text{ Acceptance, } C_{8,2} \text{ Market Penetration, } C_{8,3} \text{ Technology: IT-Systems, } C_{8,4} \text{ Technology: Grid, } C_{8,5} \text{ Interoperability}\}$ |
| D_9 Transactional Object | | $D_9 = \{C_{9,1} \text{ Energy, } C_{9,2} \text{ Flexibility, } C_{9,3} \text{ Others}\}$. |

The ending conditions are checked:

Subjective conditions: The taxonomy is concise in the context of the available data. It is comprehensive as different business models can be classified and it can be easily extended when new business models require additional dimensions and/or characteristics. Under the given circumstances the taxonomy is explanatory and robust.

Objective conditions: All objects have been analyzed. However, there have been changes in the last iteration, so the objective ending criteria are not collectively fulfilled.

5. Iteration: Empirical-to-Conceptual The fifth iteration classifies each object and coding according to the defined characteristics of the fourth iteration. No further changes are conducted. The ending conditions are checked: *Subjective conditions:* No changes have been

made, so the ending condition evaluation equals iteration four. Thus, the subjective ending conditions are fulfilled.

Objective conditions: All objects have been analyzed and no changes have been made regarding the dimensions and characteristics. Every characteristic is used at least once. There are no duplicates in dimensions or within dimensions. Consequently, the objective ending conditions are fulfilled.

As both, the subjective and objective ending conditions are met, the taxonomy development process is finalized. The final taxonomy after iteration five equals the taxonomy of iteration four as no changes have been made, i. e. T_5 equals T_4 . The resulting taxonomy is depicted in Table 6.3.

6.1.3 Results and Interpretation

The last column of Table 6.3 specifies the number of entries in each characteristic, i. e. the number of mentions in the interviews. It indicates the importance of the respective characteristic over all interviews. In addition to the taxonomy, we calculate the dependency matrix of the assessed characteristics of the final taxonomy. The dependency matrix is calculated as the conditional probability $P(A|B) = \frac{P(A \cap B)}{P(B)}$. The conditional values reveal the information whether or not a characteristic A is likely to appear with another characteristic B . When considering characteristic B the probability P of characteristic A being mentioned by an interviewee is $P(A|B)$. The dependency matrix is shown in Table 6.4. Significant probabilities are market in **bold** font. Significance is hereby defined as probabilities > 0.5 that exist at maximum twice within one dimension. Each dimension is interpreted in the following firstly, based on the taxonomy in Table 6.3, and secondly, on the dependency matrix in Table 6.4.

D_1 Value Proposition The financial benefits are the most frequently mentioned value proposition of LEM business models, followed by alternative markets and supply security. The value proposition of locality was seen as highly controversial by many interviewees (e. g. see interview B answer 12 in Appendix E.2). Five interviewees anticipate locality as a concrete value propositions, while other interviewees question whether customers seek local energy services/products and would be willing to pay higher prices for local supply. The dependency matrix shows that the value propositions of supply security and locality are linked to a geographic understanding of LEMs, while a grid perspective focuses typically on the value of transparency, i. e. electricity data transparency and traceability.

Table 6.3: Taxonomy applied on the 14 expert interviews. (Mengelkamp et al., 2019d)

| Interview/ Business Model | | A | B | C | E | F | G | H | I | J | L | M | N | O | P | Sum |
|---------------------------|-------------------------|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|----|-----|
| Value Proposition | Supply Security | x | x | x | | x | x | | x | | x | x | | | | 8 |
| | Transparency | x | | | x | x | x | | x | | | x | | | x | 7 |
| | Locality | | x | | x | | x | x | | | | | | x | | 5 |
| | Financial Benefits | x | x | | x | x | x | | | x | x | x | x | x | x | 11 |
| | Alternative Market | x | | | x | | x | | x | | | x | x | x | x | 8 |
| Understanding of LEM | Geographic Persp. | | x | x | x | x | | x | x | | x | x | x | x | | 10 |
| | Grid Persp. | x | | | x | x | x | | | x | | | x | | x | 7 |
| Exchange Partners | eMobility Provider | | | x | | | | x | | | | | x | x | | 4 |
| | Aggregator | | | | | | | | | | | | x | | x | 2 |
| | Project Planner | | | | | | | | | | | x | x | | | 2 |
| | Utility | | | | | x | | x | x | | | x | | | | 4 |
| | Land Ow./ Real Est. | | | | | | | | x | | x | | | x | x | 4 |
| | Hardware Manuf. | | x | | | | | | | | x | x | x | | | 4 |
| | Grid/ System Op. | x | x | x | x | | | | | x | | x | x | x | | 8 |
| | Consumer: Household | x | x | | | x | x | | x | x | x | x | | x | x | 10 |
| | Consumer: B2B | x | x | x | x | x | x | | x | x | x | x | x | | x | 12 |
| Producer | x | | x | x | x | x | | x | x | x | x | x | x | x | 11 | |
| Product/Service Offering | Hardware | | | | | | x | | x | | x | | | x | | 4 |
| | LEM-Intermed. | | | | | | x | | | | | | x | | | 2 |
| | Marketing Optim. | | x | x | | | x | | | | | x | | x | | 5 |
| | Process Mgt. | x | x | x | x | x | | x | | x | x | x | x | | | 10 |
| | Platform | x | x | | x | | x | x | x | | x | x | x | x | x | 11 |
| | Local Balancing | x | x | | | x | | | x | | x | x | x | | | 7 |
| | Flexibility Marketing | x | | x | x | | | | | x | | x | | x | | 6 |
| Cost-/Revenue Model | Cost: Softw. DevOps | x | x | | | x | x | x | x | | | x | x | x | x | 10 |
| | Cost: Infrastr./ Hardw. | | | x | x | | x | | x | x | x | | | x | | 7 |
| | Cost: Market. & Sales | | | x | | x | | | | x | | | | | | 3 |
| | Rev.: One-time Paym. | | | | | | x | x | | | | x | | | | 3 |
| | Rev.: Periodic Paym. | | x | | | | x | x | | | | | x | x | x | 6 |
| | Revenue: Capacity | | | x | x | | x | x | x | x | | x | | | | 7 |
| | Revenue: Transaction | | x | | | | x | x | x | | | | x | x | x | 7 |
| Revenue: Energy | | x | | x | | x | x | x | x | x | x | | | | 8 | |
| Role | Supplier | | x | x | | x | x | | | | x | | | | | 5 |
| | Hardware Provider | | | | | | | | | | x | | | x | | 2 |
| | Grid Operator | x | | | | | | | | | x | | | | | 2 |
| | Service Provider | x | x | x | x | x | x | x | x | x | x | x | x | | x | 13 |
| Legal Issues | None | | | | | x | | | | | | | | | | 1 |
| | Stock Exchange Act | | | | | | | | | | | | x | | | 1 |
| | Network Surcharges | | | x | | | x | | | x | | | x | | | 4 |
| | Process Mgt. | | | x | | | x | x | x | | | x | | | x | 6 |
| | Generic | x | x | | x | | | | | x | x | | | x | | 6 |
| Success Factors | Interoperability | x | x | x | x | | x | | | | | | | x | | 6 |
| | Technol.: Grid | | | | | | | | | | x | | | x | | 2 |
| | Technol.: IT-Systems | x | x | | x | | x | x | x | x | | | | x | x | 9 |
| | Market Penetr. | x | | x | | x | x | | | x | | | | | x | 6 |
| | Acceptance | x | x | | | x | | | | x | | | | | | 4 |
| Transactional Object | Others | | | | | | | | x | | | x | | | | 2 |
| | Flexibility | x | | x | x | | | | | x | | x | x | x | x | 8 |
| | Energy | x | x | | x | | | x | x | | x | x | | | x | 9 |

***D*₂ Understanding of LEM** The understanding of LEMs is divided into the geographic and grid perspective. Many interviewees consider both perspectives as key characteristics of local markets (e. g. see interview E answer 2 in Appendix E.2). This shows that the definition and understanding of LEMs is still unanimous among practitioners. The dependency matrix shows that the financial benefit is the most important value proposition regardless of the understanding of LEMs (geographic versus grid perspective). However, the grid perspective understanding of LEMs is typically connected to the success factors of IT-systems and market penetration, and the transactional object of flexibility. The geographic perspective focuses on energy trading and a wide array of success factors.

***D*₃ Exchange Partners** Consumers (industrial and residential) and producers are seen as the most important partners for LEM business models. The Distribution Grid Operators (DSO) is also fairly common to be named an important exchange partner, e. g. as traders for flexibility (compare interview C answer 34 in Appendix E). New exchange partners such as land owners, project planners and hardware manufactures emerged during the interviews, which were not considered important stakeholders in LEMs before (compare Table 3.1). Further, the utilities were only mentioned by four interviewees as important exchange partners. The dependency matrix shows that a geographic understanding of LEMs focuses on industrial consumers trading energy, while the grid perspective focuses on the consumers and producers trading flexibility.

***D*₄ Product/Service Offering** Most business models center around providing a platform or process management in LEMs. However, several interviewees doubted that there will be many operating platforms in the future, but rather few platform providers serving the whole market instead (e. g. see interview A answer 22 in Appendix E.2). Only two interviewees mentioned to offer services to interconnect several LEMs. Business models seem to concentrate on individual LEMs for now. From the dependency matrix, a trend of platform provision for e-mobility providers, aggregators, land owners, consumers, and producers is derived. Process management is rather seen as a focus for e-mobility providers, grid operators and industrial customers. Business models offering flexibility on the LEM seem most important for e-mobility providers, aggregators and project planners, while energy trading is most important for utilities, land owners, hardware manufacturers, and consumers.

***D*₅ Cost-/Revenue Model** The interviews show that LEM business models are not yet structured well enough to provide a clear cost and revenue model. Yet, costs show a trend towards focusing on software development and operation, representing the high relevance of

IS for LEMs. Revenue models are wide spread between periodic payments, capacity, transactional or energy-related payments. One time payments seem less interesting for LEM business models. Cost/revenue models are highly interconnected with the value proposition of financial benefits. However, as cost-/revenue models are quite unspecified, we refrain from further interpretation of the dependency matrix. Additional data is necessary for a detailed analysis of the cost/revenue models in LEMs.

D₆ **Role** Most interviewees see their company's future role in LEMs as service providers, such as platform providers. Other than service providers, suppliers may also become important. Hardware providers and grid operators are seen as less important roles for business models in LEMs. The dependency matrix shows suppliers to focus on supply security as their value proposition, while service providers concentrate on the financial benefits.

D₇ **Legal Issues** 13 of the 14 interviewees saw legal issues as severe challenges. However, many interviewees did not further specify the legal issues. Network surcharges were identified by four interviewees as important legal issues. The network surcharges seem to largely influence the financial benefits from a grid perspective for industrial consumers and producers. Overall, legal issues are most important for the service providers, while the other roles see them as less important.

D₈ **Success Factors** With mentions in 9 of the 14 interviews, IT-systems are the most important success factor for profitable business models. Market penetration, in terms of liquidity, and interoperability are both seen as important success factors by six interviewees. Acceptance from the participants is less mentioned (only in four interviews). The grid technology is mostly neglected. While IT-systems are equally important for all understandings of LEMs, the success factors of interoperability and grid technology seem most important for geographically restricted LEMs. Restricting LEMs from a grid perspective results in market penetration and acceptance becoming the lead success factors.

D₉ **Transactional Object** Energy (mostly electricity) and flexibility are considered important transactional objects. However, additional transactional objects like data, information, water supply, and waste, which could yield new types of business models in LEMs, were discussed as well (e. g. see interview I answer 10 in Appendix E.2). When energy is the transactional object, it is assumed to be mostly traded on a platform, whereas flexibility can be included in nearly any product or service offering.

6.1.4 Discussion

One of the main findings from the analysis of value propositions is the controversial value of *locality* for electricity, flexibility and other transactional objects. This controversy is in line with the findings of the conjoint analysis in Section 4.2. Locality seems to offer additional value for some households, while others are strictly economically motivated. Thus, the question between a low cost or premium price LEM remains. Regulatory niches like the customer system¹⁰ seem still highly important for prototypical LEMs. Furthermore, the wide-spread understanding of a LEM in the expert interviews confirmed the earlier claim, that LEM definitions still need to be aligned towards a holistic, uniform definition.¹¹

The taxonomy revealed that utilities are not considered one of the most important exchange partners of LEM business models by the interviewees. Rather, the focus lies on the consumer and producer agents and the DSO. The individual residential agents are on their way to becoming significant actors in electricity markets. They develop from passive price-takers towards active market participants. While grid operators will still be needed for the technical network operation, utilities may well loose (part of) their current business models. Thus, utilities need to actively research new business models and may develop towards platform providers or aggregators (Richter, 2012). In fact, some of the most valuable companies nowadays are platform providers¹². A propagation of this platform trend towards the energy sector, especially the electricity sector, is to be expected.

The collected data from the expert interviews relies on full transcripts. Therefore, the usual limitation of using paraphrased transcripts and, thus, already subjectively influencing the data during preprocessing, is reduced to a minimum (Kaiser, 2014). The experts were selected because of their perceived knowledge of LEMs. Yet, one interview (interview K) needed to be excluded due to the interviewee not being an expert in the LEMs context. This shows how the expert selection can already influence the results. A certain bias from the previous involvement of the experts in LEMs is to be expected. Yet, this is a common bias in expert interviews (Kaiser, 2014). As the interviews contained critical and positive statements, the data is not exclusively from LEMs enthusiasts, but also from critics.

The development of the taxonomy is partly based on subjective assessments (codings), interpretations (recodings, dimensions, characteristics) and ending conditions. Therefore, the results and interpretations are (partly) biased by subjective interpretation of the authors. Although this subjective bias is found in most analyses, it still needs to be considered when assessing the results. Furthermore, while 14 interviews is an accepted number of expert in-

¹⁰ Compare Section 5.1 for details on the regulatory niche of a Customer System.

¹¹ Compare Chapter 3 for a discussion about LEM definitions.

¹² For example AirBnB, Amazon.

interviews (Bogner et al., 2009), taxonomy development is usually based on several dozens of use cases (Nickerson et al., 2013; Eickhoff et al., 2017; Püschel et al., 2016). Thus, one of the major criticisms of the developed taxonomy is the amount of data used. As LEMs are such a novel field and experts are scarce, the amount of 14 expert interviews is justified for exploratory work. However, we recommend further data to be generated and used to extend the exploratory taxonomy.

To the best of our knowledge, the conducted expert interviews and analyses are the first comprehensive study of LEM business models in Germany. They should be seen as an exploratory study and first taxonomy for LEM business models. As taxonomies are constantly evolving (Nickerson et al., 2013), we predict different taxonomies developing in the near future. The acquisition of additional data will aid in further specifying the taxonomy. The usefulness of a taxonomy is ultimately proven by its practical use (Nickerson et al., 2013). The taxonomy is currently in use for developing business models for a LEM in the LAMP project, proving its prototypical usefulness. Its usefulness will be further defined by its future use in real-world applications and research.

6.2 Information Systems

Section 6.2 is based on joint work conducted by Benedikt Kirpes, Esther Mengelkamp, Christian Becker, Christof Weinhardt, and Georg Schaal, currently under review at *Information Technology*, cited here as: Kirpes et al. (2019).

According to the taxonomy in Section 6.1, IS are the most important success factor for sustainable business models in LEMs. Further, the costs of IS (or software) development are perceived as the most essential cost factor. As the majority of LEMs will be implemented as platform solutions¹³, the focus on IS as the main cost driver and success factor is unsurprising. In line with the ongoing servitization of the electricity sector (Benedetti et al., 2015), the efficiency and interoperability of IT-systems and software solutions has become most important. The trend towards the servitization of business models is developing simultaneously with a shift of focus from hardware to software (Vandermerwe and Rada, 1988).

The design of efficient, customer-centric and interoperable IS solutions depends on the requirements of the respective market or platform they shall operate (Johansson et al., 2001; Adepetu et al., 2012). The development of these requirements should follow a clear, iterative process to ensure their holistic suitability to a specific use case. We use the SGAM methodology to derive the organizational, informational and technical requirements for an interoperable

¹³ Compare the product/service offering in the final taxonomy in Table 6.3 in Section 6.1.

LEM IS. The requirements are derived for all layers of the framework from the component to the business layer. Then, we introduce the DLT as an opportunity for decentralized IS in LEMs. The DLT, in particular blockchain technology, claims to allow a (completely) decentralized market platform and IS without a central intermediary (Aitzhan and Svetinovic, 2018). We derive specific DLT requirements (or *blockchain requirements*) for LEM IS. To test these requirements, Section 6.3 compares current German LEM implementations and uses the case study of LAMP to investigate whether the organizational, informational, technical, and blockchain requirements can be met by a current LEM implementation.

6.2.1 SGAM Methodology

The SGAM was introduced in 2012, following a standardization request of the European Commission in Mandate M/490 (Smart Grid Coordination Group, 2012). It is a standardized reference model to conceptually design all aspects and layers of the modern smart grid system. The framework is designed for modeling, configuring, visualizing and validating smart grid architectures, and to analyze smart grid use cases in a structured way regarding their interoperability and standardization gaps (Smart Grid Coordination Group, 2012). We define interoperability as specified by the IEEE standard 610. It defines interoperability as the “ability of two or more networks, systems, applications, components, or devices from the same vendor, or different vendors, to exchange and subsequently use that information in order to perform required functions” (Smart Grid Coordination Group, 2014).

The SGAM consists of three dimensions, i. e. domains, zones and interoperability layers. Figure 6.3 presents the complete SGAM framework. It focuses on the interoperability of smart grid architectures by modeling electrical connections, information flow and communication technologies between physical components and software applications. Simultaneously, it considers existing regulatory and business constraints. All important aspects of a smart grid are represented on the five interoperability layers, i. e. the *component*, *communication*, *information*, *function*, and *business* layer. The horizontal axis of the SGAM is structured into five domains representing the traditional electricity value chain, i. e. *generation*, *transmission* and *distribution*, and two rather decentralized domains, *Distributed Electricity Resources (DER)* and *customer premise*. The third dimension represents the hierarchical zones of power system management in a smart grid. It includes the *process* (physical, chemical or spatial transformations of electricity and the physical equipment directly involved), *field* (equipment to protect, control and monitor the power system), *station* (areal aggregation of field level), *operation* (power system control operation in the respective domain), *enterprise* (commercial and orga-

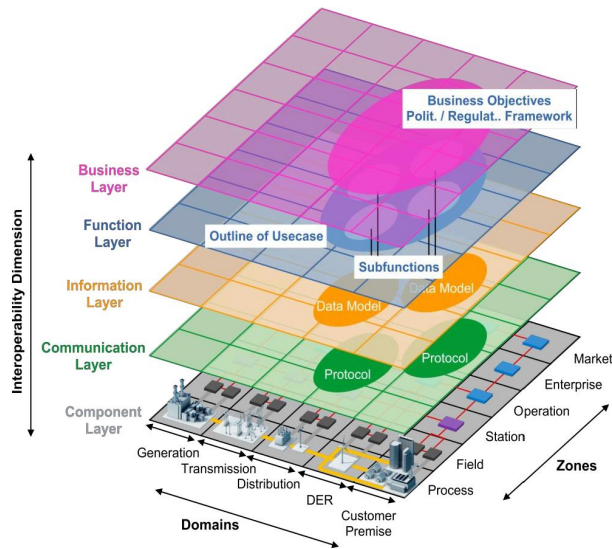


Figure 6.3: Smart Grid Architecture Model (SGAM). (Smart Grid Coordination Group, 2012)

nizational processes, services and infrastructures), and *market* (market operations along the electricity conversion chain) (Smart Grid Coordination Group, 2012).

The standardized reference architecture defines a methodology to develop a smart grid architecture and SGAM for specific use cases. The architecture and architecture model are mandatory before developing the IS requirements. The first step consists of identifying, describing and analyzing the use case in detail. Then, all hardware and software components relevant for that use case are mapped to the SGAM. Typically, the component layer is developed first. It includes all physical and software components, i. e. grid equipment, devices, IS infrastructure and applications for the information infrastructure. Secondly, the business layer is described by defining business actors, their objectives, business cases, processes within the system, and regulatory and political constraints. Thirdly, the function layer is developed. It examines all logical functions and services as well as their relations from a technical perspective in order to realize the business and functional use cases. Fourthly, the information layer is defined to represent all information objects and their data models, which are exchanged between the functions and technical systems. Finally, the communication layer describes which protocols and technologies are used for the transfer of data and information objects between different components (Smart Grid Coordination Group, 2012).

We follow the domain-specific architecture framework proposed by Neureiter et al. (2016) implemented in the modeling tool SGAM Toolbox¹⁴. The SGAM methodology is aligned with the concept of a model-driven architecture (Dänekas et al., 2014). Instead of following the typical SGAM approach, it firstly defines a computational independent model on the business and function layer without considering any technological aspects. Interoperability of this model is enhanced by using the unified modeling language. Secondly, a platform independent model is defined, which covers the remaining three layers, i. e. component, information, and communication layer (Dänekas et al., 2014). The considered LEM is assumed to have a basic set of technical components (e. g. RES, Energy Storage Systems (ESS), smart meters), which needs to be extended with additional components to reach suitable interoperability and efficient IS. Therefore, we model the component layer after the business and function layer in order to include the derivations from those layers for development of the components (Smart Grid Coordination Group, 2012).

6.2.2 SGAM Application for LEMs

In line with this work, the organizational, informational and technical requirements for IS in LEMs are derived for a virtual LEM. Figure 6.4 depicts the concept for the virtual LEM. It consists of a market mechanism overlaying a (majorly) residential microgrid electricity infrastructure. We apply the SGAM methodology in an intermediate granularity and abstraction level for all layers to ensure the universal applicability and interoperability of the requirements (Smart Grid Coordination Group, 2012; Gottschalk et al., 2017).

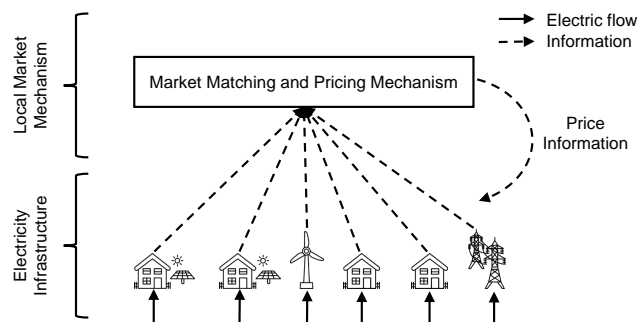


Figure 6.4: Use case of a local electricity market based on Mengelkamp et al. (2018b) and Kirpes et al. (2019).

¹⁴ More information about the SGAM Toolbox can be found at <https://sgam-toolbox.org>. Accessed on 04.03.2019.

Business Layer The business layer (and the subsequent analysis) centers around the residential stakeholders, i. e. producers and consumers. The consumers' main objective is to minimize their electricity costs and optimize their electricity mix according to individual preferences (Tabi et al., 2014).¹⁵ Producers strive to increase their overall profits, i. e. decrease their total costs (Parag and Sovacool, 2016; Lynch et al., 2016). Prosumers are not explicitly considered as they are a combination of both, producers and consumers, and always occupy one of the roles according to their own generation and consumption. The main business use case to achieve both objectives is to optimize the local electricity trading.¹⁶ The LEM is operated by a local market operator or platform provider to ensure stable market operation. Local trading encompasses all six zones of the SGAM and three domains, i. e. distribution, DER, and customer premise. In the SGAM methodology, DER specify not only RES, but also additional distributed electricity resources, e. g. Electric Vehicles (EVs) or ESS. From a regulatory point of view, we continue to consider a LEM in a German Customer System after §3 (24 a, b) EnWG. As the business use case of local electricity trading between producers and consumers is now defined on the domains and zones, the analysis continues with the subsequent function layer.

Function Layer

The function layer models the business actors of producers and consumers from the business layer as the logical actors of the producer trading agent, the consumer trading agent, advanced metering infrastructure, producer and consumer. The function layer is depicted in all six domains and the three zones of local electricity trading in Figure 6.5. The market platform is represented by the logical actor of the market. It encompasses the trading platform, market clearing and settlement. In Section 6.2.4, it will be considered to be run as a blockchain-based decentralized App enabled by smart contracts.

The business use case of local electricity trading is split into a set of functions (or primary use cases) in the function layer. The producers' sell strategy and the consumers' buy strategy are determined by their respective trading agents. These strategies are dependent on electricity demand and generation data. This data is measured in a sufficient time granularity by the advanced metering infrastructure, e. g. by smart meters. The producers' and consumers' individual electricity preferences are also considered in the trading strategies.

Figure 6.6 shows the sequence diagram of the three functions of sell order, buy order, and market clearing and settlement. Exchanged information objects between the layers are marked

¹⁵ Compare Part II for more details about the residential customers' objectives.

¹⁶ Back-up options like trading with the grid or other LEMs for excess or scarcity electricity (Matamoros et al., 2012; Thakur and Breslin, 2018) are omitted to keep the focus on the inter LEM trading.

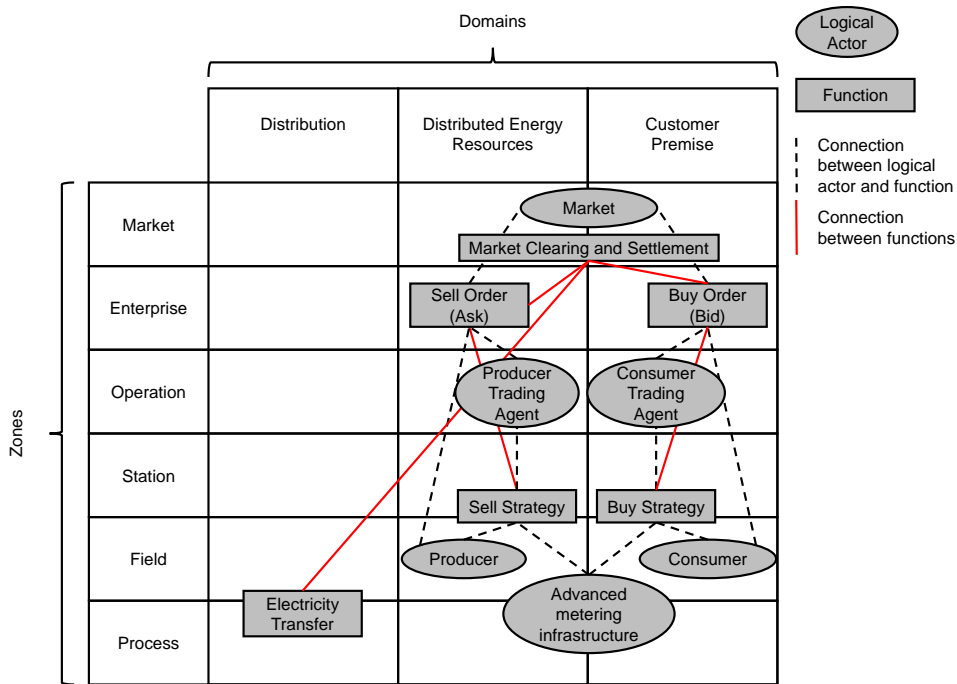


Figure 6.5: Depiction of the function layer for local electricity trading based on Kirpes et al. (2019).

in **bold** font. They represent the information objects analyzed in the information layer. At the beginning of a trading time slot, the producer (consumer) trading agent determines and places an ask (bid) by sending it to the market. The agent's Energy Management Trading System (EMTS) is responsible for this task. The consumers' funds should be locked in to ensure that they will be able to actually pay their bid (in full) if it is allocated. This minimizes the risk of payment defaults. Payment can be hold until physical settlement of generation and demand to mitigate generation and demand forecast errors (Pascual et al., 2015). A mechanism to deal with forecast errors needs to be in place to cover any deviations, e. g. by penalizing them through higher grid tariffs. In addition, we include a verification mechanism that allows the trading agents to once check their transactions. Thus, in case of data transmission problems, market malfunctioning, or even cyber attacks (Sridhar et al., 2012) the trading agents could alert the market to a problem in the (unverified) transactions they receive from the market. After a specified amount of time, or after all agents signaled their agreement, the transactions are considered as verified. In case of issues with the transactions, the market is required to address these issues in a timely matter. For this, a market problem management system needs

to be in place.¹⁷ As the main functions are now identified, the SGAM methodology moves on to the component layer.

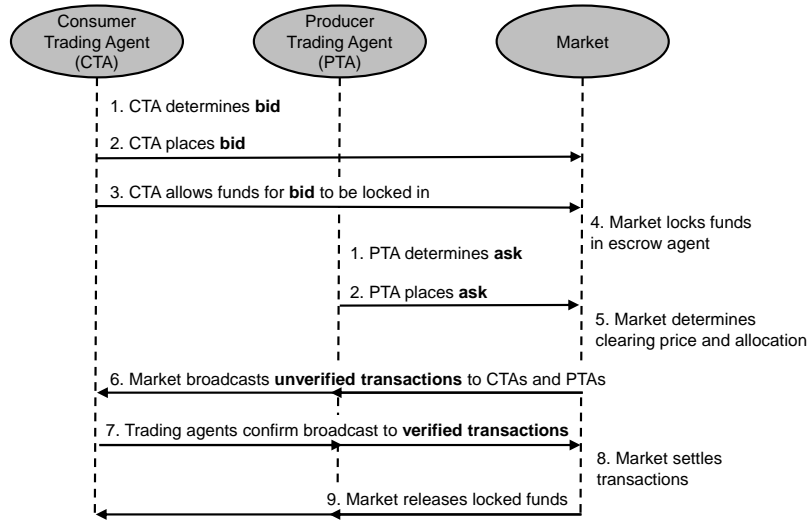


Figure 6.6: Sequence diagram of the main functions based on Kirpes et al. (2019).

Component Layer

The component layer maps the logical actors from the function layer to software and physical (hardware) components. Producers and consumers may enter their electricity preferences via a user interface, e. g. smartphone application. The advanced metering infrastructure requires (smart) meters to provide data about electricity demand and generation in the required time granularity. Based on gathered data and additional inputs, e. g. local weather forecasts, the EMTS can calculate generation and demand forecasts (Mengelkamp et al., 2018b). The EMTS's computational resources to determine the bids (asks) for its agent can be deployed on any capable device, e. g. it can be run on additional computational resources on the smart meter. Besides the producers' and consumers' user interfaces and the smart meters, the market platform needs to be run on a stable (centralized, distributed or decentralized) IS. Additional components of a LEM, like the RES, should be modeled when concentrating on a general view. As we focus on the interoperability and requirements for LEM IS, we abstract from modeling further components in detail. Rather, they are inherently represented within the EMTS of the

¹⁷The verification of transaction is optional. A market could also send out the final (verified) transactions without giving the agents a chance to object. However, as LEMs are frequently based on an community inclusive approach, at least one loop of confirmation is appropriate.

producers (prosumers). For a graphical representation of the components, we refer the reader to Figure 6.7 in Section 6.2.4, which depicts the component layer of a blockchain-based LEM. From the component layer, the SGAM methodology moves on to the information layer to define the information objects for local electricity trading.

Information Layer

The main information objects, as identified on the function layer in Figures 6.5 and 6.6, are exchanged between the respective components along the IS connections. We identify eight relevant information objects, that are (1) buy orders, (2) sell orders, (3) unverified transactions, (4) verified transactions, (5) excess generation, (6) electricity demand, (7) asking preferences, and (8) bidding preferences.

To ensure semantic interoperability on the information layer, canonical data models (also called data model standards) are required according to the SGAM framework (Smart Grid Coordination Group, 2012). A canonical data model provides a common basis for the definition of information objects, which enables smooth exchange of information within one and between multiple systems. Although the commitment to a specific data model standard has potential downsides, e. g. high effort for implementation and upgrading, it is a necessity for interoperability on the information layer. For transmitting smart meter output data to the EMTS, various possible standards exist, e. g. the IEC 62056 DLMS/COSEM or IEC 61850.¹⁸ Their applicability depends on the region and type of the meter. The SGAM recommends to decide for a unique data model standard for the entire use case, i. e. for all eight information objects (Smart Grid Coordination Group, 2012). To ensure easy interoperability, this recommendation should be followed. The transmission of information objects is carried out via information technology connections between the components. These connections are defined in the communication layer.

Communication Layer

Four distinct connections exist in the local electricity use case:

- Between the user interfaces and the EMTS
- Between the advanced metering infrastructure and the EMTS
- Between the EMTS and the DER
- Between the market platform and the EMTS

¹⁸ More information about the proposed standards can be obtained at <https://www.vde-verlag.de/normen.htm>
1. Accessed on 06.03.19.

Order and transaction information objects are transferred between the market platform and the EMTS. Depending on the LEM design, different protocols and communication technologies may be utilized, e. g. subscriber access networks (internet) or neighborhood networks (Smart Grid Coordination Group, 2012). They could be implemented as (wireless) local area networks or mesh networks such as ZigBee Smart Energy (ZigBee Standards Organization, 2014). Smart metering communication as specified by IEC 61850 is typically sent within wide area networks via transmission control protocols/internet protocols or other protocols, e. g. IEC 62056.¹⁹ A direct connection between the advanced metering infrastructure and the EMTS is desirable, e. g. via power-line communication or Ethernet. The connection between (smartphone) user interfaces and the EMTS could be handled by any mobile internet technology, e. g. global system for mobile communications. The EMTS needs a direct communication to the DER in order to control the systems, if direct control, e. g. for Demand Response (DR), is part of the LEM. The decisions for protocol and communication technology depend directly on the implemented design of the LEM.

6.2.3 IS Requirements for LEMs

After the analysis of the proposed system architecture design with the SGAM methodology the derivation of high-level interoperability requirements is possible. These requirements are directly connected to the layers and their respective elements according to the IEC 62559 methodology for smart grids (Gottschalk et al., 2017).²⁰ The technical requirements for IS of physical electricity infrastructure are extensively covered by relevant publications such as Eger et al. (2013) or (Rohjans et al., 2012). We derive the requirements according to the interoperability framework of the Grid Wise Architectural Council (2008). The organizational requirements are denoted by Req_{org} , the informational requirements by Req_{inf} and the technical requirements by Req_{tec} .

The organizational requirements are extracted from the business and (partly) the function layer. These two layers are mainly relevant for the computation independent model developed during the system analysis phase (Dänekas et al., 2014). The informational requirements are extracted from the function and the information layer. The technical requirements develop from the component and the communication layer. They relate to the platform independent model relevant for the system architecture phase (Dänekas et al., 2014). We distinguish between mandatory requirements (“must”) and optional, desired requirements (“should”).

¹⁹ More information about the proposed standard can be obtained at <https://www.vde-verlag.de/normen.html>. Accessed on 06.03.19.

²⁰ More information about the proposed standard can be obtained at <https://www.vde-verlag.de/normen.html>. Accessed on 06.03.19.

Organizational Requirements (Business and Function Layer) The organizational requirements of the computation independent model consider the involved stakeholders' (business) goals and cases, including their processes. Sustainable and clear value propositions and business models for the key stakeholders are necessary. Further, the system needs to comply with current regulation and specifically support seamless integration of economic (market mechanism), informational (IS) and power system functionality (physical electricity transfer). In detail, we deduct the following organizational requirements for a LEM and its information system:

- *Req_{org1}*: Must align local electricity trading with (business) goals of the stakeholders [Business Layer]
- *Req_{org2}*: Must integrate local electricity trading with the existing (business) processes of the stakeholders or create new ones [Business Layer]
- *Req_{org3}*: Must provide a clear value proposition and business model for the market operator [Business Layer]²¹
- *Req_{org4}*: Must comply with regulatory constraints of the regional and (inter-) national legislation [Business Layer]
- *Req_{org5}*: Must support interoperability through integration between market mechanism, IS and physical electricity transfer [Function Layer]

Informational Requirements (Function and Information Layer) The informational requirements of the platform independent model are extracted from the function and information layer. Certain requirements regarding functionality (bidding strategy, market clearing, and transaction settlement) are essential to operate a LEM. Further requirements consider a standardized (data) structure for all information objects exchanged by the IS to ensure high interoperability. In detail, we deduct the following informational requirements for a LEM and its information system:

- *Req_{inf1}*: Must provide a suitable producer and consumer agent bidding strategy [Function Layer]
- *Req_{inf2}*: Must provide efficient market clearing [Function Layer]

²¹ An individual requirement for the market operator is chosen as this stakeholder's value proposition and business model is of utmost importance for a successful LEM. As most LEM projects are still in the proof-of-concept and testing phase, the market operators business model is frequently neglected (compare Section 6.3).

- *Req_{inf3}*: Must provide efficient transaction settlement [Function Layer]
- *Req_{inf4}*: Should utilize standardized canonical data models for buy and sell orders²² [Information Layer]
- *Req_{inf5}*: Should utilize standardized canonical data models for transactions [Information Layer]
- *Req_{inf6}*: Must utilize standardized canonical data models for meter readings [Information Layer]

Technical Requirements (Component and Communication Layer) The technical requirements of the platform independent model consider the integration of (cyber) physical components and the applied communication technologies and protocols. In detail, we deduct the following technical requirements for a LEM and its information system:

- *Req_{tec1}*: Must utilize and integrate with the available physical infrastructure (e. g. existing meters, DER) [Component Layer]
- *Req_{tec2}*: Should deploy and utilize an EMTS device with sufficient computational and storage capabilities [Component Layer]
- *Req_{tec3}*: Should utilize an advanced metering infrastructure [Component Layer]
- *Req_{tec4}*: Should deploy and utilize an easy-to-use user interface for the end-users [Component Layer]
- *Req_{tec5}*: Must utilize standardized communication technologies and protocols to allow for efficient information exchange [Communication Layer]

The organizational, informational, and technical requirements provide high-level specifications according to SGAM methodology and Grid Wise Architectural Council (2008)'s interoperability framework. The requirements provide a general guide on how to set up a LEM and its IS. In the last couple of years, an active discussion among researchers and practitioners has developed on whether a DLT or a blockchain could run a completely decentralized LEM. We shortly introduce the DLT and blockchain technology in the following and derive the additional requirements needed to run a blockchain-based LEM.

²² Data models for buy/sell orders are not yet standardized in the SGAM.

6.2.4 Distributed Ledger Technologies for LEMs

In 2008 a DLT was introduced as the underlying technology for cryptocurrencies such as Bitcoin²³, which are running on a shared distributed ledger (Nakamoto, 2008). In the energy sector, instead of DLT, mostly the term *blockchain* is used. It represents a specific form of DLTs which order their ledger in blocks of data. These blocks are added following certain mechanisms and ordered according to their timely development. Like this, a chain of blocks is created. Thus, blockchain technology is considered a sub-category of distributed ledger technologies (Conte de Leon et al., 2017). In the last decade, researchers and organizations proposed a multitude of innovative ideas and concepts for the application of blockchain technology in various use cases for energy markets, but also other fields, e. g. like supply chain management (Sikorski et al., 2017; Aitzhan and Svetinovic, 2018; Apte and Petrovsky, 2016). We focus on explaining the blockchain technology as a subcategory of DLTs from here on, as it is the most important DLT for the energy sector at the moment.

Blockchains store a digital ledger of transactions secured by cryptographic measures. This transaction log is shared across a public or private Peer-to-Peer (P2P) network. The verification of transactions is not conducted by a central authority, but by a decentralized trustless consensus mechanism that is established between the participants of the network, e. g. proof-of-work consensus mechanism (Nakamoto, 2008). Every participant (or *node*) owns a unique set of a public and a private key and can trigger a transaction to any other node. The transaction is validated and verified by the consensus mechanism. Then, it is added to the last block of the blockchain. Each full node keeps a copy of all transactions included in the chain of blocks. Those transactions are irreversibly stored, making blockchain ledgers immutable and manipulation-free (Nakamoto, 2008; Aitzhan and Svetinovic, 2018). Security concepts such as public key cryptography and distributed networks are fundamental for each blockchain technology. They ensure trust and, along with the consensus mechanism, guarantee that double-spending or fraud become (almost) impossible (Tschorsch and Scheuermann, 2016).

Attacks on the network are mitigated and, thus, less likely to succeed (Nakamoto, 2008). Exemplary, a proof-of-work consensus mechanism lets all nodes receive and verify the broadcasted transactions. This process can be seen as an economic race to be the first to validate new transactions and receive a reward. The process of mining the next valid block, consisting of the last transactions, is essentially a randomized math problem. Solving this problem requires computing power and, therefore, consumes energy. For successfully creating a new

²³ More information about the Bitcoin blockchain can be obtained at <https://bitcoin.org/en/>. Accessed on 06.03.19.

block, miners get an incentive, e. g. a certain amount of financial remuneration (Tschorsch and Scheuermann, 2016). Then, the new block is broadcasted to the entire network. As there is no central authority in a blockchain, this mechanism guarantees that participants stay motivated to mine blocks. Additionally, this technique ensures a continuous distribution of new coins or tokens within the network and encourages nodes to stay honest and to prevent double-spending (Nakamoto, 2008). Alternatives to the proof-of-work consensus mechanism are e. g. proof-of-stake (Buterin, 2014) or proof-of-activity (Tschorsch and Scheuermann, 2016). The various consensus mechanisms each have specific (dis-)advantages regarding e. g. transaction throughput or security (Buterin, 2014).

Since their first introduction on the Ethereum²⁴ blockchain, the concepts of *smart contracts* and *Decentralized Apps (dApps)* are becoming key features for the application of blockchain technology (Buterin, 2014). A smart contract is basically a self-executing software. It automatically enforces a set of rules whenever a predefined condition is fulfilled. Such a condition can either have its origin within the network or from external data sources or services. The idea of self-executing contracts is not new, but blockchain technology enables them to be implemented and run within a fully distributed system. A dApp can include an optional front-end, but is essentially a software application operating on the blockchain network. It may utilize one or more smart contracts (Raval, 2016).

Blockchain technologies can be classified into two main categories, i. e. *permission-less* (public) and *permissioned* (private or consortium chains). Access and participation in public blockchain networks need no permission. Everyone is able to operate his own node. This makes public blockchains suitable for global use cases, e. g. cryptocurrencies such as Bitcoin. For more localized scenarios like LEMs permissioned access might be more suitable as the setting is highly regulated and participation locally restricted (Li et al., 2018; Kang et al., 2017). Permissioned blockchains allow the addition of potential supplementary features, e. g. better information transparency and increased performance, but concurrently result in lower privacy and security (Xu et al., 2016).

As blockchain technology is a decentralized approach, it has many characteristics and objectives in common with the interconnection of distributed RES and participants in LEMs. Various companies and organizations are developing blockchain-based solutions for the energy sector. In 2018, at least 122 organizations were involved and 40 projects deployed globally (Metelitsa, 2018). Most of these projects are still in a pilot phase, testing proof-of-concepts or launching early-stage solutions (Goranovic et al., 2017; Zhang et al., 2017; Metelitsa, 2018).

²⁴ More information about the Ethereum blockchain can be obtained at <https://www.ethereum.org/>. Accessed on 06.03.19.

Further use cases for the application of blockchain technology in the electricity sector besides LEMs are wholesale electricity trading (Ponton, 2019), flexibility services (Pop et al., 2018), electric vehicle charging (Kirpes and Becker, 2018) or smart city approaches (Pieroni et al., 2018). Most research activities evolve around the technical feasibility of such solutions and systems, considering different aspects such as energy loss (Sanseverino et al., 2017), privacy (Lombardi et al., 2018), resiliency (Sabounchi and Wei, 2017), reliability (Munsing et al., 2017; Lombardi et al., 2018), trust (Munsing et al., 2017), communication costs (Aggarwal et al., 2018) or security (Munsing et al., 2017; Li et al., 2018; Oh et al., 2017). Most of the existing publications show technical feasibility of the solutions by providing specific architectures and designs, verified by small-scale pilots or proof-of-concepts. Interoperability of the proposed solutions is only partly considered for the physical infrastructure and power system integration. However, interoperability is key to a successful implementation of a blockchain-based approach, as only full interoperability ensures (long-term) scalability. Smart grid and LEMs solutions need standardization efforts in order to become successful and integrateable with current and future technology (GWAC, 2015). By utilizing the standardized SGAM methodology we consider, evaluate, and derive blockchain requirements for LEM IS with a focus on interoperability on all layers.

Blockchain Requirements for LEMs A blockchain-based market platform can be used to allow a decentralized run LEM. For this, the market platform should be run on a dApp. Smart contracts can implement the market dApp and also control an escrow account for keeping consumer bid funds locked in until they are released for settling the transactions. The blockchain nodes can be run on the EMTS. For this, the required computational capacity needs to be available. Transactions become verified by the consensus mechanism and are stored in the transaction ledger. Once a new block is added, the transaction in the last block can be seen as verified. We model the market dApp, consensus mechanism, and transaction ledger as separate components in the SGAM although they are all part of one blockchain protocol in a real-world implementation. This emphasizes the interrelation between the components. Order and transaction information objects are sent within the blockchain network. Thus, the main blockchain network in a LEM consists of the EMTSs (nodes), the market dApp, the consensus mechanism, and the transaction ledger. Figure 6.7 depicts the main blockchain components and their connection to the user interfaces, advanced metering infrastructure (smart meters), and electricity infrastructure in the component layer.

Based upon the SGAM methodology and blockchain characteristics five additional blockchain requirements for LEMs were developed for the platform specific model (Dänekas et al., 2014). In detail, we deduct the following requirements:

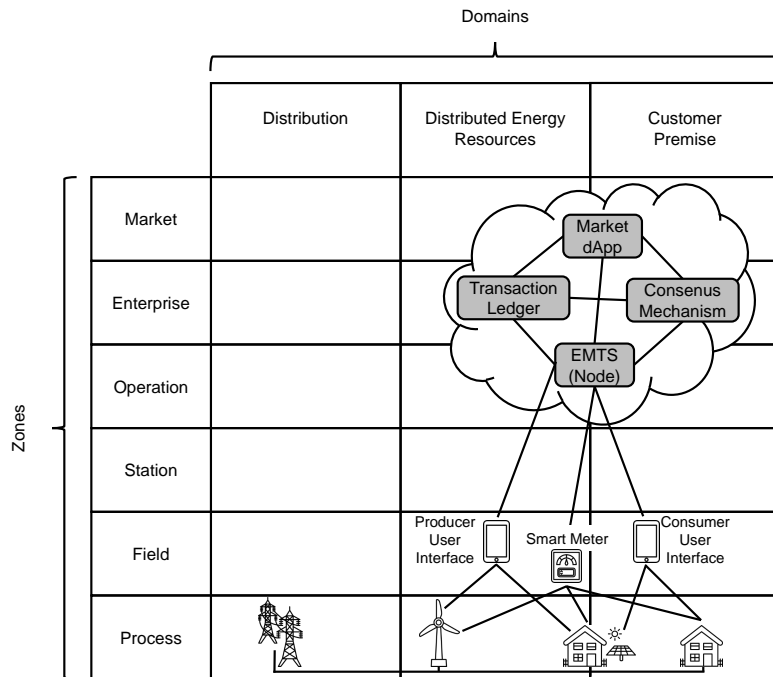


Figure 6.7: Component layer of a blockchain-based LEM based on Kirpes et al. (2019).

- *Req_{block1}*: Must implement a blockchain technology which is capable to deploy smart contracts and operate an efficient and secure market dApp
- *Req_{block2}*: Must implement a blockchain technology with suitable access rights, e. g. private or permissioned
- *Req_{block3}*: Must implement a blockchain technology with a suitable consensus mechanism for the LEM use case
- *Req_{block4}*: Must implement a blockchain technology with a suitable transaction throughput according to the LEM trading amounts
- *Req_{block5}*: Should implement a blockchain-based token/coin to be used as a currency for trading electricity

Currently, no suitable data model standard is available for blockchain-related transaction and order information objects in the SGAM (Smart Grid Coordination Group, 2014, 2017).²⁵ Since no suitable standard is available yet, proprietary data models or modifications from existing data models should be considered. Standardization of these data models should be reached to operate semantically interoperable LEMs. We refrain from considering additional general cross-layer requirements for the information system and power infrastructure, i. e. security and privacy, reliability, grid stability and power quality requirements, to keep the focus on the interoperability of the IS components within a LEM.

6.2.5 Discussion

The SGAM methodology is typically used to develop a basic model of an energy use case with the goal to ease discussions between different parties from overlapping layers (Trefke et al., 2013). As IS span all SGAM layers and, in the case of LEMs, all zones and three of the five domains, the interoperability between the information objects has the highest priority. The application of the SGAM methodology eases finding a common model and language to consider the requirements for a holistic IS. It allows the swift understanding and subsequently detailed discussion of the derived components, communication links, information objects, functions, and business use case, as the SGAM is a standard model for energy research (Gottschalk et al., 2017; Trefke et al., 2013). For the high-level requirements we consider the standardized approach as sufficient. However, for a more detailed analysis of individual requirements extended models should be considered. Exemplary, Hurtado et al. (2015) develop a SGAM-based model for building energy management systems.

The application of the SGAM methodology to LEMs was first conducted in Kirpes et al. (2019). Therefore, we describe all layers individually and start by deriving the high-level requirements. The actual application of these requirements and the subsequent development into more detailed, case study-oriented requirements is to be conducted in further studies. Section 6.3 provides a first example of how the requirements can be applied to a real LEM implementation.

The implementation of a blockchain-based decentralized local market platform is generally possible. The five blockchain requirements function as an overall guideline on how to choose (or develop) a blockchain for a LEM. The capability of deploying smart contracts is typically necessary to sustain the market platform (Mylrea and Gourisetti, 2017; Mengelkamp et al., 2018b). Suitable access rights control the number and type of participants, a suitable

²⁵ The data model standard for the current traditional centralized electricity market MADES in conjunction with IEC 62325 might be a good choice. More information about the proposed standard can be obtained, respectively, in Entso-e (2014) and at <https://www.vde-verlag.de/normen.html>. Accessed on 07.03.19.

consensus mechanism the method of verifying new transactions. Both (partly) control the computational resources needed for the blockchain. As computational resources can be quite high, keeping the access rights and consensus mechanism tailored to the LEM use case allows a reduction of the required computational resources. Thus, the energy consumption is kept in check (O'Dwyer and Malone, 2014). The main remaining question is whether a blockchain is actually an overall more suitable IS for LEMs than a more centralized IS. Doubts about the scalability, cost-efficiency and privacy of blockchains remain to be addressed (Beck et al., 2016). The fundamental question of whether a blockchain can be more advantageous than non blockchain systems will be discussed in many future workshops, publications and overall research. This work refrains from offering a strong opinion. Rather, the high-level requirements should be seen as a guide towards blockchain-based implementations of LEMs. Their further specification is envisioned in future works.

6.3 Real-World Application

The development of LEMs comes with the claims of “disruptive” business models (Richter, 2012), empowerment of the residential agents (Julian, 2014), better integration of RES into the electricity system (Stadler et al., 2016), and the overall servitization of the electricity sector (Benedetti et al., 2015). Additional claims about the economic, technological, social and environmental value of LEMs give the impression, that LEMs can singlehandedly transform the traditional electricity value chain into a multidimensional, sustainable and locally centered network of electricity generation and demand.²⁶ Yet, the long-term success of new concepts, such as LEMs, depends foremost on the success of their actual real-life application. The status of real-world projects determines if and how the concepts (and their business models) need to be reevaluated and adapted (Giesen et al., 2010). Thus, the current status of LEM implementation projects needs to be investigated to derive general statements about the current (and predicted future) success of LEMs.

For this, a concise overview of current LEM projects in Germany is presented in the following. As quite a large number of German projects with a LEM concept exist, a focus is set on five of these projects for a detailed, qualitative comparison in Table 6.5. The projects are chosen based on their concepts being close to this work's LEM definition²⁷ and their progress in

²⁶ Compare Table 3.2 in Chapter 3 for an overview of the economic, technological, social and environmental value propositions of LEMs.

²⁷ See Chapter 3 for the LEM definition used in this work.

implementation. As this work, and any of its regulatory considerations, focus on Germany, it is natural to concentrate on German implementation projects.²⁸

6.3.1 Current LEM Implementations in Germany

Internationally, the first well known project to develop a LEM is the Brooklyn Microgrid.²⁹ In 2016, it executed the first blockchain-based electricity trade between two households in Brooklyn, New York (Mengelkamp et al., 2018b). Since then, the number of projects and organizations involved in LEMs has been increasing tremendously. In 2018, Metelitsa (2018) reported at least 120 organizations worldwide to be working on distributed and local energy markets. Looking at Germany, this seems to be a conservative estimation. With 40 organizations already involved in the Enerchain project³⁰, and a minimum of at least 20 LEM projects existing, the number of organizations involved should be even higher. Most projects have consortia consisting of several organizations. Appendix F.1 provides an overview of current LEM implementation projects in Germany and neighboring countries.

Instead of providing a general comparison of all LEM projects, a detailed comparison of five specific German LEM projects is chosen. The projects are chosen according to how closely they adhere to this work's definition of local electricity trading between residential (and industrial) agents. Further, the projects have already or are planning to implement a LEM in the near future. The five chosen projects are LAMP³¹, Pebbles³², the Virtual Power Plant project³³, SoLAR³⁴, and RegHee³⁵. Table 6.5 provides a comparison of the projects in terms of their agent structure, (micro) market structure, strategic orientation and objectives, business models, and consideration of the regulatory and legal environment. The categories of comparison relate to the Market Engineering Framework for Local Electricity Markets (MEF-

²⁸ An overview of international LEM *research* projects is provided by Sousa et al. (2019). An overview of international LEM *implementation* projects is given by PWC (2018).

²⁹ More information about the Brooklyn Microgrid can be obtained at <https://www.brooklyn.energy/>. Accessed on 10.03.19.

³⁰ More information about the Enerchain project can be obtained at <https://enerchain.ponton.de/index.php>. Accessed on 10.03.19.

³¹ More information about LAMP can be obtained at http://im.iism.kit.edu/english/1093_2058.php. Accessed on 10.03.19.

³² More information about Pebbles can be obtained at <https://pebbles-projekt.de/ueber-uns/>. Accessed on 10.03.19.

³³ More information about the Virtual Power Plant project can be obtained at <https://www.evt.uni-wuppertal.de/forschung/forschungsgruppe-betriebskonzepte-und-sektorenkopplung/vpp-virtual-power-plant.html>. Accessed on 10.03.19.

³⁴ More information about SoLAR can be obtained at <http://fachdokumente.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/126531/?COMMAND=DisplayBericht&FIS=203&OBJECT=126531&MODE=METADATA>. Accessed on 10.03.19.

³⁵ More information about RegHee can be obtained at <https://www.ewk.ei.tum.de/en/forschung/projekte/reghee/>. Accessed on 01.04.19.

Table 6.5: Comparison of German LEM projects. The table is based on information obtained during a LEM workshop on 05.03.19 in Karlsruhe (Mengelkamp et al., 2019c). Information not yet available is marked by *t.b.d.*, information not available/shared by the project organizers is marked by *n. a.*

| Project | LAMP | Pebbles | Virtual Power Plant | SoLAR | RegHee |
|-----------------------|--|---|--|---|--|
| Project time | 06.17–12.19 | 01.20–03.21 | 03.17–03.20 | 05.18–04.21 | 03.19–03.22 |
| Objectives | Promotion of RES, establishment of energy community, research of local market behavior | Usage of local flexibility for local autarchy, creation of LEM benefitting its stakeholders | Integration and indirect control of high number of DER, increase of RES absorption in grid | Demonstration of market management for integration of RES in grid | Quantification of added value of blockchains to LEMs, integration of RES in grid |
| Strategic orientation | Prototypical implementation, research and development | Proof-of-concept, research and development | Research and development | Proof-of-concept, research and development | Proof-of-concept, research and development |
| Participants | 1 PV, 1 CHP, 11 household consumers (goal: 20) | 2-3 biogas producers, 1 PV, 6-7 PV prosumers | 550 consumers (household and industrial) | 1 CHP, 22 PV prosumers, | t.b.d. |
| Market access | Restricted locally | Restricted locally | Restricted locally | Restricted locally | Restricted locally |
| Transactional Object | Electricity | Electricity | Electricity, heat, mobility | Electricity | Electricity |
| Grid setup | Area grid | Microgrid | Public grid | Microgrid | Public grid |

Continued on next page . . .

| Project | LAMP | Pebbles | Virtual Power Plant | SoLAR | RegHee |
|-----------------------------|---|--|----------------------------|--|--|
| Type of market platform | Centralized, but blockchain live simulation | Centralized, planned to implement blockchain | Centralized | n. a. | Both, centralized and blockchain to be implemented |
| Blockchain implementation | Ethereum, proof-of-work | Agnostic protocol | n. a. | n. a. | t.b.d. |
| Market Mechanism | 15 min. merit order | 15 min. to 1 hour merit order | 15 min. optimization | 1 sec., market price according to grid state | 15 min. double auction |
| Pricing | Uniform | Uniform | n. a. | n. a. | t.b.d. |
| Business model | t.b.d. | Transaction fees, market access fees | Margin of optimization | Transaction fees, market access fees | t.b.d., probably market access fees |
| Price input by participants | Yes | Yes | No | No | Yes (probably) |
| Choice of electricity mix | Yes | Yes | No | No | Yes (probably) |
| Regulation | Scarcely considered | Scarcely considered | Scarcely considered | Considered | t.b.d., probably not considered |

LEM) introduced in Chapter 3. A further description of each project is provided in form of a project abstract in Appendix F.2.

The project comparison in Table 6.5 shows that all projects started very recently, at the earliest in 2017, or will start in 2020. Four of the five projects aim at either promoting RES or increasing their integration into the electricity system. Only the Pebbles project does not explicitly name RES integration or promotion as their objectives. Rather, it focuses on using local flexibilities and establishing an overall benefiting LEM, which includes the use of renewable PV and biogas. All five projects are in an early implementation stage, i. e. prototypical implementations, proof-of-concepts, or research and development. Different approaches are still being tried out before settling on the (few) most successful implementations. Four of the projects include residential consumers or prosumers as market participants. Only the RegHee project is still determining its participants. It is also leaning towards including residential participants. Overall, local generation is produced by PV systems (3 projects), Combined Heat-and-Power (CHP) plants (2 projects) and biogas plants (1 project). The number of participants ranges from 11 participants in Pebbles to 550 participants in the Virtual Power Plant project. Yet, the Virtual Power Plant project is the only projects with more than 23 participants. The current focus of LEM projects seems to lie on small numbers of participants.

All projects restrict the market access locally to a specific community and focus on trading electricity. The Virtual Power Plant project is the only project also considering heat and mobility as transactional objects. The grid setup is differing between the public grid (twice), a microgrid (twice) and an area grid run like a public grid with the opportunity to decouple to island-mode (once). This range of grid setups reflects how different options (public, microgrid and area grid) are being tested. It provides the opportunity to compare the suitability of the different grid options once all projects are implemented and actively trading.

The market platform ranges from centralized to distributed blockchain implementations. However, blockchain implementations are currently only used as simulations, or planned to be implemented. None of the five projects provides a working blockchain-based LEM as an actual real-life implementation. The market mechanism is run in short term intervals, 15 minutes to 1 hour, which are the typical short term market intervals currently implemented in Germany. Only the SoLAR project differs from these time intervals and trades on 1 second time slots. As the SoLAR project is considering grid-state variables, such as frequency, the smaller time intervals are necessary.³⁶ Merit order mechanisms are used in two projects, a generic double auction in one project. The Virtual Power Plant project uses proprietary optimization, while the SoLAR project determines the price according to the grid state. Pricing is done uniformly

³⁶ Compare the description of the SoLAR project in Appendix F.2.4.

for the merit order mechanisms. Information about pricing in the other three projects could not be obtained. As pricing strategies are frequently considered confidential information, it is unsurprising that this information is not freely given by all projects.

As typical business models for the market operator, three projects propose market access fees, two propose transaction fees, one uses the margin obtained in the optimization process. Two of the projects are still determining the actual business models. These findings are in line with the results of Chapter 6.1. None of the projects has actually implemented a business model yet. Thus, no information about how transaction fees or market access fees perform or how high they could be is available. LEM business models are still being developed. Whether market access fees and transaction fees prevail in the future remains to be seen.

Participants can directly input price preferences and chose their electricity mix in three of the five projects. The other two projects allow neither participant input. In line with this work's understanding of LEMs, participants should be allowed to directly input price and source mix preferences. It remains to be seen if these inputs prevail, or if they are too complicated and time-consuming. The regulatory and legal environment is only considered in one of the projects, that is the SoLAR project. Unfortunately, results about these considerations were not available at the time this dissertation was written. Thus, the conclusion about the regulations of LEMs remains to be that regulation is very complex and no consensus about current LEM regulation is to be found. Rather, most implementation projects seem to operate within special conditions to stay clear of the complex regulatory challenges.

6.3.2 Case Study: The Landau Microgrid Project

Section 6.3.2 is based on joint work conducted by Benedikt Kirpes, Esther Mengelkamp, Christian Becker, Christof Weinhardt, and Georg Schaal, currently under review at *Information Technology*, cited here as: Kirpes et al. (2019).

To test the applicability of the organizational, informational, technological and blockchain requirements for LEM IS derived in Section 6.2, we use the LAMP case study to conduct an in-depth analysis and evaluation. The choice of the LAMP case study from the five presented projects in Section 6.3.1 is based on LAMP's closeness to this work's LEM definition, and on the availability of detailed information from the project. Nevertheless, the analysis could similarly be conducted with any of the other projects. The applicability of the requirements and concurrent evaluation of the case study is conducted in the following.

The LAMP³⁷ case study builds a LEM in the city of Landau, Germany (Mengelkamp et al., 2018c). A merit order market mechanism is used to allocate locally produced PV and CHP generation within the residential community. Technically, LAMP is installed on an area grid owned and operated by the local utility. Currently, 11 residential consumers are participating. The project aims at increasing the number of participants up to 20 households out of the approximately 100 potential households in the community. Every participant in the project is equipped with a digital (smart) meter enabling 15 minute electricity data readings. The community and its first four testers (yellow), current additional participants (red), and potential future participants (blue) are depicted in Figure 6.8. Further, the placement of the two producers (PV and CHP) is indicated.

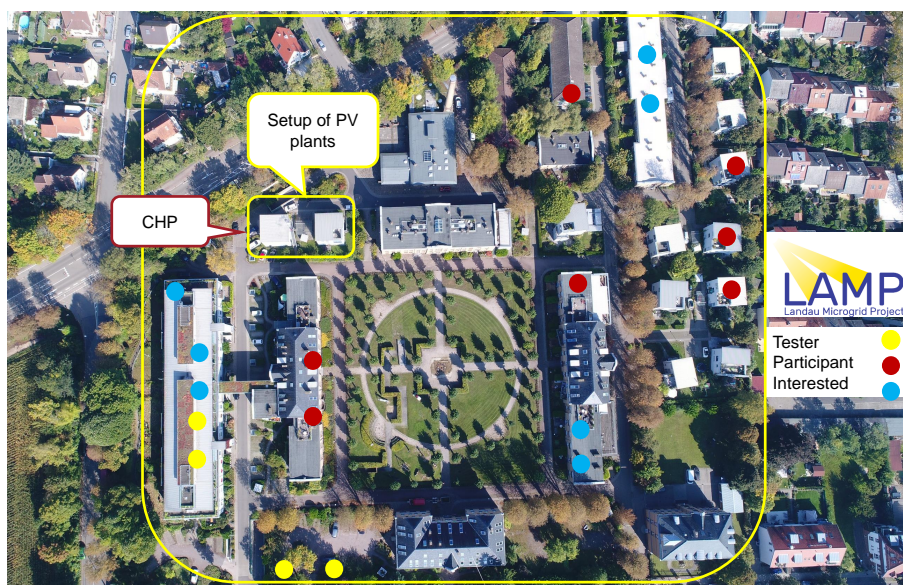


Figure 6.8: Bird's eye view of the LAMP neighborhood and current participants based on Kirpes et al. (2019).

The residential consumers and producers access the LEM over a proprietary application.³⁸ Consumers can set maximum prices for procuring local electricity, producers can set minimum prices for selling their electricity. The prices are input as c€/kWh. A screenshot of the application screen for purchasing electricity is included in Figure F.2 in Appendix F.3.

³⁷ The project is led by the Karlsruhe Institute of Technology and the local utility Energie Südwest AG. More information can be obtained at https://im.iism.kit.edu/1093_2058.php. Accessed on 25.11.2018.

³⁸ The application is openly available for Android or iOS devices in the respective stores.

The market is run by the energy utility on a traditional server structure. However, assessing the suitability of a blockchain-based LEM is one of the major mid-term objectives in LAMP.³⁹ For this, a parallel live simulation of trading is under development on a private Ethereum⁴⁰ protocol. We apply the requirements for LEM IS to the LAMP case study and evaluate its fulfillment of the requirements and suitability of the current IS. Table 6.6 summarizes the requirement analysis.

Organizational Requirements

Req_{org1}: The stakeholders' business goals are a combination of financial gains, support of local RES and empowerment of the neighborhood. The LAMP LEM was developed in line with these goals. The current objective of the market operator (local utility) is research into new business models to ensure profitability and reliability of electricity supply in future scenarios with a high penetration of RES.

Req_{org2}: Integration with the existing (business) processes of the stakeholders is partly done. The process of buying and selling electricity for the participants is aligned with the existing electricity supply process. The market operator's business processes include operating the platform, metering, billing the transactions and securing reliable electricity supply. They need to be interoperably integrated into a leaner market design in the future. Thus, (business) processes will need to be redefined to an actual business case instead of the prototypical implementation in order to completely fulfill this requirement.

Req_{org3}: The value proposition and business model for the stakeholders is not yet clearly defined. While household participants may lean towards socio-economic advantages, e. g. supporting local RES, or economic gains, the understanding of the households' Willingness-to-Participate (WTPA) in a LEM needs to be closer included in the market design. Discussions with the participants imply that financial gain seems to be the most promising value proposition. The empirical studies in Chapter 4 also indicate similar results. However, the individual higher valuation of subgroups of households for local electricity needs to be taken into consideration. Business models for the market operator are still undefined. They need to be included in the future, e. g. by raising market access or transaction fees.

Req_{org4}: LAMP complies with regulatory constraints as it is currently deployed as a virtual game run by the utility on top of the traditional electricity value chain. This allows the formation of frequent prices below grid tariff. Regulatory niches could offer the opportunity to keep

³⁹ Short-term objectives of LAMP focus on the market behavior and establishment of a local energy community.

⁴⁰ More information about the Ethereum blockchain can be obtained at <https://www.ethereum.org/>. Accessed on 06.03.19.

Table 6.6: Fulfillment of organizational, informational, technical and blockchain requirements in LAMP, based on Kirpes et al. (2019).

| Req. | Status | Description |
|---------------------------|--------|--|
| <i>Req_{org1}</i> | ✓ | The (business) goals of the current stakeholders are aligned with the project implementation. |
| <i>Req_{org2}</i> | (✓) | Business processes of trading electricity are aligned with the stakeholders' business processes. Yet, the market operator's business processes need to be redefined and the project needs to be aligned to them. |
| <i>Req_{org3}</i> | ✗ | The value propositions and business models for the stakeholders are still unclear. The long-term value has to be determined. Especially the market operator's business model requires attention. |
| <i>Req_{org4}</i> | (✓) | LAMP complies to current regulation by implementing a virtual game LEM run by the market operator. Further than this, regulations are not considered so far. |
| <i>Req_{org5}</i> | (✓) | Interoperability between the market mechanism and IS is given. However, LAMP does not include the physical electricity transfer in its interoperable design (yet). |
| <i>Req_{inf1}</i> | (✓) | Participants can set their price and source mix via a (smartphone) application. Yet, the algorithm to create the bids needs to be further evolved to support automated strategic bidding. |
| <i>Req_{inf2}</i> | (✓) | Efficient market clearing in the current implementation is given by the utility's role as settlement agent. Market clearing should be further evaluated to ensure its efficiency in all situations. |
| <i>Req_{inf3}</i> | (✓) | Efficient P2P transaction settlement is currently carried out via the utility as intermediary. Yet, negative balances are subsidized by the project so far. |
| <i>Req_{inf4}</i> | ✓ | Standard data models are used for the orders. |
| <i>Req_{inf5}</i> | ✗ | No standardized data models are used for the transactions yet, as they are annually settled by the utility. |

Continued on next page . . .

| Req. | Status | Description |
|-----------------------------|---------------|--|
| <i>Req_{inf6}</i> | ✗ | Proprietary data models are currently in use for the meter readings. The project will switch to standardized smart meter data models once certified smart meters and gateways are installed. |
| <i>Req_{tec1}</i> | ✓ | The existing physical hardware is utilized and integrated in LAMP. |
| <i>Req_{tec2}</i> | ✗ | EMTS devices with computational and storage capabilities are not yet in use in LAMP. |
| <i>Req_{tec3}</i> | ✓ | The deployed metering infrastructure allows for the required 15 minute readings. |
| <i>Req_{tec4}</i> | ✓ | The user interface is deployed as an easy-to-use (smartphone) application. |
| <i>Req_{tec5}</i> | ✓ | A long range wide area network and private wireless local area networks are used. |
| <i>Req_{block1}</i> | ✗ | No blockchain technology is deployed in the implementation yet. The selection of a suitable technology is currently evaluated, a live simulation on an Ethereum protocol is carried out. |
| <i>Req_{block2}</i> | ✗ | Access rights should foremost be given to the participants and the market operator. As only a blockchain simulation is implemented, the requirement cannot be seen as fulfilled. |
| <i>Req_{block3}</i> | ✗ | A suitable consensus mechanism is still being evaluated. |
| <i>Req_{block4}</i> | (✓) | Current transaction throughput is low enough for (most) blockchain protocols. Scalability to a larger number of participants and short trading time slots will become a future challenge. |
| <i>Req_{block5}</i> | ✗ | A LAMP coin and/or token is not developed yet. |

prices frequently below the grid tariff, e. g. in a Customer System⁴¹. Yet, LAMP is scarcely considering actual regulation so far.

Req_{org5}: Functional interrelation and integration are given when the functionality of market mechanism, IS and physical electricity transfer are interoperable. In LAMP, the market mechanism and IS are completely integrated and fully interoperable. Yet, the functional integration of the physical electricity transfer is not realized. Rather, the physical electricity transfer is currently decoupled from market trading. Generation and demand are always met by an unlimited (positive and negative) connection to the public distribution network with a fixed grid and feed-in tariff.

Informational Requirements

Req_{inf1}: Participants can directly define their price limits per generation source. Together with a forecast on their demand and generation, bids are automatically created from these inputs. Yet, the algorithm is always bidding the direct participant price input, instead of strategically bidding within the given price limits. Self-learning agent strategies, as considered in Chapter 5, will need to be implemented in LAMP.

Req_{inf2}: A two-step, short-term merit order market with priority allocation for the generation sources is implemented. At first, the market decides whether to allocate PV or CHP generation as the first market according to the participants' bids and offers. The other form of generation is allocated with the remaining demand after settling the first market. For the current implementation, market clearing can be procured in an efficient way. However, once participants employ strategic learning algorithms, the efficiency will have to be reevaluated.

Req_{inf3}: Settlement is carried out through the intermediary of the local utility. In fact, at the end of the year, a positive trading balance is credited to the participants' accounts when they saved money on the LEM in comparison to grid tariffs. A negative balance is indicated, but not claimed in the current project status. Thus, P2P transaction settlement is feasible over the local utility, but should be reevaluated for shorter time periods and in both directions (positive and negative).

Req_{inf4}: The data models for buy and sell orders are specified by the needs of the merit order market currently in place in LAMP. Standard data models are used.

Req_{inf5}: Standardized data models for the transactions are not yet in use. As transactions are financially settled once a year their development is not pressing but definitely required for advancing from the prototype stage.

⁴¹ Compare Section 5.1.

Req_{inf6}: Currently, proprietary data models for meter readings are used. Standardized data models for smart meters will need to be employed once standardized and certified smart meters with smart meter gateways are installed in the project.

Technical Requirements *Req_{tec1}*: Utilization of and integration with the existing hard- and software, e. g. PV, metering systems, application, is already implemented.

Req_{tec2}: The deployment of EMTSs requires a certain amount of computational power and storage capabilities. In LAMP, such devices are not implemented yet. The currently installed meters do not offer computational power for EMTS deployment. Devices with the required computational power and storage capacities to run EMTSs will need to be added to the project.

Req_{tec3}: The deployed meters suffices for 15 minute data transmission. As the market is also cleared in 15 minute time steps, the metering infrastructure is sufficiently advanced. It would even allow for higher resolution data.

Req_{tec4}: The LAMP application is a suitable user interface for the end-users. It allows to see a participant's own consumption (or generation) data, the overall generation in the community, the market price development, and own transactions. It also provides an input mask for individual price preferences. Feedback from the participants supports the claim that the application is easy-to-use and well designed.

Req_{tec5}: Currently, the user application's settings are transmitted via the participants' own wireless local area networks. Metering data is transmitted via a specifically set up long range wide area network owned by the utility. For the purpose of the project, these communication technologies allow efficient and secure information exchange.

Blockchain Requirements *Req_{block1}*: Smart contracts and a market dApp make up the cornerstones of a blockchain-based LEM. Thus, this requirement is crucial. In LAMP, smart contracts implementing the market mechanism already exist. So far, they are only being used for the live blockchain simulation, but not in the actual live trading. Implementing and testing the blockchain implementation for real-life application is necessary before this requirement can be fulfilled.

Req_{block2}: Access rights to the blockchain-based market system would be limited to the actual participants of the project and the market operator. The current live simulation is operating with these access rights. A permission-less blockchain implementation will not be deployed, as the risk of sharing private electricity data with non-authorized instances would be too high. As live trading is not done over a blockchain yet, this requirement cannot be seen as fulfilled.

Req_{block3}: The current simulation is running on a proof-of-work consensus mechanism, which uses a tremendous amount of computational power compared to the transaction throughput

and market mechanism. As LAMP supports electricity efficiency and sustainability, additional energy use from the blockchain network should be minimized. Therefore, the real implementation should use a less energy consuming consensus mechanism, e. g. proof-of-stake.

Req_{block4}: Transaction throughput in LAMP is currently a maximum of 33 transactions per trading time slot. This number originates from the maximum amount of possible transactions between producers, consumers, and grid, i. e. a maximum of 11 transactions per participant with each, the PV, CHP, and grid. Transaction validation should be less than the 15 minutes trading horizon. Current blockchains have acceptable validation times⁴². However, LAMP is still a small prototype project. Propagation to 100-10,000 participants required immense transaction throughputs. At the same time, the reduction of the market trading horizon would likely result in validation times becoming a challenge.

Req_{block5}: Trading is currently conducted on a c€/kWh basis. A project specific token/coin is not implemented yet. So far, the simulation is conducted with the Ether coin and token. Due to swiftly changing exchange rates, deploying this solution would result in additional financial risk for the traders.

Evaluation of LAMP Case Study Table 6.6 provides a concise overview about LAMP's fulfillment of the organizational, informational, technical, and blockchain requirements. It shows that LAMP is on a good track to becoming an interoperable LEM in the organizational, informational, and technical domain. Yet, LAMP is still missing a long-term value proposition for its main stakeholders, particularly the market operator. This value proposition needs to be developed to move on from the prototypical stage. The other requirements in the organizational domain are already partly or fully addressed. Likewise, the informational domain only misses standardized data models for the transactions between the participants, which are currently handled by the market operator, and for meter readings. The standardized data models for meter readings will be addressed once actual smart meters are implemented in the project. The technical requirements are all fulfilled with the exception of EMTS deployment. As EMTSs are not included in LAMP yet, this requirement remains to be addressed in the future. Almost none of the blockchain requirements are fulfilled in LAMP yet. As only a live simulation on a private Ethereum protocol is run but no actual trading is conducted on a blockchain the requirements can still be assessed and evaluated. Nevertheless, the requirements should be addressed before deploying a live blockchain implementation. As this is one of LAMP's mid-term goals the project will work on addressing these requirements within the year.

⁴² For example Ethereum has a block time of less than 30 seconds as can be seen at <https://etherscan.io/chart/blocktime>. Accessed on 11.03.19.

6.3.3 Discussion

Current LEM projects in Germany show an apparent trend to still be in their early development stages of proof-of-concept or prototypical implementation. This reflects the discussions in the expert interviews of Section 6.1. While research in LEMs is quite substantial (Sousa et al., 2019), implementation projects are only just developing. Nevertheless, as most research studies the implementation projects focus on trading electricity, locally restricting the market access, and implementing short-term markets. It is interesting to note that most implementation projects are considering, or at least discussing, the use of blockchain technology for their implementation. Despite this, only one of the five projects is running a blockchain simulation in parallel to the live implementation and two plan to implement blockchain solutions in the future. While there is a lot of discussion about these topics, German LEM projects actually implementing blockchain solutions for live trading are quite rare. Internationally, projects are farther advanced, e. g. Quartierstrom⁴³ in Switzerland or Brooklyn Microgrid⁴⁴ in the USA. One of the reasons, that Germany has not yet implemented a large number of blockchain-based LEMs is surely the uncertainty about regulations and the ongoing discussions about the advantages of blockchain technology (DENA, 2019).

Even the LAMP case study is only running a live blockchain simulation as a test case. Actual trading is conducted over traditional server systems. This is reflected in the analysis of the blockchain requirements. A suitable blockchain protocol, distribution of access rights, consensus mechanism, and proprietary token/coin are still under development. The (partial) fulfillment of 4 out of 5 organizational, 4 out of 6 informational, and 4 out of 5 technical requirements, however, shows that the LAMP case study is well on its way to become a highly interoperable LEM implementation. The value propositions and business models, which need to be further defined, are currently under evaluation with the taxonomy from Section 6.1. Thus, they should be defined in detail according to the stakeholders' objectives within this year. The issue of standardized data models for transactions and smart meter readings will most likely not be resolved before certified smart meters, smart meter gateways, and their respective data models become available in the LAMP region. So far, the data models are integrated by remodeling and data conversions. A holistic data model standard will definitely need to be implemented in the future. Further, EMTSs are planned to be used in the propagation of the project. They shall not only access the market, but shall also have the ability to (in-) directly control specific household devices for DR.

⁴³ More information about the Quartierstrom project can be obtained at <http://quartier-strom.ch/>. Accessed on 10.03.19.

⁴⁴ More information about the Brooklyn Microgrid can be obtained at <https://www.brooklyn.energy/>. Accessed on 10.03.19.

6.4 Summary

Chapter 6 is split into the three parts of business models, IS, and current LEM implementations. It focuses on the development of a taxonomy for LEM business models, the derivation of organizational, informational, technical, and blockchain requirements for IS in LEMs, provides an overview of current LEM implementation projects in Germany, and applies the requirements to evaluate the LAMP case study. Based on these analyses and evaluations **Research Question 4** is answered. The main contributions of Chapter 6 are as follows:

- **Development of a taxonomy of LEM business models:** Based on 14 expert interviews with German LEM practitioners, a taxonomy of LEM business models is developed with a multi-method approach of a SQCA and the taxonomy development process of Nickerson et al. (2013). The dimensions of value proposition, understanding of LEMs, exchange partners, product/service offering, cost/revenue model, roles, legal issues, success factors, and transactional objects are derived as the most important dimensions of LEM business models. The most profitable and long-term sustainable LEM business models focus on financial benefits as their main value proposition, are consumer- and producer-centric, and develop a trading platform offered by a service provider. A focus on energy and flexibility trading, and a highly interoperable IT-system aid the business success. The taxonomy is a first exploratory step towards developing real-live business models for LEMs.
- **Development of organizational, informational, technical, and blockchain IS requirements:** By following the established SGAM methodology, the four categories of requirements for LEM IS are derived. Interoperability of the information objects and communication links on the three domains of distribution, DER, and customer premise are the most important key features for any IS in a LEM. The utilization of standardized data models, existing (and new) physical infrastructure, and standardized communication protocols increases the interoperability. Standardized data models still need to be developed for blockchain-based LEMs. The successful deployment of blockchain-based LEMs requires the interoperability, efficiency, and suitability of the consensus mechanism and access rights to be defined in line with the LEM use case.
- **Comparison of current German LEM projects:** A comparison of five German LEM projects based on the MEF-LEM is presented. The five projects are chosen according to their fit to this work's LEM definition out of a more general market analysis. All projects started after 2016, which shows the novelty of LEM implementation in Germany. They

are currently all in the early development stages (proof-of-concept, prototypes). Most projects focus on less than 25 participants (residential producers, prosumers, and consumers) with one exception connecting 550 participants. The dominant transaction object is electricity and the IS implementation is not conducted on a blockchain yet. Still, one project is running a blockchain simulation and two projects plan to implement a blockchain-based solution. Business models are unspecified, but will probably center around market access fees and transaction fees. Regulatory challenges are apparent in all projects.

Chapter 6 is the last content chapter in this dissertation. It presents and concludes Part III with a focus on the real-life application and implementation of LEMs. Based on the basics of the German energy system and LEMs in Part I and the analyses of agent behavior in Part II, the implementation part focuses on the (micro) market structure of LEMs in terms of their business models and IS. Finally, the subsequent Part IV concludes the dissertation by summarizing its main contributions and implications, and derives possibilities to expand this work by addressing further research gaps.

Part IV

Finale

7 Conclusion

This dissertation engineers Local Electricity Markets (LEMs) for residential communities to allow short-term electricity trading between consumers, prosumers, and producers. The main LEM objectives represented in this work are the goals of increasing local renewable autarchy, empowering the residential agents to develop from passive price takers towards active market participants, and supporting the overall decentralization of the electricity system. Thus, the electricity transition from the former fossil fuel-based generation structure towards a sustainable, renewable-based, multidimensional system becomes feasible. In line with this work's leading quote, the dissertation follows the argument of "[t]he restructuring of the energy sector (. . .) trigger[ing] the creation of local markets" (Kamrat, 2001).

The four leading research questions of this dissertation focus on (1) the existing research and development of a market engineering framework for LEMs, (2) the preferences, market design choices, and (3) behavior of residential LEM participants, and (4) the business models, Information Systems (IS), and current LEM implementation projects. Firstly, a structured literature review introduces the topic of LEMs and analyzes the status of the current research and knowledge gaps. Based on these considerations, an existing market engineering framework is extended for the use case of LEMs. Two of the framework's eight components are analyzed in detail during the course of this dissertation, namely the agent behavior and the (micro) market structure. The analysis of residential agent behavior is based on two empirical studies with 195 and 656 respondents, respectively. In line with the studies' results, a multi-agent simulation of a discount price LEM is developed. The bi-level optimization problem of this LEM is solved to optimality with the Gauss-Seidel Diagonalization (Diagonalization) approach under the assumption of complete information. Then, heuristic solutions are developed to reach the optimum under realistic, incomplete information. The (micro) market structure is analyzed in terms of the LEM main stakeholders' business models and IS. Further, the current (and future) status of LEM implementations in Germany is investigated. The main contributions for each research question are presented in a summary at the end of the respective chapters. The following section provides a general summary over all contributions of this dissertation and their implications for LEMs.

7.1 Summary and Implications

The historically developed centralized, unidirectional electricity generation structure hinders the decentralized balance of supply and demand at their place of formation. Instead, long- and short-distance transmission and distribution developed into typical electricity supply functions (Stoft, 2002). The electricity transition towards large shares of renewables with volatile and location-dependent generation challenges the former structures. It paves the way for a multidimensional electricity value chain with local balancing of generation and consumption (Hvelplund, 2006). With residential households being one of the leading investors in Renewable Energy Sources (RES) (Gamel et al., 2016), the new electricity system and market needs to be built in an end customer-centric way. The public sector alone cannot provide the necessary funds, nor facilitate the social acceptance of local RES required to realize the electricity transition (IPCC, 2011; Wüstenhagen and Menichetti, 2012). Therefore, new market designs, such as LEMs, need to focus on the residential households' preferences and behavior.

This work focuses on the economic side of LEMs, rather than the physical electricity transfer. A structured literature review reveals five main knowledge gaps in LEM research. These are a general, consolidated definition, the development of an agent-centric LEM analysis in terms of preferences, Willingness-to-Participate (WTPA), and residential behavior, the investigation of sustainable LEM business models, a detailed comparison of market mechanisms, and the consideration of integrated energy systems and network constraints. Within the course of this dissertation, the first three knowledge gaps are addressed. The two remaining knowledge gaps, i. e. a detailed analysis of market designs and the consideration of integrated energy systems and network constraints, remain to be considered in future research. After an introduction to the German energy system, Part I provides a holistic, general definition of LEMs focusing on the main use case of local electricity trading within a community. Then, the existing market engineering framework by Weinhardt and Gimpel (2007) is applied to the case of LEMs. The examination of the framework in terms of LEMs results in three additional components, i. e. the physical setup, grid connection, and the Energy Management Trading System (EMTS), being added to the original framework to encompass the use case of LEMs in all details. The other two knowledge gaps addressed in this work constitute two of the eight components of the market engineering framework, i. e. the agent behavior and the (micro) market structure in terms of business models and IS.

Part II addresses the second knowledge gap and develops a multi-agent based simulation of residential behavior in LEMs. For this, the preferences, WTPA, and preferred LEM design choices are investigated in two empirical studies. The PLS SEM study shows that a household's affinity to technology, importance of green products, and community identity have a

significant influence on its WTPA. The expansion of the results towards an Adaptive Choice-based Conjoint (ACBC) study with a German-wide and a regional respondent group concludes that economic attributes hold the highest relative importance for average German households when deciding about participating in a LEM. Thus, current LEMs should offer discount prices to their participants. However, subgroups of households exist which are willing to accept premium prices for locally (or regionally) generated electricity. These subgroups need to be identified when implementing a LEM to capitalize their higher valuation. One of these subgroups is identified as the elder, higher income respondent group in the Allgäu region.

The development of discount price LEMs requires the existence of regulatory niches to allow substantial discounts. Within a German Customer System according to §3 (24 a, b) Energy Industry Act (Energiewirtschaftsgesetz) (EnWG) only a small part of the usual surcharges are levied, making it a prime example of a regulatory niche for LEMs. The Nash Equilibrium (NE) of the bi-level LEM optimization problem in a Customer System shows that the entire community can save up to 50 % of electricity costs with the right amount of zero-marginal cost Photovoltaic Generation (PV) and only marginal cost Combined Heat-and-Power (CHP) generation over one year. As the optimal solution is calculated on complete information, which are not freely available in a LEM, heuristic solutions based on incomplete information are developed. A reinforcement learning algorithm is refined and parameterized based on the available market information. It comes within a 5.6 % gap to the optimal solution over all test runs. The addition of demand learning to the simulation demonstrates how individual electricity valuations, e. g. the higher valuation of local electricity, can be represented within a LEM. Price premium and discount LEMs become possible for the various groups of households with differing local electricity valuations.

Part III focuses on the business models, IS requirements and the status of current LEM implementation projects. The investigation of business models contributes to closing the third knowledge gap identified by the structured literature review. As LEM business models are quite rare due to the innovative and new character of LEMs, a taxonomy of their main dimensions and characteristics is developed after the approach of Nickerson et al. (2013) to provide a first exploratory overview of potential LEM business models. For this, 14 expert interviews are conducted with practitioners with an extensive knowledge base of LEMs. The most profitable and (prospectively) long-term sustainable business models in LEM will focus on the consumers and producers, energy and flexibility trading, and a highly interoperable IS. Further, the main value proposition should center on the financial benefits for the stakeholders. Like shown in Part II, the economic benefits seem to be the most important characteristic for LEM stakeholders. As residential customers are the main LEM stakeholders, these findings underline that electricity has been, and still is, seen as a low-involvement good (Walsh

et al., 2005). Its constant availability leads towards households not involving themselves in detail with their electricity supply. Rather, they rely on intermediaries like utilities to ensure the stable supply of electricity. The development of the households towards active market participants will need to change this attitude. However, the utilization of intelligent learning algorithms can reduce the households' involvement by providing them with self-learning automated algorithms taking over the bidding process.

IS in LEMs are investigated with regards to their organizational, informational, technical, and blockchain requirements. The Smart Grid Architecture Model (SGAM) methodology aids in developing an interoperable model of a LEM and deriving the individual requirements. A LEM IS should focus on the interoperability of the information objects and communication links between the three domains of distribution, Distributed Electricity Resources (DER), and customer premise. Standardized data models and the integration of the LEM with the existing physical infrastructure and communication protocols eases the interoperability on all layers. The successful deployment of a blockchain-based LEM IS requires the development of appropriate data models, choice of a suitable consensus mechanism, and deployment of a satisfactory blockchain protocol with limited access rights. Current LEM implementation projects are still in the early stages of development in Germany. They started to develop in earnest in 2017, and are mostly in a proof-of-concept or prototypical implementation phase. Electricity is the main transactional object in the implementation projects. They focus mostly on very small communities of 20-30 residential participants. However, individual projects with a couple hundred participants exist as well. The vast majority of projects is discussing or planning the implementation of a blockchain solution for their LEM. Yet, almost no project has already deployed a blockchain protocol for live trading. Simultaneously, regulatory challenges are apparent in all German implementation projects, emphasizing the pressing need for regulatory changes in the electricity domain.

7.2 Outlook

This dissertation represents a holistic approach and evaluation of LEMs in the German context. Nevertheless, the main contributions focus on specific aspects of LEMs, and additional research gaps exist. Two of these research gaps are directly identified by the structured literature review in Chapter 3. Firstly, a comparative analysis of LEM market mechanisms is proposed. While Mengelkamp et al. (2017b) offer a first comparison between direct Peer-to-Peer (P2P) negotiation and a merit order mechanism, a general review of the various market mechanisms and their impact on local autarchy, pricing, and long-term market behavior needs to be conducted. In particular, the effect of zero-marginal cost RES needs to be considered in

the various market mechanisms (Winkler and Altmann, 2012; Hildmann et al., 2015). A shift from energy-only towards capacity or flexibility markets or even to flat rate electricity tariffs becomes possible (Cramton and Stoft, 2005; Torbaghan et al., 2016; Simshauser et al., 2014). Secondly, the physical electricity transfer in LEMs including network constraints and congestion management is another knowledge gap in LEM research. Ideally, network constraints should be included in the market mechanism to set prices for the physical electricity delivery within the local market (Horta et al., 2018). For this, the grid operator and balancing responsible party need to be (in-) directly involved in the LEM. Any violation of technical grid limits in the LEM lowers the power quality for the end user and, thus, reduces the efficiency of the local market (Ampatzis et al., 2014). Integration of energy storage in LEMs is frequently considered to increase local efficiency, decrease congestion, lower RES curtailment, and manage the volatility of renewable generation and residential demand (Menniti et al., 2014, 2015; Mengelkamp et al., 2017a). Further, flexibility measures like Demand Side Management (DSM), especially Demand Response (DR), can improve the reliability and efficiency of local electricity supply as well as reduce a community's electricity costs (Marzband et al., 2013; Karnouskos, 2011; Mengelkamp et al., 2018a).

Another possibility to expand this work is to include market power, cooperation, and collusion in the analysis of agent behavior on LEMs. Residential agents in the conducted analyses are modeled as non-cooperating agents. As local markets typically encompass a lower number of participants than the traditional markets, the chances for developing market power due to individual distributions of generation or demand, or by cooperating and colluding with other participants are high (Staudt et al., 2018). Hence, game-theoretic analyses of agent behavior in LEMs with market power, cooperation, and collusion should be considered in future research. Moreover, analyzing the actual trading behavior in LEM implementation projects is one of the required next steps in LEMs research. The current status of these projects shows promising developments that should provide access to trading data in the near future.

Furthermore, the consideration of additional sectors like the mobility or heat sector should allow for cross-sectional integrated energy systems in LEMs. The inclusion of electric vehicles allows smart charging according to local prices and in line with the grid status while representing the individual preferences of the vehicles' owners. Thus, smart charging could benefit from the volatility of local prices and simultaneously support network operations (Di Giorgio et al., 2014). In addition, the utilization of electric vehicles as distributed storage systems in a vehicle-to-grid approach can support load shaping in DR measures (Marzband et al., 2013). Moreover, the residential heat sector also offers an enormous flexibility potential for load management (Hoffmann et al., 2013). The inclusion of integrated energy systems in LEMs drives local autarchy and increases a community's self-sufficiency and independence.

One limitation of deploying discount price LEMs is typically the avoidance of (part of) the traditional network fees. Advocates argue that LEMs balance electricity generation and consumption on a local level. As such, only the local grid is used. Therefore, only part of the overall network fees should have to be paid, as the transmission and wider distribution grid is exclusively used in times when local supply and demand is imbalanced. However, these imbalances typically occur in times of peak demand or generation, when the local generation sources are either insufficient or overproducing. As the same effects appear nationwide, these imbalances frequently occur when the traditional grid is already strained. Thus, LEMs would make use of the traditional grid when it is already constrained. As current network fees are directly dependent on the electricity purchased from the grid, these effects could result in LEM participants paying less network fees than non-LEM participants. While this might reflect the actual grid usage, the provision of constant grid back-up for LEMs would be free of charge. To avoid a shift of network costs towards non-LEM participants, traditional network fees should likely be replaced by adequate measures representing the constant provision of grid back-up, e. g. by depending on the provision of power instead of energy. As LEM early adopters are typically well educated with the associated income, such measures become even more important to avoid increasing the disparity between higher and lower income households.

Additionally, the propagation from individual LEMs towards interconnected LEMs is a central step for the integration of LEMs into the energy system. Connections between LEMs can be represented through a higher-level regional, hyper-regional, or national market on which either the actual LEM participants or aggregators trade excess and scarcity electricity. One approach to connect LEMs is to introduce an inter-LEM market to exchange electricity between the markets (Matamoros et al., 2012; Nunna and Doolla, 2013). Another approach connects LEMs with the existing wholesale markets. Such a pilot project to connect LEMs to the EPEX Spot wholesale markets is being developed in Europe since 2018 (EPEX Spot, 2018).

In summary, the outlook on further research opportunities demonstrates that LEM research and implementation projects are still addressing major challenges and open questions about LEMs. Since the turn of the millennium, interest and progress in LEM research and implementation has increased tremendously. In all probability, this trend will continue in the future. As LEMs are a directly applicable research topic, the completion and findings of the first LEM implementation projects will shape the directions of further research. Yet, many regulatory challenges will need to be addressed. The consumers, prosumers, and producers' interest and willingness to take part in LEMs are already present. We need to capitalize the current momentum to elevate LEMs beyond research and development towards sustainable, long-term successful service offerings.

Bibliography

- Aas, Ø., Qvenild, M., Wold, L. C., Jacobsen, G. B., and Ruud, A., (2017). Local opposition against high-voltage grids: Public responses to agency-caused science–policy trolls. *Journal of Environmental Policy & Planning*, 19(4):347–359.
- Adepetu, A., Khaja, A. A., Al Abd, Y., Al Zaabi, A., and Svetinovic, D., (2012). Crowdrequire: A requirements engineering crowdsourcing platform. In *2012 AAAI Spring Symposium Series*.
- Adil, A. M. and Ko, Y., (2016). Socio-technical evolution of decentralized energy systems: A critical review and implications for urban planning and policy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 57:1025–1037.
- Agarwal, R. and Prasad, J., (1998). A conceptual and operational definition of personal innovativeness in the domain of information technology. *Information Systems Research*, 9(2): 204–215.
- Aggarwal, S., Chaudhary, R., Aujla, G. S., Jindal, A., Dua, A., and Kumar, N., (2018). Energy-Chain: Enabling energy trading for smart homes using blockchains in smart grid ecosystem. In *Proceedings of the 1st ACM MobiHoc Workshop on Networking and Cybersecurity for Smart Cities*, pages 1–6.
- Agnolucci, P., (2006). Use of economic instruments in the German renewable electricity policy. *Energy Policy*, 34(18):3538–3548.
- Aitzhan, N. Z. and Svetinovic, D., (2018). Security and privacy in decentralized energy trading through multi-signatures, blockchain and anonymous messaging streams. *IEEE Transactions on Dependable and Secure Computing*, 15(5):840–852.
- Ajzen, I., (1991). The theory of planned behavior. *Organizational Behavior and Human Decision Processes*, 50(2):179–211.
- Alanne, K. and Saari, A., (2006). Distributed energy generation and sustainable development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 10(6):539–558.

- Albadi, M. H. and El-Saadany, E. F., (2007). Demand response in electricity markets: An overview. In *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE*, pages 1–5. IEEE.
- Albadi, M. H. and El-Saadany, E. F., (2008). A summary of demand response in electricity markets. *Electric Power Systems Research*, 78(11):1989–1996.
- Alriksson, S. and Öberg, T., (2008). Conjoint analysis for environmental evaluation. *Environmental Science and Pollution Research*, 15(3):244–257.
- Ampatzis, M., Nguyen, P. H., and Kling, W., (2014). Local electricity market design for the coordination of distributed energy resources at district level. In *2014 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, pages 1–6. IEEE.
- Amprion, (2018). Procurement of control power and energy in Germany. URL <https://www.amprion.net/Energy-Market/Market-Platform/Control-Energy/>. Accessed on 20.09.18.
- Andor, M. A., Frondel, M., and Vance, C., (2014). Hypothetische Zahlungsbereitschaft für grünen Strom: Bekundete Präferenzen privater Haushalte für das Jahr 2013. *Perspektiven der Wirtschaftspolitik*, 15(4):355–366.
- Apte, S. and Petrovsky, N., (2016). Will blockchain technology revolutionize excipient supply chain management? *Journal of Excipients and Food Chemicals*, 7(3).
- Backhaus, K., Erichson, B., Plinke, W., and Weiber, R., (2013). *Multivariate Analysemethoden: Eine anwendungsorientierte Einführung*. Springer-Verlag.
- Banfi, S., Farsi, M., Filippini, M., and Jakob, M., (2008). Willingness to pay for energy-saving measures in residential buildings. *Energy Economics*, 30(2):503–516.
- Bartz, D. and Strockmar, E., (2018). Energieatlas 2018. Technical report, Heinrich-Böll-Stiftung. URL <https://www.boell.de/sites/default/files/energieatlas2018.pdf>. Accessed on 17.03.19.
- Bauer, R., Menrad, K., and Decker, T., (2015). Adaptive hybrid methods for choice-based conjoint analysis: A comparative study. *International Journal of Marketing Studies*, 7(1):1.
- Bauwens, T., (2016). Explaining the diversity of motivations behind community renewable energy. *Energy Policy*, 93:278–290.

- Bayram, I. S., Shakir, M. Z., Abdallah, M., and Qaraqe, K., (2014). A survey on energy trading in smart grid. In *Signal and Information Processing (GlobalSIP), 2014 IEEE Global Conference on*, pages 258–262. IEEE.
- BDEW, (2018). Redispatch in Deutschland - Auswertung der Transparenzdaten - Fakten und Argumente. Technical report, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. URL https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=2ahUKEwj1tpbJ6PzgAhX016QKHW1QA94QFjAAegQIBhAC&url=https%3A%2F%2Fwww.bdew.de%2Fmedia%2Fdocuments%2FAwh_20180212_Bericht_Redispatch_Stand_Februar-2018.pdf&usq=A0vVaw10GsdbViU05RRqip6v--Ep. Accessed on 12.03.19.
- Beck, R., Czepluch, J. S., Lollike, N., and Malone, S., (2016). Blockchain-the gateway to trust-free cryptographic transactions. In *Proceedings of the 2019 European Conference on Information Systems*.
- Benedetti, M., Cesarotti, V., Holgado, M., Introna, V., and Macchi, M., (2015). A proposal for energy services' classification including a product service systems perspective. *Procedia CIRP*, 30:251–256.
- Benjamin, P., (1895). *A History of Electricity: (The Intellectual Rise in Electricity) from Antiquity to the Days of Benjamin Franklin*. J. Wiley & Sons.
- Bertsch, J., Growitsch, C., Lorenczik, S., and Nagl, S., (2016). Flexibility in Europe's power sector: An additional requirement or an automatic complement? *Energy Economics*, 53: 118–131.
- Bhattacharya, K. and Zhong, J., (2001). Reactive power as an ancillary service. *IEEE Transactions on Power Systems*, 16(2):294–300.
- Blanchet, T., (2015). Struggle over energy transition in Berlin: How do grassroots initiatives affect local energy policy-making? *Energy Policy*, 78:246–254.
- Block, C., Neumann, D., and Weinhardt, C., (2008). A market mechanism for energy allocation in micro-CHP grids. In *Proceedings of the 41st Annual Hawaii International Conference on System Sciences*, pages 172–172. IEEE.
- BMJV, (2005). Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG). URL http://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/index.html. Accessed on 14.09.18.

- BMWi, (2017). Energieeffizienz in Zahlen. Technical report, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. URL https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienz-in-zahlen.pdf?__blob=publicationFile&v=10. Accessed on 12.03.19.
- BMWi, (2017). Strom 2030. Technical report, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. URL https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&ved=2ahUKEwjgqpyS5vzgAhWSQxUIHfc6DKUQFjABegQIABAC&url=https%3A%2F%2Fwww.bmwi.de%2FRedaktion%2FDE%2FPublikationen%2FEnergie%2Fstrom-2030-ergebnispapier.pdf%3F__blob%3DpublicationFile%26v%3D28&usg=A0vVaw1GbD6hWjQG18gFdBMjFY6. Accessed on 12.03.19.
- BMWi, (2018). Energiedaten: Gesamtausgabe. Technical report, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. URL https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienz-in-zahlen.pdf?__blob=publicationFile&v=10. Accessed on 12.03.19.
- BMWi, (2018). Der Strompreis. URL <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/strompreise-bestandteile.html>. Accessed on 06.09.18.
- BMWi, (2018). Ready for the next phase of the energy transition. URL <https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Dossier/energy-transition.html>. Accessed on 14.09.18.
- BNetzA, (2007). Bericht der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen über die Systemstörung im deutschen und europäischen Verbundnetz am 4. November 2006. Technical report, Bundesnetzagentur. URL https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=2ahUKEwiWw83Q5vzgAhXJRxUIHXD0B54QFjAAegQIChAC&url=https%3A%2F%2Fwww.bundesnetzagentur.de%2FSharedDocs%2FDownloads%2FDE%2FSachgebiete%2FEnergie%2FUnternehmen_Institutionen%2FVersorgungssicherheit%2FBerichte_Fallanalysen%2FBericht_9.pdf%3F__blob%3DpublicationFile%26v%3D1&usg=A0vVaw0HW0nJ7Aud_d0SgE8WscCo. Accessed on 12.03.19.
- BNetzA, (2017). Monitoringbericht 2017 gemäß §63 Abs. 3 i. V. m. §35 EnWG und §48 Abs. 3 i. V. m. §53 Abs. 3 GWB. Technical report, Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt. URL https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Berichte/Energie-Monitoring-2017.pdf?__blob=publicationFile&v=5. Accessed on 06.11.18.

- BNetzA, (2018). Moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme. URL https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/NetzanschlussUndMessung/SmartMetering/SmartMeter_node.html. Accessed on 06.09.18.
- BNetzA, (2018). Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen, Gesamtjahr und Viertes Quartal 2017. Technical report, Bundesnetzagentur, Referat 603. URL https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=2ahUKEwiAp-H75vzgAhU-TRUIHY10A9sQFjAAegQIChAC&url=https%3A%2F%2Fwww.bundesnetzagentur.de%2FSharedDocs%2FDownloads%2FDE%2FAllgemeines%2FBundesnetzagentur%2FPublikationen%2FBerichte%2F2018%2FQuartalsbericht_Q4_Gesamt_2017.pdf%3F__blob%3DpublicationFile%26v%3D3&usq=A0vVaw0H03nPgFu1y0Ao038qdX4C. Accessed on 12.03.19.
- BNetzA, (2019). Archivierte EEG-Vergütungssätze und Datenmeldungen. URL https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/ArchivDatenMeldgn/ArchivDatenMeldgn_node.html. Accessed on 14.02.19.
- Bogner, A., Littig, B., and Menz, W., (2009). *Interviewing experts*. Springer.
- Bogner, A., Littig, B., and Menz, W., (2014). *Interviews mit Experten: Eine praxisorientierte Einführung*. Springer-Verlag.
- Borchers, A. M., Duke, J. M., and Parsons, G. R., (2007). Does willingness to pay for green energy differ by source? *Energy Policy*, 35(6):3327–3334.
- Borojeni, K. G., Amini, M. H., Nejadpak, A., Iyengar, S., Hoseinzadeh, B., and Bak, C. L., (2016). A theoretical bilevel control scheme for power networks with large-scale penetration of distributed renewable resources. In *2016 IEEE International Conference on Electro Information Technology (EIT)*, pages 0510–0515.
- Bouwman, H. and Fiel, E., (2008). Service innovation and business models. In *Mobile Service Innovation and Business Models*, pages 9–30. Springer.
- Bremdal, B. A., Olivella-Rosell, P., Rajasekharan, J., and Ilieva, I., (2017). Creating a local energy market. *CIREN-Open Access Proceedings Journal*, 2017(1):2649–2652.
- Broberg, T. and Persson, L., (2016). Is our everyday comfort for sale? Preferences for demand management on the electricity market. *Energy Economics*, 54:24–32.

- Brown, T. A., (2014). *Confirmatory factor analysis for applied research*. Guilford Publications.
- Brunekreeft, G., Buchmann, M., Dänekas, C., Guo, X., Mayer, C., Merkel, M., Rehtanz, C., Göring, A., Herrmann, A., Kodali, R., et al., (2015). Germany's way from conventional power grids towards smart grids. In *Regulatory Pathways For Smart Grid Development in China*, pages 45–78. Springer.
- Bruner, G. C., (2009). *Marketing Scales Handbook: A compilation of multi-item measures for consumer behavior & advertising research*, volume 5. GCBII Productions.
- Buchmann, E., Kessler, S., Jochem, P., and Böhm, K., (2013). The costs of privacy in local energy markets. In *2013 IEEE 15th Conference on Business Informatics (CBI)*, pages 198–207. IEEE.
- BUM, (2018). Atomausstieg bis 2022. URL <https://www.bmu.de/pressemitteilung/bundesregierung-fuehrt-beschleunigten-atomausstieg-konsequent-fort/>. Accessed on 12.02.19.
- Bundesregierung, (2014). Wie funktioniert der Strommarkt? URL <https://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2014/08/2014-08-04-so-funktioniert-der%20strommarkt.html>. Accessed on 19.09.18.
- Bundesregierung, (2018). Erneuerbare Energien. URL https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/NetzanschlussUndMessung/SmartMetering/SmartMeter_node.html. Accessed on 05.09.18.
- Bundestag, (1998). Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts. URL https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/text.xav?SID=&tf=xaver.component.Text_0&toctf=&qmf=&hlf=xaver.component.Hitlist_0&bk=bgbl&start=%2F%2F%2F%2F%5B%40node_id%3D%27279789%27%5D&skin=pdf&tlevel=-2&nohist=1. Accessed on 14.09.18.
- Bundestag, (2011). Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften. URL <https://www.buzer.de/s1.htm?g=Gesetz+zur+Neuregelung+energiewirtschaftsrechtlicher+Vorschriften&f=1>. Accessed on 14.09.18.
- Bunn, D. W. and Oliveira, F. S., (2001). Agent-based simulation-an application to the new electricity trading arrangements of england and wales. *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, 5(5):493–503.

- Bushnell, J. B. and Oren, S. S., (1994). Bidder cost revelation in electric power auctions. *Journal of Regulatory Economics*, 6(1):5–26. ISSN 0922-680X.
- Buterin, V., (2014). White Paper - A Next-Generation Smart Contract and Decentralized Application Platform. URL <https://github.com/ethereum/wiki/wiki/White-Paper>. Accessed on 12.03.19.
- Capodiecici, N., Pagani, G. A., Cabri, G., and Aiello, M., (2011). Smart meter aware domestic energy trading agents. In *Proceedings of the 2011 workshop on E-energy market challenge*, pages 1–10. ACM.
- Cardell, J. B., (2007). Distributed resource participation in local balancing energy markets. In *2007 IEEE Lausanne Power Tech*, pages 510–515. IEEE.
- Cardell, J. B., Hitt, C. C., and Hogan, W. W., (1997). Market power and strategic interaction in electricity networks. *Resource and energy economics*, 19(1-2):109–137.
- Cardella, E., Ewing, B. T., and Williams, R. B., (2017). Price volatility and residential electricity decisions: Experimental evidence on the convergence of energy generating source. *Energy Economics*, 62:428–437.
- Chapman, C. N., Alford, J. L., Johnson, C., Weidemann, R., and Lahav, M., (2009). Cbc vs. acbc: Comparing results with real product selection. In *2009 Sawtooth Software Conference Proceedings*, pages 25–27.
- Chassot, S., Hampl, N., and Wüstenhagen, R., (2014). When energy policy meets free-market capitalists: The moderating influence of worldviews on risk perception and renewable energy investment decisions. *Energy Research & Social Science*, 3:143–151.
- Chen, H., Cong, T. N., Yang, W., Tan, C., Li, Y., and Ding, Y., (2009). Progress in electrical energy storage system: A critical review. *Progress in natural science*, 19(3):291–312.
- Chen, H., Yu, Y., Hu, Z., Luo, H., Tan, C.-W., and Rajagopal, R., (2017). Energy storage sharing strategy in distribution networks using bi-level optimization approach. In *Power & Energy Society General Meeting, 2017 IEEE*, pages 1–5. IEEE.
- Chen, T., (2018). *Understanding deregulated retail electricity markets in the future: A perspective from machine learning and optimization*. PhD thesis, University of Michigan-Dearbon. URL <https://deepblue.lib.umich.edu/handle/2027.42/145686>. Accessed on 12.03.19.

- Chen, T. and Su, W., (2018). Local energy trading behavior modeling with deep reinforcement learning. *IEEE Access*, 6:62806–62814.
- Chen, T., Alsafasfeh, Q., Pourbabak, H., and Su, W., (2017). The next-generation us retail electricity market with customers and prosume: A bibliographical survey. *Energies*, 11(1): 8.
- Chesbrough, H., (2002). The role of the business model in capturing value from innovation: Evidence from Xerox Corporation’s technology spin-off companies. *Industrial and Corporate Change*, 11(3):529–555.
- Chien, T. and Hu, J.-L., (2008). Renewable energy: An efficient mechanism to improve GDP. *Energy Policy*, 36(8):3045–3052.
- Chin, W. W., (1998). The partial least squares approach to structural equation modeling. *Modern methods for business research*, 295(2):295–336.
- Ciarreta, A., Espinosa, M. P., and Pizarro-Irizar, C., (2017). Has renewable energy induced competitive behavior in the spanish electricity market? *Energy Policy*, 104:171–182.
- Climate Policy Initiative, (2013). The global landscape of climate finance 2013. Technical report, Climate Policy Initiative. URL <https://climatepolicyinitiative.org/wp-content/uploads/2018/11/Global-Climate-Finance-An-Updated-View-2018.pdf>. Accessed on 12.03.19.
- Cludius, J., Hermann, H., Matthes, F. C., and Graichen, V., (2014). The merit order effect of wind and photovoltaic electricity generation in Germany 2008–2016: Estimation and distributional implications. *Energy Economics*, 44:302–313.
- Cohen, J., (2013). *Statistical power analysis for the behavioral sciences*. Routledge.
- LeonConte de , D., Stalick, A. Q., Jillepalli, A. A., Haney, M. A., and Sheldon, F. T., (2017). Blockchain: Properties and misconceptions. *Asia Pacific Journal of Innovation and Entrepreneurship*, 11(3):286–300.
- Cowell, R., Bristow, G., and Munday, M., (2011). Acceptance, acceptability and environmental justice: The role of community benefits in wind energy development. *Journal of Environmental Planning and Management*, 54(4):539–557.
- Cramton, P., (2003). Electricity market design: The good, the bad, and the ugly. In *System Sciences, 2003. Proceedings of the 36th Annual Hawaii International Conference on*, pages 8–pp. IEEE.

- Cramton, P. and Ockenfels, A., (2016). Economics and design of capacity markets for the power sector. In *Interdisziplinäre Aspekte der Energiewirtschaft*, pages 191–212. Springer.
- Cramton, P. and Stoft, S., (2005). A capacity market that makes sense. *The Electricity Journal*, 18(7):43–54.
- Creutzig, F., Goldschmidt, J. C., Lehmann, P., Schmid, E., Blüchervon , F., Breyer, C., Fernandez, B., Jakob, M., Knopf, B., Lohrey, S., et al., (2014). Catching two European birds with one renewable stone: Mitigating climate change and Eurozone crisis by an energy transition. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 38:1015–1028.
- Cui, T., Wang, Y., Nazarian, S., and Pedram, M., (2014). An electricity trade model for microgrid communities in smart grid. In *2014 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, pages 1–5. IEEE.
- Cunningham, C. E., Deal, K., and Chen, Y., (2010). Adaptive choice-based conjoint analysis. *The Patient: Patient-Centered Outcomes Research*, 3(4):257–273.
- Da Silva, P. G., Ilic, D., and Karnouskos, S., (2014). The impact of smart grid prosumer grouping on forecasting accuracy and its benefits for local electricity market trading. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(1):402–410.
- Dai, T. and Qiao, W., (2017). Finding equilibria in the pool-based electricity market with strategic wind power producers and network constraints. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(1):389–399.
- Dänekas, C., Neureiter, C., Rohjans, S., Uslar, M., and Engel, D., (2014). Towards a model-driven-architecture process for smart grid projects. In *Digital enterprise design & management*, pages 47–58. Springer.
- Davis, F. D., (1985). *A technology acceptance model for empirically testing new end-user information systems: Theory and results*. PhD thesis, Massachusetts Institute of Technology.
- De Clercq, S., Baetens, R., Caneva, S., and WIP, P. A., (2018). Life cycle analysis of the improved business models. Technical report, BestRES.
- Deane, P., Collins, S., Gallachoir, B., Eid, C., Hartel, R., Keles, D., and Fichtner, W., (2017). Impact on electricity markets: Merit order effect of renewable energies. In *Europe’s Energy Transition-Insights for Policy Making*, pages 105–118. Elsevier.

- DECC, (2014). Community energy strategy. Technical report, Department of Energy and Climate Control. URL https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/275169/20140126Community_Energy_Strategy.pdf. Accessed on 12.11.18.
- DENA, (2019). Blockchain in der integrierten Energiewende. Technical report, Deutsche Energie-Agentur.
- Deutscher Bundestag, (2017). Ziele für Elektromobilität. URL https://www.bundestag.de/presse/hib/2017_07/-/514582. Accessed on 12.03.19.
- Deutskens, E., Ruyterde , K., Wetzels, M., and Oosterveld, P., (2004). Response rate and response quality of internet-based surveys: An experimental study. *Marketing letters*, 15 (1):21–36. ISSN 0923-0645.
- Devine-Wright, P., (2014). *Renewable Energy and the Public: from NIMBY to Participation*. Routledge.
- Di Giorgio, A., Liberati, F., and Canale, S., (2014). Electric vehicles charging control in a smart grid: A model predictive control approach. *Control Engineering Practice*, 22:147–162.
- Di Silvestre, M. L., Favuzza, S., Sanseverino, E. R., and Zizzo, G., (2018). How decarbonization, digitalization and decentralization are changing key power infrastructures. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 93:483–498.
- Ding, Y., Neumann, M. A., Budde, M., Beigl, M., Da Silva, P. G., and Zhang, L., (2013). A control loop approach for integrating the future decentralized power markets and grids. In *2013 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm)*, pages 588–593. IEEE.
- Dorussen, H., Lenz, H., and Blavoukos, S., (2005). Assessing the reliability and validity of expert interviews. *European Union Politics*, 6(3):315–337.
- D’Souza, A., Van Beest, N., Huitema, G. B., Wortmann, J. C., and Velthuisen, H., (2014). A review and evaluation of business model ontologies: a viability perspective. In *International Conference on Enterprise Information Systems*, pages 453–471. Springer.
- Dütschke, E., Unterländer, M., and Wietschel, M., (2012). Variable Stromtarife aus Kundensicht: Akzeptanzstudie auf Basis einer Conjoint-Analyse. Technical report, Working paper sustainability and innovation.

- Dvorkin, Y., (2018). Can merchant demand response affect investments in merchant energy storage? *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(3):2671–2683.
- Eger, K., Goetz, J., Sauerwein, R., Frank, R., Boëda, D., Ceriode, I. M. D., Artych, R., Leukokilos, E., Nikolaou, N., and Besson, L., (2013). Microgrid functional architecture description. Technical Report FI.ICT-2011-285135 FINSENY, FINSENY.
- EIA, (2017). International energy outlook 2017 overview. *US Energy Information Administration Int. Energy Outlook, vol. IEO2017*, page 143.
- Eickhoff, M., Muntermann, J., and Weinrich, T., (2017). What do FinTechs actually do? A taxonomy of FinTech business models. In *2017 International Conference on Information Systems*.
- Eid, C., Bollinger, L. A., Koirala, B., Scholten, D., Facchinetti, E., Lilliestam, J., and Hakvoort, R., (2016). Market integration of local energy systems: Is local energy management compatible with European regulation for retail competition? *Energy*, 114:913–922.
- Eid, C., Codani, P., Perez, Y., Reneses, J., and Hakvoort, R., (2016). Managing electric flexibility from distributed energy resources: A review of incentives for market design. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 64:237–247.
- El-Hawary, M. E., (2008). *Introduction to electrical power systems*, volume 50. John Wiley & Sons.
- Entso-e, (2014). MADES Communication Standard. Technical report, European Network of Transmission System Operators.
- ENTSO-E, (2018). Who we are and our objectives. URL <https://www.entsoe.eu/about/inside-entsoe/objectives/>. Accessed on 20.09.18.
- EPEX Spot, (2018). EPEX SPOT supports Exergy platform to be launched by LO3 Energy. URL https://www.epexspot.com/en/press-media/press/details/press/EPEX_SPOT_supports_Exergy_platform_to_be_launched_by_LO3_Energy. Accessed on 12.03.19.
- Erev, I. and Roth, A. E., (1998). Predicting how people play games: Reinforcement learning in experimental games with unique, mixed strategy equilibria. *American economic review*, pages 848–881.

- Espeche, J. M., Messervey, T., Lennard, Z., Puglisi, R., Sissini, M., and Vinyals, M., (2017). Use cases and business models of multi-agent system (MAS) ICT solutions for LV flexibility management. In *Smart Grid Inspired Future Technologies*, pages 136–142. Springer.
- European Commission, (2017). Progress reports. URL <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/progress-reports>. Accessed on 14.09.18.
- European Commission, (2018). Renewable energy - Moving towards a low carbon economy. URL <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy>. Accessed on 14.09.18.
- European Commission, (2019). Climate strategies and targets. Technical report, EU. URL https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en. Accessed on 31.02.19.
- European Parliament and Council, (1996). Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt. URL http://www.gesmat.bundesgerichtshof.de/gesetzesmaterialien/15_wp/ErnEnerg_KWK_14_Wp/RL_96-92-EG.pdf. Accessed on 14.09.18.
- European Parliament and Council, (2003). Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG. URL <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/de/TXT/?uri=CELEX:32003L0054>. Accessed on 14.09.18.
- European Parliament and Council, (2009). Directive 2009/72/EC of the European Parliament and Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC. URL <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/?uri=CELEX:32009L0072>. Accessed on 14.09.18.
- European Parliament and Council, (2009). Directive 2009/28/EC of the European Parliament and Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC. URL <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0028&from=EN>. Accessed on 14.09.18.
- Fan, S. and Hyndman, R. J., (2011). The price elasticity of electricity demand in south australia. *Energy Policy*, 39(6):3709 – 3719.
- Farhar, B. C. and Houston, A. H., (1996). Willingness to pay for electricity from renewable energy. Technical report, National Renewable Energy Lab., Golden, CO (United States).

- Fehrenbach, D., Merkel, E., McKenna, R., Karl, U., and Fichtner, W., (2014). On the economic potential for electric load management in the German residential heating sector: An optimising energy system model approach. *Energy*, 71:263–276.
- Firth, S., Lomas, K., Wright, A., and Wall, R., (2008). Identifying trends in the use of domestic appliances from household electricity consumption measurements. *Energy and Buildings*, 40(5):926–936.
- Fischer, C., (2008). Feedback on household electricity consumption: A tool for saving energy? *Energy efficiency*, 1(1):79–104.
- Flath, C., Nicolay, D., Conte, T., Dinthervan, C., and Filipova-Neumann, L., (2012). Clusteranalyse von Smart-Meter-Daten. *Wirtschaftsinformatik*, 54(1):33–42.
- Fornell, C. and Larcker, D. F., (1981). Evaluating structural equation models with unobservable variables and measurement error. *Journal of marketing research*, pages 39–50.
- Fraunhofer ISE, (2017). Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2017. URL https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/daten-zu-erneuerbaren-energien/Stromerzeugung_2017.pdf. Accessed on 05.11.18.
- Fraunhofer ISE, (2019). Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Technical report, Fraunhofer ISE.
- Fudenberg, D. and Tirole, J., (1991). Game theory, 1991. *Cambridge, Massachusetts*, 393 (12):80.
- Gamel, J., Menrad, K., and Decker, T., (2016). Is it really all about the return on investment? exploring private wind energy investors’ preferences. *Energy Research & Social Science*, 14:22–32.
- Gärtner, J., Flath, C. M., and Weinhardt, C., (2018). Portfolio and contract design for demand response resources. *European Journal of Operational Research*, 266(1):340–353.
- Gefen, D., Straub, D., and Rigdon, E., (2011). An update and extension to SEM guidelines for administrative and social science research. *MIS Quarterly*, 35(2):iii–xiv.
- Geissdoerfer, M., Savaget, P., Bocken, N. M., and Hultink, E. J., (2017). The circular economy: A new sustainability paradigm? *Journal of Cleaner Production*, 143:757–768.

- Giesen, E., Riddleberger, E., Christner, R., and Bell, R., (2010). When and how to innovate your business model. *Strategy & Leadership*, 38(4):17–26.
- Gläser, J. and Laudel, G., (2010). *Experteninterviews und qualitative Inhaltsanalyse*. Springer-Verlag.
- Goranovic, A., Meisel, M., Fotiadis, L., Wilker, S., Treytl, A., and Sauter, T., (2017). Blockchain applications in microgrids: An overview of current projects and concepts. In *43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, pages 6153–6158. IEEE. ISBN 978-1-5386-1127-2. doi: 10.1109/IECON.2017.8217069.
- Gordijn, J., Osterwalder, A., and Pigneur, Y., (2005). Comparing two business model ontologies for designing e-business models and value constellations. *BLED 2005 Proceedings*, pages 1–17.
- Gottschalk, M., Uslar, M., and Delfs, C., (2017). The use case and Smart Grid Architecture Model approach - The IEC 62559-2 use case template and the SGAM applied various domains. *Springer*. doi: 10.1007/978-3-319-49229-2.
- Gottwalt, S., Gärtner, J., Schmeck, H., and Weinhardt, C., (2017). Modeling and valuation of residential demand flexibility for renewable energy integration. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 8(6):2565–2574.
- Green, P. E. and Rao, V. R., (1971). Conjoint measurement for quantifying judgmental data. *Journal of Marketing research*, pages 355–363.
- Gremmel, H., (2007). *ABB Schaltanlagen-Handbuch*. ABB.
- Grid Wise Architectural Council, (2008). GridWise interoperability context-setting framework. Technical report, GridWise Architecture Council on Transactive Energy.
- Guibentif, T., (2015). *Microgrids: A tool for a grassroots energy transition*. Master thesis, EPFL Middle East, Lausanne/Paris.
- Guidolin, M. and Guseo, R., (2016). The German energy transition: Modeling competition and substitution between nuclear power and renewable energy technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 60:1498–1504.
- Gunningham, N., (2013). Managing the energy trilemma: The case of indonesia. *Energy Policy*, 54:184–193.

- GWAC, (2015). GridWise transactive energy framework version 1.0. Technical report, Grid-Wise Architecture Council on Transactive Energy.
- Haavelmo, T., (1943). The statistical implications of a system of simultaneous equations. *Econometrica, Journal of the Econometric Society*, pages 1–12.
- Hair, J. F., Ringle, C. M., and Sarstedt, M., (2011). PLS-SEM: Indeed a silver bullet. *Journal of Marketing theory and Practice*, 19(2):139–152.
- Hair, J. F., Sarstedt, M., Pieper, T. M., and Ringle, C. M., (2012). The use of partial least squares structural equation modeling in strategic management research: A review of past practices and recommendations for future applications. *Long Range Planning*, 45(5):320–340.
- Hair Jr, J., Sarstedt, M., Hopkins, L., and G. Kuppelwieser, V., (2014). Partial least squares structural equation modeling (PLS-SEM): An emerging tool in business research. *European Business Review*, 26(2):106–121.
- Hair Jr, J. F., Hult, G. T. M., Ringle, C., and Sarstedt, M., (2016). *A primer on partial least squares structural equation modeling (PLS-SEM)*. Sage Publications.
- Hall, S. and Roelich, K., (2016). Business model innovation in electricity supply markets: The role of complex value in the united kingdom. *Energy Policy*, 92:286–298.
- Hamari, J., Sjöklint, M., and Ukkonen, A., (2016). The sharing economy: Why people participate in collaborative consumption. *Journal of the association for information science and technology*, 67(9):2047–2059.
- Handelsblatt, (2018). Strommärkte von Österreich und Deutschland sind ab sofort getrennt. URL <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/stromhandel-strommaerkte-von-oesterreich-und-deutschland-sind-ab-sofort-getrennt/23135750.html?ticket=ST-915059-Sm5tfBWZoRIdFDVwquQf-ap1>. Accessed on 06.11.18.
- Hanimann, R., Vinterbäck, J., and Mark-Herbert, C., (2015). Consumer behavior in renewable electricity: Can branding in accordance with identity signaling increase demand for renewable electricity and strengthen supplier brands? *Energy Policy*, 78:11–21.
- Hansla, A., Gamble, A., Juliusson, A., and Gärling, T., (2008). Psychological determinants of attitude towards and willingness to pay for green electricity. *Energy policy*, 36(2):768–774.

- Hasan, E. and Galiana, F. D., (2010). Fast computation of pure strategy nash equilibria in electricity markets cleared by merit order. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(2): 722–728.
- Heffron, R. J., McCauley, D., and Sovacool, B. K., (2015). Resolving society’s energy trilemma through the energy justice metric. *Energy Policy*, 87:168–176.
- Heider, M., Schellenberger, J., and Schumacher, W., (2018). Zu den Voraussetzungen einer Kundenanlage nach §3 Nr. 24a EnWG: OLG Frankfurt, Beschluss vom 08.03.2018, 11 W 40/16. URL https://www.goerg.de/de/aktuelles/legal_updates/zu_den_voraussetzungen_einer_kundenanlage_nach_3_nr_24a_enwg_olg_frankfurt_beschluss_vom_08_03_2018_11_w_40/16.47308.html. Accessed on 14.02.19.
- Heidjann, J., (2019). Strompreise 2018 - Strompreis pro kWh. URL <https://www.stromauskunft.de/strompreise/strompreise-2018/>. Accessed on 14.02.19.
- Helistö, N., Kiviluoma, J., and Holttinen, H., (2017). Sensitivity of electricity prices in energy-only markets with large amounts of zero marginal cost generation. In *2017 14th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, pages 1–6. IEEE.
- Helms, T., Loock, M., and Bohnsack, R., (2016). Timing-based business models for flexibility creation in the electric power sector. *Energy Policy*, 92:348–358.
- Henseler, J., Ringle, C. M., and Sarstedt, M., (2015). A new criterion for assessing discriminant validity in variance-based structural equation modeling. *Journal of the Academy of Marketing Science*, 43(1):115–135.
- Hensher, D. A., (2010). Hypothetical bias, choice experiments and willingness to pay. *Transportation Research Part B: Methodological*, 44(6):735–752. ISSN 0191-2615.
- Hildmann, M., Ulbig, A., and Andersson, G., (2015). Empirical analysis of the merit-order effect and the missing money problem in power markets with high RES shares. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(3):1560–1570.
- Hirth, L. and Ziegenhagen, I., (2015). Balancing power and variable renewables: Three links. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 50:1035–1051.
- Hobbs, B. F., Metzler, C. B., and Pang, J.-S., (2000). Strategic gaming analysis for electric power systems: An MPEC approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(2):638–645.

- Hoffmann, B., Häfele, S., and Karl, U., (2013). Analysis of performance losses of thermal power plants in Germany: A system dynamics model approach using data from regional climate modelling. *Energy*, 49:193–203.
- Hogan, W. W., (2002). Electricity market restructuring: Reforms of reforms. *Journal of Regulatory Economics*, 21(1):103–132.
- Hoitsch, H.-J., Goes, S., and Burkhard, M., (2001). Zielkosten in der Stromversorgung. *Controlling & Management*, 45(3):145–155.
- Holtschulte, D., Erlangga, A., Ortjohann, E., Kortenbruck, J., Leksawat, S., Schmelter, A., Premgamone, T., and Morton, D., (2017). Local energy markets in clustering power system approach for smart prosumers. In *2017 6th International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*, pages 215–222. IEEE.
- Horta, J., Altman, E., Caujolle, M., Kofman, D., and Menga, D., (2018). Real-time enforcement of local energy market transactions respecting distribution grid constraints. In *2018 IEEE International Conference on Communications, Control, and Computing Technologies for Smart Grids (SmartGridComm)*, pages 1–7. IEEE.
- Howell, J., (2009). CBC/HB for beginners. *Sawtooth Software-Research Paper Series*, 98382 (360):1–6.
- Hu, X. and Ralph, D., (2007). Using EPECs to model bilevel games in restructured electricity markets with locational prices. *Operations research*, 55(5):809–827.
- Huber, J., Orme, B., and Miller, R., (2001). Dealing with product similarity in conjoint simulations. In *Conjoint Measurement*, pages 479–496. Springer.
- Huijts, N. M., Molin, E. J., and Weevan, B., (2014). Hydrogen fuel station acceptance: A structural equation model based on the technology acceptance framework. *Journal of Environmental Psychology*, 38:153–166.
- Hukkinen, T., Mattila, J., Ilomäki, J., Seppälä, T., et al., (2017). A blockchain application in energy. *ETLA Reports*, 71.
- Hurtado, L., Nguyen, P., and Kling, W., (2015). Smart grid and smart building inter-operation using agent-based particle swarm optimization. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 2:32–40.
- Hvelplund, F., (2006). Renewable energy and the need for local energy markets. *Energy*, 31 (13):2293–2302.

- Ilic, D., Da Silva, P. G., Karnouskos, S., and Griesemer, M., (2012). An energy market for trading electricity in smart grid neighbourhoods. In *2012 6th IEEE International Conference on Digital Ecosystems Technologies (DEST)*, pages 1–6. IEEE.
- Ilic, M., Galiana, F., and Fink, L., (2013). *Power systems restructuring: Engineering and economics*. Springer Science & Business Media.
- Insull, S., (1898). Standardization, cost system of rates, and public control. Presidential address to the convention of the National Electric Light Association (June 7). Reprinted in S Insull (1915). *Central-Station Electric Service*, pages 34–47.
- International Energy Agency, (2014). World energy investment outlook. Special report, IEA, Paris, France.
- IPCC, (2011). Special report on renewable energy sources and climate change mitigation. Technical report, Intergovernmental Panel on Climate Change. Prepared by Working Group III of the IPCC.
- IRENA, (2018). Renewable energy prospects: Germany. URL <https://www.irena.org/publications/2015/Nov/Renewable-Energy-Prospects-Germany>. Accessed on 12.02.19.
- Issac, P., (1970). Linear regression, structural relations and measurement errors. *Psychological Bulletin*, 74:213–218.
- Jamasb, T. and Pollitt, M., (2000). Benchmarking and regulation: International electricity experience. *Utilities policy*, 9(3):107–130.
- Johansson, E., Wesslén, A., Bratthall, L., and Host, M., (2001). The importance of quality requirements in software platform development-a survey. In *Proceedings of the 34th Annual Hawaii International Conference on System Sciences*, pages 10–pp. IEEE.
- Johnson, R. M. and Orme, B. K., (2007). A new approach to adaptive CBC. In *Sawtooth Software Conference Proceedings, Sequim, WA*.
- Jöreskog, K. G., (1970). A general method for estimating a linear structural equation system. *ETS Research Bulletin Series*, 1970(2):i–41.
- Jöreskog, K. G. and Sörbom, D., (1993). *LISREL 8: Structural equation modeling with the SIMPLIS command language*. Scientific Software International.

- Joskow, P. L., (2006). Competitive electricity markets and investment in new generating capacity. *Massachusetts Institute of Technology (MIT)-Department of Economics*. Working Paper.
- Judith, D., Meessen, G., Hartog, J., Engelsing, F., Simonis, F., and Locher, L., (2011). Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel; Abschlussbericht gemäß §32e GWB, Januar 2011. Technical report, Bundeskartellamt, <https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sektoruntersuchungen/Sektoruntersuchung> Accessed on 19.09.18.
- Julian, C., (2014). Creating local energy economies: Lessons from Germany. *Respublica, London*.
- Kaenzig, J., Heinze, S. L., and Wüstenhagen, R., (2013). Whatever the customer wants, the customer gets? Exploring the gap between consumer preferences and default electricity products in Germany. *Energy Policy*, 53:311–322.
- Kahrobaee, S., Rajabzadeh, R. A., Soh, L.-K., and Asgarpoor, S., (2014). Multiagent study of smart grid customers with neighborhood electricity trading. *Electric Power Systems Research*, 111:123–132.
- Kairies, K.-P., Haberschusz, D., Ouwerkerkvan, J., Strebel, J., Wessels, O., Magnor, D., Badeda, J., and Sauer, D. U., (2016). Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher. Technical Report Jahresbericht 2016, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe der RWTH Aachen. URL http://www.speichermonitoring.de/fileadmin/user_upload/Speichermonitoring_Jahresbericht_2016_Kairies_web.pdf. Accessed on 06.11.18.
- Kaiser, R., (2014). *Qualitative Experteninterviews: Konzeptionelle Grundlagen und praktische Durchführung*. Springer-Verlag.
- Kamrat, W., (2001). Modeling the structure of local energy markets. *IEEE Computer Applications in Power*, 14(2):30–35.
- Kamrat, W., (2002). Investment risk forecasting in a local energy market. *Energy conversion and management*, 43(4):515–522.
- Kanchanapibul, M., Lacka, E., Wang, X., and Chan, H. K., (2014). An empirical investigation of green purchase behaviour among the young generation. *Journal of Cleaner Production*, 66:528–536.

- Kang, J., Yu, R., Huang, X., Maharjan, S., Zhang, Y., and Hossain, E., (2017). Enabling localized peer-to-peer electricity trading among plug-in hybrid electric vehicles using consortium blockchains. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 13(6):3154–3164.
- Kaplan, D., (2008). *Structural equation modeling: Foundations and extensions*, volume 10. Sage Publications.
- Kardakos, E. G., Simoglou, C. K., and Bakirtzis, A. G., (2013). Short-term electricity market simulation for pool-based multi-period auctions. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(3):2526–2535.
- Karnouskos, S., (2011). Demand side management via prosumer interactions in a smart city energy marketplace. In *2011 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies*, pages 1–7. IEEE.
- Kaschub, T., Jochem, P., and Fichtner, W., (2016). Solar energy storage in German households: Profitability, load changes and flexibility. *Energy Policy*, 98:520–532.
- Kelly, S., (2011). Do homes that are more energy efficient consume less energy? A structural equation model of the English residential sector. *Energy*, 36(9):5610–5620.
- Ketterer, J., (2014). The impact of wind power generation on the electricity price in Germany. *Energy Economics*, 44:270–280.
- Kim, B.-G., Ren, S., Van Der Schaar, M., and Lee, J.-W., (2013). Bidirectional energy trading and residential load scheduling with electric vehicles in the smart grid. *IEEE Journal on Selected Areas in Communications*, 31(7):1219–1234.
- Kim, J.-H. and Shcherbakova, A., (2011). Common failures of demand response. *Energy*, 36(2):873–880.
- Kirpes, B. and Becker, C., (2018). Processing Electric Vehicle Charging Transactions in a Blockchain-based Information System. In *24th Americas Conference on Information Systems (AMCIS 2018)*, pages 1–5, New Orleans. Association for Information Systems (AIS).
- Kirpes, B., Mengelkamp, E., Becker, C., Weinhardt, C., and Schaal, G., (2019). Design of a microgrid local energy market on a blockchain-based information system. *Under review at Information Technology*.
- Kirschen, D. S. and Strbac, G., (2018). *Fundamentals of power system economics*. John Wiley & Sons.

- Klein, S. J. and Coffey, S., (2016). Building a sustainable energy future, one community at a time. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 60:867–880.
- Knieps, G., (2007). *Netzökonomie: Grundlagen-Strategien-Wettbewerbspolitik*. Springer-Verlag.
- Knieps, G., (2008). *Wettbewerbsökonomie: Regulierungstheorie, Industrieökonomie, Wettbewerbspolitik*. Springer-Verlag.
- Koirala, B. P., Koliou, E., Friege, J., Hakvoort, R. A., and Herder, P. M., (2016). Energetic communities for community energy: A review of key issues and trends shaping integrated community energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 56:722–744.
- Koliou, E., Eid, C., Chaves-Ávila, J. P., and Hakvoort, R. A., (2014). Demand response in liberalized electricity markets: Analysis of aggregated load participation in the german balancing mechanism. *Energy*, 71:245–254.
- Kostmann, M., (2018). Forecasting in blockchain-based smart grids: Testing a prerequisite for the implementation of local energy markets. Master's thesis, Humboldt-Universität zu Berlin.
- Kuhfeld, W. F., Tobias, R. D., and Garratt, M., (1994). Efficient experimental design with marketing research applications. *Journal of Marketing Research*, pages 545–557. ISSN 0022-2437.
- Lancaster, K. J., (1966). A new approach to consumer theory. *Journal of Political Economy*, 74(2):132–157.
- Lantz, G. and Loeb, S., (1998). An examination of the community identity and purchase preferences using the social identity approach. *ACR North American Advances*, 25:486–491.
- Lazzarini, S., Chaddad, F., and Cook, M., (2001). Integrating supply chain and network analyses: The study of netchains. *Journal on Chain and Network Science*, 1(1):7–22.
- Lebeau, K., Van Mierlo, J., Lebeau, P., Mairesse, O., and Macharis, C., (2012). The market potential for plug-in hybrid and battery electric vehicles in flanders: A choice-based conjoint analysis. *Transportation Research Part D: transport and environment*, 17(8):592–597.
- Lennard, Z., Messervey, T., Manuel, J., and Camillo Genesi, E., (2016). Use cases and business models vision I: High-level requirements, use cases, and business orientations.

- Technical report, Mas2tering. URL <http://www.mas2tering.eu/objectives/workplan/wp1-services-business-models-requirements/d1-6-use-cases-business-models-vision/>. Accessed on 12.03.19.
- Lezama, F., Soares, J., Hernandez-Leal, P., Kaisers, M., Pinto, T., and Valedo, Z. M. A., (2018). Local energy markets: Paving the path towards fully transactive energy systems. *IEEE Transactions on Power Systems*.
- Li, H., Bao, W., Xiu, C., Zhang, Y., and Xu, H., (2010). Energy conservation and circular economy in china's process industries. *Energy*, 35(11):4273–4281.
- Li, Z., Kang, J., Yu, R., Ye, D., Deng, Q., and Zhang, Y., (2018). Consortium blockchain for secure energy trading in industrial internet of things. *IEEE transactions on industrial informatics*, 14(8):3690–3700.
- Lichtenstein, D. R., Ridgway, N. M., and Netemeyer, R. G., (1993). Price perceptions and consumer shopping behavior: A field study. *Journal of Marketing Research*, pages 234–245.
- Lijesen, M. G., (2007). The real-time price elasticity of electricity. *Energy Economics*, 29(2): 249–258.
- Liu, N., Yu, X., Wang, C., Li, C., Ma, L., and Lei, J., (2017). Energy-sharing model with price-based demand response for microgrids of peer-to-peer prosumers. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(5):3569–3583.
- Liu, T., Tan, X., Sun, B., Wu, Y., and Tsang, D. H., (2018). Energy management of cooperative microgrids: A distributed optimization approach. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 96:335–346.
- Lombardi, F., Aniello, L., De Angelis, S., Margheri, A., and Sassone, V., (2018). A blockchain-based infrastructure for reliable and cost-effective IoT-aided smart grids. In *Living in the Internet of Things Conference: Cybersecurity of the IoT*, pages 1–6, London.
- Long, C., Wu, J., Zhang, C., Cheng, M., and Al-Wakeel, A., (2017). Feasibility of peer-to-peer energy trading in low voltage electrical distribution networks. *Energy Procedia*, 105: 2227–2232.
- Long, C., Wu, J., Zhou, Y., and Jenkins, N., (2018). Aggregated battery control for peer-to-peer energy sharing in a community microgrid with PV battery systems. *Energy Procedia*, 145:522–527.

- Long, C., Wu, J., Zhou, Y., and Jenkins, N., (2018). Peer-to-peer energy sharing through a two-stage aggregated battery control in a community microgrid. *Applied Energy*, 226: 261–276.
- Loock, M., (2012). Going beyond best technology and lowest price: On renewable energy investors' preference for service-driven business models. *Energy Policy*, 40:21–27.
- Lopes, J. P., Hatziargyriou, N., Mutale, J., Djapic, P., and Jenkins, N., (2007). Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. *Electric Power Systems Research*, 77(9):1189–1203.
- Lopez-Rodriguez, I., Hernandez-Tejera, M., and Lopez, A. L., (2016). Methods for the management of distributed electricity networks using software agents and market mechanisms: A survey. *Electric Power Systems Research*, 136:362–369.
- Lowry, P. B. and Gaskin, J., (2014). Partial least squares (PLS) structural equation modeling (SEM) for building and testing behavioral causal theory: When to choose it and how to use it. *IEEE Transactions on Professional Communication*, 57(2):123–146.
- Lüdeke-Freund, F. and Loock, M., (2011). Debt for brands: Tracking down a bias in financing photovoltaic projects in Germany. *Journal of Cleaner Production*, 19(12):1356–1364.
- Lund, H. and Münster, E., (2006). Integrated energy systems and local energy markets. *Energy Policy*, 34(10):1152–1160.
- Lund, M. and Nielsen, C., (2014). The evolution of network-based business models illustrated through the case study of an entrepreneurship project. *Journal of Business Models*, 2(1): 105–121.
- Lüthi, S. and Prässler, T., (2011). Analyzing policy support instruments and regulatory risk factors for wind energy deployment : A developers' perspective. *Energy Policy*, 39(9): 4876–4892.
- Lynch, P., Power, J., Hickey, R., Kelly, D., Messervey, T., Manuel, J., and Oualmakran, Y., (2016). Maximising value for local flexibility management in low voltage distribution networks. In *2016 IEEE International Smart Cities Conference (ISC2)*, pages 1–6. IEEE.
- Martin-Martínez, F., Sánchez-Miralles, A., and Rivier, M., (2016). A literature review of microgrids: A functional layer based classification. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 62:1133–1153.

- Marzband, M., Sumper, A., Ruiz-Álvarez, A., Domínguez-García, J. L., and Tomoiagă, B., (2013). Experimental evaluation of a real time energy management system for stand-alone microgrids in day-ahead markets. *Applied Energy*, 106:365–376.
- Marzband, M., Ghazimirsaeid, S. S., Uppal, H., and Fernando, T., (2017). A real-time evaluation of energy management systems for smart hybrid home microgrids. *Electric Power Systems Research*, 143:624–633.
- Masiello, R., (2016). Transactive energy: The hot topic in the industry [guest editorial]. *IEEE Power and Energy Magazine*, 14(3):14–16.
- Massa, L. and Tucci, C. L., (2013). Business model innovation. *The Oxford Handbook of Innovation Management*, Oxford University Press, Oxford, pages 420–441.
- Matamoros, J., Gregoratti, D., and Dohler, M., (2012). Microgrids energy trading in islanding mode. In *2012 IEEE Third International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm)*, pages 49–54. IEEE.
- Mayring, P., (1991). Qualitative Inhaltsanalyse. In *Handbuch qualitative Forschung in der Psychologie*, pages 601–613. Psychologie-Verl.-Union.
- Mediwaththe, C. P., Stephens, E. R., Smith, D. B., and Mahanti, A., (2018). Competitive energy trading framework for demand-side management in neighborhood area networks. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(5):4313–4322.
- Mengelkamp, E. and Weinhardt, C., (2018). Clustering household preferences in local electricity markets. In *Proceedings of the Ninth International Conference on Future Energy Systems*, pages 538–543. ACM.
- Mengelkamp, E., Garttner, J., and Weinhardt, C., (2017). The role of energy storage in local energy markets. In *2017 14th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, pages 1–6. IEEE.
- Mengelkamp, E., Staudt, P., Garttner, J., and Weinhardt, C., (2017). Trading on local energy markets: A comparison of market designs and bidding strategies. In *2017 14th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, pages 1–6. IEEE.
- Mengelkamp, E., Bose, S., Kremers, E., Eberbach, J., Hoffmann, B., and Weinhardt, C., (2018). Increasing the efficiency of local energy markets through residential demand response. *Energy Informatics*, 1(1):11.

- Mengelkamp, E., Gärttner, J., Rock, K., Kessler, S., Orsini, L., and Weinhardt, C., (2018). Designing microgrid energy markets: A case study: The Brooklyn Microgrid. *Applied Energy*, 210:870–880.
- Mengelkamp, E., Gärttner, J., and Weinhardt, C., (2018). Decentralizing energy systems through local energy markets: The LAMP-Project. In *Multikonferenz Wirtschaftsinformatik*.
- Mengelkamp, E., Gärttner, J., and Weinhardt, C., (2018). Intelligent agent strategies for residential customers in local electricity markets. In *Proceedings of the Ninth International Conference on Future Energy Systems*, pages 97–107. ACM.
- Mengelkamp, E., Huber, J., Staudt, P., Gärttner, J., and Weinhardt, C., (2018). Quantifying factors for participation in local electricity markets. In *2018 15th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, pages 1–5. IEEE.
- Mengelkamp, E., Motte, A., Kremers, E., Hoffmann, B., Karl, U., and Weinhardt, C., (2018). Market watch Germany: Blockchain in energy. Technical report, Karlsruhe Institute of Technology, European Institute for Energy Research. Technical report of KIT and EIFER.
- Mengelkamp, E., Diesing, J., and Weinhardt, C., (2019). Tracing local energy markets. *Under review at the 2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*.
- Mengelkamp, E., Ludwig, N., Dvorkin, Y., Hagenmeyer, V., and Weinhardt, C., (2019). Learning the local market game: Strategic agent learning in a local electricity market. *Under review at IEEE Transactions on Sustainable Energy*.
- Mengelkamp, E., Maier, H., and Weinhardt, C., (2019). 2nd ForDigital workshop on local energy markets. In *Information gathered during the workshop on 05.03.19*. Karlsruhe Institute of Technology.
- Mengelkamp, E., Schlund, D., and Weinhardt, C., (2019). A taxonomy of business models in local energy markets. *Under review at Energy Policy*.
- Mengelkamp, E., Schönland, T., Huber, J., and Weinhardt, C., (2019). The value of local electricity: A choice experiment among German residential customers. *Accepted for Publication in Energy Policy on 09.04.19*.
- Menniti, D., Pinnarelli, A., Sorrentino, N., Burgio, A., and Belli, G., (2014). Management of storage systems in local electricity market to avoid renewable power curtailment in distribution network. In *2014 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, pages 1–5. IEEE.

- Menniti, D., Sorrentino, N., Pinnarelli, A., Belli, G., Burgio, A., and Vizza, P., (2015). Local electricity market involving end-user distributed storage system. In *2015 IEEE 15th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, pages 384–388. IEEE.
- Metelitsa, C., (2018). Blockchain for energy 2018: Companies & applications for distributed ledger technologies on the grid. Technical report, GreenTechMedia.
- Mey, G. and Mruck, K., (2010). *Handbuch qualitative Forschung in der Psychologie*. Springer.
- Miles, J., (2014). R squared, adjusted R squared. *Wiley StatsRef: Statistics Reference Online*.
- Minkel, J., (2008). The 2003 Northeast blackout—Five years later. *Scientific American*, 13.
- Munsing, E., Mather, J., and Moura, S., (2017). Blockchains for decentralized optimization of energy resources in microgrid networks. In *2017 IEEE Conference on Control Technology and Applications (CCTA)*, pages 1–8. URL <https://bitcoin.org/bitcoin.pdf>. Accessed on 12.03.19.
- Murkisch, K., (2018). Entwicklung der EEG-Einspeisevergütung. URL <https://www.zolar.de/blog/entwicklung-der-eeg-einspeiseverguetung>. Accessed on 14.02.19.
- Murphy, J. J., Allen, P. G., Stevens, T. H., and Weatherhead, D., (2005). A meta-analysis of hypothetical bias in stated preference valuation. *Environmental and Resource Economics*, 30(3):313–325. ISSN 0924-6460.
- Myers, M. D., (2013). *Qualitative research in business and management*. Sage.
- Mylrea, M. and Gourisetti, S. N. G., (2017). Blockchain for smart grid resilience: Exchanging distributed energy at speed, scale and security. In *2017 Resilience Week (RWS)*, pages 18–23. IEEE.
- Nakamoto, S., (2008). Bitcoin: A peer-to-peer electronic cash system. White paper.
- Namerikawa, T., Okubo, N., Sato, R., Okawa, Y., and Ono, M., (2015). Real-time pricing mechanism for electricity market with built-in incentive for participation. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 6(6):2714–2724.
- Nazarko, J. and Styczynski, Z. A., (1999). Application of statistical and neural approaches to the daily load profiles modelling in power distribution systems. In *Transmission and Distribution Conference, 1999 IEEE*, volume 1, pages 320–325. IEEE.

- Neureiter, C., Uslar, M., Engel, D., and Lastro, G., (2016). A standards-based approach for domain specific modelling of smart grid system architectures. *11th Systems of Systems Engineering Conference (SoSE)*.
- Newbery, D., Strbac, G., and Viehoff, I., (2016). The benefits of integrating European electricity markets. *Energy Policy*, 94:253–263.
- Next Kraftwerke, (2018). Strompreiszonentrennung Deutschland/Österreich. URL <https://www.next-kraftwerke.at/wissen/strommarkt/strompreiszonentrennung>. Accessed on 06.11.18.
- Next Kraftwerke, (2018). Was ist Regelenergie? URL <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/regelenergie>. Accessed on 20.09.18.
- Next Kraftwerke, (2018). Was ist ein Spotmarkt? URL <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt/spotmarkt-epex-spot>. Accessed on 20.09.18.
- Next Kraftwerke, (2018). Game of Zones III: Wie funktioniert die Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber? URL <https://www.next-kraftwerke.de/energie-blog/zusammenarbeit-uebertragungsnetzbetreiber>. Accessed on 20.09.18.
- Nickerson, R. C., Varshney, U., and Muntermann, J., (2013). A method for taxonomy development and its application in information systems. *European Journal of Information Systems*, 22(3):336–359.
- Nicolaisen, J., Petrov, V., and Tesfatsion, L., (2001). Market power and efficiency in a computational electricity market with discriminatory double-auction pricing. *IEEE transactions on Evolutionary Computation*, 5(5):504–523.
- Nicolosi, M., (2015). Leitstudie Strommarkt 2015 (Studie der Connect Energy Economics GmbH). Berlin: *Connect Energy Economics GmbH*.
- Nordensvärd, J. and Urban, F., (2015). The stuttering energy transition in Germany: Wind energy policy and feed-in tariff lock-in. *Energy Policy*, 82:156–165.
- Notz, K., (2007). EU-Energiepolitik als Herausforderung für die deutsche Ratspräsidentschaft. Technical report, CAP Aktuell - Forschungsgruppe Europa.
- Nunna, H. K. and Doolla, S., (2013). Multiagent-based distributed-energy-resource management for intelligent microgrids. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 60(4): 1678–1687.

- Ockenfels, A., Grimm, V., and Zoettl, G., (2008). Electricity market design, the pricing mechanism of the day ahead electricity spot market auction on the EEX. Technical report, Expertise commissioned by European Energy Exchange AG for submission to the Saxon Exchange Supervisory Authority.
- O'Dwyer, K. and Malone, D., (2014). Bitcoin mining and its energy footprint. In *25th IET Irish Signals & Systems Conference 2014 and 2014 China-Ireland International Conference on Information and Communications Technologies*. IET. doi: 10.1049/cp.2014.0699.
- Oh, S.-C., Kim, M.-S., Park, Y., Roh, G.-T., and Lee, C.-W., (2017). Implementation of blockchain-based energy trading system. *Asia Pacific Journal of Innovation and Entrepreneurship*, 11(3):322–334.
- Olivella-Rosell, P., Bullich-Massagué, E., Aragüés-Peñalba, M., Sumper, A., Ottesen, S. Ø., Vidal-Clos, J.-A., and Villafáfila-Robles, R., (2018). Optimization problem for meeting distribution system operator requests in local flexibility markets with distributed energy resources. *Applied Energy*, 210:881–895.
- Olivella-Rosell, P., Lloret-Gallego, P., Munné-Collado, Í., Villafáfila-Robles, R., Sumper, A., Ottesen, S. Ø., Rajasekharan, J., and Bremdal, B. A., (2018). Local flexibility market design for aggregators providing multiple flexibility services at distribution network level. *Energies*, 11(4):822.
- One, A., Two, A., and Three, A., (2018). Title of the work. *Energy Journal 1*. This is an example of how to cite joint work in disclaimers in this dissertation. It is not a real citation.
- Orme, B., (2007). Three ways to treat overall price in conjoint analysis. *Research Paper Series, Sawtooth Software, Inc., Sequim, WA*.
- Orme, B., (2009). Which conjoint method should I use. *Sawtooth Software Research Paper Series*.
- Orme, B., (2009). Fine-tuning CBC and adaptive CBC questionnaires. *Sawtooth Software Research Paper Series, online available at <http://www.sawtoothsoftware.com/download/techpap/fnetune.pdf>*, 28:2014. Accessed on 10.10.18.
- Orme, B., (2010). Interpreting the results of conjoint analysis. *Getting Started with Conjoint Analysis: Strategies for Product Design and Pricing Research*, 2:77–88.
- Orme, B. and Johnson, R., (2015). Including holdout choice tasks in conjoint studies. *Washington: Sawtooth Software Inc.*

- Orme, B. K., (1998). Reducing the number-of-attribute-levels effect in ACA with optimal weighting. In *1998 Sawtooth Software Conference Proceedings*.
- Orme, B. K., (2007). Software for hierarchical bayes estimation for CBC data. In *Sawtooth Software Conference Proceedings, Sequim, WA*.
- Orme, B. K., Alpert, M. I., and Christensen, E., (1997). Assessing the validity of conjoint analysis—continued. In *Sawtooth Software Conference Proceedings*, pages 209–226.
- Osterwalder, A., (2004). *The business model ontology: A proposition in a design science approach*. Dissertation, Université de Lausanne, Lausanne.
- Osterwalder, A. and Pigneur, Y., (2010). *Business model generation: A handbook for visionaries, game changers, and challengers*. John Wiley & Sons.
- Ozbaflı, A. and Jenkins, G. P., (2016). Estimating the willingness to pay for reliable electricity supply: A choice experiment study. *Energy Economics*, 56:443–452.
- Paladino, A. and Pandit, A. P., (2012). Competing on service and branding in the renewable electricity sector. *Energy Policy*, 45:378–388.
- Palensky, P. and Dietrich, D., (2011). Demand side management: Demand response, intelligent energy systems, and smart loads. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 7(3): 381–388.
- Papaefthymiou, G. and Dragoon, K., (2016). Towards 100% renewable energy systems: Uncapping power system flexibility. *Energy Policy*, 92:69–82.
- Parag, Y., (2015). Beyond energy efficiency: A prosumer market as an integrated platform for consumer engagement with the energy system. *Eur. Counc. Energy Effic. Econ. 2015 Summer Study on Energy Efficiency*, pages 15–23.
- Parag, Y. and Sovacool, B. K., (2016). Electricity market design for the prosumer era. *Nature Energy*, 1(4):16032.
- Park, C. and Yong, T., (2017). Comparative review and discussion on P2P electricity trading. *Energy Procedia*, 128:3–9.
- Pascual, J., Barricarte, J., Sanchis, P., and Marroyo, L., (2015). Energy management strategy for a renewable-based residential microgrid with generation and demand forecasting. *Applied Energy*, 158:12–25.

- Paulus, M. and Borggrefe, F., (2011). The potential of demand-side management in energy-intensive industries for electricity markets in Germany. *Applied Energy*, 88(2):432–441.
- Pieroni, A., Scarpato, N., Di Nunzio, L., Fallucchi, F., and Raso, M., (2018). Smarter city: Smart energy grid based on blockchain technology. *International Journal on Advanced Science, Engineering and Information Technology*, 8(1):298.
- Pitofsky, R., Patterson, D., and Hooks, J., (2002). The essential facilities doctrine under US antitrust law. *Antitrust L.J. Georgetown Law Faculty Publications and Other Works*, 70: 443–462.
- Ponton, (2019). The Enerchain Project. URL <https://enerchain.ponton.de/>. Accessed on 06.03.19.
- Pop, C., Cioara, T., Antal, M., Anghel, I., Salomie, I., and Bertoncini, M., (2018). Blockchain based decentralized management of demand response programs in smart energy grids. *Sensors*, 18(1):162.
- Prabavathi, M. and Gnanadass, R., (2015). Energy bidding strategies for restructured electricity market. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 64:956–966.
- Püschel, L., Röglinger, M., and Schlott, H., (2016). What’s in a smart thing? Development of a multi-layer taxonomy. *Working Paper at aisel.aisnet.org*.
- PWC, (2018). Blockchain in der Energiewirtschaft. Online. URL <https://www.pwc.de/de/energiewirtschaft/digitalisierung-in-der-energiewirtschaft/blockchain-in-der-energiewirtschaft.html>. Accessed on 10.03.19.
- Qu, X., (2007). *Multivariate data analysis*. Taylor & Francis.
- Rademaekers, K., Slingenberg, A., and Morsy, S., (2008). Review and analysis of EU wholesale energy markets—Historical and current data analysis of EU wholesale electricity, gas and CO2 markets. *Final Report prepared for the European Commission DG TREN, Rotterdam*.
- Rae, C. and Bradley, F., (2012). Energy autonomy in sustainable communities: A review of key issues. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(9):6497–6506.
- Rahimi, F., Ipakchi, A., and Fletcher, F., (2016). The changing electrical landscape: End-to-end power system operation under the transactive energy paradigm. *IEEE Power and Energy Magazine*, 14(3):52–62.

- Ralph, D. and Smeers, Y., (2006). EPECs as models for electricity markets. In *2006. PSCE'06. 2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, pages 74–80. IEEE.
- Rao, V. R. et al., (2014). *Applied conjoint analysis*. Springer.
- Raval, S., (2016). *Decentralized applications: Harnessing Bitcoin's blockchain technology*. O'Reilly Media, Inc.
- Reddy, P. P. and Veloso, M. M., (2011). Learned behaviors of multiple autonomous agents in smart grid markets. In *Twenty-fifth AAAI conference on Artificial intelligence*.
- Revelt, D. and Train, K., (1999). Customer-specific taste parameters and mixed logit. *University of California, Berkeley*. URL <https://escholarship.org/uc/item/1900p96t>. Accessed on 12.03.19.
- Richter, M., (2012). Utilities business models for renewable energy: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(5):2483–2493.
- Richter, N. F., Cepeda, G., Roldán, J. L., and Ringle, C. M., (2015). European management research using partial least squares structural equation modeling (PLS-SEM). *European Management Journal*, 33(1):1–3.
- Rinck, M., (2017). Der Strommarkt - Spiegel der Physik. Interview in EW 6 (2017).
- Ring, B. J. and Read, E. G., (1996). Short run pricing in competitive electricity markets. *The Canadian Journal of Economics/Revue canadienne d'Economique*, 29:S313–S316.
- Ringler, P., Keles, D., and Fichtner, W., (2016). Agent-based modelling and simulation of smart electricity grids and markets: A literature review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 57:205–215.
- Roe, B., Teisl, M. F., Levy, A., and Russell, M., (2001). US consumers' willingness to pay for green electricity. *Energy Policy*, 29(11):917–925.
- Rohjans, S., Christian, D., and Uslar, M., (2012). Requirements for smart grid ICT-architectures. In *3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, pages 1–8, Berlin. ISBN 9781467325974.
- RONT, (2011). Detailergebnisse Niederspannung. URL <https://ront.info/systemvergleich-niederspannungsnetze/>. Accessed on 26.02.19.

- Roossien, B., Noortvan den , A., Kamphuis, R., Blik, F., Eijgelaar, M., and Witde , J., (2011). Balancing wind power fluctuations with a domestic virtual power plant in Europe’s first smart grid. In *2011 IEEE Trondheim PowerTech*, pages 1–5. IEEE.
- Rösch, C., Bräutigam, K.-R., Kopfmüller, J., Stelzer, V., and Lichtner, P., (2017). Indicator system for the sustainability assessment of the German energy system and its transition. *Energy, Sustainability and Society*, 7(1):1.
- Rosen, C. and Madlener, R., (2012). An auction mechanism for local energy markets: Results from theory and simulation. In *Complexity in Engineering (COMPENG), 2012*, pages 1–4. IEEE.
- Rosen, C. and Madlener, R., (2013). An auction design for local reserve energy markets. *Decision Support Systems*, 56:168–179.
- Rosen, C. and Madlener, R., (2014). Regulatory options for local reserve energy markets: Implications for prosumers, utilities, and other stakeholders. *Working Paper*. URL https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2548515. FCN Working Paper No. 12/2014.
- Saad, W., Han, Z., Poor, H. V., and Basar, T., (2012). Game-theoretic methods for the smart grid: An overview of microgrid systems, demand-side management, and smart grid communications. *IEEE Signal Processing Magazine*, 29(5):86–105.
- Sabounchi, M. and Wei, J., (2017). Towards resilient networked microgrids: Blockchain-enabled peer-to-peer electricity trading mechanism. *2017 IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*, pages 1–5. doi: 10.1109/EI2.2017.8245449.
- Salm, S., Hille, S. L., and Wüstenhagen, R., (2016). What are retail investors’ risk-return preferences towards renewable energy projects? A choice experiment in Germany. *Energy Policy*, 97:310–320.
- Sandoval, M. and Grijalva, S., (2015). Future grid business model innovation: A prosumer-based cost-benefit framework for valuation of distributed energy resources. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM)*, pages 450–455.
- Sanseverino, E. R., Silvestre, M. L. D., Gallo, P., Zizzo, G., and Ippolito, M., (2017). The blockchain in microgrids for transacting energy and attributing losses. *IEEE International Conference on Internet of Things (iThings)*, pages 925–930.

- Sawtooth Software, (2009). ACBC technical paper. *Sawtooth Software, Inc.* URL <https://www.sawtoothsoftware.com/support/technical-papers/adaptive-cbc-papers/acbc-technical-paper-2009>. Accessed on 17.09.18.
- Sawtooth Software, Inc, (2007). The ACA/Web v6.0 Technical Paper. Technical report, Sawtooth Software, Inc. URL <https://www.sawtoothsoftware.com/downloadPDF.php?file=acatech.pdf>. Accessed on 12.03.19.
- Scarpa, R. and Willis, K., (2010). Willingness-to-pay for renewable energy: Primary and discretionary choice of british households' for micro-generation technologies. *Energy Economics*, 32(1):129–136.
- Schleicher-Tappeser, R., (2012). How renewables will change electricity markets in the next five years. *Energy Policy*, 48:64–75. ISSN 0301-4215.
- Schlesinger, M., Lindenberger, D., and Lutz, C., (2014). Entwicklung der Energiemärkte: Energierferenzprognose, Projekt Nr. 57/12 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Technical report, Ewi, Gws, Prognos.
- Schühle, F., (2014). *Die Marktdurchdringung der Elektromobilität in Deutschland: Eine Akzeptanz-und Absatzprognose*. Rainer Hampp Verlag.
- Schwab, A. J., (2017). *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*. Springer-Verlag.
- Sensfuß, F., Ragwitz, M., and Genoese, M., (2008). The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. *Energy Policy*, 36(8):3086–3094.
- Shimp, T. A. and Sharma, S., (1987). Consumer ethnocentrism: Construction and validation of the CETSCALE. *Journal of Marketing Research*, pages 280–289.
- Shin, J., Woo, J., Huh, S.-Y., Lee, J., and Jeong, G., (2014). Analyzing public preferences and increasing acceptability for the renewable portfolio standard in korea. *Energy Economics*, 42:17–26.
- Sikorski, J. J., Haughton, J., and Kraft, M., (2017). Blockchain technology in the chemical industry: Machine-to-machine electricity market. *Applied Energy*, 195:234–246. ISSN 03062619. doi: 10.1016/j.apenergy.2017.03.039.
- Simshauser, P., Downer, D., et al., (2014). On the inequity of flat-rate electricity tariffs. *AGL Applied Economic and Policy Working Paper*, 41.

- Singh, H., Hao, S., and Papalexopoulos, A., (1998). Transmission congestion management in competitive electricity markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 13(2):672–680.
- Sinharay, S., (2010). An overview of statistics in education. In Peterson, P., Baker, E., and McGaw, B., editors, *International Encyclopedia of Education (Third Edition)*, pages 1 – 11. Elsevier, Oxford, third edition edition.
- Sioshansi, F. P., (2011). *Competitive electricity markets: Design, implementation, performance*. Elsevier.
- Sioshansi, F. P. and Pfaffenberger, W., (2006). *Electricity market reform: An international perspective*. Elsevier.
- Smart Grid Coordination Group, (2012). Smart grid reference architecture. Technical Report November, CEN-CENELEC-ETSI.
- Smart Grid Coordination Group, (2014). Smart grid interoperability. Technical report, CEN-CENELEC-ETSI.
- Smart Grid Coordination Group, (2017). Smart grid set of standards version 4.1. Technical report, CEN-CENELEC-ETSI.
- Song, H., Liu, C.-C., and Lawarrée, J., (2002). Nash equilibrium bidding strategies in a bilateral electricity market. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(1):73–79.
- Sorknæs, P., Lund, H., and Andersen, A. N., (2015). Future power market and sustainable energy solutions: The treatment of uncertainties in the daily operation of combined heat and power plants. *Applied Energy*, 144:129–138.
- Sousa, T., Soares, T., Pinson, P., Moret, F., Baroche, T., and Sorin, E., (2019). Peer-to-peer and community-based markets: A comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 104:367–378.
- Spearman, C., (1904). General intelligence, objectively determined and measured. *American Journal of Psychology*, 15:201–292.
- Sridhar, S., Hahn, A., and Govindarasu, M., (2012). Cyber-physical system security for the electric power grid. *Proceedings of the IEEE*, 100(1):210–224.
- Stadler, M., Auer, H., and Haas, R., (2001). Die Bedeutung von dynamischen Tarifmodellen und neuer Ansätze des Demand-Side-Managements als Ergänzung zu Hedging-Maßnahmen in deregulierten Elektrizitätzmärkten . *ÖNB*, 7895:10ff.

- Stadler, M., Cardoso, G., Mashayekh, S., Forget, T., DeForest, N., Agarwal, A., and Schönbein, A., (2016). Value streams in microgrids: A literature review. *Applied Energy*, 162: 980–989.
- Stadtwerke Unna, (2002). VDEW-Lastprofile. URL <http://tinyurl.com/j4qa7qb>. Accessed on 15.04.19.
- Staffell, I. and Green, R., (2016). Is there still merit in the merit order stack? The impact of dynamic constraints on optimal plant mix. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(1): 43–53.
- Statista, (2018). Länge der Versorgungsunterbrechung je Stromverbraucher in Deutschland in den Jahren 2006-2016 (in Minuten). URL <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/241414/umfrage/stromversorgungsunterbrechungen-in-deutschland/>. Accessed on 07.11.18.
- Statista, (2019). Endenergieverbrauch in Deutschland nach Sektor im Jahr 2017*. URL <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/321069/umfrage/energieverbrauch-in-deutschland-nach-sektoren/>. Accessed on 12.02.19.
- Statista, (2019). Anzahl der Elektroautos in Deutschland von 2006-2018. URL <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/265995/umfrage/anzahl-der-elektroautos-in-deutschland/>. Accessed on 01.02.19.
- Statista, (2019). Durchschnittliche Stromrechnung eines 3-Personen-Haushaltes in Deutschland in den Jahren 1998-2018 (in Euro pro Monat). URL <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/5670/umfrage/durchschnittliche-monatliche-stromrechnung-seit-1998/>. Accessed on 23.01.19.
- Staudt, P., Gärtner, J., and Weinhardt, C., (2018). Assessment of market power in local electricity markets with regards to competition and tacit collusion. *Tagungsband Multikonferenz Wirtschaftsinformatik 2018*, pages 912–923.
- Steffensen, S. and Bittner, M., (2014). Relaxation approach for equilibrium problems with equilibrium constraints. *Computers & Operations Research*, 41:333–345.
- Stegen, K. S. and Seel, M., (2013). The winds of change: How wind firms assess Germany’s energy transition. *Energy Policy*, 61:1481–1489.

- Stiebel Eltron, (2017). Stiebel-Eltron-Trendmonitor. URL https://www.stiebel-eltron.de/de/home/unternehmen/presse/pressemitteilungen/strompreise_trendmonitor.html. Accessed on 06.09.18.
- Stoft, S., (2002). Power system economics. *Journal of Energy Literature*, 8:94–99.
- Strbac, G., (2008). Demand side management: Benefits and challenges. *Energy Policy*, 36 (12):4419–4426.
- Strom Report, (2018). Strompreise in Europa. URL <https://1-stromvergleich.com/strompreise-in-europa/>. Accessed on 06.09.18.
- Tabi, A., Hille, S. L., and Wüstenhagen, R., (2014). What makes people seal the green power deal? Customer segmentation based on choice experiment in Germany. *Ecological Economics*, 107:206–215.
- Tarka, P., (2018). An overview of structural equation modeling: Its beginnings, historical development, usefulness and controversies in the social sciences. *Quality & Quantity*, 52 (1):313–354.
- Teotia, F. and Bhakar, R., (2016). Local energy markets: Concept, design and operation. In *2016 National Power Systems Conference (NPSC)*, pages 1–6. IEEE.
- Teubner, T. and Hawlitschek, F., (2018). The economics of peer-to-peer online sharing. In *The rise of the sharing economy: Exploring the challenges and opportunities of collaborative consumption*, pages 129–156. ABC-CLIO.
- Thakur, S. and Breslin, J. G., (2018). Peer to peer energy trade among microgrids using blockchain based distributed coalition formation method. *Technology and Economics of Smart Grids and Sustainable Energy*, 3(1).
- Thier, P., Giese, B., Brand, U., Schnuelle, C., Petschow, U., Heinbach, K., Goessling-Reisemann, S., and Gleichvon, A., (2017). Investigating the opportunities of implementing a cellular approach for two regional energy systems in germany from a socio-technical point of view. In *International ETG Congress 2017*, pages 1–6. VDE.
- Thompson, B., (2004). *Exploratory and confirmatory factor analysis: Understanding concepts and applications*. American Psychological Association.
- Toke, D., Breukers, S., and Wolsink, M., (2008). Wind power deployment outcomes: How can we account for the differences? *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12(4): 1129–1147.

- Torbaghan, S. S., Blaauwbroek, N., Nguyen, P., and Gibescu, M., (2016). Local market framework for exploiting flexibility from the end users. In *2016 13th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, pages 1–6. IEEE.
- Torriti, J., Hassan, M. G., and Leach, M., (2010). Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation. *Energy*, 35(4):1575–1583.
- Train, K., (1991). *Optimal Regulation: The Economic Theory of Natural Monopoly*, volume 1. The MIT Press, 1 edition.
- Trefke, J., Rohjans, S., Uslar, M., Lehnhoff, S., Nordström, L., and Saleem, A., (2013). Smart Grid Architecture Model use case management in a large European smart grid project. In *IEEE PES ISGT Europe 2013*, pages 1–5. IEEE.
- Tschorsch, F. and Scheuermann, B., (2016). Bitcoin and beyond: A technical survey on decentralized digital currencies. *IEEE Communications Surveys and Tutorials*, 18(3):2084–2123.
- Umweltbundesamt, (2018). Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern, Sektoren und Anwendungen. URL <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energietraegern-sektoren>. Accessed on 28.01.19.
- Umweltbundesamt, (2018). Energieverbrauch privater Haushalte. URL <https://www.umweltbundesamt.de/daten/private-haushalte-konsum/wohnen/energieverbrauch-privater-haushalte>. Accessed on 06.09.18.
- HorstVan der , D., (2007). NIMBY or not? Exploring the relevance of location and the politics of voiced opinions in renewable energy siting controversies. *Energy Policy*, 35(5): 2705–2714.
- Vandermerwe, S. and Rada, J., (1988). Servitization of business: Adding value by adding services. *European Management Journal*, 6(4):314–324.
- Vandezande, L., Meeus, L., Belmans, R., Saguan, M., and Glachant, J.-M., (2010). Well-functioning balancing markets: A prerequisite for wind power integration. *Energy Policy*, 38(7):3146–3154.
- Ventosa, M., Baillo, A., Ramos, A., and Rivier, M., (2005). Electricity market modeling trends. *Energy Policy*, 33(7):897–913.
- Verbong, G. P., Beemsterboer, S., and Sengers, F., (2013). Smart grids or smart users? Involving users in developing a low carbon electricity economy. *Energy Policy*, 52:117–125.

- Vine, E., (2005). An international survey of the energy service company industry. *Energy Policy*, 33(5):691–704.
- Vogel, S. K., (1998). *Freer markets, more rules: Regulatory reform in advanced industrial countries*. Cornell University Press.
- Walsh, G., Groth, M., and Wiedmann, K.-P., (2005). An examination of consumers' motives to switch energy suppliers. *Journal of Marketing Management*, 21(3-4):421–440.
- Wang, X., Wang, Y., and Cui, Y., (2016). An energy-aware bi-level optimization model for multi-job scheduling problems under cloud computing. *Soft Computing*, 20(1):303–317.
- Webster, J. and Watson, R. T., (2002). Analyzing the past to prepare for the future: Writing a literature review. *MIS Quarterly*, pages xiii–xxiii.
- Weinhardt, C. and Gimpel, H., (2007). Market engineering: An interdisciplinary research challenge. In *Dagstuhl Seminar Proceedings*. Schloss Dagstuhl-Leibniz-Zentrum für Informatik.
- Werts, C. E. and Linn, R. L., (1970). Path analysis: Psychological examples. *Psychological Bulletin*, 74(3):193.
- Whitehead, J. C. and Cherry, T. L., (2007). Willingness to pay for a green energy program: A comparison of ex-ante and ex-post hypothetical bias mitigation approaches. *Resource and energy economics*, 29(4):247–261.
- Will, C. and Schuller, A., (2016). Understanding user acceptance factors of electric vehicle smart charging. *Transportation Research Part C: Emerging Technologies*, 71:198–214.
- Winkler, J. and Altmann, M., (2012). Market designs for a completely renewable power sector. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 36(2):77–92.
- Wittink, D. R., Huber, J., Zandan, P., and Johnson, R. M., (1992). The number of levels effect in conjoint: Where does it come from, and can it be eliminated. In *Sawtooth Software Conference Proceedings*, pages 355–364. Citeseer.
- Wiyono, D. S., Stein, S., and Gerding, E. H., (2016). Novel energy exchange models and a trading agent for community energy market. In *2016 13th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, pages 1–5. IEEE.

- World Energy Council, (2017). World energy trilemma index 2017. Technical report, in cooperation with Oliver Wyman. URL <https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2017/11/Energy-Trilemma-Index-2017-Report.pdf>. Accessed on 14.09.18.
- Wright, S., (1918). On the nature of size factors. *Genetics*, 3(4):367.
- Wright, S., (1960). The treatment of reciprocal interaction, with or without lag, in path analysis. *Biometrics*, 16(3):423–445.
- Wüstenhagen, R. and Menichetti, E., (2012). Strategic choices for renewable energy investment: Conceptual framework and opportunities for further research. *Energy Policy*, 40: 1–10.
- Wüstenhagen, R., Wolsink, M., and Bürer, M. J., (2007). Social acceptance of renewable energy innovation: An introduction to the concept. *Energy Policy*, 35(5):2683–2691.
- Xiao, Y., Wang, X., Wang, X., Dang, C., and Lu, M., (2016). Behavior analysis of wind power producer in electricity market. *Applied Energy*, 171:325–335.
- Xu, X., Pautasso, C., Zhu, L., Gramoli, V., Ponomarev, A., Tran, A. B., and Chen, S., (2016). The blockchain as a software connector. In *13th Working IEEE/IFIP Conference on Software Architecture (WICSA)*, pages 182–191. IEEE.
- Yazdanpanah, M., Komendantova, N., and Ardestani, R. S., (2015). Governance of energy transition in iran: Investigating public acceptance and willingness to use renewable energy sources through socio-psychological model. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 45:565–573.
- Zhang, C., Wu, J., Cheng, M., Zhou, Y., and Long, C., (2016). A bidding system for peer-to-peer energy trading in a grid-connected microgrid. *Energy Procedia*, 103:147–152.
- Zhang, C., Wu, J., Long, C., and Cheng, M., (2017). Review of existing peer-to-peer energy trading projects. *Energy Procedia*, 105:2563–2568.
- Zhang, C., Wu, J., Zhou, Y., Cheng, M., and Long, C., (2018). Peer-to-peer energy trading in a microgrid. *Applied Energy*, 220:1–12.
- Zhang, X.-P., (2010). *Restructured electric power systems: Analysis of electricity markets with equilibrium models*, volume 71. John Wiley & Sons.
- Zhou, K., Yang, S., and Shao, Z., (2016). Energy internet: The business perspective. *Applied Energy*, 178:212–222.

- Zhou, Y., Wu, J., Long, C., Cheng, M., and Zhang, C., (2017). Performance evaluation of peer-to-peer energy sharing models. *Energy Procedia*, 143:817–822.
- ZigBee Standards Organization, (2014). Zigbee smart energy standard. White Paper. URL https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=2ahUKEwj817_h5PzgAhVM8uAKHWRrAZ4QFjAAegQIChAC&url=http%3A%2F%2Fwww.zigbee.org%2Fwp-content%2Fuploads%2F2014%2F11%2Fdocs-07-5356-19-0zse-zigbee-smart-energy-profile-specification.pdf&usg=A0vVaw1J0PSZ_Zoh03xiB05eZEks. Document 07-5356-19. Accessed on 12.03.19.
- Zott, C. and Amit, R., (2010). Business model design: An activity system perspective. *Long Range Planning*, 43(2-3):216–226.
- Zott, C., Amit, R., and Massa, L., (2011). The business model: Recent developments and future research. *Journal of Management*, 37(4):1019–1042.

Appendix

A List of Keywords for the Literature Review on LEMs

The literature review on LEMs in Section 3.2 is based on the following keyword terms:

- “local energy market*”
- “local electricity market*”
- “microgrid energy market*”
- “microgrid electricity market*”
- “neighborhood energy trading”
- “neighborhood electricity trading”
- “neighborhood energy sharing”
- “neighborhood electricity sharing”
- “peer-to-peer energy trading”
- “peer-to-peer electricity trading”
- “peer-to-peer energy sharing”
- “peer-to-peer electricity sharing”
- “community microgrid energy trading”
- “community microgrid electricity trading”
- “community microgrid energy sharing”
- “community microgrid electricity sharing”
- “distributed energy market*”
- “distributed electricity market*”
- “local flexibility market*”

- “smart grid energy trading”
- “smart grid electricity trading”
- “integrated community energy system”
- “integrated community electricity system”

The asterisk (*) hereby represents all possible endings to the word it is attached to. E. g. ‘market*’ will simultaneously search for market, markets, marketing and other variations with the same root word. Upper and lower case letters were not differentiated during the search. The search term “peer-to-peer” was substituted with two different spellings as well: P2P and peer to peer. The keyword search terms were connected with the ‘OR’ operator. The literature review was conducted on published research contributions between Jan 2000–Sept 2018.

B Structural Equation Modeling

B.1 Survey Items

The items operationalizing the Structural Equation Model (SEM) of the participation factors' influence on a household's WTPA in a LEM in Mengelkamp et al. (2018e) are listed in Table B.2. They are structured according to the constructs. As the survey was conducted in German, both the original English items and their German translation are provided. Reversed items are marked by an asterisk (*).

B.2 Correlation Matrix, Effect Sizes and Q^2 Measures

Table B.1: The correlation matrix, effect sizes (f^2), and Q^2 measures for the PLS SEM after Cohen (2013); Hair Jr et al. (2016). The constructs of Affinity to Technology (AT), Community Identity (CI), Importance of Green Products (IGP), Price Consciousness (PC), Regionality (RE), and Willingness-to-Participate (WTPA) are indicated by their respective abbreviations.

| | Correlation | | | | | | Effect Sizes | | |
|------|-------------|-------|--------|-------|-------|-------|--------------|--------|-------|
| | AT | CI | IGP | PC | RE | WTPA | f^2 | Effect | Q^2 |
| AT | 0.852 | | | | | | 0.076 | small | |
| CI | 0.010 | 0.819 | | | | | 0.045 | small | |
| IGP | -0.067 | 0.168 | 0.892 | | | | 0.057 | small | |
| PC | 0.089 | 0.043 | -0.003 | 0.950 | | | 0.020 | small | |
| RE | -0.046 | 0.277 | 0.429 | 0.005 | 0.866 | | 0.020 | small | |
| WTPA | 0.221 | 0.253 | 0.280 | 0.131 | 0.246 | 0.918 | | | 0.135 |

Table B.2: List of original (English) items and translated (German) items of the SEM survey conducted in Mengelkamp et al. (2018e).

| Construct | Original Items (English) | Translated Items (German) | Reference |
|------------------------|---|--|---------------------------|
| Community Identity | I feel a strong identification with my local community. | Ich identifiziere mich stark mit meiner Nachbarschaft. | Lantz and Loeb (1998) |
| | If I had the opportunity to live someplace else, I would leave immediately.* | Wenn sich die Möglichkeit ergäbe in einer anderen Nachbarschaft zu leben, würde ich sofort umziehen.* | |
| | I feel a commitment to this community | Ich fühle eine Verpflichtung gegenüber meiner Nachbarschaft. | |
| | I like being part of my community | Ich mag es, Teil meiner Nachbarschaft zu sein. | |
| Affinity to Technology | If I heard about a new information technology, I would look for ways to experiment with it. | Wenn ich von einer neuen Informationstechnologie erfahre, suche ich nach Möglichkeiten damit zu experimentieren. | Agarwal and Prasad (1998) |
| | Among my peers, I am usually the first to try out new information technologies. | In meinem Bekanntenkreis bin ich normalerweise der erste, der neue Informationstechnologien ausprobiert. | |
| | In general, I am hesitant to try out new information technologies.* | Im Allgemeinen zögere ich, neue Informationstechnologien auszuprobieren.* | |
| | I like to experiment with new information technologies. | Ich experimentiere gerne mit neuen Informationstechnologien. | |

Continued on next page . . .

| Construct | Original Items (English) | Translated Items (German) | Reference |
|---------------------------------|---|--|--------------------------------|
| Price Consciousness | I am not willing to go to extra effort to find lower prices.* | Ich bin nicht bereit zusätzlichen Aufwand zu betreiben, um niedrigere Preise zu finden.* | Lichtenstein et al. (1993) |
| | I will grocery shop at more than one store to take advantage of low prices. | Ich lege Stopps bei mehr als einem Lebensmittelgeschäft ein, um von niedrigeren Preisen zu profitieren. | |
| | The money saved by finding low prices is usually not worth the time and effort. | Die finanzielle Ersparnis durch niedrigere Preise ist in der Regel nicht die Zeit und den Aufwand wert. | |
| | The time it takes to find low prices is usually not worth the effort.* | Der Zeitaufwand niedrigere Preise zu finden ist in der Regel nicht den Aufwand wert.* | |
| Importance of Green Products | I feel that I have played a great part in helping the environment when I use green products. | Ich glaube, dass ich die Umwelt schütze, wenn ich grüne Produkte benutze. | Kanchanapibul et al. (2014) |
| | I feel more comfortable when I use green products rather than normal ones | Ich fühle mich besser, wenn ich grüne Produkte anstelle normaler Produkte konsumiere. | |
| | There is not much I can do about the environment, and my experience of green products does not change my belief.* | Ich kann nicht viel für die Umwelt tun. Meine Erfahrungen mit grünen Produkten haben nichts an meiner Einstellung daran geändert.* | |
| | I would recommend green products to my friends and family. | Ich würde grüne Produkte meinen Freunden und meiner Familie empfehlen. | |

Continued on next page ...

| Construct | Original Items (English) | Translated Items (German) | Reference |
|-------------|--|---|-----------------------|
| Regionality | We should purchase products manufactured in our local community in order to help the community economically. | Wir sollten lokal produzierte Produkte kaufen, um unsere Gemeinde wirtschaftlich zu unterstützen | Lantz and Loeb (1998) |
| | It may cost me in the long run, but I prefer to support locally manufactured goods. | Es kostet mich langfristig zwar mehr, aber ich ziehe es vor Produkte zu kaufen, die lokal hergestellt oder erzeugt werden. | |
| | It is always best to purchase locally made products. | Es ist immer am besten, lokal produzierte Produkte zu kaufen. | |
| | People who purchase goods made elsewhere which are also made locally are responsible for putting local people out of work. | Menschen, die Produkte kaufen, die nicht lokal erzeugt wurden, sind dafür verantwortlich, dass hier lebende Menschen ihre Arbeit verlieren. | |

C Screenshots of Conjoint Survey

Umfrage zu lokalen Strommärkten

Parameter des lokalen Strommarktes

Um Ihnen den Einstieg zu erleichtern, sehen Sie hier zunächst alle Parameter und dazugehörige Ausprägungen eines lokalen Strommarktes. In der Tabelle können Sie für jeden Parameter eine **Wunschoption** angeben. Die Bedeutung der Parameter ist in den Klappentexten kurz erklärt:

| | |
|---------------------|---|
| Stromkosten (Monat) | ▼ |
| Anbieter | ▼ |
| Eingabe | ▼ |
| Stromquelle | ▼ |
| Datennutzung | ▼ |
| Investition | ▼ |

Bitte wählen Sie für jeden Parameter die Option, die Ihnen intuitiv am meisten zusagt.

| Parameter | Auswahlmöglichkeiten | Mehr-/Minderkosten für Ihre Auswahl |
|--|---|-------------------------------------|
| Anbieter | <input type="radio"/> Versorger behalten <input type="radio"/> Versorger wechseln (- 5€) <input type="radio"/> Selbst handeln (- 10€) | 0 € |
| Eingabe | <input type="radio"/> Jährlich <input type="radio"/> Monatlich (- 5€) <input type="radio"/> Wöchentlich (- 10€) <input type="radio"/> Täglich (- 15€) | 0 € |
| Stromquelle | <input type="radio"/> Graustrom <input type="radio"/> Ökostrom (+ 5€) <input type="radio"/> Regionalstrom (+ 10€) <input type="radio"/> Lokalstrom (+ 15€) | 0 € |
| Datennutzung | <input type="radio"/> Nein <input type="radio"/> Ja (- 5€) | 0 € |
| Investition | <input type="radio"/> 0 € <input type="radio"/> 500 € (- 5€) <input type="radio"/> 1.000 € (- 10€) | 0 € |
| Ihre gesamten monatlichen Stromkosten | | 80 € |

Den Erklärungstext finden Sie auch in den Fußzeilen der folgenden Seiten. Sie müssen sich die verschiedenen Parameter und Auswahlmöglichkeiten nicht merken.

Zurück

Weiter

0%  100%

Karlsruher Institut für Technologie

Figure C.1: Build-Your-Own (BYO) part of the ACBC survey.

Umfrage zu lokalen Strommärkten

Alternative Angebote lokaler Strommärkte

Es kann sein, dass nicht exakt der lokale Strommarkt mit Ihren Wunschoptionen verfügbar ist. Stellen Sie sich vor, Sie bekommen stattdessen die Teilnahme an ähnlichen Märkten angeboten. Bitte wählen Sie unten aus, ob Sie sich eine Teilnahme mit den gezeigten Optionen vorstellen können.

Betrachten Sie jeden Markt einzeln. Sie müssen sich noch nicht für ein Angebot entscheiden.

Der Algorithmus lernt über die nächsten fünf Runden, welche Optionen Ihnen wichtig sind. Als Vergleichspreis gehen Sie bitte von 80 € aus.
(Runde 1 von 5)

| Anbieter | Versorger wechseln | Selbst handeln | Versorger wechseln |
|------------------|--|--|--|
| Eingabe | Jährlich | Monatlich | Monatlich |
| Stromquelle | Graustrom | Lokalstrom | Graustrom |
| Mtl. Stromkosten | 62€ | 82€ | 76€ |
| Datennutzung | Ja | Nein | Nein |
| Investition | 0 € | 0 € | 1.000 € |
| | <input type="radio"/> Kann ich mir vorstellen <input type="radio"/> Kann ich mir nicht vorstellen | <input type="radio"/> Kann ich mir vorstellen <input type="radio"/> Kann ich mir nicht vorstellen | <input type="radio"/> Kann ich mir vorstellen <input type="radio"/> Kann ich mir nicht vorstellen |

Hier können Sie sich die verschiedenen Optionen noch einmal ins Gedächtnis rufen:

- Stromkosten (Monat) ▼
- Anbieter ▼
- Eingabe ▼
- Stromquelle ▼
- Datennutzung ▼
- Investition ▼

Zurück
Weiter

0% 100%

Karlsruher Institut für Technologie

Figure C.2: Screening part of the ACBC survey.

Umfrage zu lokalen Strommärkten

Wenn Sie an einem dieser drei Märkte teilnehmen müssten, welchen würden Sie wählen?

Stellen Sie sich vor, Sie müssten ab dem 01.01.2019 an einem dieser drei Märkte teilnehmen, um weiter Strom zu beziehen. Bitte wählen Sie den Markt aus, an dem Sie am ehesten teilnehmen würden, wenn dies Ihre einzigen Optionen wären.

Gleiche Ausprägungen sind grau markiert. Konzentrieren Sie sich nur auf die Ausprägungen, die sich unterscheiden. Als Vergleichspreis gehen Sie bitte von 80 € aus. (Runde 1 von 5)

| Anbieter | Versorger behalten | Versorger wechseln | Selbst handeln |
|------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| Eingabe | Jährlich | Wöchentlich | Jährlich |
| Stromquelle | Graustrom | Graustrom | Graustrom |
| Mtl. Stromkosten | 80€ | 76€ | 61€ |
| Datennutzung | Nein | Nein | Nein |
| Investition | 0 € | 0 € | 500 € |
| | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> | <input type="radio"/> |

Hier können Sie sich die verschiedenen Optionen noch einmal ins Gedächtnis rufen:

- Stromkosten (Monat) ▼
- Anbieter ▼
- Eingabe ▼
- Stromquelle ▼
- Datennutzung ▼
- Investition ▼

Zurück
Weiter

0% 100%

Karlsruher Institut für Technologie

Figure C.3: Choice task of the ACBC survey.

Umfrage zu lokalen Strommärkten

Expertenrunde

Bitte stellen Sie sich ein letztes Mal vor, Sie müssten ab dem 01.01.2019 an einem lokalen Strommarkt teilnehmen. Bitte wählen Sie den Markt aus, an dem Sie am ehesten teilnehmen würden, wenn dies Ihre einzigen Optionen wären.

Als Vergleichspreis gehen Sie für die Expertenrunde bitte von **80 €** monatlichen Stromkosten aus.

| | | | |
|-------------------------|--------------------|----------------|--------------------|
| Anbieter | Versorger wechseln | Selbst handeln | Versorger behalten |
| Eingabe | Wöchentlich | Täglich | Monatlich |
| Stromquelle | Lokalstrom | Lokalstrom | Lokalstrom |
| Mtl. Stromkosten | 70 € | 54 € | 85 € |
| Datennutzung | Nein | Nein | Nein |
| Investition | 0 € | 0 € | 0 € |
| | Auswahl | Auswahl | Auswahl |

Zurück
Weiter

0% 100%

Karlsruher Institut für Technologie

Figure C.4: Holdout task of the ACBC survey.

D Significance in Simulation Studies

Table D.1 presents the results (p -values) of two-sided t -tests testing whether the cost distributions of all total costs for all agents in Section 5.2.2 come from independent random samples from normal distributions with equal means and equal but unknown variances. Tables D.2 and D.3 show the results from the two-sided t -tests for the cost distributions of total costs between producers and consumers. Significance is indicated for $p \leq 0.100$ as borderline significant (+), $p \leq 0.050$ as slightly significant (*), $p \leq 0.010$ as medium significant (**), and $p \leq 0.001$ as highly significant (***)).

Table D.1: Significance tests between total costs of all agents.

| p -value | No market | Diag. | Rand. | Max. | Learn. |
|------------|-----------|--------------------|---------|--------------------|----------|
| No market | 1 | 0.000*** | 0.015* | 0.000*** | 0.000*** |
| Diag. | 0.000*** | 1 | 0.002** | 0.084 ⁺ | 0.467 |
| Rand. | 0.015* | 0.002** | 1 | 0.017* | 0.006** |
| Max. | 0.000*** | 0.084 ⁺ | 0.017* | 1 | 0.285 |
| Gen. | 0.000*** | 0.467 | 0.006** | 0.285 | 1 |

Table D.2: Significance tests between total costs of all producers.

| p -value | No market | Diag. | Rand. | Max. | Learn. |
|------------|-----------|----------|----------|--------------------|--------------------|
| No market | 1 | 0.000*** | 0.013* | 0.000*** | 0.000*** |
| Diag. | 0.000*** | 1 | 0.000*** | 0.010** | 0.365 |
| Rand. | 0.013* | 0.000*** | 1 | 0.011* | 0.002** |
| Max. | 0.000*** | 0.010** | 0.011* | 1 | 0.055 ⁺ |
| Gen. | 0.000*** | 0.365 | 0.002** | 0.055 ⁺ | 1 |

Table D.3: Significance tests between total costs of all consumers.

| <i>p</i> -value | No market | Diag. | Rand. | Max. | Learn. |
|-----------------|-----------|--------|-------|---------|--------|
| No market | 1 | 0.045* | 0.123 | 0.010** | 0.050* |
| Diag. | 0.045* | 1 | 0.551 | 0.365 | 0.919 |
| Rand. | 0.123 | 0.551 | 1 | 0.156 | 0.611 |
| Max. | 0.010** | 0.365 | 0.156 | 1 | 0.310 |
| Gen. | 0.050* | 0.919 | 0.611 | 0.310 | 1 |

E Expert Interviews

E.1 Interview Guide

Briefing

Lokale Energiemärkte werden in Wissenschaft und Praxis häufig als alternatives Marktdesign zur Lösung der Herausforderungen durch die Energiewende, wie die Integration verteilter erneuerbarer Energien, aufgeführt. Da sie die fundamentale Wertschöpfungskette der Energieversorgung wie wir sie heute kennen infrage stellt, wird die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle sowie der Ein- bzw. Austritt von Marktakteuren angenommen. Lokale Energiemärkte sollen in diesem Zusammenhang eine Marktplattform verschiedener Akteure darstellen, die untereinander Energie und andere Produkte/ Dienstleistungen handeln.

1. 1. Lokale Energiemärkte

- a) Wie würden Sie lokale Energiemärkte beschreiben?
- b) Welche anderen Stakeholder/Akteure könnten Ihrer Meinung nach auf einem lokalen Energiemarkt agieren?
- c) Unter der Annahme, dass sich lokale Energiemärkte in der Praxis durchsetzen und parallel zum aktuellen Markt entwickeln: Welche Rolle könnten Sie sich für Ihr Unternehmen auf einem solchen Markt vorstellen?

2. 2. Potentieller Nutzen lokaler Energiemärkte

- a) Welchen Nutzen könnten lokale Energiemärkte für das Gesamtsystem schaffen?
- b) Welche Produkte/Dienstleistungen könnte Ihr Unternehmen auf einem lokalen Energiemarkt anbieten (Zielsegment müssen nicht Stromendverbraucher sein)?

3. 3. Mögliche Geschäftsmodelle für lokale Energiemärkte

- a) Plant/Entwickelt Ihr Unternehmen ein/mehrere Geschäftsmodelle für lokale Energiemärkte? Alternativ: Können Sie sich ein/mehrere Geschäftsmodelle für lokale Energiemärkte vorstellen?

- i. Welchen Nutzen könnten Sie sich für Ihr Unternehmen aus den Aktivitäten auf einem lokalen Energiemarkt vorstellen?
 - i.i Wie könnte der Nutzen monetarisiert werden?
 - ii. Wer könnte die Zielgruppe(n) sein?
 - i.i Was wäre Ihrer Meinung nach der denkbare Nutzen der Geschäftsmodelle für die Zielgruppe?
 - iii. Was sind Ihrer Meinung nach die Hauptkostentreiber?
 - iv. Was sind die wesentlichen Umsatztreiber?
 - v. In welche der folgenden Kategorien würden Sie die Geschäftsmodelle einordnen (Mehrfachnennungen möglich):
 - A. Peer-to-Peer Energiehandel
 - B. Infrastruktur
 - C. Aggregation
 - D. Energie-Services/Produkte
 - vi. Worin stellen Sie sich die wesentlichen Schwierigkeiten in der Umsetzung vor?
- b) Haben Sie weitere Informationen oder Anmerkungen, die Sie gerne teilen möchten?

E.2 Interview Protocols

Interview A

| | |
|---------------------------------|---|
| Date of interview | 25.06.2018 |
| Date of transcript | 25.-26.06.2018 |
| Communication channel | Phone |
| Profession of interview partner | Consultant |
| Company field | Energy Service Companies (ESCOs), DSO, Supplier |
| Interview duration | 45 min. |
| Remarks | - |

(Q = Interviewer, A = Interviewee)

1. Vielleicht können wir damit starten, um einen Einstieg zu finden, dass Sie kurz beschreiben wie Sie lokale Energiemärkte auffassen, wie Sie sie definieren würden und welche Aspekte für Sie dazugehören?
2. A: Nochmal ganz kurz zum Hintergrund, wir hatten ja letzte Woche auch schon darüber gesprochen, ich bin ja bei einem [Energieversorger] tätig und seit letztem September, also gut 10 Monate auf einem Projekt, was unter anderem auch lokale Energiemärkte betrachtet. Ein wesentlicher Punkt warum sich unser Unternehmen überhaupt für das Thema lokale Märkte interessiert, ist aus einer strategischen Perspektive. Das heißt, wir haben ja Niederspannungs- und Verteilnetze, das ist unser Geschäftsmodell. Wir sehen als eine der zukünftigen Fähigkeiten der Netzbetreiber gerade in diesem Feld lokale Märkte. Das heißt, der Netzbetreiber kann auf der einen Seite zum Beispiel systemrelevante Dienstleistungen in Zukunft über lokale Märkte anbieten, er kann aber auch die Marktakteure, also Produzenten und Verbraucher, über so eine lokale Plattform deutlich besser managen und koordinieren.
3. Q: Sie haben ja eben schon sich selber, also den Netzbetreiber als Akteur genannt und auch weitere, also Kunden, Verbraucher und Produzenten. Gibt es noch andere Stakeholder und Akteure, die Sie sich vorstellen können, die auf einem lokalen Markt aktiv sein könnten?
4. A: Also es gibt ja im Endeffekt drei Rollen, es gibt die Nachfrageseite, den Plattformbetreiber und die Angebotsseite. Welche Seite meinen Sie? Die Rolle des Plattformbetreibers?
5. Q: Eine Ideensammlung, welche Akteure Sie auf dem lokalen Markt sehen, die es vielleicht im aktuellen System gibt, aber auf einem lokalen Markt nicht mehr geben könnte, um einen Unterscheid feststellen zu können.
6. A: Was eine große Frage sein wird, wenn man heute die Vermarkter anschaut ist, wie sich das in Zukunft verhält. Also wir haben ja heute Vermarkter, die im Wesentlichen einfach Angebot und Nachfrage bündeln und das auf die heutige Marktplattform schieben. Ich glaube, da wird sich in Zukunft was ändern, dass beispielsweise die Rolle und die Aufgaben des Vermarkters teilweise von der Plattform übernommen werden können.
7. Q: Wenn wir etwas tiefer reingehen und annehmen, die lokalen Märkte entwickeln sich teilweise in Deutschland, also in verschiedenen Regionen und wir betrachten die Situation für einen lokalen Markt und den lokalen Markt im Gesamtsystem. Was denken Sie, welchen Nutzen für das Gesamtsystem, also für die Gesellschaft oder die gesamte ökonomie könnte durch die lokalen Märkte geschaffen werden, sei es volkswirtschaftlich, technisch oder ökonomisch, ohne Bezug zu nehmen auf einen bestimmten Stakeholder?
8. A: Ein wichtiger Punkt hier ist vor allem, dass die Systeme dadurch etwas effizienter werden. Wir haben aktuell ein Projekt in [Norddeutschland] und da geht es im Wesentlichen um das Abregeln von erneuerbaren Energien. Hier werden etwa 10-15% der erneuerbaren Energien jedes Jahr abgeregelt, weil die Übertragungsnetzbetreiber das nicht transportieren können. Hier wäre zum

Beispiel ein Use Case für lokale Märkte, Flexibilitäten aus den Verteilnetzen liefern zu können. Also geht es in die Richtung der Frage?

9. Q: Ja - das geht sogar schon weiter in die Richtung, was ich nachher noch fragen werde. Es geht in die Richtung, ich denke noch einmal allgemeiner, weniger spezifisch bezogen auf einen Stakeholder, sondern eher für das Gesamtsystem. Häufig wird hier ja gesagt die Netzstabilität wird besser, die Übertragungskapazitäten müssen nicht so stark ausgebaut werden. Das wären ja bereits Beispiele, da möchte ich nicht so viel vorweggreifen. Also sehen Sie noch gesamtsystem-bezogen etwas?
10. A: Wenn man mal überlegt, was die Energiewende im Wesentlichen bedeutet, dann ist das aus unserer Sicht, dass ein Umdenken in den Netzen stattfinden muss. Bisher hatten wir die großen Erzeugungskapazitäten auf Hochspannungsebene. Wir sind dann von der Hochspannungsebene mit der Stromverteilung in die niederen Spannungsebenen heruntergegangen. Das heißt, das ganze Energiesystem war hierarchisch von oben nach unten aufgebaut. Wir sind ja jetzt noch mittendrin in der Energiewende. Wenn man das jetzt mal weiterspinn, dass sich in Zukunft dieser Energiefluss teilweise, in einzelnen Regionen sogar vollständig umdreht, das heißt, dass in den Verteilnetzen und in den Mittelspannungsnetzen ein großer Anteil der Stromproduktion stattfindet, also Solar-Erzeugung in den Niederspannungsnetzen, Windstromproduktion in den Mittelspannungs- oder auch Hochspannungsnetzen, die ich jetzt mal zu den Verteilnetzen hinzuzähle, dann kehrt sich dieser Leistungsfluss um. Wenn man das ganze mal auf lokaler Ebene bedenkt, dann verfolgen wir die Strategie, dass sich einzelne kleine, mehr oder weniger autonome Zellen bilden, die sich dann zusammenschließen und immer größere Wabenstrukturen bilden (unv.). In diesem Bereich ist der lokale Markt und der Plattformgedanke essentiell, da dadurch die Steuerung und die Koordinierung der Netzgebiete elementarer Bestandteil ist. Um auf die Frage zu kommen, auf der einen Seite kann man sagen, es gibt Kostenvorteile, Effizienzvorteile und so weiter. Aber auf der anderen Seite kann man auch begründen, dass lokale Märkte in Zukunft eine Notwendigkeit werden, einfach dadurch wie Erzeugung und der Verbrauch koordiniert werden. Das ist natürlich sehr weit in die Zukunft gedacht. Wir sind heute ja noch nicht ganz so weit, wir sehen das in einzelnen Regionen, vor allem im Ländlichen, dort findet das aktuell statt.
11. Q: Sie haben ja bisher aus der Netzbetreibersicht, ich würde es jetzt mal technische Sicht nennen, gesprochen. Ist dies auch das Feld, in dem Sie Ihr Unternehmen als Anbieter von Produkten/Dienstleistungen, also mit dem Nutzenversprechen, sehen? Also eher auf der technischen Seite oder sehen Sie noch weitere Möglichkeiten für mögliche Angebote?
12. A: Also von technischer Seite, meinen Sie jetzt die Installation von Smart-Metern?
13. Q: Zum Beispiel, ja.
14. A: Ich glaube, ja. Wir haben eben zwei Rollen. Wir haben die klassische Netzbetreiber-Rolle, die ist sehr technisch gedacht. Wir haben ja die ganzen Verteilnetzbetreiber, die denken eher

technisch, wenn man so will. Dann haben wir noch den Mutterkonzern, der diese Strategie formuliert hat und sehr aus Service-orientierter Sicht denkt. Wenn man sich vorstellt, was so eine Plattform oder so ein lokaler Markt bedeutet, da ist der technische Gedanke erst einmal in den Hintergrund gerückt. Viel wichtiger ist die Kompetenz IT-Lösungen zu entwickeln. Das Ganze ist viel IT-lastiger als im Endeffekt die Technik, wenn man sich darunter irgendwelche Ortsnetz Trafos oder intelligente Ortsnetz Trafos, Smart-Meter-Rollouts etc. vorstellt. Hingegen die Plattform ist dazu da, die ganze Steuerungslogik und den Algorithmus zu realisieren und ist das, was das Herausfordernde sein wird.

15. Q: Das war jetzt eine gute Überleitung zu dem Hauptthema: Denkbare Geschäftsmodell für lokale Energiemärkte. Erst einmal allgemein: Sie haben ja vorhin gesagt, dass bei Ihnen das Thema aus strategischer Sicht angegangen wird. Ist es dann so, dass Sie aktuell schon konkrete Geschäftsmodelle oder Produkte planen oder entwickeln?
16. A: Ja. Wir haben diese Strategie formuliert, das war der erste Schritt. Der nächste Schritt, an dem wir aktuell stehen, ist genau das Umfeld, Geschäftsmodelle zu finden und Prototypen für diese Geschäftsmodelle zu entwerfen. Das erstreckt sich von weniger komplizierten bis hin zu sehr komplizierten Geschäftsmodellen. Ein Beispiel habe ich Ihnen ja genannt, bei dem es um das Abregeln von erneuerbaren Energien geht, insbesondere heute in [Norddeutschland], aber das nimmt immer mehr Fahrt auf. Die Bundesnetzagentur hat ja kürzlich ihren Bericht veröffentlicht, dass die Kosten für die Abregelung von erneuerbaren Energien 600 Mio. EUR überstiegen haben, das ist der höchste Wert bisher. Da sehen wir die Möglichkeit, dass wir zusätzlich zu dem Abregeln von erneuerbaren Energien, Flexibilitäten aus den Verteilnetzen aktivieren oder eine Plattform schaffen, auf der Flexibilitäten vermarktet werden können. Also Flexibilität kann man dann anmelden und man kann ein Gebot für seine Flexibilität abgeben und der Netzbetreiber oder Übertragungsnetzbetreiber, je nachdem wer den Engpass hat, kann dann dieses Gebot ziehen.
17. Q: Wer wäre der Anbieter solcher Flexibilität, wären das Produzenten oder Konsumenten, wer wäre da die Zielgruppe?
18. A: Die Zielgruppe ist erst einmal jeder. Es können sowohl Produzenten als auch Verbraucher sein. Erst einmal sind das ja alles Verbraucher. Bei Produzenten ist die Sache: Wir reden ja noch von Verteilnetzen und hier sind die Produzenten ja vor allem erneuerbare Energien (unv.). Die Frage, die sich allerdings stellen wird, ist, ab 2020 werden immer größere Anteile von erneuerbaren Energien aus der EEG-Vergütung auslaufen. Das heißt, was heute noch unklar ist: Was passiert mit diesen Erzeugungskapazitäten, wie geht man in Zukunft mit denen um? Werden die einfach nach wie vor abgeregelt oder sind sie von der Abregelung ausgenommen? Das ist bisher nicht ganz klar im Gesetzestext formuliert, das muss man klären und diskutieren, mit der Bundesnetzagentur zum Beispiel. Aber das könnte in Zukunft zum Beispiel eine Möglichkeit sein, dass solche Akteure auch auf so einer Marktplattform teilnehmen. Die nächste Stufe von so einer Plattform könnte auch sein, dass nicht nur freiwillige Flexibilitäten genutzt werden - freiwillig

wäre beispielsweise: Jemand hat einen Verbrauch und den bietet er an - sondern auch die ganzen Anlagen, die abgeregelt werden, auch so eine Plattform übernehmen. Das könnte man dann als Endpaket dem TSO anbieten. Das heißt man kombiniert zum Beispiel heutige (unv.)-Anlagen die abgeregelt werden, mit Flexibilitäten aus dem DSO Netz und versucht somit auf der einen Seite eine kostenoptimale Lösung zu finden und auf der anderen Seite eine Lösung, die möglichst viel erneuerbare Energien zulässt, dass sie produzieren können und möglichst wenig abgeregelt werden.

19. Q: Das Nutzenversprechen für den Endkunden, der das nutzt wären dann einfach Profite oder wie würden Sie das ausdrücken?
20. A: Die Abregelung der erneuerbaren Energien wird kompensiert und die Kompensationszahlungen werden auf den Netzkunden umgewälzt, das heißt, er zahlt höhere Netzentgelte. Die 600 Mio. EUR, über die wir am Anfang schon gesprochen haben, werden auf die Netzentgelte umgelegt. Das hat den Effekt, dass die Netzentgelte für den Netzkunden steigen. Das heißt der erste Effekt ist, dass man da eine Kostenreduktion für den Netzkunden hat. Die anderen Effekte sind etwas komplizierter. Aber aus Sicht des Anlagenvermarkters, also derjenige, der die Windkraftanlage vermarktet: Er hat heute zum Beispiel keine Möglichkeit vorher darüber informiert zu werden [dass seine Anlage abgeregelt wird]. Das heißt, dadurch dass er nicht weiß, dass seine Anlage gerade abgeregelt wird oder er es erst im Nachhinein erfährt, entstehen für den Anlagenbetreiber Kosten, weil das alles in die Regelenergie geht. Das wäre ein weiterer Punkt, bei dem man aus volkswirtschaftlicher Sicht Kosten sparen könnte. Dann der nächste Punkt ist: Heute ist die Kommunikation zwischen TSO und DSO im Wesentlichen per Telefon, das heißt, in den Prozessen ist noch sehr wenig digitalisiert. Entsprechend sind da auch Optimierungspotentiale. Eine Möglichkeit für so eine Plattform wäre eine solche Schnittstelle der Kommunikation zwischen TSO und DSO zu besetzen. Der TSO macht einen Tag vorher seine Lastflussberechnung und so weiter und er weiß dann, wann und wo Engpässe auftreten und welchen Bedarf an Flexibilitäten sie aus dem Verteilnetz benötigen. Entsprechendes macht der Verteilnetzbetreiber auch. Und genau solche Lastflussberechnungen beispielsweise [zusammenzubringen] und daraus einen optimalen Flexibilitätsbedarf zu ermitteln ist eine der Möglichkeiten. Neben der ganzen Kosteneffizienz ist natürlich auch der Anspruch, so viele erneuerbare Energien wie möglich im Netz zu behalten und damit auch CO₂-neutral zu sein.
21. Q: Wenn ich es jetzt gerade richtig verstanden habe, sehen Sie den Netzbetreiber als möglichen Anbieter einer solchen Plattform. Denken Sie, das wird nachher zwangsläufig der Netzbetreiber sein müssen, der eine solche Plattform anbietet oder könnte das auch ein anderer Akteur sein?
22. A: Die Plattform ist ja im Endeffekt ein IT-Produkt, da wird Technik daran angeschlossen sein, aber das wird alles über Protokolle gehen. Also die Technik ist eigentlich für den Plattformbetreiber erst einmal zweitrangig. Zu einer solchen Plattform: Es gibt aktuell Diskussionen wie man den Redispatch-Prozess neu gestaltet. Es geht darum, den Einspeisevorrang von erneuerbaren Energien aufzuheben. Genau in diesem Zuge kommt auch die Anforderung, dass dieser

Abregelungsprozess von erneuerbaren Energien neu bedacht werden muss. Genau in diesem Umfeld braucht man so eine Plattform und die Frage ist jetzt, wird es Zukunft 500 verschiedene Plattformen von 500 verschiedenen Verteilnetzbetreibern geben, aber das glaube ich nicht. Es wird sich, glaube ich, eine Plattform durchsetzen, unabhängig, wer da der Anbieter sein wird. Es kann sein, dass das ein Übertragungsnetzbetreiber sein wird, es kann sein, dass es ein Verteilnetzbetreiber sein wird, es kann sein dass es jemand Externes sein wird, wie beispielsweise der [aktuelle Marktbetreiber], um zum Beispiel den Intradaymarkt aufzuboahren. Meine persönliche Meinung ist, dass so ein Projekt sich irgendwann von der Rolle des Netzbetreibers lösen wird. Der Netzbetreiber wird dann ein Partner der Plattform sein, aber nicht der Betreiber. Das hat einfach den Hintergrund, dass kartellrechtliche oder regulatorische Probleme aufkommen würden.

23. Q: Wenn wir an so eine Plattform denken, was denken Sie, was würde die Hauptkosten verursachen, um eine solche Plattform zu entwickeln und nachher zu betreiben?
24. A: Was sind die Hauptkosten, im Sinne von Kostenblöcken?
25. Q: Auf einer sehr generellen Ebene. Wenn wir das mal betrachten, es fallen Kosten an, um das zu entwickeln und zu betreiben, könnten dann beispielsweise Transaktionskosten ein Hauptbestandteil sein, Entwicklungskosten, Personal oder irgendwelche Systemkosten, weil eben doch wieder physisch Energie gehandelt und gespeichert werden muss. Was könnte da nachher die Hauptkosten verursachen?
26. A: Aus unserer Sicht ist der Plattformgedanke getrennt von der Technik. Das heißt, Kosten die bei Anlagenbetreibern anfallen, die betrachten wir heute nicht. Wir fokussieren uns rein auf die Plattform und wenn man die anschaut ist sie im Endeffekt einfach ein IT-Tool oder ein Programm. Das heißt, wesentliche Kostenbestandteile sind Personalkosten, weil wir brauchen Entwickler und so weiter. Wir haben auch ein bisschen Kosten für Infrastruktur, für IT-Systeme, aber die sind eigentlich zu vernachlässigen. Im Endeffekt sind es personenbezogene Kosten, also Entwicklungskosten, Betriebskosten, Servicekosten etc. Wenn wir dann aus der Anlagensicht herangehen, das wäre dann der Marktteilnehmer, für den sind die wesentlichen Kosten die Marginal Costs, also die Kosten der Flexibilität. Und da fallen alle anderen Kosten rein. Es könnte also zum Beispiel sein, dass die Person sich an der Börse Strom kaufen muss. Es könnte aber auch sein, dass die Anlage einen schlechteren Betriebspunkt erreicht.
27. Q: Die durch die Bereitstellung der Flexibilität entstehen, verstehe ich das richtig?
28. A: Ja genau.
29. Q: Dann mal auf der anderen Seite: Wie sollen dann Umsätze generiert werden, also was wären sozusagen die Hauptumsatztreiber? Was erzeugt die meisten Umsätze, sind es beispielsweise die angeschlossenen Haushalte, sind es die Kilowattstunden, die verkauft werden oder die Anzahl der Anlagen, je nachdem wie das Geschäftsmodell nachher aussieht?

30. A: Das hängt sehr stark davon ab, welchen von diesen lokalen Märkten wir uns anschauen. Ich habe noch drei/vier andere Beispiele. Wenn wir bei dem von eben bleiben, dann ist die Sicht ganz klar auf dem Netzbetreiber, der ist der Nachfrager. Der hat die Möglichkeit und ein Tool günstiger oder kosteneffizienter eine Lösung für sein Problem zu finden. Und vor allem auch, dass besser koordiniert wird, das heißt er bekommt nicht nur ein kosteneffizienteres Produkt, sondern auch ein Produkt, was ihm irgendwie Arbeit abnimmt und was den Betrieb für ihn einfacher macht. Wir hatten ja eben schon einmal die Haushalte angesprochen. Das zielt glaube ich mehr auf so eine Möglichkeit des Peer-to-Peer-Handels ab. So habe ich das jetzt verstanden. Dass also auch Energieflüsse aktiv gehandelt werden, und zwar nicht durch den Netzbetreiber Flexibilitäten sondern zwischen unterschiedlichsten Akteuren in einer Region. Das ist zum Beispiel auch ein Thema, mit dem wir uns beschäftigen, da sind wir noch relativ am Anfang würde ich sagen, aber was sich da abzeichnet ist: Was ist der wesentliche Vorteil oder Anreiz an einem lokalen Markt, wo man Peer-to-Peer Energie handeln kann? Im Endeffekt kann es zwei Ursachen haben: Die erste Möglichkeit ist, dass ein einheitlicher Energiepreis für Deutschland und Österreich, wie er heute existiert, nicht mehr haltbar ist, weil die Netztopologie das nicht mehr zulässt, glaube ich eher nicht dran. Der andere Weg könnte sein, dass es irgendwelche Kostengründe sind, den Strom lokal zu beziehen, anstatt ihn über irgendeinen großen Vermarkter zu beziehen. Da wäre eine Möglichkeit, dass man die Marge dieses Vermarkters weglässt, das ist ein Anreizpunkt, warum Peer-to-Peer attraktiver sein könnte. Es gibt aber auch andere Nutzungsszenarien, bei denen zum Beispiel der Vermieter an seine Mieter Strom von seiner Anlage verkauft, die er oben auf dem Dach hat. Also man kann sich das so vorstellen: Der Strom wird oben auf dem Dach produziert und es gibt Mietparteien, die beziehen zwar physisch den Strom von der Solaranlage, aber finanziell geht der Strom erst einmal in das Verteilnetz und wird dann an die Verbraucher verkauft, obwohl der Stromfluss eigentlich nur 10-20 Meter ist. Das ist heute aus regulatorischen Bedingungen nicht möglich, also die Schwierigkeiten der regulatorischen Beschränktheit grenzen lokale Märkte sehr stark ein. Aber das wäre ein Beispiel, für so einen Verbraucher gibt es einen Anreiz, diesen Strom, der lokal bei ihm auf dem Dach von einer anderen Partei produziert wird, lokal zu verbrauchen.
31. Q: Das ist ja im Prinzip schon das nächste Geschäftsmodell, richtig?
32. A: Ja genau. Ich gebe noch einmal einen kurzen Überblick aus unserer Sicht: Also die Flexibilitätsmärkte waren die erste Idee und auch die erste Initiative, die wir gestartet haben. Dann haben wir so eine Art Transparenzlösung entwickelt, das ist etwas weniger komplex. Da geht es im Endeffekt darum, in einem bestimmten Kreis oder in einer gewissen Ortschaft zu zeigen: Was wird aktuell an Strom erzeugt und verbraucht und wie hoch ist der Autonomiegrad von dieser einzelnen Region. Also was in dieser Geschichte so eine einzelne Wabe darstellen würde. Darauf aufsetzend entwickeln wir dann weiter so ein Peer-to-Peer Ansatz, hier bisher nur in konzeptioneller Sicht: Wie könnte so ein Peer-to-Peer Ansatz für eine solche Wabe aussehen. Und weiter entwickeln wir dann ein neues Produkt, das sich Load Balancing nennt, da geht es im Wesentlichen

darum, dass man einen Algorithmus entwickelt, mit dem der Netzbetreiber vorhersagen kann, wie sich Verbrauch und Erzeugung verhalten. Und das eben im kurzfristigen Fenster, das heißt, das ist der Grundbaustein, um in Zukunft den Autonomiegrad von so einer Wabe zu erhöhen.

33. Q: Und wenn wir diese vier Nutzenversprechen durchgehen: Haben Sie den Leitfaden vorliegen?
34. A: Ja.
35. Q: Bei Frage 3.1.5 habe ich vier Kategorien genannt. Vielleicht können wir ja mal probieren ob wir es schaffen, diese einzuordnen. Sie können auch gerne sagen, es funktioniert in keiner oder in mehreren Kategorien. Einfach erst einmal um eine Idee davon zu bekommen. Ich erkläre noch einmal kurz, was wir darunter verstehen: Der Peer-to-Peer Energiehandel, haben wir ja gerade schon viel darüber gesprochen, ist einfach nur, dass wir verschiedene Akteure haben, also Produzenten und Konsumenten, die virtuell über IT-Technologie verknüpft sind und untereinander handeln. Das Nächste wäre die Infrastruktur, dass irgendeine Art technischer oder physischer Infrastruktur bereitgestellt wird, das könnten beispielsweise Netze oder Smart-Meter sein. Dann die Aggregation als Schlüsseltätigkeit, egal ob sie nachher last- oder erzeugungsseitig eingesetzt wird. Oder eben viele weitere denkbare Energie-Services oder Produkte, da kann jetzt wirklich alles reinfallen, das könnte Vehicle-to-grid, Smart Home, Power-to-Gas sein, da wäre einiges denkbar.
36. A: Wo ist die Abgrenzung zwischen Aggregatoren und den Services?
37. Q: Die Aggregation wäre in diesem Kontext nur als reine Aggregation gedacht, es wird aggregiert, daraus kann nachher ein Service entstehen, der weiterverkauft wird. Aber Energie-Services muss nicht Aggregation als Schlüsseltätigkeit beinhalten. Es können ja beispielsweise Informationen gesammelt und transparent gemacht werden. Man kann in diesem Kontext auch sehen, dass Aggregation ein Teil von Energie-Services sein könnte, muss es aber nicht.
38. A: Ich glaube, Peer-to-Peer Handel ist aus einer wirtschaftlichen Betrachtung das Schwierigste, da es den größten regulatorischen Einschränkungen unterliegt. Da sind wir dabei, aber eher auf einer konzeptionellen Ebene, anstatt dass wir sagen, dass es in den nächsten Jahren ein erstes Produkt geben wird. Die Infrastruktur meint den Infrastrukturaufbau oder was ist damit gemeint?
39. Q: Sowohl als auch, es muss hier nicht näher festgelegt werden. Es geht darum, dass physisch irgendetwas bereitgestellt wird, gewartet wird oder in der Form.
40. A: Ich würde sagen die Infrastruktur gehört dazu, man braucht Smart-Meter etc. Da steht auch irgendein Geschäftsmodell dahinter, aber das klammern wir erst einmal von diesen neuen Geschäftsmodellen mehr oder weniger aus. Wir sagen halt, wir wollen auch Messtechnik an einzelnen Punkten zubauen aber wir wollen den Zubau an Infrastruktur minimal halten. Unsere Argumentation ist eigentlich, dass die ganze alte Energiewelt irgendwie mit dem Zubau von Infrastruktur zu tun hat. Ich kann mal ein Beispiel nennen: Wenn man sich vorstellt, dass der gesamte E-Mobilitätstrend deutlich zunehmen würde und irgendwann in 5-10 Jahren überall

E-Autos fahren - dann könnte man mal fragen, was bedeutet das eigentlich für den Verteilnetzbetreiber. Das heißt, der könnte entweder das Kabel oder das Verteilnetz so auslegen, dass in einer Straße zum Beispiel alle gleichzeitig ihr E-Auto laden. Das ist der Ansatz, den man heute fährt. Oder man könnte halt überlegen, gibt es ein Produkt oder eine Dienstleistung, die mir dieses Ladeverhalten von E-Autos organisiert. Gerade wenn man diese beiden Fälle gegenüberstellt, dann zielen wir insbesondere auf den zweiten Punkt ab. Das heißt, wir wollen möglichst Produkte/Dienstleistungen entwickeln, die intelligente Koordinierung von bestehenden Infrastrukturen nutzt.

41. Q: Um den Infrastrukturausbau zu minimieren werden Services angeboten?
42. A: Genau.
43. Q: Fällt das auch schon die vierte Kategorie, was Sie eben genannt haben?
44. A: Ja richtig. Ich denke Aggregation ist ein wichtiger Bestandteil, hier wird im Wesentlichen die Frage sein, wie sieht der Verteilnetzbetreiber seine Rolle da. Meine Hypothese wäre, dass er den Bereich Aggregation anderen Marktakteuren überlässt. Also, dass Aggregatoren einsammeln und diese Sammlung unter anderem auch den Verteilnetzbetreibern anbieten.
45. Q: Und er ist dann der Kunde der aggregierten Produkte oder Services?
46. A: Richtig.
47. Q: Aber das heißt, wir haben irgendwo in jeder der genannten Kategorien in gewisser Weise ein Geschäftsmodell, je nachdem wer es nachher macht und wie sinnvoll es ist, wenn wir zum Beispiel auf die Infrastruktur schauen. Aber es war jetzt in jeder Kategorie etwas dabei, wenn ich es richtig verstanden habe?
48. A: Es ist in jeder ein bisschen was dabei, das stimmt. Wenn ich jetzt gefragt werden würde, wo sehe ich die Zukunft unseres Unternehmens, würde ich vermutlich Kategorie (e), [die Energie-Services] in den Vordergrund stellen. Mit der Bemerkung Peer-to-Peer-Handel auch, aber mit einem Fragezeichen. Infrastruktur und Aggregation würde ich als Notwendigkeit erachten, aber da ist dann die Frage: Infrastruktur ist nach wie vor ein Modell und da verdienen wir auch Geld mit und wir werden in Zukunft auch deutlich unsere Infrastruktur ausbauen. Den großen Bereich sehen wir aber im Bereich Energie-Services und Produkte.
49. Q: Wir hatten vorher bereits angesprochen, die regulatorischen Rahmenbedingungen sind insbesondere für den Peer-to-Peer Handel die Hauptschwierigkeit Geschäftsmodelle umzusetzen. Was sehen Sie denn noch als an Hauptschwierigkeit Geschäftsmodelle zu implementieren und zu realisieren?
50. A: Neben der Regulierung?
51. Q: Ja.

52. A: Ganz wichtig ist eben noch Akzeptanz, also gerade für digitale Produkte oder Dienstleistungen insgesamt. Akzeptanz ist wichtig, um eine hohe Marktdurchdringung zu erreichen. Ich glaube, digitale Produkte können nur funktionieren, wenn sie kosteneffizient und damit günstig sind. Das ist eine der großen Schwierigkeiten und Herausforderungen: Wie baue ich so eine Plattform, dass sie einfach ist, dass sie verstanden wird, dass das Geschäftsmodell funktioniert und auch Sinn macht. Um damit eine hohe Marktdurchdringung zu erreichen, ist, glaube ich, der Schlüssel von Vielem, wenn man mal den gesamten regulatorischen Aspekt auslässt. Konkrete Schwierigkeiten sind noch beispielsweise viele technische Schwierigkeiten, wie schließe ich Smart-Meter an eine solche Plattform an. Da hat man viele technische Hürden. Es geht nicht darum, dass man neue technische Produkte ausrollt, das heißt ich tausche überall den Smart-Meter gegen ein anderes Modell, weil ich doch festgestellt habe, dass das andere Modell besser ist, als das, das ich ursprünglich ausrollt habe. Man muss eine einfache Lösung finden, die mit der heutigen Hardware funktioniert und kompatibel ist, das ist der Knackpunkt.
53. Q: Die Interoperabilität?
54. A: Genau. Oder auch E-Autos: ich habe 10-20 Ladesäulen Modelle, wie bekomme ich alle unter einen Hut. Das sind wichtige Herausforderungen. Ansonsten, für ein einzelnes Unternehmen, würde ich sagen, dass Konkurrenz da auch ein zentrales Thema ist. Es gibt eben andere Player, die auch an solchen Plattformen forschen oder entwickeln und langfristig wird sich aber eine, maximal zwei Plattformen durchsetzen, da ist die Frage, wer wird das sein.
55. Q: Ich bin mit meinen wichtigsten Fragen durch. Gibt es noch weitere Informationen, die Sie mir mitteilen möchten?
56. A: Nein, im Moment nicht.

Interview B

| | |
|---------------------------------|-----------------------------------|
| Date of interview | 28.06.2018 |
| Date of transcript | 29.06.2018 |
| Communication channel | Phone |
| Profession of interview partner | Product Developer |
| Company field | Supplier |
| Interview duration | 32 min. |
| Remarks | Occasionally bad line connection, |

(Q = Interviewer, B = Interviewee)

1. Q: Sagen Sie mir kurz Ihren Hintergrund, Ihren höchsten Bildungsabschluss, Ihre Position in Ihrem Unternehmen und die Branche Ihres Unternehmens?
2. B: Mein höchster Bildungsabschluss ist ein Master in Umwelttechnologie und Internationale Beziehungen, ich bin jetzt bei einem Energieversorger als Produktentwickler tätig, also hauptsächlich Produktentwicklung, wobei bei uns auch die Innovationsprojekte wie Blockchain liegen.
3. Q: Sie beschäftigen sich auch mit dem Thema lokale Energiemärkte, wenn ich das richtig verstanden habe?
4. B: Genau, [wir untersuchen derzeit] zwei Anwendungsgebiete für Blockchain, was ich betreue ist Peer-to-Peer Trading, also sozusagen lokale Energiemärkte in der Endausbaustufe.
5. Q: Wollen Sie kurz erklären, wie Sie lokale Energiemärkte verstehen und wie Sie sie definieren, denn es gibt ja keine generelle Definition dafür?
6. B: Wir benutzen den Begriff intern gar nicht so häufig, wir reden meistens von Peer-to-Peer Trading, weil unser (unv.) der Blockchain Technologie ist. Für mich hätte ich es so definiert, dass es erstens lokale Beschränkungen sind, wobei es für mich auch schwierig wäre die Grenze zu ziehen. Zweitens, dass es im Gegensatz zum klassischen Modell weniger über die Aggregation im Sinne aller Verbräuche über Energieversorger läuft, sondern über direktes Trading zwischen den End-Usern. Oder zumindest eine größere Möglichkeit [für die User] flexibel zu handeln und nicht, wie derzeit, der einzige Ansprechpartner der Energieversorger ist.
7. Q: Auf dem Leitfaden steht ja auch eine kurze Beschreibung, wie wir lokale Energiemärkte bei uns definieren, die Definition ist offensichtlich sehr ähnlich. Es geht ja im Endeffekt darum, dass verschiedene Akteure untereinander direkt handeln. Das ist glaube ich wichtig zu sagen, ich hatte auch schon Interviews, bei denen war die Definition anders. Dann steigen wir mal etwas tiefer ein. Was stellen Sie sich vor, welche Akteure sind denn im Peer-to-Peer Trading oder auf dem lokalen Markt tätig?

8. B: Gute Frage; generell wird es nach wie vor einen Infrastrukturverantwortlichen geben, nehme ich an. Ich habe jetzt letztens auf einer Konferenz von einem holländischen Modell gehört, bei dem versucht wird, über eine Gemeinschaft oder eine Genossenschaft die Infrastruktur aufzusetzen. Irgendjemand wird die Infrastruktur stellen müssen, ob das jetzt gemeinschaftlich getan wird oder nach wie vor von einem städtischen Unternehmen. Die Infrastruktur ist dann gegeben und dann kann ich mir vorstellen, also in der Endausbaustufe, wenn alle User direkt handeln, wird es natürlich auch jemanden geben, der Ausgleichsenergie zur Verfügung zu stellen muss. Für die Phasen, in denen Solar oder Wind lokal nicht verfügbar sind. Ich nehme an, es wird dann einen Art Service Provider geben, der zumindest die IT, die benötigt ist, realisiert. In allen Abstufungen gibt es vermutlich auch eine Rolle für größere Energieversorger. Vielleicht kann es sein, dass der lokale Energiemarkt nach wie vor von größeren Playern dominiert wird, aber eventuell auch von allen kleinen Konsumenten und Konsumentinnen, die dort handeln können.
9. Q: Wenn wir annehmen, wir haben jetzt mehrere lokale Märkte, die sich überall in Europa entwickeln könnten, was stellen Sie sich vor, welche Rolle könnte ein Versorger wie Sie auf einem lokalen Markt einnehmen?
10. B: Für uns ist das die bestimmende Frage, weswegen wir uns auch Forschungsprojekte anschauen und selbst durchführen: Ich glaube, dass grundsätzlich bei Konsumenten die Mehrzahl, sagen wir mal 95- 99%, sich überhaupt keine Gedanken über Energie machen, im Sinne von: Sie sehen maximal die Jahresendabrechnung und viele davon wollen wahrscheinlich auch nicht die Zeit aufbringen, sich wesentlich mehr mit Energie zu beschäftigen. Strom muss da sein und sollte möglichst billig sein, aber ich kann mir nicht vorstellen, dass die täglich handeln werden. Das heißt es wird auch eine Rolle geben müssen, dass [der Handel] entweder automatisiert abläuft. Oder wie bei unserer Ausgestaltung mit der Blockchain, das Design von Smart Contracts, dass die rechtlich abgesichert sind, dass abgeklärt ist was passiert, wenn es einen Energielieferungsausfall von jemandem, bei dem ich gekauft habe, gibt. All diese Rollen wird jemand besetzen müssen und wenn wir uns das anschauen, ist das eine Rolle, die wir genau prüfen und die gut passen würde.
11. Q: Wenn wir zum nächsten Themenblock gehen: Die Nutzenvorstellung von lokalen Energiemärkten, aber noch auf genereller Ebene: Was denken Sie denn, was ist der Nutzen oder im weiteren Sinne der Vorteil von lokalen Märkten für das Gesamtsystem? Egal ob volkswirtschaftlich, technisch oder ökonomisch gesehen; was könnte durch die lokalen Märkte für ein Mehrwert geschaffen werden?
12. B: Also unser Forschungsprojekt, das wir gerade am Laufen haben oder starten, zielt zum Beispiel auf die Eigenverbrauchsoptimierung von Solaranlagen ab. Der erste Punkt, in dem ein Nutzen stecken könnte, wenn ich mehr lokale und kleinteiligere Erzeuger in das System integriere, sei das jetzt (unv.) oder generell eher Solaranlagen, ist, dass ich da versuche, über den lokalen Markt und Anreize, die ich am lokalen Markt kleinteiliger setzen kann, die Eigenverbrauchsrate optimiere

und damit weniger das Netz belastet als es in anderen Bereichen möglich ist. Von User-Seite kann es auch sein, dass für Energie die Lokalität hervorgehoben wird, da gibt es ja auch schon Ansätze über Handels-Plattformen. Dass also Kleinkraftwerke, die nicht von großen Betreibern betrieben werden, von einer Plattform vereint werden und die den Besitzern von den Kleinkraftwerken die Möglichkeit geben, ihre Energie direkt an den Endkunden zu vermarkten und wirklich mit einem Gesicht zu versehen. Dadurch kann ich sagen, ich kaufe die Wind- oder Solarenergie von jemandem, der schräg gegenüber von mir ein Solarkraftwerk stehen hat. Dieser lokale Gedanke setzt sich da fort, das kann ein Vorteil sein. Und das hält auch der (unv.); ich tue mir da schwer, weil Prognosen noch sehr ungenau sind, aber es könnte auch in Zukunft sehr viele IoT-Geräte geben, die sowieso vollkommen autonom agieren und reagieren und sich selbst Strom beschaffen können. Dass ich diese dann mit Preisimpulsen im lokalen Markt steuere und damit Bedarfsspitzen abfange, weil ich Preissignale gebe an die Waschmaschine, an die Klimaanlage, an den Kühlschrank und so weiter. Das sind auch alle Möglichkeiten, die etwas weiter in der Zukunft sind.

13. Q: Dafür gibt es ja eben die Forschung, um das herauszufinden. Dann steigen wir mal in das Hauptthema ein: Mögliche Geschäftsmodelle für lokale Energiemärkte. Erst einmal ganz generell: Ich habe vorhin gehört, Sie haben ein Forschungsprojekt in dem Bereich. Aber planen oder entwickeln Sie auch schon konkrete Geschäftsmodelle für lokale Märkte oder ist das alles noch auf einer Forschungsebene?
14. B: Ja, so ist es. Unser Forschungsprojekt ist noch sehr offen. Wir haben das Thema Entwicklung von Geschäftsmodellen drin, aber wir haben kein Geschäftsmodell vorgegeben. De Facto könnte das Ergebnis auch sein, dass wir keine Geschäftsmodelle finden. Aber wir werden uns das alles anschauen; rechtliche Faktoren, wie Erstellung und Verwaltung von Smart Contracts, User Experience und User Interface. Wir sind jetzt kein IT-Dienstleister, aber natürlich kann eine Partnerschaft mit einem IT-Dienstleister diese User-Experience gestalten und beispielsweise auch auf User-Seite die Möglichkeiten geben, feingranularer zu steuern. Für uns ist bei allen Untersuchungen sicher relevant: Steht überhaupt ein Geschäftsmodell für uns dahinter, denn das ist derzeit noch nicht definiert.
15. Q: Sie haben vorher mal kurz angedeutet, dass Sie eine Idee hätten, was Sie auf einem lokalen Markt als Geschäftsmodelle anbieten könnten, also die Smart Contracts und die Blockchain, um die Rahmenbedingungen zu schaffen. Vielleicht können wir ja mal an einem hypothetischen Geschäftsmodell meine Fragen durchgehen. Gibt es einen Nutzen, den Sie sich als Versorger aus den Aktivitäten auf einem lokalen Markt vorstellbar ziehen könnten?
16. B: Unser großer Vorteil ist, dass wir aktuell eine hohe Nutzerbasis haben, sozusagen sehr viele Kunden, die wir ansprechen können und auch das zugehörige Vertrauen. Also sind wir in der Rolle, in der wir zum Beispiel für eine App oder eine Webpage den Zugang zu einem lokalen Markt liefern können, mit allem was dazugehört. Oder wenn es über eine Blockchain läuft, könnten wir der Blockchain Dienstleister sein, der das System verwaltet oder der die Smart Contracts

verwaltet und die Rechtssicherheit gibt, damit, wenn jemand ausfällt, Ersatzlieferungen kommen. All sowas könnten wir als Service Provider denke ich mal machen. Dann auch, wenn Energie fehlt im lokalen Markt und nicht produziert wird, nachliefern. Das wird wahrscheinlich nach wie vor eine Rolle, die wir ausfüllen werden oder können. Also weniger ein reiner Energie-Provider, mehr zu einem Energie-Provider plus zusätzliche IT-Services und Abrechnungs-Sachen. Wobei auch jetzt rechnen wir unsere Kunden ab, aber dann eben auch Fremdtransaktionen, wenn wir der Betreiber der Blockchain sind.

17. Q: In Ihrem aktuellen Geschäftsmodell sind die Zielgruppen ja recht klar: In der Regel Konsumenten, also Haushalte oder Unternehmen. Denken Sie die Zielgruppen für denkbare künftige Geschäftsmodelle auf einem lokalen Markt wären dieselben oder wen sehen Sie da als Hauptzielgruppe für Geschäftsmodelle?
18. B: Also im ersten Schritt sind es mit Sicherheit nach wie vor Konsumenten, weil wir jetzt im Forschungsprojekt auch nur auf ein bestehendes System aufbauen können. Mit Sicherheit könnte man in einer weiteren Ausbaustufe Hardwaresteller ansprechen. Ich hatte es ja vorher schon gesagt, wenn man sich vorstellt, dass es IoT-Geräte gibt, die automatisiert die Energie kaufen, je nach verfügbarem Preis. Dann wird es natürlich relevant, dass die irgendwie angebunden sind an das System, das die Informationen gibt, sei das jetzt ein Blockchain-System oder etwas Anderes. Und wenn ich jetzt so ein System anbieten will, muss ich natürlich auch mit den Hardware-Lieferanten technische Standards finden, wie ich [die Geräte] anbinde. Das wäre eben auch eine Art Kundenzielgruppe, über die ja auch der Handel funktionieren würde. Bei autonomen Konsumenten steht natürlich jemand dahinter, der den Kühlschrank kauft, aber eigentlich muss man vorher mit der Firma reden, die den Kühlschrank herstellt, weil mit der muss ich kompatibel sein, damit die unser System nutzt. Andere [Kunden] könnten die Netze werden, für die kann es auch sehr interessant sein, wenn man den Verbrauch im lokalen Markt optimiert. Aber das ist mit der derzeitigen Regulierung nicht sinnvoll, denn wir haben eigentlich keinen Anreiz Netzbelastungen zu minimieren. Wenn irgendjemand zum Beispiel Eigenverbrauch in einem lokalen Quartier erhöht, haben wir de facto monetär nichts davon, es sei denn, es ändert sich die Regulierung, dann könnte das auch relevant werden.
19. Q: Sie haben ja eben schon angesprochen, dass es schwierig sein könnte, das zu monetarisieren. Haben Sie eine Vorstellung, wie so ein Geschäftsmodell, gerade wenn es beispielsweise um Anbindung von IoT-Geräten geht, oder auch wenn Sie der Bereitsteller eines Blockchain-Dienstes sein könnten, wie das monetarisiert werden könnte? Denken Sie, da bleibt man beispielsweise bei klassischen Versorgungsverträgen, in dem es einen Grundtarif gibt und pro kWh [bezahlt wird], oder können Sie sich vorstellen, dass es ganz neue Monetarisierungsprozesse gibt?
20. B: Vielleicht bleiben viele Kunden beim klassischen Vertrag, weil sie sich gar nicht drum kümmern wollen. Das ist echt schwer zu sagen, aber ich denke es gibt viele Möglichkeiten für andere Modelle, also wenn man das analog zu einer Blockchain-(unv.) betrachtet. Ich weiß jetzt nicht

ob sich das durchsetzen wird. Dann kann man sich vorstellen, dass jede Transaktion, die über die Blockchain abläuft über einen kleinen Beitrag oder wie bei Bitcoin: Die Dienstleistung, die die Miner anbieten, wird über Bitcoin abgegolten. Also dass bei der Abrechnung ein gewisser Teil als Service-Gebühr immer an den Betreiber oder den Dienstleister [geht und so] pro Transaktion immer ein kleiner Beitrag [abgeführt wird] (unv.). Ich kann auch etwas für den Zutritt zum System verlangen oder ich biete ein Abo-Modell an, bei dem jeder, der eine Abo-Gebühr bezahlt, auf meiner Plattform traden kann. Da gibt es sicher viele Modelle, die möglich wären. Das ist eine Forschungsfrage, die wir uns anschauen wollen, innerhalb des Projekts haben wir da auch noch keine klare Idee, da sind noch alle Richtungen offen.

21. Q: Wenn wir bei den finanziellen Themen bleiben: Was denken Sie, wären für Geschäftsmodelle auf einem lokalen Markt Hauptkostentreiber aus der Sicht eines Versorgers?
22. B: Für uns ist derzeit noch stark ungeklärt, wie die Regulierung abläuft. Auch jetzt sind beim Energiepreis, abgesehen vom Energiepreis selbst, Steuern, Gebühren und die Netzaufgaben Hauptkostentreiber. Ich denke, das wird auch nach wie vor eine Rolle spielen. Auch wenn Endkonsumenten miteinander traden können, aber alles andere, wie die Infrastruktur gleich bleiben, dann wird natürlich auch nach wie vor eine Netzaufgabe in relativ gleicher Höhe anfallen, weil die Infrastruktur ja nach wie vor ähnlich ist. Für uns ist der Hauptkostentreiber mit Sicherheit die IT-Implementierung, weil wir uns damit hauptsächlich beschäftigen. Das kann alles Mögliche sein, von Anbindung der Hardware, bis zum Management der Plattform.
23. Q: Klar klassische IT-Kosten, eben Entwicklung, Service, Wartung etc.
24. B: Genau, vor allem am Anfang sind es die Entwicklungskosten. Wenn es ein reines Blockchain-System ist, ist die Infrastruktur nicht so aufwendig, weil die (unv.) nicht bei uns zentral läuft und wir kein riesen Rechenzentrum brauchen oder keine komplexen IT-Systeme, die ständig angepasst werden müssen, aber IT-Kosten auf jeden Fall.
25. Q: Wenn wir da jetzt mal auf die andere Seite schauen, ich nenne es mal Umsatztreiber: Was sind die Haupttreiber für den Umsatz, wären es beispielsweise die Anzahl Haushalte, Anzahl Transaktionen oder der Stromverbrauch, was denken sie wäre hier das ausschlaggebende, um die Geschäftsmodelle profitabel machen?
26. B: Im realistischsten Fall denke ich die Transaktionen und die Gebühren für Transaktionen. Zusätzlich auch Lieferung von Energie als Ausgleich des lokalen Marktes, damit immer genug verfügbar ist. Das sind so die zwei Umsatztreiber, die ich am größten sehe. Ich glaube nicht, dass wir zum Beispiel als Hardwarelieferant einsteigen werden, das halte ich für unrealistisch.
27. Q: Ich habe auf dem Leitfaden Kategorien angegeben. Haben Sie den Leitfaden gerade vorliegen?
28. B: Ja.
29. Q: Bei Frage 3.1.5 habe ich ja vier Kategorien angegeben, ich werde gleich zu jeder etwas sagen. Vielleicht können Sie ja nachher versuchen, ob Sie Ihre Geschäftsmodell-Idee dort einordnen

könnten. Wenn es nicht funktioniert, sie in eine einzuordnen oder sogar in mehrere, passt das auch, es geht nur grundsätzlich darum, wäre eine Einordnung möglich? Und zwar: Peer-to-Peer Energiehandel ist ähnlich dem, was ich am Anfang gesagt habe und meint, dass Energie/Strom virtuell über irgendeine IT-Plattform oder über IT-Technologie gehandelt wird und beispielsweise Nachbarn untereinander Strom handeln, ohne Berücksichtigung von Netzebenen oder physischen Anschlussleitungen oder Sonstiges. Das kommt dann eher im zweiten Schritt, bei der Infrastruktur: Hier wird irgendeine Form von Infrastruktur bereitgestellt, also hier geht es wirklich um etwas Physisches und Technisches. Die Kategorie (c) Aggregation meint, dass Aggregation eine Schlüsselaktivität in dem Geschäftsmodell ist, egal ob sie last- oder erzeugungsseitig stattfindet. Die vierte Kategorie meint verschiedene Energie-Services oder Produkte, die denkbar sind und die auf einem lokalen Markt angeboten und gehandelt werden.

30. B: Ich vermute, dass unser Geschäftsmodell in (a), (c) und (d) teilweise reinfällt. Auf den ersten Blick wahrscheinlich in (a), da wir Peer-to-Peer Energiehandel betreiben wollen. Wobei ja unsere Rolle in einem solchen System schon noch Aggregation wäre, weil es für uns auch relevant ist, wie ich das System optimiere. Wenn zum Beispiel eine Person einen Bedarf nach Energie hat und das System optimal ausgefahren werden soll, optimiere ich auch möglichst auf einen hohen Eigenverbrauch von Solarenergie oder lokal erzeugter Energie. Das wäre Peer-to-Peer Energiehandel, was wir anbieten, aber die Aggregation wäre auch ein Hauptbestandteil unserer Aufgabe, die wir darin sehen. Und darauf aufbauend, wären das Energie-Services und Produkte. Hier wäre auch alles Mögliche [denkbar]: Kooperation mit Smart Home Anbietern mit intelligenten Klimageräten, die dann direkt angesteuert werden und auf Bedarfsspitzen reagieren, um diese abzufangen. Das können ja auch theoretisch wir vertreten, wir bieten dafür Services an, dass es billiger ist, wenn Kunden bereit sind, dass die Temperatur etwas hinauf reguliert wird, wenn zu viel Strombedarf da ist um den [Bedarf] abzufangen. Oder eben Zugriff auf die Batterie eines E-Autos um das Netz zu stabilisieren, so etwas könnten wir als Services anbieten.
31. Q: Wir hatten immer wieder mal das Thema Regulierung. Das ist ja fast offensichtlich, dass es mit das schwierigste Thema ist bei der Umsetzung von Geschäftsmodellen auf lokalen Energiemärkten ist. Aber gibt es noch weitere Schwierigkeiten, die sie bei der Umsetzung solcher Geschäftsmodelle auf lokalen Märkten sehen?
32. B: Technisch gibt es natürlich einige spannende Fragen. Wir schauen uns das Technische natürlich an, bei der Blockchain-Technologie, die wir jetzt benutzen, sind es Fragen wie: Wie gestalte ich die Permission, ist es öffentlich zugänglich, wie ist die abgesichert, dazu gehört proof-of-work, gibt es proof-of-stake, welcher proof läuft. Da gibt es eben Ansprüche an Privatheit. Oder was für Kapazitäten habe ich beispielsweise an Transaktionen pro Sekunde. Wie viele Daten, die aufgezeichnet werden, landen auf der Blockchain. Das sind so die technischen Fragen, die spannend sind, aber für das Umsetzen des Geschäftsmodells ist das nicht so relevant, wie jetzt beispielsweise die User-Akzeptanz: Also wir können jetzt so viel testen wie wir wollen, wenn wir nach vier Jahren 300 User haben, die das benutzen, wird sich darauf kein lokaler Markt aufbauen,

weil Liquidität in dem Markt fehlt. Also sowas wie User-Engagement und User-Experience ist sicherlich auch ein relevanter Punkt, abgesehen von Regulation. Das wären für mich jetzt zwei Punkte. Also das Rechtliche und auch die Bereitschaft von Kundinnen und Kunden das zu nutzen.

33. Q: Ich habe vorher noch eine Frage ausgelassen. Wenn sie noch einmal an die Zielgruppe solcher Geschäftsmodelle denken: Was denken Sie denn, wäre denn der Hauptnutzen für die Zielgruppe, also warum sollte sich eine Zielgruppe für so ein Produkt oder Service interessieren? Wir hatten ja vorhin mal die Blockchain Implementierung, aber auch die Hardware-Anbindung oder der Netzbetreiber, der irgendwelche Produkte kaufen könnte.
34. B: Ich glaube das ist nicht so leicht zu beantworten, weil Strom ist ja generell nichts, was extrem teuer ist, also rein (unv.) Nutzen, vor allem wenn nach wie vor eben Steuern und Gebühren und Netzkosten im gleichen Ausmaß da sind, ist der Hebel relativ gering, weil der Strompreis ja jetzt schon nur rund ein Drittel ausmacht. Insofern denke ich, ist es für die User spannend, was man alles anbinden kann und warum es für sie relevant ist. Andererseits gibt es die Zielgruppe von Leuten, die sowieso nicht das billigste Energie-Angebot suchen, sondern sei es wie im Supermarkt, ich hätte lieber lokale produzierte Energie, die ist ein bisschen teurer. Das bin ich dann auch bereit zu bezahlen. Da ist natürlich die Frage, wie viel Bereitschaft da ist, das wird sich zeigen. Für Leute, die zum Beispiel eine Solaranlage haben, wird es relevant, weil es für die wirklich wirtschaftlich spannend sein könnte, weil sie verkaufen statt einspeisen können. Wenn man für einen relativ niedrigen Preis ins Netz einspeist, aber vielleicht gibt es Abnehmer, die in der Nachbarschaft zu einem höheren Preis abnehmen, wird es ein wirtschaftliches Ding. In der Endausbaustufe ist es nicht einmal der User, der angesprochen wird, sondern wenn eben sehr viele Connected Devices autonom handeln, sind die sozusagen die Zielgruppe. Ich kaufe mir zum Beispiel den Kühlschrank, der das Service-Angebot hat, er beschafft sich den billigsten Strom selbst und ich als User mache mir gar keine Gedanken, sondern das läuft als Service Angebot mit. Dann wäre eigentlich der wahre User der Kühlschrank, der angesprochen wird. Eigentlich kauft der User den Kühlschrank, aber wen man im System ansprechen müsste, ist der Kühlschrank, da der die Kaufentscheidung über den Strom trifft. Der User sagt einfach, der Kühlschrank beschafft sich den Strom nach meinen Kriterien.
35. Q: Ich bin mit meinen Fragen durch. Gibt es generell noch Informationen, die Sie mir mitgeben wollen?
36. B: Was ich überflogen habe nicht. Ich glaube was grundsätzlich stark rausgekommen ist, dass die Geschäftsmodell-Sache relativ unklar ist. Auch viele mit denen ich gesprochen habe, sind sich nicht bewusst, wie sie das aufbauen wollen und das hängt sicherlich auch massiv am Zusammenspiel von Regulation und User-Akzeptanz, weil klar ist, so eine Systemregulierung, wie das dann gestaltet wird, hat Auswirkungen auf die Geschäftsmodelle, das ist sicher eine spannende Sache.

Interview C

| | |
|---------------------------------|-------------------|
| Date of interview | 04.07.2018 |
| Date of transcript | 04.-05.07.2018 |
| Communication channel | Phone |
| Profession of interview partner | Product Developer |
| Company field | ESCOs |
| Interview duration | 37.5 min. |
| Remarks | - |

(Q = Interviewer, C = Interviewee)

1. Q: Können Sie mir kurz sagen, in welcher Position Sie sich in Ihrem Unternehmen befinden, Ihren Bildungshintergrund und in welcher Branche Ihr Unternehmen tätig ist?
2. C: Vom Hintergrund her bin ich Ingenieur, ich habe Energietechnik und Maschinenbau mit Fachrichtung Energie studiert, arbeite jetzt bei einem energiewirtschaftlichen Unternehmen im Bereich Politik und Forschung, wo zum einen Forschungsprojekte angesiedelt sind, die wir intern managen und zum anderen Politikarbeit, das heißt die Verbändearbeit und die gesetzlichen und regulatorischen Entwicklungen verfolgen und intern aufbereiten. Ich bin Projektmanager und kümmere mich im Wesentlichen um Forschungsprojekte, aber auch ein bisschen um die regulatorischen Fragen. Unser Unternehmen ist ein energiewirtschaftliches Unternehmen. Wir sind einerseits Direktvermarkter, andererseits Aggregator, Virtuelles Kraftwerk, wie man das auch immer nennen möchte, und wir vernetzen, steuern, optimieren und vermarkten dezentrale Anlagen.
3. Q: Dezentrale Anlagen ist ja schon das Stichwort: Ich beschäftige mich wie gesagt mit lokalen Energiemärkten. Haben Sie bereits Forschungsprojekte oder Ideen für lokale Energiemärkte laufen?
4. C: Ideen ist jetzt ein bisschen viel gesagt. Wir sind aktiv und das liegt auch in meinem Zuständigkeitsbereich in C/sells, einem der SINTEG-Projekte, wie das KIT auch. Da geht es auch um diese Frage, wie Flexibilitätsplattformen oder andere Lösungen regional Ausgleich schaffen, das wird da durchaus diskutiert und analysiert. Es ist aber nicht so, dass wir ein konkretes Konzept haben, wie wir uns das vorstellen.
5. Q: Wie würden Sie selbst lokale Energiemärkte im Groben beschreiben, definieren und was haben Sie da für ein Verständnis?
6. C: Ich würde den Begriff vor allem in Abgrenzung zu irgendeinem existierenden Markt sehen, es muss ja irgendeinen Markt geben. Ein lokaler Markt ist diesem dann geografisch oder räumlich untergeordnet. Das kann natürlich sehr kleinteilig werden oder auch nur weniger. In einer gewissen Art und Weise ist vielleicht so eine Regelzone in Deutschland schon ein lokaler Markt,

aber die tauschen durchaus untereinander aus im Netzregelverbund. Aber so würde ich es sagen: Eine Art Sub-Markt in einem existierenden Marktgebiet, ist die Definition, die ich mir ad-hoc ausdenken würde.

7. Q: Die Erfahrung habe ich auch schon gemacht, dass die Definition von lokalen Energiemärkten nicht generisch ist, da gibt es verschiedene Auffassungen und Meinungen wie so ein lokaler Markt aussehen könnte. Wir beispielsweise im Forschungsprojekt verstehen darunter vor allem den Peer-to-Peer Handel, dass also verschiedene Akteure direkt untereinander handeln können, ohne dass es beispielsweise die Großhandelsbörse oder Energieversorger geben muss, die zumindest für die Kernaufgabe, die Stromversorgung, eine untergeordnete Rolle spielen. So wäre jetzt zusammengefasst unsere Definition bzw. unser Verständnis. Können Sie sich aber vorstellen, egal ob mit Ihrer Definition oder meiner Definition, welche Stakeholder oder Akteure auf einem lokalen Markt tätig sein könnten? Insbesondere wenn man es mit existierenden Märkten vergleicht: Gibt es Stakeholder, die dazukommen oder aktuell aktive Stakeholder, die verschwinden? Was können Sie sich vorstellen?
8. C: Zum einen würde ich vermuten, dass die Verteilnetzbetreiber involviert sind, vielleicht jetzt nicht unbedingt als Marktteilnehmer im eigentlichen Sinne, da dies vielleicht ein Unbundling Problem wäre. Aber dass die eine Rolle spielen, würde ich schon erwarten. Es geht so ein bisschen um den lokalen Systembetrieb, worin die auf jeden Fall involviert sein müssen. Dass klassische, ich sage mal alteingesessene, Großkraftwerksbetreiber in so einem Markt eher nicht gefragt sind, ist denke ich auch klar. Das muss natürlich nicht heißen, dass die Unternehmen, die diese Rolle einnehmen, auf einem lokalen Markt nicht irgendeine Rolle ausführen können. Aber vom Konzept her, dass man große Kraftwerke betreibt und auch am Terminmarkt Strom handelt, denke ich mal, wird auf lokaler Ebene eher nicht gefragt. Dass vielleicht auch noch neue Akteure auftreten, die bisher nicht aufgetreten sind, möchte ich nicht ausschließen. Gerade auch zukünftig, wenn man zum Beispiel an E-Mobility denkt, könnte ich mir vorstellen, dass neue Akteure auftreten. Könnte natürlich auch die große Stunde der Stadtwerke werden, liegt vielleicht auch nahe, wenn man an eine lokale Komponente denkt.
9. Q: Wenn wir annehmen, wir haben lokale Märkte in Deutschland, die sich in verschiedenen Regionen entwickeln. Gibt es da eine Rolle, die Sie sich aus Ihrer Sicht, aus der Sicht Ihres Unternehmens, sich vorstellen können? Gerade Energie-Dienstleistungsunternehmen wird hier viel Potential zugesprochen. Können Sie sich konkret vorstellen, dass Sie da eine Rolle einnehmen könnten?
10. C: Definitiv; marktseitig betrachtet sind wir große Verfechter des Energy-only-Markets und auch eines großen Marktgebietes mit möglichst liquiden Märkten. So gesehen sehe ich für den normalen Stromhandel lokal abzuwickeln keinen Gewinn. Aber was Flexibilitätsvermarktung angeht, wo wir auch sehr aktiv sind, denke ich mir, ist so eine lokale Komponente durchaus interessant und da könnten wir uns auch vorstellen, das auf die lokale Ebene zu übertragen. Wir sind

auch heute schon in der Strombelieferung im Gewerbekundenbereich aktiv, da sehen wir unter Umständen auch noch Potential mit flexibler Strombelieferung, Time-of-Use Tarifen oder durch eine lokale Marktkomponente mit vergünstigten oder verbesserten Tarifen aktiv zu sein.

11. Q: Sie haben es ja eben schon angesprochen, Sie sehen wenig Gewinn durch lokale Märkte, zumindest für reine Energy-only-Markets. Sehen sie überhaupt irgendeinen Nutzen, den lokale Märkte allgemein schaffen, sei es technisch, ökonomisch oder volkswirtschaftlich, also ganz generell gesehen den Nutzen oder den Vorteil von lokalen Märkten?
12. C: Sehe ich mehr so aus Systemsicht, aus Netzsicht. Ansonsten würde ich sagen, immer ein großes Marktgebiet und möglichst uneingeschränkter Handel ist zu bevorzugen. Aber wenn es darum geht, sich die letzten Prozent Netzausbau zu sparen oder den Netzbetrieb günstiger zu gestalten, indem man lokale Marktmechanismen hat, dann kann das schon sinnvoll sein, denke ich.
13. Q: Ich würde jetzt in das Hauptthema eintauchen, es geht um denkbare Geschäftsmodelle für lokale Energiemärkte. Alles was wir besprechen, können wir auf rein hypothetischer Ebene annehmen, also Ihre Meinungen oder Annahmen sind vollkommen ausreichend, denn es ist ja ein schwieriges Thema aktuell. Aber gibt es ein Geschäftsmodell, das sie sich aus der Sicht Ihres Unternehmens für lokale Märkte vorstellen können?
14. C: Ja, kurzfristig würde ich sagen wäre das Flexibilitätsbereitstellung. Sowas in der Richtung wie regionaler Redispatch, dass wir die Flexibilität, die wir heute im Regelleistungsmarkt bereitstellen oder auch im normalen Stromhandel verwenden, dass wir die lokal zur Verfügung stellen, um sie netzdienlich einzusetzen, aber vielleicht bevor es kritisch wird und dadurch mit Marktmechanismen versehen, das ist die naheliegendste und konkreteste Anwendung, die wir sehen. Wenn man etwas weiter in die Zukunft schaut, mit verstärkter Digitalisierung und vielleicht E-Mobilität und was da noch kommen mag, gibt es da sicherlich noch andere Anwendungen, die wir aktuell noch nicht konkret benennen können.
15. Q: Was denken Sie, was wäre der Nutzen, für Ihr Unternehmen aus so einem Geschäftsmodell, wäre es beispielsweise rein monetär oder denken Sie es würde noch weitere Vorteile geben, die Sie sich rausziehen könnten, wenn Sie auf einem lokalen Markt aktiv sind?
16. C: Für uns als privatwirtschaftliches Unternehmen geht es natürlich um monetären Nutzen, den wir da sehen. Natürlich könnte es auch einen Systemnutzen geben, der ja dann begrüßenswert ist, unabhängig von unseren wirtschaftlichen Interessen. Es kann sein, dass es ein Potential gibt auf solchen Märkten, das es vielleicht auf den bisherigen Märkten nicht gegeben hat. Also dass spezielle Anlagen oder Flexibilitäten überhaupt erst durch diesen Markt zur Geltung kommen und dann ist das auch etwas, wo wir unseren Geschäftsbereich erweitern können. Das wäre natürlich schön.

17. Q: Also im Prinzip, dass Sie dann ihre aktuellen Geschäftsmodelle, die sie schon haben, auf den lokalen Markt ausweiten und weiter granular aufspalten?
18. C: Genau; also im Prinzip ist es wie eine zusätzliche Komponente, wie ich es mir vorstelle. Auch jetzt schon müssen wir ja Opportunitäten berücksichtigen und schauen: Wollen wir eine Anlage auf dem Regelleistungsmarkt anbieten oder ist es vielleicht gar nicht sinnvoll, weil wir sie dann auf dem Spotmarkt einschränken. Das wäre dann vielleicht eine zusätzliche Komponente, wie: Wollen wir den Strom jetzt wirklich auf dem Spotmarkt verkaufen oder wollen wir ein bisschen Kapazität freihalten, um sie regional anbieten zu können. Das schafft ja natürlich mehr Optionen und vielleicht für die ein oder andere Anlage mehr Erlöse.
19. Q: Wenn ich es richtig verstehe, ist die wesentliche Monetarisierung der Flexibilität, dass sie damit auf den Regelleistungsmarkt gehen und dort Profite erwirtschaften. So einen Regelleistungsmarkt müsste es für einen lokalen Markt ja erst einmal geben, was ja recht unwahrscheinlich ist, dass man einen lokalen Markt und dafür noch einmal einen Regelleistungsmarkt hätte. Hätten Sie eine Vorstellung, wie die Geschäftsmodelle, also beispielsweise die Flexibilität, auf einem lokalen Markt monetarisiert werden könnte?
20. C: Nicht ganz einfach. Also um mal von den Regelleistungsmärkten auszugehen: Wir sehen da ja in den letzten Jahren einen starken Preisrückgang und die Regelleistungsmärkte sind ja auch keine großen Märkte. Das hat dazu geführt, dass wir sowieso schon Flexibilität verstärkt in den Spot- oder in die Kurzfristmärkte bringen und gar nicht mehr so viel Regelleistung anbieten wie anfangs, sondern eben auch schauen, dass wir uns an den schwankenden Strompreisen orientieren. Gerade in dieser Kurzfristigkeit sehe ich am ehesten die Möglichkeit regional aktiv zu sein, dass man vielleicht nur einen Tag im Voraus immer noch die Möglichkeit bekommt, Kapazität bereit zu halten oder voraussichtlich dem Netzbetreiber anzubieten: Wenn du jetzt zu viel Erzeugung oder zu hohem Verbrauch hast, dann können wir da noch etwas machen. Was jetzt vielleicht nicht das Gleiche ist, wie die Frequenzhaltung im Regelleistungsmarkt, sondern wirklich mehr ein netzdienlicher Energiefluss, vielleicht kann man es so nennen.
21. Q: Im Wesentlichen ist das doch die Idee, die hinter Demand Response steht, nämlich die Senkung der Gesamtkapazität an Erzeugung, richtig?
22. C: Genau; die Senkung an Erzeugung, kann aber auch die Erhöhung des Verbrauchs sein, wenn das netzdienlich ist. Aber letztlich so eine Art Kapazitätsmanagement, also Engpässen entgegenzuwirken, indem man darauf reagiert, sei es Redispatch, wenn man auf zwei Seiten des Engpasses reagiert, oder nur irgendeine Entlastung, die man eben anbieten kann.
23. Q: Wenn es gerade um Flexibilitätsprodukte geht: Aktuell vermarkten Sie doch vor allem Gewerbe- und Industriekunden, richtig?
24. C: Ja.

25. Q: Denken Sie, Sie würden für Ihre Geschäftsmodelle noch andere Zielgruppen auf einem lokalen Markt finden?
26. C: Das kommt ein bisschen auf die Marktstruktur an. Bisher halten wir uns aus dem Privatkundenbereich, aus dem Kleinteiligen raus, weil es da natürlich auch wirtschaftliche Aspekte gibt, die sich einfach nicht lohnen. Gerade im Regelleistungsbereich brauchen wir die Schnittstelle, wir verbauen [eine Steuerbox] und wir haben Live-Kommunikation. All das verursacht natürlich Kosten, die wir bei Kleinanlagen heute nicht erwirtschaften. Regional betrachtet: Zu teuer sollte es ja nicht werden. Ein regionaler Markt sollte ja irgendwie die Maßgabe haben, systemdienlich zu sein und das gesamte volkswirtschaftlich zu vergünstigen, insofern erwarte ich auch nicht, dass wir da in großem Stil irgendwie Kosten deckend werden können, deshalb würde ich bis auf weiteres auch eher den B2B-Bereich sehen. Es können natürlich auch mal kleinere Wind-, PV-Anlagen oder dergleichen sein, aber man denkt ja immer so an Haushalts- oder Fahrzeug-Batterien, die sind ja immer wieder im Gespräch. Das sehen wir bis auf weiteres nicht so, dass das interessant sein könnte. Ist ja auch die Frage, ob es notwendig ist, ob man das überhaupt braucht oder ob es schon genug Flexibilität woanders gibt. Aber wiederum, wenn man das noch weiter in die Zukunft strickt und diese Kapazitäten deutlich zunehmen, zum Beispiel Wärmepumpen und Wall-Boxes zum Aufladen und dergleichen, vielleicht finden sich dann auch Standards, sodass es technisch deutlich weniger aufwendig wird solche Flexibilitäten zu erschließen, dann ist das durchaus auch eine Option.
27. Q: Klar, die Anbindung der Klein- bzw. Haushaltsgeräte ist ja das wesentliche Problem, dass eben jeder eine andere Schnittstelle hat und irgendwie muss es angesteuert werden, das hört man häufig als Herausforderung bei Haushaltskunden.
28. C: Genau; und was eben auch durch die Energiewirtschaft geistert: Oft sind auch die Smart-Meter nicht unbedingt die Lösung. Es soll zwar die Möglichkeit geben über den Smart-Meter Gateway zu steuern, aber immer die Anforderungen zu erfüllen, die die Akteure haben, ist immer noch kritisch zu sehen, denke ich.
29. Q: Sie hatten ja vorher schon einmal kurz erwähnt, dass die Kostenperspektive bei Haushaltskunden schwierig ist und dass Sie gewisse Kosten haben, wie beispielsweise durch die [Steuerbox]. Was wären denn vor allem auch einem lokalen Markt bezogen die Hauptkostentreiber für ein solches Geschäftsmodell?
30. C: Hatte ich ja schon angedeutet, dass es vor allem um die Technik und die Schnittstelle geht, ich nenne es mal Kommunikationskosten im weitesten Sinne, dass man die Anlagen irgendwie erreichen und steuern kann. Je nachdem, wie es dann regulatorisch gelöst ist, muss es vielleicht auch einen Vertrieb geben. Ich kenne das aus der Direktvermarktung: Bevor es die Verpflichtung für EEG-Anlagen gab in der Direktvermarktung zu sein, mussten wir aktiv auf die Betreiber zugehen: Ihr habt jetzt die Möglichkeit in den Markt zu gehen und da Erlöse zu erzielen, die ihr sonst nicht erzielen könnt. Das ist auch ein Aufwand, den man nicht unterschätzen sollte. Da ist

es sicher naheliegend, dass sich da Akteure zusammentun und die Hardwarelieferanten vielleicht auch so (unv)Service(?)-Geschichten machen. Zum Beispiel das Sonnen-Model, dass man eben eine Batterie ins Haus liefert und eigentlich ein Hardware-Lieferant ist, man sich aber gleichzeitig Zugriff auf eine solche Kapazität freihält oder das zusammen mit einer Energiemarktdienstleistung verkauft, solche Dinge haben da sicher ein gewisses Potential.

31. Q: Wenn wir auf die Umsatzseite schauen, wie Erlöse erwirtschaftet werden: Wie wäre da für so ein Flexibilitätsprodukt oder Geschäftsmodell, was wären da die Haupttreiber? Wären es beispielsweise die Kilowatt, also die Leistung der Anlage oder die Kilowattstunden, die unterbrochen oder geliefert werden?
32. C: Der Markt, wie er heute ist, funktioniert ja eigentlich ganz gut und ich denke nicht, dass es Bedarf gibt, Energiemengen sozusagen anderweitig auszutauschen [einzusetzen]. Ich würde mir vorstellen, dass es um Kapazität bzw. Leistung geht und dass man dafür irgendwie einen Wert schafft, der dann lokal zur Anwendung gebracht wird, es gibt aber natürlich mehrere Möglichkeiten das zu lösen. Die Diskussion, die wir heute führen, ist immer so ein bisschen die Benchmark: Die Kosten, die wir heute für den (Verteilnetz-)Betrieb haben stellen ja im Prinzip eine Benchmark dar. Nur wenn man Kosten einsparen kann, macht ein Systemwechsel Sinn.
33. Q: Für die Käufer solcher Flexibilitätsprodukte, was wäre für die der Hauptnutzen? Wäre er rein finanziell oder denken Sie es gibt da noch andere Motivationen für die lokalen Akteure, ein solches Produkt von Ihnen zu kaufen?
34. C: Ich sehe auf der Abnehmerseite niemanden so richtig, außer die Netzbetreiber. Ich denke das würde sich im Wesentlichen an die Verteilnetzbetreiber richten, die dann diese Flexibilität akquirieren können, immer mit der Maßgabe, dass sie im Zweifelsfall einen Zwangseingriff machen könnten, um zu vermeiden, dass sich lokale Monopole bilden oder dergleichen. Wenn man mehr an andere Interessenten auf einem lokalen Peer-to-Peer Handel denkt, würde ich persönlich sagen: Es ist immer besser, das System so umfassend zu haben, dass man seinen Strom verkaufen kann wohin und woher man möchte. Das kann natürlich der Nachbar sein, das kann aber genauso jemand am anderen Ende der Republik sein, deshalb sollten eigentlich beide den gleichen Preis angeboten bekommen. Deswegen sehe ich da weniger einen Markt für direkten Energiehandel.
35. Q: Ich höre schon raus, Sie sind jetzt nicht unbedingt der Verfechter von lokalen Energiemärkten.
36. C: Nein, tatsächlich nicht. Ich denke, das wurde deutlich. Ich halte das für einen sinnvollen Mechanismus, um lokal die Netze effizienter betreiben zu können, aber den Strom regional zu handeln, sehe ich nicht unbedingt als einen Mehrwert und kommt mir aus heutiger Sicht auch bisschen wie ein Rückschritt vor. Aus Unternehmenssicht denken wir auch eher europäisch und freuen uns über Harmonisierungsbestrebungen und hoffen, dass wir zunehmend europaweit den Strom handeln können und Regelleistung anbieten können. Dann jetzt sozusagen eine Gegenentwicklung dazu, davon sind wir nicht unbedingt Fan von.

37. Q: Aber sehr interessant, da eben die meisten Interviews mit Partnern sind, die sich Produkte überlegen für lokale Märkte, da ist es interessant die andere Seite zu sehen. Haben Sie den Leitfaden gerade vorliegen?
38. C: Ja.
39. Q: Wir springen zu Frage 3.1.5: Hier habe ich vier Kategorien genannt und ich versuche Geschäftsmodelle für diese Kategorien zu finden, ich gehe gleich kurz die Kategorien durch und sage zu jeder einen Satz. Vielleicht können Sie ja versuchen Ihre Geschäftsmodell-Idee für einen lokalen Markt in einer Kategorie wiederfinden, das kurz sagen und erklären. Wenn es in alle oder in keine Kategorie passt, ist das auch vollkommen okay. Und zwar: Peer-to-Peer Energiehandel ist mehr oder weniger was ich am Anfang gesagt habe, was eben reiner Handel von Strom oder anderen Energieprodukten unter Akteuren in einem lokalen Markt ohne Berücksichtigung von physischen Schaltungen oder physischen Leitungen ist, also rein der virtuelle Markt. Die Infrastruktur wäre dann die zweite Kategorie, also dass irgendeine Art von Infrastruktur bereitgestellt wird, also zum Beispiel ein lokales Netz, Smart-Meter oder etwas anderes. Das dritte wäre die Aggregation als Schlüsselaktivität des Geschäftsmodells, egal ob sie last- oder erzeugungsseitig vorgenommen wird. Die vierte Kategorie: Energie-Services oder Produkte werden angeboten, da könnte beispielsweise E-Mobilität, Smart-Home oder ähnliches reinfallen. Denken Sie, Sie können da Ihre Geschäftsmodell-Idee für einen lokalen Markt einordnen?
40. C: Schwierig - nicht so richtig glaube ich. Das liegt aber auch daran, dass wir das Geschäftsmodell nicht so in der Schublade haben. Wir verfolgen ja eher den Ansatz: Wir haben ein funktionierendes Unternehmen und wenn sich da was verändert, wenn es Entwicklungen in eine Richtung gibt, zum Beispiel lokale Märkte, dann schauen wir, was das für uns bedeutet und was wir daraus machen können. Wir sind da eher so die reaktive Partei und schauen, was kommt. Ich kann aber gerne zu jedem Punkt ein bisschen was sagen. Peer-to-Peer Handel: Wir hatten beispielsweise Anfragen von Unternehmen oder Stadtwerken, die Peer-to-Peer Handel anbieten wollen und die haben jemanden gesucht, der das Abwickeln kann, Bilanzkreisverantwortung zum Beispiel. Das wäre zum Beispiel etwas, was wir durchaus machen könnten. Wenn es einen Peer-to-Peer Handel gibt und wir können als Dienstleister im Hintergrund aktiv sein, ist das ja auch gut für uns. Gleichzeitig zeigt es das Problem oder die derzeitige Schwäche des Peer-to-Peer Handels: Die Vision verstehe ich sehr gut und finde ich sehr schön, aber ich würde sagen, wir sind doch noch relativ weit davon entfernt, dass das funktioniert. Es hängen einfach zu viele energiewirtschaftlichen Prozesse daran; es ist ja nicht einfach nur jemandem Strom verkaufen, das muss ja auch bilanziert und prognostiziert werden, denn der Handel liegt ja immer vor der physikalischen Erfüllung und wenn die Prognose eben nicht stimmt, muss da auch eine Bilanzkreisverantwortung übertragen werden oder gegebenenfalls gegengearbeitet werden und das sind so Dinge, die ein Peer-to-Peer Handel meines Erachtens bisher noch nicht abwickeln kann. Zumindest kann man Akteuren einen Peer-to-Peer Handel ermöglichen, die Plattform anyway ist da ja so ein Versuch. Aber das ist genau das, dass da im Hintergrund noch klas-

sische Energiewirtschafts-Prozesse abgewickelt werden müssen. Ich verstehe den Reiz von so einem Follow-your-Money Ansatz, wie beispielsweise: Ich kann meinen Strom bei einem ganz bestimmten erneuerbaren Energien-Anlagenbetreiber kaufen, das ist durchaus charmant. Aber es ist ja nicht so, dass dadurch die Intermediäre überflüssig werden, wie es oft dargestellt wird, das zweifle ich zumindest an. Daher sehe ich durchaus Möglichkeiten für uns im Peer-to-Peer Handel aktiv zu werden, ohne dass wir da wirklich ein Geschäftsmodell haben. Im Bereich Infrastruktur: Die Netzinfrastuktur halte ich für den wichtigsten Ansatzpunkt, den Netzbetrieb mit einem lokalen Markt irgendwie zu unterstützen. Da sind wir auch bereit und bemüht Möglichkeiten zu finden. Aggregation: Ist ja auch klassisches Geschäft von uns, man muss sich klar machen, dass es auf regionaler Ebene immer schwieriger wird, da es immer viel weniger Anlagen gibt und dann gehen natürlich Portfolio- und Skaleneffekte einfach wieder verloren, die uns im bundesweiten Geschäft natürlich sehr helfen. Deswegen muss auch klar sein, dass man ein Konzept, wie zum Beispiel Regelleistung aus aggregierten Anlagen nicht einfach gleichwertig übertragen werden kann, da die Marktstruktur nicht gegeben ist. Man möchte ja auch Wettbewerb haben, sonst kann man nicht von einem Markt sprechen und wenn man sich ein Verteilnetz-Gebiet anschaut, dann gibt es da vielleicht nur zwei bis drei Akteure mit jeweils zwei bis drei Anlagen. Wie bringt man diese jetzt in einem Markt zusammen, interessante Fragestellung, über die ich auch noch nie eine Lösung gehört habe. Von daher ist Aggregation auf lokaler Ebene natürlich ein bisschen schwierig. Wenn man weiter in die Zukunft denkt, kommen bestimmt weitere Anlagen ins Spiel, deren Aggregation wieder Sinn machen kann, also Batteriespeicher, Ladesäulen und ähnliches. Der vierte Punkt, die Energie-Services: Sehen wir uns bis auf weiteres noch nicht so im Endkundenbereich. Aber ich denke schon, dass das noch einer der sich stärker entwickelnden Bereiche ist, dass da viel passieren wird, wenn es dann endlich mal Smart-Meter gibt und neue Technologien dazukommen, da kann es schon interessante Services geben in dem Bereich. Also die komplette Abrechnung ist heutzutage ja noch relativ althergebracht und ganz normal über Papierrechnungen, die vielleicht sogar nur jährlich kommen. Da gibt es bestimmt viele Möglichkeiten, die ersten Geschäftsmodelle gibts es ja auch schon, dass man dem Kunden genau den Verbrauch zeigt und monats-scharf abrechnet und das ist sicherlich noch stark ausbaufähig. Ist halt per se nicht lokal, sondern ein allgemeiner Punkt. Wüsste ich jetzt auch nicht ad-hoc, wie man aus einer lokalen Komponente noch Mehrwert generieren kann.

41. Q: Das ist ja auch ein Ergebnis, es muss ja nicht zweifelsfrei ein Geschäftsmodell vorhanden sein. Wir hatten ja immer wieder zwischendurch viele Schwierigkeiten von lokalen Märkten und von Geschäftsmodellen auf lokalen Märkten. Können Sie noch einmal kurz zusammenfassen, was wären für Sie die wesentlichen Schwierigkeiten für Geschäftsmodelle auf lokalen Energiemärkten?
42. C: Getreu meinen bisherigen Aussagen ist der Verteilnetzbetreiber ein wichtiger Akteur und die Abstimmung mit ihm ist Stand heute, ich würde mal sagen, ungeklärt. Auch dahingehend, was Netzentgelte betrifft, die von den Verteilnetzbetreibern erhoben werden. Das ist ja bekannt, dass

die teilweise ein Flexibilitätshemmnis bedeuten. Das ist lokal natürlich noch ausgeprägter, würde ich sagen. Ansonsten ist natürlich eine Schwierigkeit, [der lokale Markt] ist deutlich kleinteiliger und was ich schon gesagt hatte, dann kann es natürlich auch Probleme geben ausreichend Liquidität für den Markt zu erhalten und überhaupt ein ernst zu nehmender Wettbewerb kann eine Herausforderung sein. Das sind denke ich erst einmal die wesentlichen Hürden. Bei den Geschäftsmodellen, die uns heute schon unterkommen, schütteln wir manchmal ein bisschen den Kopf, denn allen Akteuren sollte bewusst sein, physikalisch fließt der Strom sowieso lokal. Er nimmt den kürzesten Weg und wird lokal erzeugt und verbraucht, außer es ist jetzt nicht genug da, dann wird er Transport wichtiger. Insofern: Das irgendwie zusammenzubringen, ist schwierig. Ich kann mir jetzt erneuerbaren Strom aus Norddeutschland kaufen, ich werde aber trotzdem Braunkohlestrom von nebenan bekommen, weil er eben hier eingespeist wird. Das kann dann natürlich auch eine gewisse (unv), ist schwierig den Widerspruch aufzulösen, sage ich mal.

43. Q: Ich bin mit meinen wichtigsten Fragen soweit durch. Gibt es noch Informationen, die Sie mir mitgeben möchten, die noch interessant sein könnten?
44. C: Ich denke wir haben alles besprochen.
45. Q: Dann stoppe ich jetzt die Aufnahme.

Interview E

| | |
|---------------------------------|--|
| Date of interview | 06.07.2018 |
| Date of transcript | 09.07.2018 |
| Communication channel | Phone |
| Profession of interview partner | Product Developer |
| Company field | ESCOs (Startup) |
| Interview duration | 44 min. |
| Remarks | Poor line connection, only extended protocol available |

(Q = Interviewer, E = Interviewee)

1. Q: Das Thema ist im Allgemeinen lokale Energiemärkte, wie verstehen und definieren Sie lokale Energiemärkte?
2. E: Eine schwierige Frage und nicht so klar, insbesondere in Deutschland und im deutschen Gesetz. Es gibt unterschiedliche Definitionen in verschiedenen Unternehmen. Früher in Deutschland gab es Regional-Strom und es waren 4,5 Kilometer Abstand, in Frankreich zum Beispiel war die Definition klar, zum nächsten Transformator für lokale Energie. An einem Transformator angeschlossen kann man Energie-Gemeinschaften aufbauen, man muss aber an dem gleichen Transformator angeschlossen sein. Dies ist die technische Sichtweise. Für Kunden ist die Definition von lokal etwas anders; die Produktion muss innerhalb eines Umkreises von 30 Kilometer stattfinden.
3. Q: Sie würden grundsätzlich unterscheiden zwischen der technischen Sicht und der Sicht des Kunden?
4. E: Ja. Im französischen Gesetz ist die Definition einer lokalen Energiegemeinschaft darauf bezogen, dass sie denselben Transformator nutzen und ich glaube in Deutschland wird das in ein paar Jahren auch so sein.
5. Q: Wenn wir auf die Stakeholder und die Akteure eines lokalen Marktes schauen, was denken Sie, wer wäre primär auf einem lokalen Markt aktiv?
6. E: In Deutschland sind zwischen dem Punkt, an dem die Energie erzeugt und an dem Punkt, an dem sie verbraucht wird, mindestens 48 Prozesse zwischen: Erzeuger, Messstellenbetreiber, Verteilnetzbetreiber, Übertragungsnetzbetreiber, Bilanzkreisverantwortlicher. Um die Energie zu verkaufen, gibt es unterschiedliche Möglichkeiten in Deutschland und Europa. Man kann Peer-to-Peer handeln, zum Beispiel zwischen einem Kohlekraftwerk oder einer Solaranlage und einem Betrieb. In Deutschland lohnt sich das meist für große Kunden. Oder man kann auf dem Markt verkaufen. Man braucht einen Energiehändler, um Zutritt zum deutschen Markt zu bekommen. Der Energiehändler verkauft die Energie.

7. Q: Ihr Unternehmen bietet Peer-to-Peer Handel an, wenn ich das richtig verstanden habe?
8. E: Um echten Peer-to-Peer Handel zu ermöglichen, muss es in einem Microgrid ablaufen. Peer-to-Peer in Deutschland ist momentan nicht der gesamte Prozess. Unser Unternehmen bietet ein Matching zwischen lokalen Erzeugern und lokalen Verbrauchern an. Die lokalen Erzeuger verkaufen ihre Energie in ihre Nachbarschaft und sie können sehen, wohin ihre Energie verkauft wird. Verbraucher, die einen ökostromvertrag haben können sehen, wo ihre Energie erzeugt wird und wie viel Prozent aus ihrer Nachbarschaft kommt. Alle 48 Prozesse müssen durchgeführt werden, da es gesetzlich vorgeschrieben ist. Die Erzeuger verkaufen daher ihre Energie an unser Unternehmen und wir verkaufen die Energie weiter an die Verbraucher. Aber es ist eigentlich wie AirBnB, wir machen das Matching zwischen Erzeuger und Verbraucher, die beide die Peer-to-Peer Vision haben. Unser Ziel ist Schritt pro Schritt den gesamten Prozess zu automatisieren und am Ende ein System zu bauen, bei dem wir nicht mehr nötig sind. Das ist ein Ziel, aber in Deutschland kann man [wegen der Gesetze] nicht den gesamten Prozess auf einmal automatisieren, sondern es muss wirklich Schritt für Schritt ablaufen. Die Vision ist auf jeden Fall Peer-to-Peer, um das zu realisieren, müssen wir Schritt pro Schritt automatisieren und das wird auf jeden Fall Zeit brauchen.
9. Q: Ihre Zielgruppen der Plattform sind dann Erzeuger und Verbraucher?
10. E: Ja; Erzeugeranlagen unter 100kWp, also kleine Erzeuger. Am Mittag wird zum Beispiel viel Energie durch Solaranlagen erzeugt, aber normale Verbraucher brauchen dann keine Energie, wenn sie arbeiten sind. Die Energie kann dann auch an Büros oder Betriebe verkauft werden. Die Idee ist, dass Erzeuger und Verbraucher nichts machen müssen, alles ist automatisiert. Wir wissen nur, wohin die Energie verkauft und wo sie erzeugt worden ist und wie viel Prozent in der Nachbarschaft erzeugt wird.
11. Q: Wäre es dann die Transparenz, die dem Erzeuger und Verbraucher ermöglicht wird?
12. E: Ja.
13. Q: Was wären denn noch weitere Anreize für den Nutzer die Plattform, im Peer-to-Peer Handel teilzunehmen?
14. E: Peer-to-Peer, Transparenz, proof-of-origin und track-of-trace ist der Anfang. Derzeit bekommen die Erzeuger in Deutschland Einspeisevergütung. Wir werden die Energie nicht mehr mit Einspeisevergütung aber durch Direktvermarktung verkaufen. Als PV-Besitzer haben Sie mit der Einspeisevergütung einen 20-Jahres-Vertrag, erhalten einmal im Jahr eine Rechnung und haben keine Transparenz darüber, wie viel Sie verdienen werden. Mit unserer Lösung, die Smart Meter und Daten benötigt, sorgen wir für mehr Information und Transparenz über die Erträge. Für die Verbraucher, die schon einen ökostrom-Vertrag haben, ist das Problem in Deutschland derzeit, dass sie zum Beispiel in der Nähe eines Kohlekraftwerkes wohnen, aber das Geld für erneuerbare Energien in Hamburg ausgegeben wird und nicht für lokale erneuerbare Energie. Unser

Unternehmen bietet an: Die Verbraucher bezahlen gleich viel, wie bei einem ökostrom-Vertrag, aber unterstützen ihre lokale Gemeinschaft, da sie für Energie bezahlen, die in der Nachbarschaft erzeugt wird und sie werden darüber informiert, wie viel Prozent pro Tag aus der Nachbarschaft kommen. Das Ziel langfristig ist, Entwicklung von lokale Energie zu unterstützen. Normalerweise sollte es so sein, dass wenn man das Netz weniger benutzt als Andere, sollte man nicht das Gleiche bezahlen wie alle anderen. In der Zukunft wird die EU-Direktive in das deutsche Gesetz übernommen. Die Energie wird günstiger werden, wenn sie lokal produziert und verbraucht wird. Ein zweiter Punkt ist, dass der Energiemarkt zentralisiert ist. Das Netz kann aber nicht die gesamte Energie aus Hamburg überall hin transportieren, man benötigt also auf jeden Fall mehr Flexibilität auf dem Markt und mehr Energie, die lokal erzeugt und verbraucht wird und mehr lokale Energie-Management-Systeme.

15. Q: Denken Sie die benötigte Flexibilität könnte von einem lokalen Markt zur Verfügung gestellt werden?
16. E: Ich habe früher bei einem Unternehmen gearbeitet, das Flexibilität von großen Kunden genommen hat und sie auf den Regelleitungsmarkt gebracht hat. In dieser Zeit hatten wir große Kunden, um das Übertragungsnetz zu regulieren. In der Zukunft wird klar, dass es Flexibilitätsprodukte nicht nur für die Übertragungsnetzbetreiber geben wird, sondern es wird neue Produkte für Verteilnetzbetreiber geben. In einem dezentralen Markt mit vielen Anlagen, die nicht konstant erzeugen, benötigt man mehr Flexibilität, auch von Verbrauchern und von Energiemanagement-Systemen und von Energiegemeinschaften, die zusammen Flexibilität für das Verteilnetz erzeugen. In der Zukunft wird es auf jeden Fall lokale Flexibilitätsprodukte geben. Es gibt schon Beispiele, in denen solche Produkte existieren: Quartiere mit Photovoltaik und Batterien, irgendwann wird die Flexibilität aus dem Quartier dazu verwendet, Stabilität für das Netz zu garantieren.
17. Q: Mein Hauptthema sind Geschäftsmodelle für lokale Märkte, daher würde ich zu diesem Thema weitergehen. Sie haben vorher detailliert den Nutzen für Verbraucher und Erzeuger erklärt. Welchen Nutzen erhofft sich Ihr Unternehmen durch Geschäftsmodelle auf lokalen Märkten?
18. E: Der erste Schritt für uns ist, neuen Wert für Erzeuger und Verbraucher zu generieren. Mehrwert meint nicht nur finanziell, sondern auch Transparenz. Der zweite Wert ist, dass nach 20 Jahren die [Einspeisevergütung] für Photovoltaik-Anlagen aufhört und es gibt derzeit keinen Prozess in Deutschland wie diese Anlagen ihre Energie verkaufen können. Durch uns können diese Anlagen ihren Strom in ihre Nachbarschaft verkaufen. Der dritte Punkt ist, dass wir einen Bonus für PV-Besitzer generieren können, dass der Strom also etwas teurer verkauft werden kann, als mit der Einspeisevergütung. In Deutschland ist Direktvermarktung derzeit für Anlagen über 100kWp Pflicht. Wir denken, dass die gesamte Energie durch Direktvermarktung auf dem Markt verkauft werden sollte. Für Anlagen unter 100kWp gibt es derzeit kein Angebot hierfür. Wir möchten ein Produkt für all diese Anlagen anbieten, da wir denken, dass in der Zukunft [Direktvermarktung] Pflicht für alle Anlagen wird.

19. Q: Wenn wir auf das existierende Geschäftsmodell schauen, wo fallen die meisten Kosten an?
20. E: Personal ist das erste, da wir viel mit Technologie arbeiten. Für unser Geschäftsmodell sind es sonst derzeit die Smart-Meter. Normalerweise hat die EU vorgeschrieben, dass bis 2020 80% von Deutschland mit Smart-Metern ausgestattet sein müssen. In Frankreich, Großbritannien und Schweden gibt es schon den Smart-Meter Roll-Out. Deutschland ist der einzige Markt, in dem diese Frage noch nicht klar gelöst ist. Bis das nicht klar ist, ist es schwer für uns ein System zu bauen, das Blockchain nutzt, denn man benötigt Daten. Solange es noch keine Smart-Meter gibt, müssen wir die Kosten für Installation und die Messstellenbetreiber übernehmen. Sobald alle Verbraucher und Erzeuger mit Smart-Metern ausgestattet sind, wird es für die Plattform einfacher die Daten zu bekommen und es wird keine zusätzlichen Kosten für Messstellenbetreiber und Smart-Meter geben.
21. Q: Also die Smart-Meter wären die Hauptkosten bei Ihnen?
22. E: Um zu vergleichen: In Frankreich gibt es nur einen einzigen Verteilnetzbetreiber und einen einzigen Smart-Meter -Typ. Es ist daher sehr viel einfacher als Unternehmen, Zugang zu den Daten des Smart-Meters zu bekommen und ein Geschäftsmodell dafür zu bauen. Als Unternehmen hat man Zugang zur Plattform des Verteilnetzbetreibers mit den Daten.
23. Q: Wenn wir auf die Erlösseite schauen, was sind die Haupttreiber für die Erlöse des Geschäftsmodells, sind es beispielsweise die Anzahl angeschlossener Haushalte oder sind es die gehandelten Kilowattstunden?
24. E: Je nachdem auf welcher Seite die meisten Kunden sind, also auf der Erzeuger- oder der Verbrauchsseite. Zuerst schauen wir, wie groß die Anlage ist, also wie viel kWp. Dann schauen wir, wie viel in kWh eingespeist wird pro 15 Minuten. Auf der Verbrauchsseite schauen wir, wie viele Energie bezogen wird in jedem 15 Minuten Intervall. Wir als Plattform schauen, wie viel Energie pro 15 Minuten erzeugt wurde und wie viel verbraucht wurde und machen dann ein Matching zwischen den Mengen. Wir bezahlen die Erzeuger für die Mengen, die sie verkauft haben.
25. Q: Legen Sie dann eine Marge auf den Preis oder wie monetarisieren Sie den Nutzen?
26. E: Wir sind kein dynamischer Markt. In Zukunft wird das auf jeden Fall das Ziel sein, eine dynamische Bepreisung für den lokalen Markt aufzubauen. Zu Beginn wird der Preis gleich sein und wir müssen als Unternehmen Prognosen machen, wie viel die Erzeuger verdienen werden und wie viel die Verbraucher bezahlen werden. Der Preis wird pro kWh dann gleich sein. Das funktioniert über Power-Purchase-Agreements für die Erzeuger. Und für die Verbraucher ist es gleich, sie bekommen einen Preis pro Kilowattstunde und bezahlen diese am Ende vom Monat. Momentan gibt es keine dynamische Bepreisung. Aber das geht im Moment glaube ich noch nicht. Zuerst müssen die Kunden mit der Plattform interagieren und das Gefühl haben, dass sie unabhängig sind und dann kann man Schritt pro Schritt zusätzliche Features anbieten. Aber dynamische Preise wird es denke ich nicht in den nächsten Jahren geben.

27. Q: Was sind für Sie die wesentlichen Hürden und Schwierigkeiten bei der Umsetzung der Geschäftsmodelle?
28. E: Zuerst war es, den Energiemarkt in Deutschland zu verstehen, da er sehr komplex und sehr reguliert ist, um zu verstehen, was kann automatisiert werden und was nicht. Das zweite war, wie können kleine und lokale Anlagen auf den Markt gebracht werden und welche Smart-Meter werden benötigt. Das EEG-Gesetz und der fehlende Smart-Meter Roll-out sind auch sehr schwierige Punkte. Als Unternehmen müssen wir eben eine Alternative finden, die Plattform zu geringen Kosten zu bauen und an die Daten von Smart-Metern zu gelangen. Wir müssen alles selbst entwickeln, um Verträge mit Messstellenbetreibern oder Smart-Meter Lieferanten zu bekommen.
29. Q: Ich habe einen Eindruck bekommen, wie Sie an das Thema herangehen. Haben Sie noch weitere Informationen, die Sie mit mir teilen möchten?
30. E: Die EU-Direktiven sind gut gemacht und sollten auch realisiert werden. Aber die Gesetze in Deutschland sind im Moment noch nicht gut, um lokale Märkte aufzubauen. Das Gesetz muss auf jeden Fall schnell und grundlegend geändert werden. Lokale Flexibilität für Verteilnetzbetreiber muss schnell angeboten werden können. Für Energiegemeinschaften müssen die Netzkosten und Steuern gesenkt werden, das ist der einzige Weg, die Energiewende zu unterstützen.

Interview F

| | |
|---------------------------------|-----------------|
| Date of interview | 09.07.2018 |
| Date of transcript | 09.07.2018 |
| Communication channel | Phone |
| Profession of interview partner | General Manager |
| Company field | ESCOs, Supplier |
| Interview duration | 28 min. |
| Remarks | - |

(Q = Interviewer, F = Interviewee)

1. Q: Vielleicht fangen wir damit an, dass Sie mir kurz sagen, welche Position Sie in Ihrem Unternehmen haben, welchen Bildungshintergrund und in welcher Branche Ihr Unternehmen tätig ist?
2. F: Branche ist Energiewirtschaft, ist natürlich sehr groß. Bildungshintergrund: Ich bin Computeringuist und von der Fachrichtung her habe ich das studiert, was heute Big Data und Big Data Analytics ist. Aber bin jetzt seit zehn Jahren in der Energiewirtschaft tätig. Ansonsten sind es die Klassiker von den Marktrollen her; Messstellenbetreiber, Stromanbieter und so weiter.
3. Q: Ich habe gesehen, deshalb führe ich das Interview auch mit Ihnen, dass Sie sich Gedanken machen über lokale Energiemärkte oder ähnliche Strukturen. Gerade weil es eben nicht so eindeutig ist, was lokale Energiemärkte sind, erst einmal die Frage: Was stellen Sie sich unter lokalen Energiemärkten vor, wie würden Sie den Begriff definieren?
4. F: Lokale Energiemärkte sind im Prinzip die Weiterführung von dem was man hat mit Mieterstrom und wenn man das expandiert auf Verteilnetzebene, beziehungsweise auf die unmittelbare Niederspannungsebene, die sich um ein Objekt herum befindet. Was ich mir darunter vorstelle ist ein geschlossener Bereich, in dem sich intern ein Markt für Kapazitäten aufbaut, der über die Zeit abgeschrieben wird und nicht über einen nationalen, überregionalen Markt, der sich über Brennstoffkosten und Knappheitssituationen finanziert. Das heißt, die Signalwirkung geht nicht von Knappheitssituationen aus, sondern von einer gesamten Knappheit, die zur Schaffung von lokalen (regionalen) Kapazitäten führt, damit der Markt als Geschlossener funktionieren kann und in dem Knappheitssituationen eigentlich nicht auftreten können. Er bedient nur in Verknappungssituationen im überregionalen Markt nur bedient und auch die wird Bedienung möglichst minimiert wird. Dabei müssen nicht alle, die in der Region sind, zwangsweise an dem System teilhaben, sondern können sich in Communities oder Genossenschaften zusammenschließen. Also kein *Zwang*, sondern ein *Kann*.

5. Q: Das ist ein gutes Stichwort zu meiner nächsten Frage, weil Sie gemeint haben, die Communities wären ein möglicher Akteur oder eine mögliche Rolle in einem lokalen Markt. Wen stellen Sie sich denn noch als zentrale Stakeholder oder Akteure auf einem lokalen Energiemarkt vor?
6. F: Die Community ist ja erstmal kein Akteur. Sie ist eine Vergemeinschaftung, eine Gemeinschaftsform, eine Unternehmensform, Vorhabensform, wie eine Interessengemeinschaft. Die Akteure sind alle diejenigen, die Geld ausgeben oder einnehmen. Also sprich alle, die an einer Wertschöpfungskette beteiligt sind. Damit sind wir bei allen Erzeugern, allerdings auch allen Verbrauchern, die mit einer Vermeidung einer Engpasssituation oder eines Ressourcenmangels dafür sorgen, dass die Wertschöpfung durch ihr Zutun besser oder schlechter läuft. Daher sind sie durchaus aktive und autonom entscheidende Akteure in einem regionalen Markt.
7. Q: Im weiteren Sinne könnten Sie ein solcher Akteur sein, richtig?
8. F: Nein, eher derjenige, der die Community orchestriert. Ich sehe uns wie einen Hausverwalter, der ein Haus verwaltet, ihm gehört das Haus aber nicht. Er ist auch nicht dafür verantwortlich, dass das Haus gut läuft, sondern er wird von den Akteuren beauftragt (von den Mietern oder den Eigentümern), dass das Haus gut gemanaged wird. Das ist (unv.) zu leisten und nicht der Zwang, wie es in dem klassischen Energiemarkt auftritt.
9. Q: Also der zwanglose Charakter wäre bei Ihnen ein wichtiges Kriterium für eine lokale Community.
10. F: Genau, es ist wie ein Verwaltungsvertrag, genau wie ich das bei einem Hausverwalter mache. Da mag es eine Ausschreibung gegeben haben oder es wird auf dem freien Markt geschaut, wer das machen könnte und an der Position als Akteur eintreten könnte. Das ist das, wo ich uns sehe.
11. Q: Wenn wir in die Vorteile oder mögliche Nutzenangebote eines lokalen Marktes einsteigen; erst einmal die Frage generell: Was sehen Sie als Nutzen, den der lokale Markt einfach nur durch seine Existenz schafft, also sei es volkswirtschaftlich, technisch, ökonomisch, also nicht auf einen einzigen Stakeholder bezogen, sondern ganz generell, dadurch dass der lokale Markt existiert?
12. F: Das ist eigentlich eine Risikoaufteilung. Anstatt das Risiko immer weiter zu potenzieren, isoliere ich das Risiko beziehungsweise die Auswirkungen der individuellen Entscheidungen auf einen begrenzten Bereich, die sich dann als Gemeinschaft wieder mit anderen abgegrenzten Bereichen zusammenfinden. Das heißt, von der Organisationsform her ist der Hauptnutzen eigentlich Risikominimierung. Und dann natürlich letztendlich Daseinsvorsorge, da man immer weiter versucht, das Risiko immer weiter auszuschließen. Um eine Abgrenzung zu machen, sobald Problemgebilde oder System zu groß werden, steigt der Aufwand ins Unendliche, der nötig ist, um eine Risikominimierung zu machen. Partikulärinteressen, wie man sie auch in der Energiewirtschaft nur zu gut sieht, gewinnen die Oberhand oder die Deutungshoheit, weil keiner mehr den Überblick hat über das Gesamtsystem.

13. Q: Dann fange ich jetzt mit dem Hauptthema an, und zwar mögliche Geschäftsmodell für lokale Energiemärkte: Zuerst grundsätzlich die Frage, Sie haben ja ein Produkt im Angebot, wenn ich das richtig verstehe, richtig?
14. F: Ja.
15. Q: Was ist für Sie als Unternehmen der Nutzen, den Sie aus dem Geschäftsmodell ziehen möchten, ist er rein monetär oder haben Sie noch weitere Interessen?
16. F: Eine nachhaltige Wertschöpfung für alle Akteure zu haben. Da sind wir dann doch als Akteur mit drin. Ein Einkommen, das für die nächsten 20 bis 30 Jahre existiert und natürlich eine möglichst hohe Marktabdeckung. Also wir gehen momentan davon aus, dass wir in sieben Jahren zum größten Versorger werden. Nicht in der eigentlichen Versorgerrolle, sondern als Orchestrator, der in der Lage ist, das alles zu managen.
17. Q: Können Sie kurz zusammenfassen, wie Ihr Geschäftsmodell funktioniert?
18. F: Ausgehend von der klassischen Wertschöpfung, die eine Veredelung von Brennstoffkosten ist, oder von einem normalen Stromtarif, machen wir einen stufenweisen, eigentlich einen stufenfreien, aber einen schleichenden Übergang hin zu einem Kapazitätsmarkt, auf dem durch Energiekosten/Stromkosten der Aufbau von Ressourcen erzeugt wird. Wir folgen da eigentlich dem Modell, das von Scheer und Co. im EEG ursprünglich als Gedankenkonstrukt als Wirtschaftsmodell hinten dran war, dass man den Aufbau von Kapazitäten dadurch finanziert, dass man sich an einen Preis dranhängt, momentan ist es eher der Strompreis, und das überführt in ein Modell, in dem man nicht mehr für bezogene Energiemengen bezahlt, sondern in ein Modell in dem man nach Abschreibungen bezahlt beziehungsweise nach Investitionshöhe und dann deren Abschreibungen. Wie sieht das konkret aus: Das zeigt jeder Prosumer heute schon, bei dem läuft das Modell eigentlich ähnlich. Er hat eine PV-Anlage und schreibt diese über 10-20 Jahre ab. Wenn er sie mit Speicher hat, hat er eigentlich die gleichen Kosten. Jetzt macht man das so, dass man, wie man ja auch klassische Finanzierungsmodelle aufgebaut hat, dass man das, was der einzelne kann, hochhebt auf eine höhere Ebene. Höhere Ebene heißt, mehrere Anwender zusammenfasst und das denen ermöglicht aufzubauen. So was ähnliches hat man auch bei Sonnen, nur dass man eben den Orchestrator bei uns als Verwalter sieht und nicht als Market Maker. Die Preise müssen letztlich vom Kunde kommen. Derjenige, der die Investition tätigt, muss eigentlich sagen, wie hoch seine Abschreibungen und damit auch seine Gewinnerwartung sein müssen. Und ich muss zu jedem Zeitpunkt dafür sorgen, dass genügend Liquidität vorhanden ist, auch preislich, um Engpässe erst gar nicht entstehen zu lassen und die Auswirkungen nach außen gering zu halten.
19. Q: Das heißt, Sie machen kein Matching und setzen selber auch keinen Preis fest?
20. F: Nein, wir haben die Prozesse komplett getrennt. Wir haben das Prinzip der Capacity Utilization, das heißt Kapazitätsnutzungszeiten. Kapazitätsnutzungszeiten sind erst einmal eine Messung, diese wird dann umgelegt auf das was der Kunde einzahlt und ich trenne damit die Prozesskette zwischen Messung, also dem was real passiert ist, Settlement, der tatsächlichen Verteilung

und letztendlich das Clearing, das heißt die Wertfeststellung und den Werttransfer. Diese sind zeitlich voneinander entkoppelt.

21. Q: Wenn wir von der Erlösseite auf die Kostenseite schauen; wofür fallen bei Ihnen dann die meisten Kosten an, ist es beispielsweise Entwicklung, Personal oder Backup-Energie oder wofür?
22. F: Initial, also etwa vor zwei Jahren waren es wohl am ehesten die Entwicklungskosten. Mit zunehmender Skalierung sind die Verwaltungskosten gestiegen. Mittlerweile würde ich sagen sind es Marketingkosten, also die Go-to-Market Kosten.
23. Q: Wenn wir da gerade schauen in Richtung Vertrieb: An wen vertreiben Sie das Geschäftsmodell, also wer sind Ihre Zielgruppen?
24. F: Um eine hohe Traktion zu erreichen erst einmal an Versorger, klassischerweise als White-Label-Produkt. Endkunden sind natürlich die eigentliche Zielgruppe. Nur müssen wir die Zielgruppe auch erreichen können und da muss man eben erst einmal klassisch überlegen, wie man das anstellt.
25. Q: Bei Endkunden, wer würde hier in Frage kommen? Wären es Haushalte oder Haushalte mit erneuerbare Energien-Anlagen?
26. F: Ja, also wir rechnen bis in sieben Jahren mit zehn Millionen verbundenen Haushalten.
27. Q: Sämtliche Arten von Haushalten, also ohne PV-Anlage, mit PV-Anlage, mit Elektrofahrzeug und so weiter?
28. F: Genau, querbeet. Brauchen wir auch nicht zu differenzieren, weil vom grundlegenden Modell her ist es ähnlich wie beim autonomen Fahren: Ich muss einfach jedes Modell nur einmal berücksichtigen, genau wie ich beim autonomen Fahren jede Situation nur einmal berücksichtigen muss und automatisch wird diese Situation für alle weiteren implementiert, ich brauche also keine große Fallunterscheidung zu machen. Das ursprüngliche EEG war ausnahmslos gestaltet, das heißt man hat jede verbrauchte und erzeugte Kilowattstunde gegenüber gehalten, ohne dazwischen zu diskriminieren. Die Ausgleichsmechanismusverordnung kam dann 2012. Das ist eine viel spätere Veränderung gewesen vom ursprünglichen Konzept.
29. Q: Was denken Sie, warum sollten beispielsweise Haushalte Ihr Angebot in Anspruch nehmen, was wäre für die der wesentliche Vorteil, würden sie Kosten sparen?
30. F: Man macht sich nach und nach unabhängiger. Wenn ich mir das anschau sind insbesondere bei einer alternden Gesellschaft irgendwann die Nebenkosten spätestens zum Renteneintritt ein ernst zu nehmender Faktor. Bei klassischen Ausgaben ist das Geld weg, wenn ich es auf Investitionen gehievt habe, ist es nicht weg. Das heißt, die Investitionen kann zwar einen guten oder auch einen schlechten Ertrag erwirtschaften, sie ist aber nicht weg. Das heißt, ich falle nicht auf null zurück, niemals. Das ist bei Investitionen einfach nicht möglich. Und ja, für einen Markteintritt muss man es natürlich trotzdem vergleichbar machen mit anderen Angeboten, wo das Geld für die Zahlung

von Boni oder sonst irgendetwas weg ist. Deswegen ist der Markteintritt auch etwas teurer und mit Aufwand verbunden, aber letztendlich ist die Attraktivität des Modells dadurch gegeben, dass man über Zeit feststellt, dass Wert erhalten bleibt, ohne neue Liquidität nachzuschießen. Und das ist natürlich unsagbar attraktiv gegen andere Modelle.

31. Q: Ist tatsächlich vermutlich auch das erste Mal, dass ich das als Nutzenversprechen höre.
32. F: Daher auch vorher mein Vergleich mit dem Hausverwalter: Eigentum besitze ich und da bin ich auch eigenverantwortlich drin und brauche jemanden der das verwaltet, so wie jemand mein Vermögen verwaltet. Und ich brauche nicht jemanden, der mir monatlich in irgendeiner Form ein Vermögen aufbaut oder mir einfach nur ein Produkt verkauft.
33. Q: Wenn wir die Analogie von dem Hausverwalter noch einmal hernehmen: So ein Hausverwalter hätte jetzt einen klassischen Vertrag, in dem Leistung und Preis festgehalten sind, was dann monatlich verrichtet wird. Läuft das bei Ihnen ähnlich ab, dass Sie einen Vertrag abschließen oder wird das beispielsweise pro Kapazität bezahlt oder pro Haushalt oder wie muss man sich da die Monetarisierung vorstellen?
34. F: Dazu schicke ich Ihnen einfach mal einen Link. Die Antwort ist: ähnlich wie beim Amazon Web Store geht es einfach nur darum, weiterhin derjenige zu sein, der die meiste Transparenz liefert und sich am besten anfühlt, bei dem werde ich auch weiterhin meine Verwaltung haben.
35. Q: Vielen Dank, dann werde ich mir das nachher noch anschauen. Haben Sie den Leitfaden gerade geöffnet?
36. F: Ja.
37. Q: Und zwar bei Frage 3.1.5 habe ich vier Kategorien genannt. Das sind Entwurfsmuster für Kategorien für mögliche Geschäftsmodelle. Können Sie sich dort einordnen?
38. F: (b) [Infrastruktur] und (d) [Energie-Services/-Produkte]
39. Q: Könnten Sie kurz erklären, weshalb Sie sich dort zuordnen würden?
40. F: Infrastruktur: Letztendlich geht es um Infrastrukturaufbau. Energie-Services: Ist genau dieser Verwalteransatz, das ist ein Service, der erbracht wird. Deswegen eine relativ klare Antwort.
41. Q: Wie haben jetzt viel darüber gesprochen, dass es schön ist, wenn das alles funktioniert und was die Vorteile sind. Aber was sind die Hauptprobleme, die sie bei der Umsetzung des Geschäftsmodells haben?
42. F: Im Prinzip den Kickstart hinzulegen, da sind wir gerade dabei Investitionsrunden zu machen, Budget für Marketing zu bekommen, um ein attraktives Angebot machen zu können, das mit anderen Modellen vergleichbar ist. Also schneller Massenmarktzugang.
43. Q: Hier jetzt noch eine direkte Frage, ich will es nicht herausfordern, das ist in Interviews eigentlich nicht gerne gesehen, aber ist Regulierung für Sie ein großes Thema oder kommen Sie damit klar?

44. F: Damit kommen wir absolut klar. Da das Gesamtmodell durch die Regulierung durchgelaufen ist und wir auch maßgeblich bei der Konzeptionierung dabei waren, ist es eher der Freund und nicht der Feind. Insbesondere weil im Strommarkt 2.0 als auch in der Digitalisierung sind genau die Sachen umgesetzt worden, die wir eingebracht haben. Daher wären wir die Falschen um hier Probleme zu sehen.
45. Q: Gibt es noch allgemeinen Informationen, die Sie mir noch mitgeben möchten?
46. F: Nein.

Interview G

| | |
|---------------------------------|------------------|
| Date of interview | 10.07.2018 |
| Date of transcript | 10.07.2018 |
| Communication channel | Phone |
| Profession of interview partner | Project Engineer |
| Company field | Supplier |
| Interview duration | 44 min. |
| Remarks | - |

(Q = Interviewer, G = Interviewee)

1. Q: Können wir damit starten, dass Sie mir kurz sagen, in welcher Position Sie sich derzeit befinden, in welcher Branche Ihr Unternehmen tätig ist und Sie kurz Ihren Bildungshintergrund nennen?
2. G: Ich habe Wirtschaftsingenieurwesen studiert und mit dem Master abgeschlossen. Unser Unternehmen ist ein typisches Stadtwerk und der regionale Energieversorger. Jetzt bin ich Projekt-Ingenieur in einem Forschungsprojekt bei uns im Unternehmen seit Oktober letzten Jahres.
3. Q: Ich habe mir [das Projekt] vorher mal angeschaut, es geht im Großen und Ganzen ja um Peer-to-Peer Energy Trading, wenn ich das richtig verstanden habe, was auch - je nach Begriffsabgrenzung und -definition - unter lokale Energiemärkte fällt. Daher erst einmal die Frage, was verstehen Sie unter lokalen Energiemärkten oder unter Peer-to-Peer Energy Trading?
4. G: Wir wissen zumindest was ein zentraler Energiemarkt ist, das ist die EEX als Börse. Ein lokaler Energiemarkt ist für mich relativ ähnlich, auf einem viel kleineren und schmaleren Level und auch mit einem regionalen, örtlichen Bezug. Ein ganz großer Unterschied, den lokale Energiemärkte machen müssen, um sich überhaupt sinnvoll von einer Börse unterscheiden zu können und ist, dass man diese Kupferplatte beiseitelegt, die den ganzen deutschen Strommarkt beschreibt und wir stattdessen [lokal] alles hin- und herschieben können, wie es uns gerade passt. Davon sollte man sich verabschieden und man nimmt lokal wirklich Rücksicht auf die netztechnischen Gegebenheiten. Unser Unternehmen musste im Zuge der Entflechtung seine Netztochter ausgründen, die bei uns im Forschungsprojekt auch mitarbeitet. Das ist auch das spannende, dass man sich bei einem lokalen Markt möglichst Leute an Bord holen kann, die sich lokal mit den ganzen Gegebenheiten, was das Netz betrifft, sehr gut auskennen und diese dann auch entsprechend berücksichtigt. Das Problem insgesamt im Energiemarkt ist, dass die Frequenzhaltung von den Übertragungsnetzbetreibern gemacht wird und sich dadurch die Probleme aufschaukeln lassen und irgendwann von Spannungsebene zu Spannungsebene weitergegeben werden, bis irgendwann der Übertragungsnetzbetreiber sagt, jetzt sollte gegengesteuert werden. Der Ansatz von uns, von

lokalen Energiemärkten ist, dass man solche Probleme erst gar nicht entstehen lässt oder versucht, sie soweit wie möglich schon lokal zu lösen, sodass sie gar nicht erst in höhere Spannungsebenen weitergegeben werden. Abgesehen davon ist die Tatsache, dass man Lokalstrom handeln kann, auch noch eine Differenzierung. Das ist für mich der große Unterschied, dass man zum einen auf der Marketing-technischen-Seite und für bewusste Verbraucher und Konsumenten sagt: Der Strom, der hier gehandelt wird, wird zum Großteil lokal erzeugt oder ich kann die Menge, die lokal erzeugt wird zum Beispiel auch durch Blockchain verifizieren. Zum anderen ist es netztechnisch ein sehr großer Vorteil, da ich Leute habe, die sich gut im Verteilnetz auskennen und ich dadurch Rücksicht auf die Netzinfrastruktur nehmen und wirklich steuern kann.

5. Q: Sie würden also sagen, einmal das lokale Handeln und die technische Seite wären die wesentlichen Vorteile von lokalen Märkten?
6. G: So sehe ich das. Man muss natürlich aufpassen, so ein lokaler Markt steht natürlich nicht für sich allein, den kann ja jeder machen. Auf die Idee kommt nicht nur unser Unternehmen. Der lokale Markt steht auch mit anderen Märkten in Konkurrenz, sei es mit anderen lokalen Märkten oder mit dem Großhandelsmarkt. Zum Beispiel könnten Unternehmen oder Entitäten, die bei uns auf dem lokalen Energiemarkt mitmachen, auch irgendwo anders ihre Energie vermarkten oder beziehen. Deswegen muss der Markt für die Leute, die mitmachen wollen, einen Vorteil bieten. Das geht zum einen erst einmal über Kosten, dann gibt es aber auch (unv.), gerade wenn ich an Unternehmen denke. Was wir uns zum Beispiel anschauen ist, dass wir in Zukunft ein entfernungsabhängiges Netzentgelt haben. Dass wir also nicht, wie heute üblich, unabhängig davon von wo ich meinen Strom beziehe die kompletten Netzentgelte für die gesamte Infrastruktur bezahle, sondern ich bezahle nur die Netzentgelte für die Infrastruktur, die ich auch in Anspruch nehme. Oder dass ich zum Beispiel ein Netzentgelt mache, das abhängig ist vom Netzzustand. Dass ich bestimmte elektrotechnische Größen auswerte und sage: Das Netz ist überhaupt nicht belastet, Netzentgelte sind dementsprechend niedrig oder wenn es kritisch wird ziehen die entsprechend an und Handelsagenten überlegen sich dann, ob sie ein bestimmtes Handelsgeschäft tätigen oder ob sie besser warten und dementsprechend auch das Netz entlasten.
7. Q: Sie hatten ja vorher schon einmal kurz erwähnt, dass Ihr Unternehmen in dem Projekt tätig ist und auch Ihr lokaler Netzbetreiber. Grundsätzlich kann man in lokalen Märkten davon ausgehen, dass ganz neue Akteure tätig sein könnten. Was stellen Sie sich vor, wer könnten die zentralen Akteure auf einem lokalen Markt sein? Also sowohl nachher endkundenseitig, aber auch angebotsseitig?
8. G: Erst einmal muss es jemanden geben, der den lokalen Markt betreibt. Da wird es auch ein Regelwerk geben, denke ich, das man einhalten muss, bestimmte technische Voraussetzungen müssen geschaffen werden. Für die Erzeugungsanlagen und Flexibilitäten, die man anschließen will, wird es technische Anschlussbedingungen geben, so etwas gibt es heute schon für PV-Anlagen und so etwas wird es auch für lokale Märkte geben. Da wird es irgendwen geben müssen,

der das ganze abwickelt. Auf der Erzeuger- und Verbraucherseite: Was heißt neue Entitäten, die Stromverbraucher und -erzeuger sind ja relativ klar.

9. Q: Es müssen keine Neuen sein, sondern einfach nur allgemein als Sammlung, wer die wesentlichen Hauptplayer sein könnten.
10. G: Die üblichen; KMUs, zum Beispiel Nahrungsmittel- und Verpackungsindustrie hier in der Region. Für die könnte so etwas Marketingtechnisch reizvoll sein, dass Sie zum Beispiel sagen könnten: Unsere Verpackung ist nicht nur aus recyceltem Papier hergestellt, sondern der Strom kam auch aus lokalen Erzeugungsanlagen. Was auch denkbar ist, dass man Schulen, Kindergärten und andere öffentliche Gebäude anschließt, wodurch dann zum Beispiel PV-Anlagenbetreiber den Schulen Strom schenken könnte, wobei man sagt, ich habe sowieso zu viel und die Erzeugung kostet mich fast nichts, also könnte ich denen auch etwas spenden. Was es natürlich geben wird, was schwierig sein wird, ist zum Beispiel die ganze Sache mit der Prognose. Da werden auch Player hinzukommen, die sich auf lokale Erzeugungsprognosen von PV-Anlagen spezialisieren, die sind aktuell noch sehr schlecht. Also anlagenscharf sowieso, wenn man sie aggregiert wird sie etwas besser aber wirklich gut ist sie nicht.
11. Q: Sie haben ja jetzt viele Ideen genannt, für solche Player. In welcher Rolle könnten Sie sich als Energieversorger hier vorstellen auf einem lokalen Energiemarkt?
12. G: Wir würden den natürlich gerne betreiben. Wir würden mehr oder weniger diese Betreiberrolle einnehmen, die Versorgerrolle ein Stück weit geringer werden, wenn die Entitäten untereinander handeln würden und nicht mehr so viel Strom von uns beziehen würden.
13. Q: Dann gehen wir mal zum Hauptthema: Denkbare Geschäftsmodelle für lokale Energiemärkte. Wir haben ja jetzt schon mehrfach über Ihr Projekt gesprochen; entwickeln Sie denn darin schon konkrete Geschäftsmodelle bzw. haben Sie sogar schon etwas im Angebot?
14. G: Im Angebot haben wir noch nichts. Als regionalen Strom haben wir einen Regional-Strom-Tarif, bei dem wir die Grünstromzertifikate mit unseren eigenen Wasserkraftwerken generieren, indem wir die aus der geförderten Vermarktung herausnehmen und sie in die sonstige Direktvermarktung geben, die dann Zertifikate für die Menge an Strom produzieren, die wir als Regional-Strom verkaufen. Dann haben wir Strom aus heimischer Wasserkraft. Soweit geht Regionalstrom aktuell noch. Es wird beispielsweise gerade ein Regionálnachweisregister vom Umweltbundesamt aufgabet. Das halte ich für weniger sinnvoll. Der Regionalstrom wird da über die Postleitzahl ermittelt, was dann für diese Region noch Regionalstrom ist.
15. Q: Davon habe ich noch nie gehört, klingt aber interessant.
16. G: Ich finde, da wird eine komplizierte Infrastruktur aufgebaut, in der eine zentrale Instanz solche Zertifikate ausstellt und entwertet; sehr kompliziert und auch sehr teuer. Der Launch wurde schon sehr oft verschoben. Für so etwas sehe ich eben Blockchain als guten Use Case an, das kann

man damit viel schlanker, schneller und effizienter machen. Ich denke, diese Grünstromzertifizierung ist schon ein großer Punkt. Gerade bei uns wird der Konsum bewusster. Hier gibt es eine regionale Supermarktkette mit einem *von-Hier*-Produkt und so stellen wir uns das auch für unseren Strom vor, dass wir sagen, der Strom verliert langsam seine Eigenschaft als homogenes Gut. Wenn ich ihn mit der Zertifizierung, die ich über Blockchain ganz gut hinbekomme, mit immer mehr Merkmalen versehen kann, die den Strom dann wirklich unterscheidbar macht. Die einzelnen Kilowattstunden werden wirklich voneinander unterscheidbar, also die eine wurde zum Zeitpunkt an einem Ort produziert, wenn der Zeitpunkt vielleicht wichtig wird, wenn der Netzzustand noch mitbeachtet wird. Wo kommt sie her, wer hat sie produziert und so weiter. Das schafft man mit Blockchain sehr gut und auf so einem lokalen Energiemarkt ist das eben eines dieser Unterscheidungsmerkmale, das ich zu anderen Märkte habe, gerade in Richtung Börse. Da kann ich keinen regionalen Strom einkaufen, das wird nie funktionieren. Aber das kann ich [auf dem lokalen Markt] machen und das Marketingtechnisch zu verwenden ist für die Firmen sicherlich reizvoll, solange eben der Preis für diesen Lokalstrom auch stimmt. Und wir haben ein zweites Modell, das wir uns anschauen, dass wir über die Netzentgelte gehen. Das ist natürlich unter den aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen noch Zukunft, aber es macht natürlich Sinn zu sagen: Wenn ich nachbarschaftlich meinen Strom handle über die Straße hinweg. Das Modell kann nicht funktionieren, wenn ich dann 50% Steuern und Netzentgelte und Sonstiges habe. Da muss es einen Anreiz geben, dass lokale Erzeugung auch lokal verbraucht wird. Wenn ich dafür dann die vollen Netzentgelte bezahlen muss, wird das nicht funktionieren. Wenn ich aber über Blockchain nachweisen kann, dass zwei Personen tatsächlich miteinander ein Geschäft abgeschlossen haben und der Strom physisch höchstwahrscheinlich auch so geflossen sein wird - messen können wir das nicht, aber es wird höchstwahrscheinlich so sein, wenn wir nach der Physik gehen - warum sollen die die vollen Netzentgelte bezahlen. Die sollten unserer Meinung nach dann eben belohnt werden, dass sie den Verteilnetzbetreiber dabei entlasten, sich um die Strommenge zu kümmern, die er sonst hätte in seinem Netz unterbringen müssen. Das ist schon auch ein Geschäftsmodell. Wir sehen uns dann eben als Betreiber dieser Plattform, die wir zum Beispiel über eine Handelsgebühr oder eine Monatsgebühr finanzieren. Wir nehmen dem einzelnen Teilnehmer auch Risiken ab, wir garantieren ihm beispielsweise auch einen Preis oder halten die Versorgungssicherheit. Was es sicher auch geben wird, ist mit den ganzen Daten, die man hat, daraus auch einen Mehrwert zu schaffen, wie auch immer der aussehen wird.

17. Q: Wenn Sie jetzt beispielsweise Betreiber einer solchen Plattform wären, dahinter würde ja sicher irgendein Geschäftsmodell stehen. Wären Ihre Interessen und Ihr Nutzen, den Sie daraus ziehen möchten rein monetär, oder denken Sie, dass Sie als Betreiber einer solchen Plattform noch weitere Nutzenvorstellungen hätten?
18. G: Natürlich monetär, wenn man über den Customer Lifetime Value geht. Wir wollen natürlich schon, dass wir mit einer Plattform möglichst jeden Player in der Region an uns binden. Viele Unternehmen mit hohem Stromverbrauch haben sich teilweise schon selber zusammengeschlossen

und haben einen eigenen Zugang zur Strombörse oder ähnlichem. Aber gerade für kleines Gewerbe bis ich sage mal 100.000kWh, da machen die Stromkosten natürlich auch viel aus, die haben aber aktuell keine Werkzeuge das vernünftig zu managen. Die haben einen Stromtarif und können sonst nicht viel machen. Für die ist so etwas spannend, wenn es günstiger wird und sie es für ihr Marketing verwenden können. Wir wollen uns natürlich stark positionieren als der regionale Energieversorger. Wir haben derzeit schon einen relativ großen Marktanteil. Was bei uns nicht der Fall ist, dass wir viele Kunden zurückgewinnen, was schon ein Problem ist. Das sind zwar nicht viele, aber vielleicht werden es noch mehr. Da wollen wir auch etwas unternehmen. Gleichzeitig, wie ich auch gesagt hatte, ist es sicherlich auch ein Nutzen für die Produzenten, wenn Sie dann nach der EEG-Zeit, wenn also die [Förderung] ausläuft. Spätesten ab 2020 geht es mit den EEG-Anlagen los, ab 2025 geht es dann so richtig los was da an [geförderter] Erzeugung ausläuft. Die wollen auch ihren Strom loswerden. Damals hat man die Anlagen so groß gebaut wie es ging, es waren alles volleinspeisende Anlagen. Heute macht man es eher so, dass man hauptsächlich den Eigenbedarf decken kann. Die Anlagen funktionieren zum größten Teil noch. Was man machen kann ist, dass man denen zum Beispiel ein Product-Bundle anbieten kann mit Repowering und Teilnahme bei uns am lokalen Energiemarkt. Dann bekommen sie eine neue Anlage oder die Module werden ausgetauscht und sie können gleichzeitig ihren zu viel produzierten Strom vermarkten, den sie sonst hätten abgeben müssen oder sie können ihn zum Beispiel über unsere Plattform an den Kindergarten. Das ist natürlich auch für die interessant, die merken, dass die 20 Jahre vorüber sind.

19. Q: Wenn ich es mal zusammenfassen darf: Die möglichen Zielgruppen dieser Plattform wären dann: Unternehmen, KMUs, Gewerbe, Post-EEG-Anlagen-Besitzer. Denken Sie, Sie hätten noch weitere Zielgruppen, oder wären es nur solche die viel konsumieren oder produzieren oder wären Ihre Zielgruppen sämtliche Haushalte, wie wäre da Ihre Vision, was die Zielgruppen der Plattform angeht?
20. G: Was wir am lokalen Markt für ein Problem haben werden oder was insgesamt das Problem lokaler Märkte ist: Man hat im Vergleich zu konventionellen Großhandelsmärkten eine relativ geringe Liquidität im Markt. Deshalb muss es das Ziel sein, so viel Liquidität wie möglich in den Markt zu bringen. Das schafft man natürlich, indem man möglichst viele Erzeuger und Verbraucher im Markt hat. Ich denke, ein lokaler Energiemarkt mit Gewerbe und KMUs macht wenig Sinn. Es müssten so viele wie möglich im Markt sein, eigentlich sollte jeder Kunde von uns, wenn möglich, Zugang zu dem Markt bekommen und ihn nutzen. Dann hat man die Liquidität drin, die ich brauche, um auch gegenüber den anderen Märkten konkurrenzfähig zu sein. Nichts macht weniger Spaß, als in einem Markt zu handeln, in dem nichts vorwärts geht. Da werden sich die Teilnehmer relativ schnell verabschieden, wenn sie merken, dass sie dort ihre Mengen nicht loswerden oder beschaffen können. Deswegen sollten wir schauen, dass wir so viele wie möglich in den Markt hineinbekommen.

21. Q: Denken Sie, es könnte dann auch, ich nenne sie mal "übergeordnete Player" geben, die sich zum Beispiel Backup-Energie einkaufen, wie beispielsweise Netzbetreiber, Bilanzkreisverantwortliche oder sogar Übertragungsnetzbetreiber, je nachdem wie das Marktdesign aussieht. Denken Sie, die könnten auch direkt auf so einer Plattform handeln oder würde das über andere Mechanismen laufen?
22. G: Also Netzbetreiber eher weniger. Was wir im Projekt machen, was denke ich auch eine elegante Lösung ist, dass wir das über unser Virtuelles Kraftwerk machen. So ein Virtuelles Kraftwerk ist ja eine Leitwarte, in der verschiedenen technische Einheiten eingebunden sind. Die lokale Stromhandelsplattform als Ganzes hat auch einen Saldo. Da ist jetzt wie bereits gesagt diese Prognose wichtig, die aktuell noch relativ schlecht ist. Da hilft es auch, wenn mehr Teilnehmer dabei sind. Dadurch gibt es Durchmischungseffekte, dann werden die Prognosen besser. Hier spricht es auch noch einmal dafür, dass es so viele Teilnehmer wie möglich sein sollten. Dann haben wir die Idee, dass wir die lokale Stromhandelsplattform als eine technische Einheit an unser Virtuelles Kraftwerk anknüpfen. Das virtuelle Kraftwerk dient dann als Ventil, den Saldo des lokalen Marktes auszugleichen. Das ist noch neu, das Virtuelle Kraftwerk kann noch nicht mit den angebotenen technischen Einheiten direkt handeln. Oder dass wir dann über das Virtuelle Kraftwerk als letzten Ausweg an die Strombörse gehen und dort den Saldo ausgleichen.
23. Q: Das muss man optimieren, ob man lokal oder an der Großhandelsbörse handelt, richtig?
24. G: Es ist halt relativ schwierig. Was wir aktuell mit dem Virtuellen Kraftwerk machen, das es aus einem Pumpspeicherkraftwerk besteht, dass wir die besten 15-Minuten an der Strombörse auswählen. Wir optimieren also nicht nach Erlös oder prognostizieren keine Preisverlaufskurve, sondern sagen nur, da wird der Preis am besten sein und machen dementsprechend unsere Schleusen auf. Und so könnte ich mir das auch für unsere lokale Stromhandelsplattform vorstellen. Dass wir also sagen, wir haben unseren lokalen Markt und in der einen Situation werden wir vermutlich einen positiven und der anderen einen negativen Saldo haben. Die Größe wird glaube ich nicht so stark variieren, daher kann ich mir vorstellen, dass man eben danach optimiert.
25. Q: Ich würde ich jetzt noch die Kosten und Erlösseite ansprechen eines solchen Geschäftsmodells. Was sehen Sie denn sowohl in der Entwicklung als auch im Betrieb als die wesentlichen Kostentreiber für das Geschäftsmodell, also im Wesentlichen für die Plattform? Welche Treiber sind nachher diejenigen, die die größten Kosten verursachen?
26. G: Eine technische Anbindung der ganzen Entitäten wird etwas kosten. Wenn wir zum Beispiel davon ausgehen, wie ich das anfangs beschrieben habe, dass wir möglichst viele Teilnehmer auf der Plattform haben wollen und darunter auch Haushalte sind, dann braucht jeder Haushalt eine Kommunikationseinheit, die mit dem lokalen Markt interagieren kann. Bestenfalls ist das ein Kommunikationsmodul, das ich auf einen vorhandenen Smart-Meter aufstecke und mit dem ich eine Schnittstelle anspreche. Aber auf jeden Fall wird es Hardwarekosten geben, das wird sich

kaum vermeiden lassen. Und der Datenschutz ist da auch noch fragwürdig. Pro Anschluss werden auf jeden Fall Hardware-Kosten anfallen. [Die Plattform] zu entwickeln ist auch kostenintensiv. Die Software-Entwicklung wird, wenn man etwas mit Blockchain machen will, nochmal teurer, das muss man auch bedenken. Der Betrieb der Plattform, Wartung, Updates, Device-Management, Back-End etc.

27. Q: Also klassische Software-Kosten im Endeffekt, richtig?
28. G: Das sind klassische Software-Kosten und Betriebskosten, die auf einen zukommen. Es ist die Mischung denke ich. Am Anfang werden es die Hardware-Kosten sein und danach die laufenden Betriebskosten für die Software, die ich auch entwickeln muss.
29. Q: Wenn wir auf die andere Seite schauen, was denken Sie, würde die Umsätze am ehesten treiben, also was wäre die entscheidende Variable für Umsätze, also beispielsweise angeschlossene Entitäten, Anzahl Transaktionen oder auch Energiemengen, da kann man sich verschiedene Sachen vorstellen. Was denken Sie, wäre hier für der Treiber für die Erlöse?
30. G: Auf der Erzeugerseite ist es die angeschlossene Leistung, die wichtig wäre, um immer mehr Leistung in den Markt reinzubringen. Auf der anderen Seite die angeschlossenen Verbraucher. Je mehr da sind, desto besser wird es. Dann muss man sich zum Beispiel überlegen, wie man das bepreisen will, ob man über eine Handelsgebühr, die pro Geschäft fällig wird geht, oder über einen Pauschalbetrag, der pro Teilnehmer fällig ist.
31. Q: Das sind ja dann im Prinzip Themen des Erlösmodells, wie die erwirtschaftet werden. So eine Richtung ist schon einmal ganz gut.
32. G: Wie gesagt, ich denke je mehr Liquidität man im Markt hat, desto besser steht man auch als Plattformbetreiber da und kann sich refinanzieren. Ich denke, das ist das Entscheidende bei einer lokalen Stromhandelsplattform.
33. Q: Haben Sie den Leitfaden gerade zufällig vorliegen?
34. G: Ja.
35. Q: Bei Frage 3.1.5 habe ich vier Kategorien genannt, ich würde gleich zu jeder Kategorie kurz einen Satz sagen und vielleicht können Sie versuchen und schauen, ob Sie Ihre Geschäftsmodell-Idee, die Plattform, dort einordnen könnten? Wenn es mehrere Kategorien wären, können Sie mehrere nennen, wenn es keine gibt, dann können sie das auch sagen. Und zwar: Peer-to-Peer Energiehandel wäre im Prinzip nur der virtuelle Handel von Energiemengen zwischen Akteuren, also zum Beispiel zwischen Haushalten und Unternehmen ohne Berücksichtigung von Netzebenen oder Schaltungen. Infrastruktur meint, dass irgendeine Art von Infrastruktur bereitgestellt wird, also die physische/technische Sicht. Aggregation meint, dass Aggregation als Schlüsselaktivität des Geschäftsmodells durchgeführt wird, egal ob sie erzeugungs- oder lastseitig erfolgt. Energie-Services oder Produkte meint, dass sehr viele weitere denkbare Energie-Services

oder Produkte angeboten werden, also sei es Smart-Home, Elektroauto-Lademanagement oder weiteres. Denken Sie, Sie könnten sich da wieder finden in einer oder mehrerer Kategorien oder wären sie unpassend?

36. G: Also die Erste gibt mir zu Bedenken, weil ich denke, was wir in unserem Projekt nicht machen werden, ist, dass es einen unstrukturierten Peer-to-Peer Handel geben wird. Also auf unserer Plattform wird es schon eine Art von Auktion geben, was es dann auch immer für eine Auktion ist. Das können Preis-Mengen-Gebote sein, oder nur Mengengebote oder etwas dazwischen. Aber der reine Peer-to-Peer Handel, das glaube ich nicht, weil das einfach zu unstrukturiert und nicht besonders effizient ist. Was nicht heißt, dass der eine Nachbar mit dem anderen Nachbar Geschäfte abschließen kann. Nur wie sie zustande kommen, das wollen wir organisieren und nicht dem Zufall überlassen, wie es bei Peer-to-Peer erst einmal der Fall ist. Deswegen würde ich das Peer-to-Peer ausklammern. Nur Energiehandel: Klar, bei uns wird untereinander gehandelt und wir stellen dafür den Marktmechanismus und den Markt bereit. Wir stellen auch Infrastruktur bereit, die Edge-Devices oder das Embedded System, wie man es auch nennt, würde von uns kommen. Wir haben auch bei uns im Unternehmen einen wettbewerblichen Messstellenbetreiber, deshalb ist da auch der Weg nicht so weit für uns. Und die Aggregation, klar, vor allem Anderen. Ziel muss sein, möglichst viel Liquidität in den Markt zu bringen und das bekommt man nur über so etwas hin. Zu (d), [Energie-Services und -Produkte]: Passt auch; also bei der E-Mobilität habe ich auch Effekte, die sich auf das Netz auswirken, zum Beispiel der Coming-Home-Effekt: Jeder kommt von der Arbeit nach Hause und steckt sein Auto an die Steckdose an, dann wird der Transformator überlastet und das Netz bricht zusammen. Das ist zwar kein Kernthema unserer Plattform, aber das lässt man natürlich nie komplett außer Acht. Daraus Produkte und Produkt-Bundels zu bauen, ist denke ich nicht mehr die große Kunst. Also beispielsweise die Teilnahme am Strommarkt und dann gibt es noch einen Ladepunkt umsonst und den Zähler dazu.
37. Q: Klar, da ist natürlich eigentlich vorstellbar, deshalb ist diese Kategorie eben auch sehr offen gefasst. Wir hatten zwischendurch ein paar Schwierigkeiten und Barrieren für solche Geschäftsmodelle angesprochen. Was sehen Sie denn als die größten Schwierigkeiten für die Durchsetzung eines solchen Geschäftsmodells an?
38. G: Ich denke technisch funktioniert das früher oder später. Derzeit noch nicht, zumindest nicht bei uns. Aber wir sind dabei das zu lösen, welches Marktdesign wir haben möchten, welche Produkte wir handeln wollen, welche Mechanismen, welche System, wie kommuniziert wird, etc. Die ganze technische Seite ist eine Engineering Aufgabe, die wird sich früher oder später lösen lassen. Dann haben wir den Proof-of-Concept: Technisch funktioniert es früher oder später. Dann ist es vor allen Dingen noch eine regulatorische Herausforderung. Wenn man in das EnWG schaut, ist beispielsweise geregelt, dass man nicht so einfach anderen Leuten Strom verkaufen darf, bzw. wenn man das machen will, muss man ein Energieversorgungsunternehmen gründen, man muss seinen Bilanzkreis managen und beispielsweise Rechnungen schreiben. Es ist aktuell nicht so einfach, dass Nachbarn untereinander Strom handeln. Da muss man eine Regelung

finden, dass zum Beispiel der normale PV-Anlagenbesitzer pro Jahr, ohne dass er diese ganzen Prozesse erfüllen muss, 10MWh Strom verkaufen darf. Die Netzentgelte sind natürlich auch komplett starr. Die werden pro Kilowattstunde fällig und zu organisieren, dass der Netzbetreiber die Entfernung der beiden Teilnehmer, die die Kilowattstunde gehandelt haben, berücksichtigt, ist noch ein weiter Weg. Ich weiß auch noch nicht, wie man das am besten lösen kann. Man muss es dem Regulierer vorrechnen: Die Leute sparen sich Netzentgelte und werden entlastet, was volkswirtschaftlich gut ist und ich muss dann beweisen, dass der Ausfall der Netzentgelte sich durch einen verringerten Netzausbaubedarf rechtfertigt. Das muss sich dann gegenrechnen: Die Netzentgelte fallen aus, ich muss aber trotzdem mein Netz bauen. Das kann man nur machen, wenn man stichhaltig sagen kann: Durch den Mechanismus wird das Netz so effizient genutzt, wie es vorher nicht genutzt wurde und dadurch werden Kosten gespart. Es gibt auch noch andere Projekte, die sich mit ähnlichen Sachen wie wir beschäftigen und ich denke, wenn die verschiedenen Projekte auf dieselben Ergebnisse kommen und empfehlen, dass bestimmte Regeln geändert werden, dann lässt sich etwas bewegen, ganz umsonst schreibt das BMWi solche Projekte ja nicht aus. Dass wir uns mit unseren Projekten da aktuell aus einem rechtlichen Rahmen heraus bewegen, ist ja auch klar, sonst bräuchten wir gar nicht anfangen.

39. Q: Ich bin jetzt mit meinen wichtigen Fragen durch.

Interview H

| | |
|---------------------------------|--|
| Date of interview | 17.07.2018 |
| Date of transcript | 18.07.2018 |
| Communication channel | Phone |
| Profession of interview partner | Product Developer |
| Company field | IT Service Provider for Energy Companies |
| Interview duration | 32.5 min. |
| Remarks | - |

(Q = Interviewer, H = Interviewee)

1. Q: Starten wir kurz damit, dass Sie Ihren Bildungshintergrund nennen, Ihre Position in Ihrem Unternehmen und die Branche Ihres Unternehmens?
2. H: Bildungshintergrund ist ein Masterabschluss in Wirtschaftsingenieurwesen, vor allem mit dem Schwerpunkt Energiewirtschaft und Energietechnik, sowie Data Science. Jetzt bin ich bei einem IT-Dienstleister tätig, der eine Ausgründung einer Forschungseinrichtung ist. Die Branche ist Software-Dienstleister mit Schwerpunkt Versorger oder Energieversorgung.
3. Q: Ich habe mich vor dem Interview auf Ihrer Website informiert, was Sie für Produkte und Services anbieten. Zum Teil geht es in Richtung lokale Energiemärkte/Peer-to-Peer Trading, wenn ich das richtig verstanden habe.
4. H: Genau.
5. Q: Könnten Sie daher kurz aus Ihrer Sicht erklären, wie Sie lokale Energiemärkte bzw. Peer-to-Peer Trading verstehen und definieren würden?
6. H: Für mich sind lokale Energiemärkte bzw. der Begriff lokale Energiemärkte im Wesentlichen erst einmal Märkte, an denen nicht nur Strom, sondern gegebenenfalls auch Wärme gehandelt werden kann oder im ersten Schritt erst einmal ausgetauscht werden kann. Das Adjektiv lokal würde ich definieren als in der Hierarchie unter regional stehend. Dann ist vielleicht zum Beispiel ein Verteilnetz ein lokaler Energiemarkt und da wird es sehr spannend, wo die Grenze zu einem regionalen Energiemarkt wäre und wie groß der [regionale Markt] sein könnte. In meiner persönlichen Definition ist ein lokaler Energiemarkt aber etwas sehr begrenztes, über einem Quartier stehend aber nicht oberhalb einer Stadt oder beispielsweise nur die Randbezirke.
7. Q: Peer-to-Peer ist ein Konzept bzw. eine Idee eines lokalen Energiemarktes, das meint, dass direkt untereinander Energie gehandelt wird, dass es also zum Beispiel keinen zentralen Akteur mehr geben muss, wie die Großhandelsbörse oder Versorger.

8. H: Im ersten Schritt würde ich aber nicht Energiehandel sagen, da das schon Preise impliziert. Es kann auch erst einmal nur der reine Energieaustausch untereinander sein. Welche Geschäftslogik und welches IT-System man darauf aufbaut, ist für mich bei dem Begriff lokaler Energiemarkt erst einmal offen.
9. Q: Die Erfahrung habe ich auch bei anderen Interviews gemacht, dass es eben unterschiedlichste Definitionen gibt, daher sind die Auffassungen lokaler Energiemärkte sehr verschieden. Grundsätzlich kann man davon ausgehen, dass es neue Akteure und Stakeholder geben wird oder auch neue Rollen. In welcher Rolle könnten Sie Ihr Unternehmen auch einem lokalen Energiemarkt sehen?
10. H: Wir sehen uns in erster Linie oder zumindest mittelfristig als reines Software-Haus, Dienstleister und Hersteller, um einem Energieversorger von heute die Möglichkeit zu geben, zu einem Plattform-Betreiber zu werden. Wir stellen B2B-Software her, damit die Akteure, die heute zentrale Akteure in der Energiewirtschaft sind - nämlich die Energieversorger - in Zukunft ein anderes Geschäftsmodell verfolgen können. Also nicht mehr den Verkauf von Kilowattstunden, sondern den Betrieb einer Plattform. Das impliziert auch, dass ein gewisser Teil der Wertschöpfung, die dort entsteht monetär an uns weitergereicht wird, da wir auch Teil dieser Wertschöpfung sind. Der Energieversorger trägt dazu bei, dass dieses System stabil bleibt, besorgt gegebenenfalls Reststrommengen. Er betreibt also auch Wertschöpfung und sichert den Betrieb [der Plattform] und das soll auch vergütet werden.
11. Q: Denken Sie auf einem solchen lokalen Energiemarkt würde sich die Zusammensetzung der Stakeholder wesentlich ändern, also denken Sie es gibt aktuelle Stakeholder die austreten könnten bzw. neue Stakeholder, die eintreten könnten in einen lokalen Energiemarkt, oder denken Sie, dass die Rollen weitestgehend gleich bleiben?
12. H: Ich glaube, die Rollen werden sich verändern, das braucht bestimmt auch noch Zeit. Aber die Akteure hinter den Rollen bleiben größtenteils erst einmal erhalten. Also personell gemeint: Es gibt Energieversorger A und B, die werden von heute auf morgen nicht verschwinden, die werden eher ihr Geschäftsmodell umstellen. Vielleicht auch durch die Digitalisierung Personal abbauen und nicht mehr so groß sein wie bisher, da bestimmte Abteilungen wegfallen. Aber dass die Akteure erst einmal erhalten bleiben, glaube ich schon. Ganz langfristig gesehen, das hängt stark von der Politik und der Regulierung im Energiebereich ab, kann es sein, dass auch ganze Rollen wegfallen, weil man feststellt, dass man eine Rolle nicht mehr benötigt, weil die Wertschöpfungsstufe digitalisiert wird oder man die Rolle aus anderen Gründen nicht mehr braucht. Dann kann ich mir vorstellen, dass langfristig auch Akteure wegfallen.
13. Q: Um jetzt noch einmal eine Ebene tiefer zu gehen in den Nutzen oder die Vorteile von lokalen Energiemärkten: Erst einmal allgemein, nicht für Endkunden oder Unternehmen speziell, sondern durch die Tatsache, dass lokale Energiemärkte existieren: Was sehen Sie allein durch die Existenz von lokalen Energiemärkten als möglichen Nutzen für das System, sei es volkswirtschaftlich, technisch oder ökonomisch, also ganz allgemein?

14. H: Das ist glaube ich eine der entscheidensten und schwierigsten Frage. Entsprechend komplex kann die Antwort werden. Ich habe da viele Gedanken dazu, ich umreiße einige dazu kurz: Wenn man lokale Energiemärkte so definiert wie vorher, dass sie sich nur auf ein Verteilnetz beziehen, dann ist im Grunde die große Vision: Durch intelligente Verteilnetze und den weiteren Ausbau von dezentralen Energiesystemen, unsere Wirtschaft in Deutschland schneller, gesellschaftlich unterstützt und politisch besser durchsetzbar zu dekarbonisieren. Das ist das große Ziel. Ein Stück weit ist die Idee [eines lokalen Marktes] gegenläufig zu einem zentralen Ansatz, bei dem man glaubt durch große Projekte, zum Beispiel Offshore Windparks, einen substantiellen Beitrag zur Energiewende zu leisten, dafür sind dann andere Sachen notwendig, wie zum Beispiel Netzausbau. Ich denke in diesem Spannungsfeld bewegt sich die Diskussion immer. Ich denke nicht, dass es in Zukunft nur das eine oder nur das Andere geben wird. Ich glaube aber, dass der dezentrale Ansatz eine bedeutende Rolle in einem zukünftigen System spielen kann und dass es auch volkswirtschaftlich und ökonomisch sinnvoll ist diesen Weg zu gehen und durch Digitalisierung das Netz schlauer zu machen und es nicht direkt auszubauen.
15. Q: Dann gehen wir in mein Hauptthema über: Mögliche Geschäftsmodelle oder Geschäftsmodell-Ideen/Ansätze für lokale Energiemärkte. Wenn ich es richtig verstanden habe, bieten Sie Ihre Services und Produkte bereits Energieversorgern an, richtig?
16. H: Die bieten wir an, befinden sich aber noch in der Entwicklungsphase, insbesondere unser Produkt im Bereich dezentrale Steuerung und Handel, also mehr oder weniger das Herz der ganzen Sache. Um es im regulatorischen Rahmen zum Einsatz zu bringen, braucht es aber noch viel mehr, da haben wir intensive Entwicklungsarbeiten, machen Pilotprojekte und Feldtests. Dafür werden wir vergütet, hat aber noch einen gewissen Pioniercharakter.
17. Q: Verfolgen Sie mit solchen Produkten und Ansätzen rein monetäre, also profitgetriebene Interessen, oder können Sie sich vorstellen, dass Sie für sich als Unternehmen auch noch weiteren Nutzen generieren könnten, dadurch dass Sie Produkte anbieten, also zum Beispiel Daten sammeln?
18. H: Daten zu sammeln, um dann verbesserte Dienstleistungen anzubieten, davon hat der Endkunde auch etwas, wenn es am Ende wirklich eine verbesserte Dienstleistung ist. Letztlich steckt dahinter auch der Profitgedanke. Wir sind ein Unternehmen, wir wollen und müssen Geld verdienen und Gewinn machen, um auch in der Zukunft noch als Unternehmen zu bestehen. Es ist nicht die Haupttriebfeder unseres Teams möglichst viel Profit zu machen. Das ist, denke ich, auch das falsche Geschäftsfeld. Es ist ein innovatives [Gebiet], bewegt sich aber in einem sehr regulierten und komplexen Marktumfeld, insofern ist es aus der rein betriebswirtschaftlichen Sicht keine attraktive Cash-Cow. Aber es gibt viele Cash-Cows, die denkbar sind, um in so einer Transformationsphase zum Ziel zu kommen und die lässt man gegebenenfalls auch nicht liegen, um die Vision zu realisieren. Insofern die Antwort: Wir brauchen Profit, wir haben ein Gewinnbestreben, aber die Haupttriebfeder ist die Vision zu verfolgen und umzusetzen, dass dezentrale Energiesysteme verknüpft mit IT einen Mehrwert für die Energiewende leisten können.

19. Q: Wenn ich es richtig verstanden habe, vertreiben Sie Ihre Plattform an Energieversorger, stimmt das?
20. H: Genau, Energieversorger von heute sagen wir immer, und auch an Energieversorger von morgen. Das heißt, da müsste man sich die Branche genau anschauen, da sie auch stark in Bewegung ist, weil zum Beispiel viele neue Nebenakteure in den Markt kommen. Beispielsweise die Automobilhersteller durch die Sektorenkopplung, ausgelöst durch Elektromobilität, fangen auch an sich für solche Themen zu interessieren. Insofern ist es bisher nur der klassische Energieversorger von heute.
21. Q: Aber Sie vertreiben nichts direkt an Haushaltskunden?
22. H: Nein, das machen wir nicht. Mittelfristig ist das auch nicht unser Bestreben, kann aber irgendwann Relevanz bekommen, wenn wir beispielsweise genug Wissen aufgebaut haben, was ein Energieversorger machen muss, welche Pflichten er zu erfüllen hat. Dann könnte man sich vorstellen: Warum machen wir es nicht einfach selbst (unv.; Verbindungsprobleme).
23. Q: Wenn Sie es dann beispielsweise an Energieversorger oder andere privatwirtschaftliche Unternehmen vertreiben, muss es ja monetarisiert werden. Gibt es da schon Ideen, also soll es beispielsweise Zugangsgebühren geben oder pro gehandelter Kilowattstunde - wenn diese Frage nicht zu vertraulich ist?
24. H: Im Detail kann ich darauf nicht antworten, ich kann aber ein bisschen etwas dazu sagen: Wir sind uns, wie auch die Wissenschaft, noch nicht ganz sicher, ob es wirklich sinnvoll ist, die Kilowattstunde der Erneuerbaren Energien als die Größe und das Maß zu benennen, die bepreist wird oder ob es nicht andere Größen gibt oder eine Mischform aus verschiedenen Größen geben sollte. Da sind wir uns auch noch nicht einig. Es wird ein Modell sein, dass pro gehandelter Einheit ein Anteil an den Plattformbetreiber geht und dann auch an uns als Dienstleister. Zusätzlich gibt es dann noch irgendeine Grundgebühr, die die Einrichtungs- und Installationskosten abdeckt.
25. Q: Einrichtungskosten sind ein gutes Stichwort - die Auffassung der Kosten der Geschäftsmodelle ist häufig unterschiedlich. Was stellen Sie sich vor, sind kurz- und mittelfristig die größten Kostentreiber in Ihre Geschäftsmodell; sind es beispielsweise reine Entwicklungskosten oder Marketingkosten oder ähnliches?
26. H: Wenn wir bei dem Szenario bleiben, dass wir reiner Software-Hersteller und -Dienstleister bleiben, sind es sowohl kurz- als auch mittelfristig einfach die Personalkosten, bei Softwareunternehmen ist das einfach der größte Punkt in der Bilanz. Ansonsten ist man relativ günstig unterwegs, auch für die Serverinfrastrukturen und ähnliches fallen keine Unsummen an. Ist es auch interessant, was unser Kunde für Hauptkosten hat?
27. Q: Ist auf jeden Fall auch interessant, da ich sämtliche Stakeholder anschau.
28. H: Also klar, er hat Mehrkosten durch das intelligente Netzsystem, was sowieso politisch schon gewollt ist, dass es Haushalte bekommen werden. Wir denken auch, dass die Schwelle immer

weiter tiefer wird, dass auch Haushalte mit unter 6000kWh Jahresverbrauch [einen Smart-Meter-Gateway Anschluss] bekommen werden, wenn die Produktion von Smart-Meter-Gateways wirklich angefangen hat. Das braucht bestimmt noch ein bisschen, aber es wird dorthin gehen. Ein typischer Spruch und etwas plakativ, aber zutreffend, ist: Wenn man zurückschaut in die Zeit, in der Strom noch etwas komplett Neues war und die Leute davor Angst hatten, hätte man auch, wenn man die Leute gefragt hätte, nie daran geglaubt, dass jeder irgendwann einen Zähler bei sich im Keller hängen hat. Heute hängen sie nun mal bei jedem im Keller. So etwas wird auch irgendwann mit einem DSL-Router im Zählerschrank und mit einem kleinen Computer, der intelligente Sachen macht, der Fall sein. Vielleicht nicht bei allen Haushalten aber zunehmend bei vielen Haushalten.

29. Q: Als wir vorher kurz bei den Erlösen waren, haben Sie angedeutet, es könnte eine transaktionsbezogene Gebühr geben. Gerade auf einem lokalen Markt sind die Umsatztreiber entsprechend begrenzt. Die Umsatztreiber sind für Sie, wir vorher angedeutet, dann nicht mehr die Kilowattstunde, könnten es dann beispielweise die angeschlossenen Haushalte sein, oder was stellen Sie sich vor, ist die Variable, die die Umsätze am meisten antreiben könnte?
30. H: Hier müssen wir wieder zwischen den Szenarien unterscheiden. Für uns als Softwarehaus kann ich das grob umreißen: Wir verdienen letztlich an der Inbetriebnahme des Systems, das deckt die Kosten inklusive einer kleinen Marge. Dann gibt es je nach Projektvolumen eine Jahresgebühr oder -lizenz, die verrichtet werden muss, das hängt von verschiedenen Faktoren ab. Wenn wir uns einen Energieversorger anschauen, wird er im ersten Schritt an der gehandelten Kilowattstunde prozentual mitverdienen, da es am einfachsten ist. Es ist aber ein spannendes Thema, ob dieses Pricing wirklich das effizienteste für den Markt ist oder ob es etwas Anderes gibt. Da kann man der Kreativität freien Lauf lassen, es gibt schon verschiedene Ansätze, dass man zum Beispiel die Transaktion bepreist. Man könnte auch ein Mischmodell machen, zum Beispiel aus bereitgestellter Energie und vorgehaltener Leistung, also ähnlich wie beim Regelleistungs-Markt.
31. Q: Was denken Sie wäre für die Energieversorger der Antrieb, Ihre Plattform zu nutzen und sie für einen lokalen Markt zu implementieren, was würden die sich für einen Nutzen daraus ziehen?
32. H: Darauf würde ich in zwei Teilen antworten. Die intrinsische Motivation ist für viele Energieversorger, dass das alte Geschäftsmodell nicht mehr so gut funktioniert oder dass die Welt und die Gesellschaft sich verändern. Energieversorger, die sich immer stark über ihre Marke definiert haben, definieren sich beispielsweise stärker über ökologie, Bürgeroffenheit und Mitbestimmung/Mitbeteiligung von Bürgern an dem Thema Energie und Energiewende. Da ist eine Marke sehr stark und kann auch sehr viele Kunden schaffen, kann aber auch ihre Strahlkraft verlieren. Da sind viele Energieversorger, denke ich, auf der Suche, wie sie in Zukunft noch neue Kunden gewinnen können. Insbesondere wie man auch mit der Generation-Y umgeht, was Energieversorger dieser jungen Generation bieten muss, wie die jungen Menschen denken und was sie wollen. Das ist das Intrinsische. Das Extrinsische ist, dass sie einfach in den seltensten Fällen

komplett Durchdigitalisiert sind und dass sie Angst haben, dass sie nicht mithalten können durch Andere verdrängt werden.

33. Q: Haben Sie den Leitfaden gerade vorliegen?

34. H: Ja.

35. Q: Bei Frage 3.1.5 habe ich vier Kategorien genannt. Ich sage zu jeder Kategorie einen kurzen Satz. Dann können Sie versuchen oder vermuten, in welche Kategorie Sie sich einordnen könnten mit Ihrem Geschäftsmodell. Wenn es nicht funktioniert oder Sie sich in Mehrere einordnen können, ist das auch möglich. Und zwar: Peer-to-Peer Handel wäre der rein virtuelle Handel zwischen verschiedenen Akteuren, also beispielweise Haushalte zwischen Haushalten oder Unternehmen, wobei einfach nur der virtuelle Handel stattfindet, es gibt noch keine Rücksichtnahmen auf physischen Schaltungen oder Infrastruktur. Diese würde in der zweiten Kategorie kommen, dass in irgendeiner Art und Weise physische Infrastruktur bereitgestellt wird, also sei es ein Netz oder Smart-Meter oder andere physische Elemente. Die dritte Kategorie Aggregation meint, dass die Aggregation eine der Schlüsseltätigkeiten des Geschäftsmodells ist, egal ob sie last- oder erzeugungsseitig erfolgt. Die vierte Kategorie Energie-Services und -Produkte meint, dass es weitere denkbare Value-Added Services oder Produkte gibt, die an irgendwelche Akteure auf dem lokalen Energiemarkt angeboten werden, es müssen nicht Haushalt-Kunden sein, sondern können auch wie bei Ihnen andere Zielgruppen sein. Denken Sie, Sie könnten Ihr Unternehmen in einer Kategorie wiederfinden?

36. H: Ja - ich kann uns in allen vier Kategorien wiederfinden. Die Vision ist, dass wir a (Peer-to-Peer Handel) umsetzen, allerdings nicht nur virtuell, sondern auch mit einer tatsächlichen Schaltreaktion, also ein vollautomatisiertes Energiehandels- und Steuerungssystem, in dem der Preis die automatisierte Ein- oder Ausschaltung von Energieanlagen bewirkt, also letztlich die Kombination von a (Peer-to-Peer Handel) und b (Infrastruktur), das machen wir auch schon in Feldtests. C - Aggregation ist denke ich, was Lokale Energiemärkte anbelangt, ein großes Thema, das viele kritisch sehen. Inwiefern ist es sinnvoll nur auf Verteilnetzebene lokale Märkte zu bilden oder muss man regional oder überregional agieren. Da ist unsere Antwort: Wir werden es sehen, man muss es ausprobieren und schauen, weil letztlich, wenn man viele Embeddeds in beispielsweise Baden-Württemberg verbaut hat, kann man immer noch verschiedene Gruppen aus den Embeddeds bilden und die Märkte größer oder kleiner machen. D - Energie-Services und -Produkte: Da gibt es sicherlich einige Cash-Cows zu finden, um zum Ziel zu kommen, weil die Energieversorger in ihrem Alltagsgeschäft auch noch viele andere Dinge zu tun haben. Dann kann es sinnvolle Sachen geben, wie zum Beispiel Mieterstromabrechnung. Wir machen da nicht alles im ersten Schritt, und wollen auch nicht alles machen, wollen aber Lösungen auf der Plattform anbieten, nicht nur den dezentralen Energiehandel oder das virtuelle Kraftwerk ermöglichen, sondern auch andere Dinge, die ein Energieversorger braucht oder regulatorisch gefordert sind, also zum Beispiel Bilanzkreismanagement, Kundenabrechnung, Mieterstromabrechnung und so weiter.

37. Q: Zwischendurch hatten wir immer wieder mal die Barrieren und Schwierigkeiten solcher Geschäftsmodelle. Was wären für Sie zusammengefasst die schwierigsten Barrieren, die die Durchsetzung der Geschäftsmodelle behindert?
38. H: Ich würde sagen bei virtuellen Peer-to-Peer Handel: Das machen schon einige und verkaufen es als tatsächlichen Handel oder als rein bilanzielle Geschäfte, ich glaube, das ist ein guter Zwischenschritt, den man gehen kann und der umsetzbar ist. Aber vor allem b (Infrastruktur) ist die größte Hürde, das kostentechnisch so hinzubekommen, dass es mit der Leittechnik und der IT-Technik, die man verbauen und schaffen muss, wirtschaftlich ist. Und dann natürlich die ganze Regulierung, die den Rahmen bildet. Das BSI hat gewissen Anforderungen an das Smart-Meter-Gateway, die Bundesnetzagentur hat ihre Richtlinien für die energiewirtschaftlichen Prozesse und setzt die sternförmige Kommunikation voraus, wer muss wie zertifiziert sein, wer darf was machen, wie sind die Schalthandlungen in Zukunft zu regeln und so weiter. Rein virtueller Peer-to-Peer Handel umzusetzen ist im regulatorischen Kontext machbar, die Frage ist, ob es sinnvoll ist und wer dafür Geld bezahlen möchte. Woran wir glauben ist, um auch den Nutzen für das Energiesystem und für uns als Unternehmen zu heben, dass man über die Infrastruktur gehen muss und das ist auch der entscheidende Schritt und bei dem man auch den größten Regulierungen begegnet. Insofern die knappe Antwort: Das größte Hemmnis ist die Regulierung, die Politik und die Gremien beim VDE und die Player, die dort Richtlinien, Leitlinien und Gesetze schreiben.
39. Q: Ich bin mit meinen Fragen soweit durch, gibt es noch weitere Anmerkungen, die Sie zu unserem Interview machen möchten?
40. H: Keine inhaltlichen Anmerkungen.
41. Q: Dann stoppe ich jetzt die Aufnahme.

Interview I

| | |
|---------------------------------|---|
| Date of interview | 18.07.2018 |
| Date of transcript | 19.07.2018 |
| Communication channel | Phone |
| Profession of interview partner | Lead Blockchain & Distributed Ledger Technologies |
| Company field | Supplier |
| Interview duration | 50 min. |
| Remarks | Poor line connection at the end of the interview |

(Q = Interviewer, I = Interviewee)

1. Q: Starten wir damit, dass Sie mir sagen, was Ihr Bildungshintergrund ist, welche Funktion Sie im Unternehmen aktuell haben und in welcher Branche Ihr Unternehmen tätig ist?
2. I: Ich habe Wirtschaftsingenieurwesen studiert. Seit 2000 bin ich in verschiedenen Rollen in der Energiewirtschaft tätig; IT, Strategie, Verteilnetzbetrieb, Revision. Jetzt bin in der Rolle Lead Blockchain und Distributed Ledger Technologies im Bereich digitale Transformation, führe alle Vorhaben zusammen und sammle das Wissen, das wir im Unternehmen zu dem Thema haben. Das Unternehmen ist ein großer Energieversorger, der in allen Marktrollen tätig ist, auch spartenübergreifend.
3. Q: Blockchain ist häufig eine der Schlüsseltechnologien, die genannt wird, wenn es um lokale Energiemärkte oder Peer-to-Peer Trading geht. Daher erst einmal die Frage: Haben Sie sich hiermit schon einmal auseinandergesetzt, also mit lokalen Energiemärkten oder mit Peer-to-Peer Trading? Die Definitionen sind nicht immer eindeutig.
4. I: Das ist meine tägliche Arbeit, also gerade Peer-to-Peer Trading oder Energie-Sharing Szenarien sind die naheliegendsten Anwendungsfälle des Einsatzes von Blockchain Technologie in der Energiewirtschaft, daher setzen wir uns damit auseinander. Sowohl in wissenschaftlichen Arbeitskreisen, als auch mit anderen Unternehmen branchenübergreifend, über die laufende dena-Studie zur Blockchain in der integrierten Energiewende. Wir sind auch mit mehreren Piloten praktischen Umsetzung, um Erfahrung zu sammeln und um in den Szenarien besser lernen zu können.
5. Q: Wenn wir nochmal über das Thema Peer-to-Peer Trading oder lokale Energiemärkte sprechen, da habe ich die Erfahrung gemacht, dass das Verständnis und die Definitionen unter den verschiedenen Marktrollen und Akteuren sehr unterschiedlich sind. Wie würden Sie lokale Energiemärkte oder Peer-to-Peer Trading definieren oder welches Verständnis haben Sie hier?
6. I: Peer-to-Peer Trading muss nicht zwingend lokal sein, deswegen, würde ich mich jetzt schwer tun Peer-to-Peer-Modelle mit lokalen Energiemärkten gleichzusetzen. Es sind eigentlich zwei

unterschiedliche Betrachtungsperspektiven. Wenn ich den Begriff lokaler Energiemarkt wörtlich nehme, würde ich darunter folgendes verstehen: Alles, was in Arealen oder Arealnetzen, Quartieren, Miethäusern, Eigentumsgemeinschaften geschieht und abgebildet wird. Im Endeffekt also Szenarien, bei denen ich räumlich abgegrenzte Szenarien darstellen kann. Daraus resultiert eine deutlich kleinere Anzahl an Akteuren, die in die Lage versetzt werden, miteinander zu interagieren. Peer-to-Peer könnte auch übergreifend realisiert werden und hat mit lokal erst einmal noch nichts zu tun. Es kann aber ein hilfreiches Mittel sein, das man in lokalen Szenarien einsetzen kann. So würde ich es grob umschreiben.

7. Q: Da haben Sie natürlich vollkommen recht, dass Peer-to-Peer und lokale Energiemärkte per se nicht gleichzusetzen sind. Tatsächlich wird es häufig sehr ähnlich verwendet. Ich habe die Erfahrung gemacht, dass Peer-to-Peer in der wissenschaftlichen Literatur sehr nahe an dem Konzept von lokalen Energiemärkten ist, aber wie sie gesagt haben, Peer-to-Peer könnte man eben auch international machen.
8. I: Das kommt glaube ich auch daher, dass viele Pilotprojekte, die national im deutschen Raum durchgeführt werden, in geschützten kleinen Arealen getestet werden müssen, da die Regulierung nicht zulässt, dass es schon weitflächiger realisiert wird. Deswegen findet man Peer-to-Peer heute in der Umsetzung ausschließlich im Quartiersmodellen. So würde ich es herleiten.
9. Q: Stimmt, guter Einwand und macht auf jeden Fall Sinn. Die Betrachtung meiner Arbeit und des Interviews geht in die Richtung lokaler Energiemärkte, aber ich denke auch Ansätze in die Richtung Peer-to-Peer Trading wären interessant. Bei sämtlichen Fragen können Sie also gerne für beide Bereiche antworten und ich werde es in der Auswertung entsprechend trennen. Sie haben vorher angedeutet, dass sich auf einem lokalen Markt die Akteursstruktur verändern würde. Was denken Sie, wer wären auf einem lokalen Markt die wesentlichen Akteure, die noch tätig sind?
10. I: Es können Unterschiedliche sein, ich fange mal an aufzuzählen: Areale, Miethäuser, Eigentumsgemeinschaften und Akteure, die man heute kennt, also Energieversorger, egal in welcher Sparte. Wohnungswirtschaftsunternehmen, Entsorgungsunternehmen, Telekommunikationsunternehmen, also die, die auch heute schon den Fuß in der Tür des Haushaltes haben. Zusätzlich dadurch, dass der Bedarf nach kleinteiliger Interaktion und Transaktion entsteht, haben alle diejenigen eine Chance in den Markt einzutreten, die Erfahrung im Bereich Plattformbetrieb haben, also sämtliche Plattformbetreiber. Es wird später bei der Frage interessant, wie man die Wirtschaftlichkeit oder den Nutzen für das Unternehmen bewertet, da bin ich selbst gespannt, wer welche Geschäftsmodelle entwickelt. Aber das ist denke ich eine Eigenschaft, es kann jeder das, was er [bereits heute] tut, auch kleinteilig anbieten; einer macht Entsorgung, einer Versorgung, ein anderer liefert Wasser, ein anderer Strom. Ein Quartier versorgt sich innerhalb des Quartiers vielleicht selbst. Also der, der Strom liefert kann sagen, er bietet Contracting-Lösungen, baut und betreibt beispielsweise ein kleines Blockheizkraftwerk. Ansonsten versorgt sich das Quartier

selbst mit Energie über Photovoltaik. Das Quartier wir über- und Unterproduktionssituationen haben, das heißt auch da bedarf es Differenzen aus darüberliegenden Netzebenen zu beziehen, also auch da brauche ich wieder einen Service-Anbieter, der so etwas leistet. Also kurz gesagt, klassische Rollen kommen ins Spiel, aber ein bisschen anders gelagert wie man es bisher kennt.

11. Q: Haben Sie eine Vorstellung, welche Rolle Ihr Unternehmen als Energieversorger auf einem lokalen Markt spielen könnte?
12. I: Was wir machen können ist das Beispiel von eben: Es gibt Differenzmengen, weil der Peer-to-Peer Markt kleiner ist und daher wird es immer zu Ungleichgewichten kommen, bei denen es zu dem Bedarf kommt, diese Ungleichgewichte auszugleichen. So etwas könnte man als Service anbieten. Das ist das, was heute klassischerweise unter Bilanzkreismanagement fällt und taucht in dem Szenario auch wieder auf, wenn man Differenzmengen ausgleicht. Das andere Beispiel war Contracting, man könnte also Projektierungsleistungen anbieten, bis dahin, dass man derjenige sein könnte, der die Transaktionsplattform anbietet. Das gehört auch zur Infrastruktur, also die Möglichkeit schaffen, dass die Akteure untereinander agieren können. Das wären mal Ideen ohne Anspruch auf Vollständigkeit und innerhalb des Spektrums der Funktionen, die wir bisher machen und weiter machen können. Also beispielsweise Contracting wäre eine Funktion, die wir bisher tun. In abgeänderter Form etwas anzubieten wäre der Differenzmengenausgleich, bis hin zu Funktionen, die wir beherrschen, aber bisher nicht als Produkt angeboten haben, das wäre das Thema, den Akteuren die Möglichkeiten geben, untereinander zu agieren.
13. Q: Ich würde jetzt einen Schritt weitergehen in Richtung Nutzen. Jetzt erst einmal noch einmal ganz allgemein: Was denken Sie, schafft der lokale Markt, wenn es einen oder mehrere lokale Märkte geben würde allein durch seine Existenz für einen Nutzen? Nicht bezogen auf einen Stakeholder, sondern allgemein volkswirtschaftlich, ökonomisch oder technisch gesehen.
14. I: Die ganze Energiewirtschaft wird viel kleinteiliger, ich habe veränderte Verbrauchsmuster durch Elektromobilität oder durch andere Verbraucherstrukturen. Ich habe eine kleinteiligere Erzeugung, ich habe Peer-to-Peer Szenarien, die in den Quartieren Einzug halten. Das heißt, es wird schwerer vorhersagbar und die Optimierungsaufgaben nehmen zu. Eine Hoffnung könnte sein: Man versucht innerhalb eines Quartiers oder kleineren Einheiten lokal zu optimieren, um sich dadurch die globale Optimierungsaufgabe zu vereinfachen. Das bedeutet, wenn die Rechnung aufgeht, müsste es einen Effekt auf die Netze haben. Man muss also versuchen, Peaks weitestgehend zu dämpfen, da man ansonsten für punktuelle Spitzenlasten das Netz massiv ausbauen müsste und damit enorme Entgeltumlagen entstehen und die Energiewende sehr teuer werden würde. Das wäre also der volkswirtschaftliche Optimierungsansatz. Das andere ist, wenn der Trend in Richtung Kleinteiligkeit geht, muss es realisierbar sein diese Kleinteiligkeit zu leben. auf viele Fragen gibt es heute auch noch keine Antwort. ich glaube, bei einer sehr flächendeckenden kleinteiligen Infrastruktur wird es immer schwerer mit monolithischen Regulierungsansätzen und Regelwerken dieses System am Laufen zu halten. Im Endeffekt die Kurzversion: Ermöglichen der Energiewende.

15. Q: Dann würde ich jetzt zu meinem Hauptthema übergehen: Mögliche Geschäftsmodelle für lokale Energiemärkte. Erst einmal die Frage am Anfang: Sie haben erwähnt, dass Sie die Informationen hinsichtlich Blockchain, Peer-to-Peer oder was auch am Ende dahintersteht dokumentieren. Gibt es auch schon klare Geschäftsmodelle, an denen gearbeitet wird oder die sogar schon von Ihrem Unternehmen in Richtung lokaler Energiemärkte angeboten werden?
16. I: Wie eben beschrieben, es entstehen die Bedarfe nach Nachweis der Qualität oder Herkunft, nach Differenzmengenausgleich, also dass ich den dedizierten Bezug realisieren kann. Auf der anderen Seite aber auch, dass man immer noch den Komfort behalten kann, den man heute hat, wenn man die Möglichkeit hat kleinteilige Transaktionen durchzuführen. Im Endeffekt ergibt die Kombination dieser Bedarfe zusammengesetzt verschiedene denkbare Geschäftsmodelle, was man eben tun muss, um diese Bedarfe zu decken. Darin können Geschäftsmodelle für Energieversorger liegen. Sehr viel konkreter sind wir nicht, da wir sagen, wir gehen in die Umsetzung und lernen an der Umsetzung. Was es dann perspektivisch für Geschäftsmodelle gibt ist auch relevant, wenn man eine Zeitachse ins Spiel bringt, da noch die Frage ist, was kann ich mir vorstellen, wie die Welt in fünf oder zehn Jahren aussieht. Das andere ist, wenn ich glaube, dass wir in 10 Jahren irgendwo sind
17. Q: Was könnten Schritte sein, die auf dem Weg dorthin sind. In anderen Worten: Ich glaube, dass so Technologien wie Blockchain die Branche Energiewirtschaft nicht explosionsartig von rechts auf links drehen wird, aber eine kontinuierliche Veränderung bringen wird, das heißt, es wird immer schrittweise etwas getan. Daher Geschäftsmodelle für alles, was diese Bedarfe adressiert.
18. Q: Wenn wir davon ausgehen, Sie bieten beispielsweise eine Plattform an oder machen den Differenzmengenausgleich; denken Sie Ihre Kunden oder die Zielgruppe wären klassische Haushaltskunden, oder hätten Sie Vorstellungen, dass es noch Zielgruppen auf anderen Seiten geben könnte?
19. I: Es ist vieles denkbar; es können Haushaltskunden als Verbraucher und Erzeuger sein, also die Prosumer. Es können auch Betreiber mittelgroßer Anlagen sein, die sagen, wir fallen aus der EEG-Vergütung, was machen wir dann. Quartiere und Areale könnten es sein, oder auch Unternehmen. Da ist es eigentlich offen, wen man damit anspricht. Im Langfristszenario könnte man sich vorstellen, dass vieles in der Energiewirtschaft kleinteiliger und direkter abgebildet wird. Das ist auch etwas, das u.a. in der dena-Studie mit einem etwas weiteren Ausblick betrachtet wird. In der Energiewirtschaft gibt es sehr viele Regeln, die Regulierung ist sehr detailliert. Es ist einiges noch sehr zentral gelöst, was perspektivisch dezentraler ablaufen könnte. Das ändert sich aber nicht innerhalb eines Jahres. Da müssten sich viele Behörden und Ministerien erst einmal in Gang setzen und irgendwann verändert sich dann auch ein gesetzlicher Rahmen und danach wird es umgesetzt, das ist also eher etwas Längerfristiges. Aber ich denke, da wird noch etwas in Bewegung kommen, wenn es nicht schon in Bewegung ist.
20. Q: Was denken Sie, wenn wir beispielsweise eine Transaktionsplattform anschauen, die man als Energieversorger anbieten könnte, was hätte der Kunde am Ende, also zum Beispiel der Prosumer,

für einen Anreiz auf einem lokalen Markt teilzunehmen oder speziell die Plattform zu nutzen, also was wäre sein Nutzenversprechen daraus?

21. I: Erfüllen der Bedarfe, die ich eben geschildert habe. Möglichkeit: es leben Menschen in einem Quartier, die dorthin ziehen, weil sie sich autark versorgen wollen. Wenn das ein Anreiz ist, dann muss das auch möglich gemacht werden. Es kann auch sein, dass Leute dorthin ziehen und sagen, mir doch egal, Hauptsache der Strom ist billig. Da bin ich auch neugierig - vielleicht kommen Erkenntnisse aus Arbeiten wie Ihrer. Interessant ist aber auch wie tickt der Markt, wo geht das Interesse hin, wächst ein Bedarf heran, bei dem man sagt, das Interesse an Autarkie und eigenverantwortlicher Interaktion nimmt zu oder ist das etwas, was sich viele Unternehmen nur einreden. Die Bedarfe, die ich sehe sind Nachweis von Qualität und Herkunft, Ausgleichsdifferenzmengen und nach direkten kleinteiligen Transaktionen. Der Nutzen, den der Verbraucher sieht, wäre genau das Erfüllen dieser Bedarfe.
22. Q: Denken Sie, der Verbraucher hätte einen finanziellen Anreiz, dass es für ihn also unter Umständen günstiger wäre am Ende?
23. I: Schwierig - das kann man unterschiedlich durchrechnen und je nachdem, wie man rechnet kommt man auf unterschiedliche Antworten. Das hängt auch stark davon ab, wie sich die Regulierung weiterentwickelt. über 80% des Strompreises sind reine Abgaben. Da wird es natürlich in Direktvermarktungsszenarien schwierig, insbesondere wenn man noch Speicherlösungen in Betracht zieht, bei denen man zweimal Netzentgelte bezahlen muss. Das macht den direkten Handel für den kleinen Prosumer irgendwann unwirtschaftlich. Es gibt aber das EU-Winterpaket, bei dem auch Aussagen drin sind, was mit Kleinanlagen bis 30kW Erzeugungleistung [passieren soll]. Von der EU ist ausgesprochen, dass es für diese Anlagen EU-weit keine diskriminierenden Abgaben geben soll. Im Fall des Eigenverbrauchs oder einer Direktleitung. Die Frage kann daher heute schwer beantwortet werden.
24. Q: Wenn wir mal bei dem Preis oder den Erlösen allgemein bleiben: Wenn beispielsweise Ihr Unternehmen einen Service anbietet, wie zum Beispiel den Differenzmengenausgleich, eine Plattform oder den Herkunftsnachweis; natürlich wollen Sie damit auch Geld verdienen. Hätten Sie hier eine Vorstellung, wie die Monetarisierung aussehen könnte, wäre beispielsweise die Kilowattstunde die Größe, die zur Bepreisung herangezogen wird, oder bei einer Plattform mit einer Zugangsgebühr - was stellen Sie sich vor, wie Sie hier Geld verdienen könnten?
25. I: Das eine ist, über welche Einheit man es verrechnet, das andere, womit man das Geld verdient. Einige Leistungen sind sehr ähnlich zu denen, die wir heute schon erbringen. Da muss man schauen, über welche Verrechnung man die Leistung in Zukunft abrechnet. Wenn der Bedarf für die Leistung entsteht, dann wird der Bedarf dadurch bewiesen, dass die Kunden bereit sind dafür etwas zu bezahlen. Unabhängig davon, ob das über Service-Gebühren oder über eine Einpreisung in die Kilowattstunde geschieht. Die Einpreisung würde aber wieder bedeuten, dass es in die Umlagen über den Energiepreis geht und das hängt stark von den Regeln ab. Wäre ich jetzt auf der

grünen Wiese weniger der Freund davon. Es wäre ein transparenterer Markt, wenn jede Dienstleistung ihre Service-Gebühr hat und die wird bezahlt, sobald man die Leistung in Anspruch nimmt. Genauso kann es aber sein, wenn ich sage, ich baue ein Blockheizkraftwerk und biete eine Contracting-Lösung in dem Quartier an, dann bin ich ein Projektierer und verdiene klassisch als Projektierer mein Geld. Wenn ich sage, ich bin der Anbieter für Differenzmengenausgleich, habe ich noch eine Handelskomponente, mit der ich Geld verdienen kann. Also es kommt darauf an, welche dieser Leistungen erbracht werden soll. Aber Antwort bezieht sich auch wieder auf die Bedarfe, die ich genannt hatte. Wenn man sich überlegt, wie man diese Bedarfe erfüllen kann, überlegt man sich im nächsten Schritt, wie man damit Geld verdienen kann. Interessant ist, wie schnell es wirklich für Unternehmen wirtschaftlich sein wird. Also ist es so, dass man sagt, so wie man es heute tut, bekommt man es abgebildet. Wenn man das Kleinteilige durchspielt, wird es aufgrund der hohen Verwaltungskosten für den Anbieter unwirtschaftlich oder es wird ein Preis, der nicht mehr marktfähig ist, dann fällt so ein Szenario auch zusammen. Und da muss ich ehrlich sagen, das kann ich noch nicht beantworten. Da kommt es auch wieder zu Skaleneffekten. Auch hier einige Vermutungen: Sucht jetzt jeder nach einer eigenen Plattformlösung und es gibt nachher deutschlandweit 500 unterschiedliche Plattformlösungen, jeder hat für sich eine gebaut? Dann würde ich mal die Behauptung wagen, dass es relativ schnell ineffizient wird. Ob man es schafft, sich auf gemeinsame Standards zu einigen ist auch nicht einfach, wenn man in der Energiewirtschaft zum Beispiel an die Regeln in der Marktkommunikation denkt. Das war auch ein sehr komplexer Prozess, bis die Regeln geschrieben waren. Mittlerweile ist das auch ein sehr großes Regelwerk.

26. Q: Die Frage, ob es später viele oder wenige Plattformbetreiber geben wird, habe ich bereits in mehreren Interviews gehört. Und auch die Frage, wer dann der große Plattformbetreiber wird.
27. I: Das wäre jetzt aber auch eine Chance für Technologie wie Blockchain und Distributed Ledger Technology. Weil eigentlich bringt die Technologie die Chance mit - oder auch das Risiko - dass man gar keinen Plattformbetreiber mehr braucht, weil die Technologie an sich Plattform darstellt. Aber die Plattform wird Commodity sein. Verglichen mit dem Internet wird sie die Kommunikationslayer und die kann ich einfach nutzen. Ein denkbares Szenario, was auch die Zukunft zeigen muss: Was wäre, wenn die Blockchain die frei verfügbare Commodity-Transaktionsplattform darstellt und damit wird es gar kein Wettbewerb mehr zwischen Plattformbetreibern geben. Dann würde sich der Wettbewerb ausschließlich auf der Ebene der Services wiederfinden. In einem Schritt werden wir da nicht hinkommen. Manche wollen erst einmal Plattformbetreiber werden oder kommen aus der Ebene Plattform-Gedanke. Also werden Unternehmen im nächsten Schritt höchstwahrscheinlich anstreben in eine beherrschende Marktrolle für den Plattformbetrieb zu kommen. Wie lange diese Ära anhalten wird, bleibt offen. Ich halte es durchaus für möglich, dass es nicht so lange gehen wird.
28. Q: Wir waren vorher schon einmal kurz bei dem Thema Kosten, die Sie angesprochen haben. Was denken Sie, was könnten nachher die Hauptkosten sein? Sie haben beispielsweise erwähnt,

dass die Verwaltungskosten alles übersteigen könnten. Was wäre Ihre Einschätzung, wären die Hauptkosten für die von Ihnen erwähnten Geschäftsideen?

29. I: Für die Fähigkeiten, die man aus dem Bestand nimmt und kleinteiliger anbietet sind es die gleichen Kostentreiber, die man heute auch schon hat. Nehmen wir die These, der nächste Schritte muss erst einmal eine ausgestaltete Plattform sein, auch wenn die [Plattform] später Commodity ist, wird dieser Commodity nicht einfach erscheinen. Dann kommt dazu, die Plattformenentwicklung und -betrieb. Zur Plattform gehört aber alles dazu, was man heute in allen Microgrid-Pilotprojekten sieht; welche Infrastruktur man in der Fläche verteilen muss, damit die Informationen erhalten werden können. Wenn man zum Beispiel wissen will, wie viel Strom erzeugt, wie viel Gas verbraucht oder beim Ladevorgang getankt wurde. überall benötigt man die Daten und da ist die Frage, welche Sensoren und Infrastruktur benötigt wird. Außerdem ist es viel Arbeit zu schauen, was ist gesetzlich und regulatorisch überhaupt anwendbar. Ich würde mich beispielsweise nicht trauen, alles was man heute in Pilotprojekten sieht, in dem heutigen Markt direkt anzuwenden, weil es nicht zulässig ist.
30. Q: Klar - Regulierung ist immer das große Thema in der Energiewirtschaft.
31. I: Ja, deshalb muss man [die Pilotprojekte] trotzdem machen und sollte sich nicht ausbremsen lassen. Aber das sind auch Aufwände, die man nicht unterschätzen darf. Nur weil etwas technisch geht, heißt es nicht, dass man es in Deutschland oder Europa direkt auf den Markt bringen kann.
32. Q: Haben Sie den Leitfaden gerade vorliegen?
33. I: Ja.
34. Q: Bei Frage 3.1.5 habe ich vier Kategorien genannt. Ich würde gleich zu jeder Kategorie einen kurzen Satz sagen. Vielleicht können Sie dann mal versuchen, Ihre drei Geschäftsmodell-Ideen oder die Bedarfe, die Sie sehen, in eine oder mehrere Kategorien einzuordnen und einen kurzen Satz zur Begründung sagen. Sinn dahinter ist, dass diese Kategorien einen Art Klassifizierungsbogen bilden sollen und ich möchte nun schauen, ob die Kategorien zu den Geschäftsmodellen passen. Und zwar: Peer-to-Peer-Energiehandel ist das, worüber wir am Anfang viel gesprochen haben und ist der rein virtuelle Handel, ohne dass man physische Leitungen und Schaltungen berücksichtigt, was eben theoretisch auch global möglich wäre. Infrastruktur wäre, dass lokal irgendeine Art von physischer Infrastruktur bereitgestellt wird, also beispielsweise Smart-Meter oder ein lokales Netz oder eine andere Art von physischer Infrastruktur.
35. I: Infrastruktur wäre zum Beispiel Contracting. Und was ich auch angerissen hatte: Die globalen Effekte, also das Optimierungsthema. Das hat natürlich eine Auswirkung auf die Netzinfrastuktur in der Fläche, wenn ich es schaffe, lokal zu optimieren. Da kann volkswirtschaftliches Interesse entstehen, wenn man zum Beispiel die Netze optimieren möchte und damit ist es ein Infrastruktur-Thema. Aber entweder wäre es das Contracting-Thema, also das Projektieren in Quartieren oder Arealen oder das andere eben die Auswirkung auf die Flächeninfrastruktur der Netze.

36. Q: Die dritte Kategorie Aggregation meint, dass Aggregation eine der Schlüsseltätigkeiten des Geschäftsmodells ist, egal ob sie last- oder erzeugungsseitig erfolgt Die vierte Kategorie ist eigentlich die offenste und meint, dass weitere Energie-Services oder -Produkte angeboten werden können, die auf irgendeine Art und Weise neuen Nutzen schaffen für Akteure auf dem lokalen Markt.
37. I: Die dritte Kategorie Aggregation habe ich nicht ganz verstanden.
38. Q: Aggregation meint, dass das Geschäftsmodell als Schlüsseltätigkeit Aggregation durchführt, kann beispielsweise ein virtuelles Kraftwerk sein, oder die Aggregation eines gesamten lokalen Marktes, um den mit anderen lokalen Märkten zu verknüpfen.
39. I: Das wäre die klassische Direktvermarktung oder VPP-Modelle .
40. Q: Wo sehen Sie hier Ihre Geschäftsmodell-Ansätze?
41. I: Das ist eine reine Definitionsfrage. Also ich sehe Geschäftsmodelle, die Aggregations-Charakter haben. Inwieweit man diese jetzt den lokalen Energiemärkten zuordnet oder nicht hängt an Ihrer Definition. Dass es jetzt kurzfristig ein Thema ist und auf einen Bedarf stößt, sehen wir ja an den verschiedenen Ansätzen zu Virtuellen Kraftwerken und Direktvermarktung. Wobei das bei dem, was wir besprochen hatten, eigentlich nirgendwo ein Thema war. Eher etwas, was neben dem, was wir besprochen haben grundsätzlich auch sinnvoll ist. Dann ist man aber weg von den Peer-to-Peer Handelsszenarien. Das wäre eigentlich die Alternative dazu; dann wäre C [Aggregation] die Alternative zu A [Peer-to-Peer Energiehandel].
42. Q: Wo würden sie beispielsweise die Plattform einordnen?
43. I: Die Plattform wäre etwas, was heute Peer-to-Peer möglich macht. Die würde ich weniger im Kontext der Aggregation sehen, weil bei der Aggregation habe ich klassischerweise Szenarien, bei denen man alles einem Akteur in die Hand gibt und der kombiniert viele Kleinanlagen und tritt mit denen als virtuelle Anlage am Markt auf. Damit gebe ich ja meine kleinteiligen Handelsmöglichkeiten aus der Hand. Deswegen meinte ich, dass entweder Peer-to-Peer oder Aggregation [durchgeführt wird]. Die Plattform ermöglicht Peer-to-Peer, für Aggregation brauche ich die Plattform eigentlich nicht mehr, weil man seinen Aggregator selbst auswählt und den lasse ich meine Anlage managen. Dann muss man nicht mehr an einer Plattform teilnehmen. Könnte aber auch für diejenigen interessant sein, die sagen, sie möchten sich damit nicht auseinandersetzen und sehen die Plattform als negativ an, da man sich darum kümmern muss und man fühlt sich wohler, wenn es einer für sie organisiert.
44. Q: Ja, ist aber sehr interessant, denn die Sichtweise hatte bisher noch keiner meiner Interviewpartner, dass man die zwei Kategorien als Gegensatz ansieht.
45. I: Spontan denkt man ja, es wäre das Gleiche. Das haben wir intern auch schon mehrmals diskutiert. Durch das überschreiben gibt man seine Autarkie und Kleinteiligkeit eigentlich wieder auf.

Das wäre die andere Blickweise, was sagen die Verbraucher und die Endkunden. Daher ist am Ende entscheidend, welcher Bedarf überwiegt, wahrscheinlich wird es beide geben. Es wird die geben, die sagen, sie wollen 100% Komfort und wollen sich um gar nichts kümmern und lassen sich das etwas kosten. Die Anderen sagen, sie wollen alles selbst optimieren, es ist ihre eigene Anlage, die wollen sie nicht abgeben und selbst damit am Markt teilnehmen.

46. Q: Wenn wir noch einmal eine Ebene höher gehen, auf die grundsätzliche Umsetzung. Wir haben ja immer wieder über die Regulierung gesprochen, dass sie eine der Kernprobleme für neue Geschäftsmodelle für lokale Energiemärkte darstellt. Sehen Sie noch weitere wesentliche Schwierigkeiten bei der Umsetzung lokaler Märkte, bis auf die Regulierung? (*Anm.: Ab diesem Zeitpunkt erhebliche Verbindungsprobleme*)
47. I: Wenn man auf den Reifegrad der Distributed Ledger Technology eingeht, ist das auch noch einmal ein Thema, wobei hier noch Fragen gestellt werden, denen erst einmal noch keine Technologie zugrunde liegen, deswegen kann man sagen, erst einmal hintenangestellt, denn es ist lösbar. Größte Hürde ist definitiv die Regulierung. Damit sind auch technische Fragen verbunden, weil keiner weiß, mit welchen Zählern das realisiert werden könnte. Die Smart-Meter und Smart-Meter-Gateways sind noch gar nicht ausgerollt, wenn sie mal ausgerollt sind, ist die Frage, ob die Technik das alles zulässt. Wenn ich eigene Geräte ausrolle, kann ich das zwar machen und messen, wenn der Kunde damit einverstanden ist, ich darf es aber nicht für die Abrechnung verwenden. Also das sind so Fragen, auf die noch keiner so eine richtige Antwort hat. (Unv.) Das ist aber nur eine Detailerläuterung, warum das Regulierungsthema so relevant ist. Weil es ist kein Problem der Technik, technisch funktioniert das, das haben bereits andere Unternehmen gezeigt, aber man darf es noch nicht einsetzen. Das andere ist die Reife der Blockchain. Es stellen sich die klassischen Fragen um die Blockchain mit den Transaktionszeiten, Geschwindigkeit, Transaktionskosten, Finalisierung. Also alles Fragen, die aktuell noch nicht beantwortet sind und weshalb ich auch sage, ein Produkt auf den Markt zu bringen mit schnellem Wachstum, das trauen sich aktuelle erst wenige. Meine persönliche Einschätzung ist mittelfristig, die werden alle beantwortet werden, also so wie es bei vielen Technologien schon der Fall war. Ich denke nicht, dass es etwas Unlösbares ist, aber es braucht noch etwas Zeit. Diese Einschätzung haben auch viele andere. Mit den ersten Produktimplementierungen und größeren Produkten im Markt ist in etwa ab 2020 zu rechnen.
48. Q: Ich bin mit meinen Fragen soweit durch. Daher noch einmal die offene Frage, gibt es noch Informationen, die Sie mir mitgeben möchten, die für mich interessant sein könnten, auf Basis von dem, was ich bisher gefragt habe?
49. I: Das Einleitende ist glaube ich relativ wichtig, also meine persönliche Wahrnehmung, dass es sauber abgegrenzt werden sollte: Lokaler Energiemarkt und Peer-to-Peer Handel, die Begrifflichkeiten richtig abzugrenzen. Ich denke es gibt da kein richtig und falsch, was das wirklich ist. Deswegen kann man nur den Ansatz fahren, die Semantik zu klären, das ist denke ich hilfreich.
50. Q: Vielen Dank - dann stoppe ich jetzt die Aufnahme.

Interview J

| | |
|---------------------------------|----------------|
| Date of interview | 20.07.2018 |
| Date of transcript | 22.07.2018 |
| Communication channel | Phone |
| Profession of interview partner | Consultant |
| Company field | Energy Trading |
| Interview duration | 33.5 min. |
| Remarks | - |

(Q = Interviewer, J = Interviewee)

1. Q: Starten wir damit, dass Sie mir noch einmal kurz erklären, was Ihr Hintergrund ist, Ihr Bildungsweg und in welcher Branche Sie jetzt tätig sind?
2. J: Ich bin Volkswirt und habe promoviert. Seit 1997 beschäftige ich mich mit Energiehandel, war bei einem Energieversorger Leiter im Stromhandel und habe mich dann als Berater selbständig gemacht mit den Schwerpunkten Marktdesign und Energiehandel. In beiden Bereichen habe ich diverse Beratungsprojekte gemacht.
3. Q: Sie und Ihr Unternehmen sind dann im Energiehandel tätig?
4. J: Ja und im Thema Marktdesign. Ich bin jetzt selbständiger Berater.
5. Q: Ich habe mich auf Ihrer Website noch einmal informiert, was Sie machen. Es geht ja unter anderem in die Richtung Integration dezentraler Erzeugungsanlagen, bei dem ein Ansatz auch lokale Energiemärkte sein könnte. Lokale Energiemärkte ist ein sehr weit gefasster Begriff, es gibt ja keine allgemeine Definition und jeder hat ein anderes Verständnis. Daher erst einmal die Frage, was wäre denn Ihr Verständnis über lokale Energiemärkte, wie würden Sie den Begriff charakterisieren?
6. J: Schwierig, ich tue mich schwer mit dem Begriff. Ich sollte zuerst sagen, dass ich mich nur auf Strom konzentriere. Ich würde mich daher im Wesentlichen über Strom unterhalten. Da ist die Frage, wie groß ist der relevante Markt und der relevante Markt wird für mich eigentlich durch Netzengpässe definiert. Wenn wir über Netzengpässe reden, dann könnte das ganz Deutschland sein oder Teile davon, bei denen es Sinn macht, einen einheitlichen Marktpreis zu haben. Also vor dem Hintergrund von Netzengpässen tue ich mich schwer mit dem Begriff "lokal". Bei lokal denke ich immer an Verteilnetze, auch hier kann es Netzengpässe geben, also in das Verteilnetz hinein oder aus dem Verteilnetz heraus. Dann wäre aber die Frage, welche Preissignale hier zustande kommen.

7. Q: Das ist ja immer eine Frage der Herangehensweise, Sie gehen beispielsweise über die Infrastruktur und die Netzengpässe heran. Andere Möglichkeiten sind ja zum Beispiel man begrenzt ein geografisches Gebiet und definiert hier einen lokalen Markt, innerhalb dessen die Akteure handeln können, also beispielsweise innerhalb eines Microgrids oder in Quartieren. Ich denke es ist gar nicht so wichtig, dass wir eine endgültige Definition dafür finden. Das wichtige ist, dass wir über die Fragen in die Richtung lokale Energiemärkte sprechen und nicht beispielsweise rein über Smart Grid Lösungen.
8. J: Ja aber es macht meines Erachtens keinen Sinn, eine künstliche lokale Grenze zu ziehen, nehmen wir mal an die geographische Abgrenzung wäre eine Gemeinde und innerhalb dieser Gemeinde kommt es zu anderen Preisen, als in der Nachbargemeinde obwohl kein Netzengpass zwischen den Gemeinden besteht. Das macht volkswirtschaftlich keinen Sinn.
9. Q: Sie nehmen in diesem Fall an, dass innerhalb eines lokalen Energiemarktes der Preis einheitlich wäre. Es gibt zum Beispiel auch den Ansatz des Peer-to-Peer Tradings, bei dem Energie über Order-Bücher direkt gehandelt wird, ohne dass es einen einheitlichen Marktpreis geben muss, der für alle gültig ist. Das ist, wie bereits gesagt, eine Frage des Marktdesigns. Das ist im Endeffekt eines der Themen meiner Betreuerin, das beste Design zu finden, ich beschäftige mich nur mit den Geschäftsmodellen und mit den Stakeholdern. Denken Sie, insbesondere da ich schon etwas Kritik an lokalen Märkten heraushöre. Lokale Energiemärkte könnten grundsätzlich überhaupt einen Mehrwert für das Gesamtsystem oder die gesamte Volkswirtschaft oder den Netzbetreiber schaffen?
10. J: Ich glaube es sollte lokale Preissignale geben. Ob daraus dann ein lokaler Markt entsteht ist noch etwas anderes oder wie groß dieser Begriff lokal ist. Es könnte passieren, dass sich hinter einem Trafo in einem Verteilnetz ein eigener Preis generiert, weil man nicht rein- oder rauskommt. Dann hat man letztlich wieder einen lokalen Strom- oder Infrastrukturengpass. Aber es macht meines Erachtens keinen Sinn, hinter einem Trafo Geschäfte zuzulassen, die volkswirtschaftlich keinen Sinn machen.
11. Q: Denken Sie, wenn man so ein abgegrenztes Gebiet hätte oder einen lokalen Markt, würde sich die Zusammensetzung der Stakeholder und Akteure ändern?
12. J: Ich denke nein. Alles was man jetzt leisten kann, wird man auch lokaler Ebene leisten können. Also Flexibilitäten, die ich auf der Kunden- und Erzeugungsseite habe, zu nutzen und die Frage ist eben, auf welche Preissignale reagieren diese Flexibilitäten. Da haben wir momentan die Situation, in der wir nur den Großhandelspreis transparent haben, einheitlich für Deutschland, was so wahrscheinlich nicht optimal ist. Wir haben aber zum Beispiel keine lokalen Preissignale, die die Netzengpässe reflektieren. Ich sehe die Notwendigkeit, dass wir über preisvariable Netznutzungstarife nachdenken sollten. Das würde meines Erachtens Sinn machen. Diese könnten dann auch relativ weit bis auf eine lokale Ebene heruntergebrochen werden.
13. Q: Würde die lokale Struktur dann auch noch einmal unterstützen und unterstreichen.

14. J: Genau.
15. Q: Wenn wir jetzt annehmen, wir hätten irgendwo einen lokalen Markt, der so implementiert wäre, dass Kosten gespart werden und der volkswirtschaftlich Sinn macht, es werden beispielsweise Netzengpässe durch die Preissignale verringert und die Übertragungsarbeit wird gesenkt. Denken Sie, Sie könnten mit Ihrem Unternehmen in einem solchen lokalen Markt eine Rolle einnehmen?
16. J: Natürlich.
17. Q: In welcher Rolle würden Sie sich da sehen?
18. J: In der Nutzung der Flexibilitäten. Da ist eben die Frage, was wird nachgefragt? Wird nur Energie nachgefragt, also Kilowattstunde mehr oder Kilowattstunde weniger? Aber man könnte auch über lokale Blindleistungserbringung oder so etwas nachdenken.
19. Q: Also in gewisser Weise Netzdienstleistungen?
20. J: Ich würde es nicht unbedingt auf Netzdienstleistungen [einschränken]. Ich meine, Blindleistung gibt es auch, das ist ja eine klassische Netzdienstleistung, aber eine Kilowattstunde mehr oder eine weniger, kann man einerseits als Regelenergie interpretieren, andererseits kann sie auf dem Großhandelsmarkt angeboten werden, da ist für mich der Übergang fließend. Es gibt ja den Großhandel mit Viertelstundenintervallen im Intraday-Markt und Regelenergiemarkt im Minutenbereich.
21. Q: Wir können hypothetisch sagen, dass Sie Ihr Geschäftsmodell auf einem lokalen Energiemarkt anbieten würden und so die Fragen durch gehen, denn darauf basiert im Grundsatz unsere Forschung. Wenn Sie sagen, dass Ihr Geschäftsmodell auch auf einem lokalen Energiemarkt funktionieren würde, dann können wir da an dem Beispiel die Fragen durchgehen. Und zwar erst einmal die Frage: Welchen Nutzen erhoffen Sie sich als Unternehmen durch Ihr Angebot der Flexibilitäten?
22. J: Ist ein bisschen schwierig, weil mit meinem Angebot reagiere ich auf Preissignale. Und wenn Sie sagen, es gibt Preissignale, die entweder als Euro pro Megawattstunde als Großhandelspreissignale wirken oder vom Netzbetreiber kommen als Netznutzungsgebühren, dann reagiere ich mit meinen Flexibilitäten eben darauf.
23. Q: Am Ende ist auch die Frage, wie Sie den Nutzen monetarisieren könnten. Wenn Sie Flexibilitäten sammeln von Verbrauchern und als Kapazität oder als Energie weiterverkaufen, möchten Sie damit ja irgendwie Geld machen. Haben Sie da beispielsweise eine Servicegebühr im Erlösmodell oder geht das über die Kilowattstunde. Wie stellen Sie sich vor, wie Sie Geld machen?
24. J: Es kommt darauf an, wie die Preissignale sind. Wenn wir Marktpreise sehen würden in EUR/MWh je Viertelstunde, nehmen wir mal, das ist die Granularität in der abgerechnet wird, dann kommt daraus der Erlösstrom. Davon geht ein Teil in die Bereitstellung bzw. den Einkauf der Flexibilitäten. Da kann man sich diverse Modelle vorstellen, ob man zum Beispiel dem

Haushalts-Kunden einen Abschlag auf seinen normalen Tarif gibt oder meistens wollen größere Kunden eine Beteiligung oder einen Fixbetrag sehen, aber das ist ja erst einmal egal. Wichtig ist, dass ich es auf der Verkaufsseite realisieren kann. Das kann nur durch andere Kunden kommen, die das nachfragen, wie im Großhandelsmodell, oder dass der Netzbetreiber sagt, ich möchte irgendetwas vermeiden und habe Netznutzungsentgelte, die ich variere und die vermieden werden können.

25. Q: Wenn ich es richtig verstanden habe, verkaufen Sie die Flexibilität nachher an den Netzbetreiber und an andere Großkunden. Von wem sammeln Sie die Flexibilitäten ein, also wer ist auf der anderen Seite die Zielgruppe?
26. J: Ebenfalls Kunden. Der einzige der nicht auftauchen wird, ist der Netzbetreiber, der kann eigentlich nur kaufen, der kann keine Flexibilität zur Verfügung stellen.
27. Q: Auf der Flexibilitätsbereitstellungsseite haben Sie aber auch Haushaltskunden?
28. J: Das könnten auch Haushalts-Kunden sein. Momentan lohnt sich das aus meiner Sicht noch nicht, kann sich aber ändern. Also spätestens, wenn wir den berühmten Prosumer haben, der eine Batterie in der Garage stehen hat, wird das erst richtig interessant.
29. Q: Für den Kunden und die Zielgruppen, denken Sie der Anreiz für die wäre rein monetär, dass sie wie Sie bereits gesagt hatten, beispielsweise ihre Abschläge verringern oder eine direkte Beteiligung bekommen oder können Sie sich vorstellen, dass ein Bereitsteller solcher Flexibilitäten auch noch andere Anreize hätte, da teilzunehmen?
30. J: Also ich glaube nicht, dass *buy local* oder so etwas bei Strom relevant ist.
31. Q: Ja, da habe ich bei den Interviews auch schon alles gehört, das wird die Zukunft zeigen, wie sich die Kunden entscheiden.
32. J: Das glaube ich auch. Es gibt ja auch Grünstrom, obwohl die Leute direkt neben dem Braunkohlekraftwerk wohnen. Als Energiewirtschaftler finde ich das schon immer recht amüsant.
33. Q: Gut, genau am Ende ist es ja sowieso nur etwas rein Bilanzielles. Gerade wenn es um Flexibilitäten geht, ist das auch eine ganz neue Rolle auf dem Markt. Wo liegen denn bei dem Geschäftsmodell die Hauptkostentreiber?
34. J: Es ist nicht ganz einfach, den Kunden zur Flexibilität zu überreden, das ist das Erste, also Kundenakquisition. Das zweite ist logischerweise technische Umsetzung, wenn man da Boxen, Überwachungsinstrumente oder ähnliches installieren muss. Je kleinteiliger es wird, desto mehr reden wir über ein Massengeschäft und da ist dann auch die Abrechnung interessant oder wird schwierig.
35. Q: Und wenn wir auf die andere Seite schauen, auf die größten Umsatztreiber? Wenn ich es richtig verstanden habe, ist es am Ende die Arbeit oder die Leistung, die flexibel gehandhabt wird. Das

liegt natürlich auch am Erlösmodell, aber wo sehen Sie später die wesentlichen Umsatztreiber? Also sind es beispielsweise die angeschlossenen Anlagen oder die Leistung der angeschlossenen Anlagen oder die kWh/MWh, die Sie dann flexibel handeln können?

36. J: Das kommt wiederum auf das Erlösmodell auf der Nachfrageseite an. Also schauen wir uns das heute an: Es gibt die Regelenenergienachfrage. Durch Änderungen des Marktdesigns ergeben sich große Erlösschwankungen. Die Bundesnetzagentur stellte am 12. Juli auf ein Ausschreibungsmodell um, bei dem Leistungs- und Arbeitspreis für den Zuschlag relevant sind (Mischpreissystem). Und plötzlich verändern sich die Erlösströme. Vorher hatten wir eine Ausschreibung, bei der nur der Leistungspreis relevant war. Dabei kommen die Erlöse bei Regelenenergie im Wesentlichen über die Arbeit. Nach 2 Tagen wurde das System vom Mischpreissystem wieder auf ein Leistungspreissystem umgestellt, da das OLG Düsseldorf eine einstweilige Verfügung erlassen hat. Von daher kann die Frage so pauschal gar nicht beantwortet werden, da es darauf ankommt, wie die Ausschreibung vom Netzbetreiber aussieht.
37. Q: Aber für Sie wäre es dann schon interessant, so viele Anlagen wie möglich anzuschließen, oder was denken Sie, wäre für Ihr Geschäft das Ausschlaggebende?
38. J: Was meinen Sie jetzt?
39. Q: Sie können ja beispielsweise sagen, Sie schließen ganz viele kleinere Anlagen an und wenn sie die aggregieren, haben Sie auch eine große Leistung, oder Sie können ja beispielsweise einen Hochofen anschließen, können mit dem riesige Differenzen ausgleichen aber nur auf einmal sozusagen.
40. J: Ich denke schon, dass es ein relativ kontinuierliches Geschäft sein sollte. Von daher beides ist relevant, Leistung und Arbeit, da würde ich keine Unterschiede machen. Die Frage, was nachher den Erlösstrom generiert ist eher eine Frage der Ausschreibungsbedingungen und des Marktdesigns. Die Größe der Bereitsteller von Flexibilität ist eigentlich nur hinsichtlich der Kosten der Erschließung relevant.
41. Q: Gerade was so etwas angeht ist und man einen lokalen Energiemarkt betrachtet und wenn man in Richtung Grüne Wiese denkt, können da natürlich ganz neue Bedingungen, Marktdesigns und Bietstrategien entstehen. Das ist dann eben auch noch interessant, was sich da durchsetzt.
42. J: Genau, ich bin der Meinung, es müsste zeitvariable Netznutzungsentgelte geben.
43. Q: Ja stimmt, das würde dann sicher einiges unterstützen, insbesondere hinsichtlich der Flexibilitäten.
44. J: Genau, und dann habe ich irgendwie einen (lokalen) Energiemarkt, der momentan exportieren muss, also Energie loswerden will und dann würde ich unterstellen, dass zusätzliche Produktion mit Kosten belegt wird, also mit Netzkosten und zusätzlicher Verbrauch bekommt sozusagen eine Netzkostengutschrift. Darüber würde ich dann letztlich die Energiekosten der Einzelnen Flexibilitätsoptionen optimieren.

45. Q: Haben Sie den Leitfaden gerade vorliegen?
46. J: Ja.
47. Q: Und zwar bei Frage 3.1.5 habe ich vier Kategorien genannt. Diese Kategorien sollen eine Basis bilden für mögliche Klassifizierungen denkbarer Geschäftsmodelle für lokale Energiemärkte. Ich sage gleich zu jeder Kategorie einen kurzen Satz. Dann könnten Sie danach versuchen, ob Sie Ihr Geschäftsmodell in eine oder mehrere Kategorien einordnen könnten. Und zwar: Peer-to-Peer Energiehandel ist, was ich am Anfang kurz erwähnt hatte und meint den reinen und direkten Handel zwischen Akteuren, ohne dass wirklich Rücksicht genommen wird auf die physische Infrastruktur oder physische Schaltungen. Die würde dann eher im zweiten Schritt dazukommen, in Kategorie b [Infrastruktur], bei der irgendeine Art von physischer Infrastruktur bereitgestellt wird, also beispielsweise ein lokales Netz, Smart-Meter oder kleine Erzeugungsanlagen. Kategorie c, Aggregation meint, dass Aggregation eine der Schlüsseltätigkeiten des Geschäftsmodells ist, egal ob die Aggregation last- oder erzeugungsseitig vorgenommen wird. Kategorie d ist die offenste Kategorie und meint, dass weitere Value-Added Services oder Produkte an verschiedene Akteure auf dem lokalen Markt angeboten werden. Hätten Sie hier eine Idee, ob Sie sich da einordnen könnten?
48. J: Also Peer-to-Peer scheint mir nicht so attraktiv, ganz einfach, weil die Sachen meistens nicht zusammenpassen. Also wenn ich auf der Bereitstellungsseite ein bestimmtes Volumen und einen bestimmten Zeitraum habe, in dem eine Entscheidung getroffen wird, finde ich auf der Nachfrageseite keinen, der genau das haben will. Das halte ich für relativ ineffektiv. Infrastruktur ist mir jetzt noch nicht so ganz klar, was Sie damit meinen. Also ich nutze eine Netzinfrastuktur, wenn ich Sie richtig verstehe.
49. Q: Infrastruktur meint zum Beispiel, dass jemand ein eigenständiges lokales Netz in einem Quartier legt, wäre natürlich aktuell nicht kosteneffizient, aber das wäre ein einfaches, oberflächliches Beispiel.
50. J: Okay, ich würde Infrastruktur anbieten im Sinne von Steuerung von Flexibilität. Dazu gehören dann gegebenenfalls auch Smart-Meter, Netzgeräte oder andere Anlagen, die dann zum Beispiel zu Fahrplanteue führen. Das gehört dann schon irgendwie dazu, weil das braucht man um die Flexibilitäten den Einzelkunden nutzbar zu machen. Und c Aggregation: Wenn ich dann mehrere Kunden habe, mache ich das eben bei mehreren Kunden. Dann kann ich Pakete bauen, für die ich eine Nachfrage finde. Ich muss irgendwie aggregieren, bis ich auf ein Niveau komme, das ich dann verkaufen kann. Einfachstes Beispiel sind momentan die Ausschreibungsbedingungen der Netzbetreiber für Primärregelung, bei der ganzzahlige Megawatt erreicht werden müssen. Also mit 0,01 MW kann man nichts machen, also muss man anfangen zu aggregieren, bis man eine verkaufbare Einheit hat.
51. Q: Okay, um also die Mindestanforderungen zu erfüllen?

52. J: Ja genau. Genauso ist es letztlich auch im Großhandel.
53. Q: Und bei Kategorie d, den Services?
54. J: Gehen Sie da noch über Anlagen hinaus? Denn ich würde zum Beispiel keine PV-Anlage installieren wollen. Das wäre eine Vorwärtsintegration in Richtung Anlagenbetrieb und -bau oder so etwas. Da würde ich mich nicht sehen.
55. Q: Services können sehr breit sein, könnte zum Beispiel auch so etwas sein wie Smart-Home, intelligente Ladealgorithmen für Elektrofahrzeuge, was in eine ganz andere Richtung gehen würde, aber auch zu Services gehört.
56. J: Das ist doch die Optimierung. Das ist sozusagen Kern meines Geschäftsmodells. Also eigentlich kann ich nur diese Optimierung machen, wenn ich genügend in die Infrastruktur investiert habe, genügend aggregiert habe, um dann letztlich Energie-Services zu machen.
57. Q: Bei der Umsetzung des Geschäftsmodells, ich weiß jetzt nicht wie weit Sie schon sind, ist Ihr Produkt schon ausgerollt?
58. J: Also es ist verkauft und es gibt erste Anwendungen.
59. Q: Worin waren erst einmal ganz generell die wesentlichen Schwierigkeiten bei der Umsetzung, und im zweiten Schritt können wir dann noch über einen lokalen Markt nachdenken?
60. J: Grundsätzlich ist das was ich mache, eine Optimierung des Fahrplans. Und dann ist da einfach die Frage, bekomme ich dafür einen Kunden begeistert. Wenn man sich die Kostenverteilung anschaut, also wie viel der gesamten Energiekosten durch eine Optimierung des Fahrplans gespart werden können und welche Ertragspotential da drin sind, ist das relativ wenig im Verhältnis zu den Gesamtkosten. Klassisch für den Haushalt sind: 50% Steuern und Umlagen, mehr als ein Viertel für momentan fixe Netznutzungsentgelte, da bleibt für die Energieoptimierung nicht viel übrig.
61. Q: Klar, wenn 80% der Energiekosten unabhängig sind vom eigentlichen Strompreis, dann hat man natürlich keinen starken Hebel mehr, um die Kosten groß zu senken.
62. J: Genau, wenn man zum Kunden geht, der zum Beispiel sowieso nur 7% seiner Gesamtkosten für Energie ausgibt, da kann ich dann von den 7% vielleicht noch 5% einsparen, dann sagt der okay, es gibt wichtigere Dinge für mich.
63. Q: Und wie sieht es speziell mit Smart-Metern aus? Denn die Antwort habe ich häufig bekommen, dass Smart-Meter ein häufiges Problem sind, wie gehen Sie damit um?
64. J: Was meinen Sie, dass Smart-Meter ein Problem für die Anbieter sind?
65. Q: Also viele, die Ideen haben für intelligente Services oder Optimierungsmodelle, haben mir die Antwort gegeben, dass das fehlende Smart-Meter Rollout in Deutschland noch ein großes Hemmnis ist.

66. J: Ich bin nicht wirklich auf der Ebene, auf der Smart-Meter installiert werden sollen, ich bin bei den RLM-Kunden.
67. Q: Okay, stimmt. Und wenn wir auf einen lokalen Markt schauen würden, denken Sie da hätten wir ähnliche Probleme oder würden da noch weitere Probleme dazukommen?
68. J: Nein, das ändert eigentlich nichts. Das Problem ist ja im Prinzip, wie bekomme ich Flexibilität gehoben und ob sie für einen deutschen Markt oder einen lokalen Markt genutzt wird macht eigentlich keinen Unterschied.
69. Q: Ja klar, Flexibilitäten sind eben mit den aktuellen Netznutzungsentgelten schwierig, damit einen großen Kostenvorteil hinzubekommen.
70. J: Ja.
71. Q: Okay, ich bin mit meinen Fragen soweit durch. Jetzt noch einmal die offene Frage, gibt es noch etwas, das Sie anmerken möchten und dass Sie mir für meine Auswertung mitgeben möchten, was interessant sein könnte?
72. J: Ich möchte nochmal deutlich machen, dass Steuern und Umlagen, die keinen zeitlichen Bezug haben, sondern einfach nur auf die Kilowattstunde umgelegt werden, schon problematisch sind. Also wie will ich Menschen dazu bekommen, in einem volatilen Umfeld sich entsprechend zu verhalten, wenn das vernünftige Verhalten nicht wirklich belohnt wird.
73. Q: Also Sie würden grundsätzlich sagen, dass der zeitliche Bezug, sei es von Netznutzungsentgelten oder Strompreisen, die der Endkunde nachher sieht, die wesentlichen Hebel wären, die das System flexibilisieren sollten?
74. J: Ja genau. Dies würde bedeuten, dass die Stromsteuer entfallen sollte, die EEG-Umlage weg müsste bzw. anders umgelegt werden muss und Netznutzungsentgelte eine zeitliche Komponente haben müssen, die Knappheitssignalen entsprechen und dann sieht plötzlich alles ganz anders aus.
75. Q: Ja klar, ist alles wieder ein Regulierungsthema, das in der Energiewirtschaft alles bestimmt und einiges einschränkt.
76. J: Ja genau.
77. Q: Okay, danke, dann stoppe ich jetzt die Aufnahme.

Interview K

| | |
|---------------------------------|---|
| Date of interview | 23.07.2018 |
| Date of transcript | n.V. |
| Communication channel | Phone |
| Profession of interview partner | Key Account Manager |
| Company field | Supplier |
| Interview duration | 106 min. |
| Remarks | Interview is not used for the analysis, as interviewee had no knowledge on LEMs |

Interview L

| | |
|---------------------------------|-----------------|
| Date of interview | 24.07.2018 |
| Date of transcript | 24.07.2018 |
| Communication channel | Phone |
| Profession of interview partner | Project Manager |
| Company field | Supplier |
| Interview duration | 42 min. |
| Remarks | - |

(Q = Interviewer, L = Interviewee)

1. Q: Starten wir damit, dass Sie mir kurz sagen, was Ihr Bildungshintergrund ist, die Position, die Sie im Unternehmen haben und die Branche, in der Ihr Unternehmen tätig ist?
2. L: Ich bin bei einem Energieversorger beschäftigt, wir sind im Prinzip Stadtwerke. Das Unternehmen hat sich im Zuge der Liberalisierung umbenannt, als das Netz vom Betriebsgeschäft getrennt wurde. Wir sind lokale Stadtwerke und decken die klassischen Themen ab, wie Stromverkauf, Gasverkauf, Gas- und Netzbetrieb und Wassernetzbetrieb und Wasserverkauf, also [die Sparten] Gas, Wasser, Strom. Das ist das Hauptgeschäftsfeld. Wir haben auch viele Beteiligungen und Tochterfirmen, zum Beispiel die Projektentwicklung kümmert sich um Themen wie Photovoltaik und Windparkbetrieb, Blockheizkraftwerke und Betriebsführung bei verschiedenen Kunden der Stadt. Abrechnungsprozesse machen wir auch in einer Gesellschaft. Ich arbeite beim Kernunternehmen und ich bin so ein Art Berater des Vorstandes, der sich Zukunftsthemen, Geschäftsmodelle und Produkte überlegt, die Stadtwerke in der Zukunft anbieten könnten. Ich

bin zuständig dafür, das Ganze zu bewerten, zu recherchieren und letztendlich die Ideen [vom Vorstand] in die Tat umzusetzen. Ich bin sozusagen Berater des Vorstandes und klassischer Projektmanager.

3. Q: Da bin ich vermutlich genau an den richtigen [Ansprechpartner] geraten, Geschäftsmodelle und neue Produkte ist genau das, womit ich mich auf akademischer Seite beschäftige. Für das Thema lokale Energiemärkte muss ich Ihnen vermutlich keine Einführung geben, insbesondere durch Ihr bekanntes Forschungsprojekt sind Sie bereits in der Thematik. In vielen Interviews habe ich aber die Erfahrung gemacht, dass das Grundverständnis lokaler Märkte sehr unterschiedlich ist, daher erst noch die Frage: Was ist Ihr Grundverständnis lokaler Märkte, wie würden Sie den Begriff weitestgehend definieren?
4. L: Aus Sicht eines Stadtwerkes/Energieunternehmens: Ein lokaler Energiemarkt ist zum Beispiel ein Areal, auf dem man lokal Energie und Wärme produziert und das in irgendeinem Vertragsverhältnis dem Endkunden dort verkauft. Der Restbezug, da nicht alles vor Ort mit PV, BHKW oder was es noch gibt produziert werden kann, muss vom Netz mit einer klassischen Stromlieferung bezogen werden. Das ist für uns ein lokaler Energiemarkt, auf dem Energie vor Ort produziert wird und möglichst wenig von außen hinzugefügt werden muss. Derzeit ist unsere Stadt ziemlich am Wachsen, es werden viele Neubaugebiete erschlossen und wir sind da in Gesprächen mit der Stadt. Dadurch dass wir zu 49% der Stadt als Anteilseigner gehören, sind wir eng verbunden und sind in Gesprächen in den potentiellen Neubaugebieten in den nächsten Jahren solche lokalen Konzepte umzusetzen, neben dem Forschungsprojekt, das wir derzeit schon umsetzen.
5. Q: Es ist ja grundsätzlich ein ganz neues Marktdesign, daher kann davon ausgehen, dass sich die Rollen und Akteure auf einem lokalen Markt ändern könnten. Haben Sie eine Vorstellung, welche Rolle Sie als Stadtwerke auf einem lokalen Markt einnehmen könnten?
6. L: Was heißt die Rollen ändern sich; bei so lokalen Konzepten sind es eigentlich immer die gleichen, die mitmischen. Es ist die Stadt, die Flächen hat, PV- oder Blockheizkraftwerk-Hersteller, also Unternehmen, die Hardware liefern, Handwerker, die das installieren und dann noch das ganze Messkonzept. Wir agieren sozusagen bei den ganzen [Prozessen] mit: Wir agieren als Investor, der in die Infrastruktur investiert und durch den Wärme- und Stromverkauf vor Ort eine Rendite auf die Investition bekommt. Wir agieren auch als Messdienstleister, weil das alles auch vernünftig gemessen werden muss. Wir machen Betriebsführung, kümmern uns um die Energieanlagen vor Ort, das ist unsere Rolle. Was wir nicht machen: Wir haben zum Beispiel keine Tiefbaufirma oder keine Handwerksfirma, die zu uns gehört. Wir haben zwar Leute, die sich um Stromverlegung usw. kümmern, aber Handwerksfirmen, die Arbeiten ausführen wie zum Beispiel PV-Module-Errichtung wir auch nicht, sondern haben Partnerfirmen, die das für uns machen. Im Großen und Ganzen kann man sagen, dass wir in so einem lokalen Konzept als Full-Service-Dienstleister dastehen, der sich um alles kümmert, aber eben nicht alles mit eigenen Leuten macht, sondern auch mit Partnerfirmen.

7. Q: Wenn wir auf den lokalen Markt an sich schauen; stellen wir uns mal vor wir hätten in Deutschland ein paar lokale Märkte, die sich etabliert haben und in denen der Handel funktioniert; können Sie sich vorstellen, welchen allgemeinen Nutzen lokale Märkte an sich, dadurch dass sie existieren schaffen, sei es volkswirtschaftlich, ökonomisch oder technisch gesehen?
8. L: Der Nutzen davon ist, dass die Wertschöpfung vor Ort bleibt, vor allem wenn man mit lokalen Firmen zusammenarbeitet, davon profitiert die ganze Stadt und die ganze Region. Dadurch dass die Energie überwiegend vor Ort produziert wird, ist langfristig auch kein großer Netzausbau auf der Hochspannungsebene notwendig. Der Strom muss nicht aus Schleswig-Holstein von Windrädern hertransportiert werden, sondern wird vor Ort produziert. Dadurch spart man Netzausbaukosten und man profitiert zusätzlich. Das sind die zwei wichtigsten Sachen. Wenn man langfristig versucht alles lokal durch Strom abzubilden, also Strom aus PV oder Wärme aus PVT-Modulen, wird man unabhängig von fossilen Brennstoffen, also Öl und Gas und das wird gesamtwirtschaftlich in den nächsten 30-50 Jahren das Ziel sein. Aktuell ist es wieder so, dass Öl- und Gaspreise gefallen sind und solche Konzepte durch diese niedrigen Preise an der Schwelle sind sich zu lohnen und nicht so sehr wirtschaftlich sind. Aber auf lange Sicht und mit den [lokalen Konzepten], hat man mehr Planungssicherheit und langfristig müssen wir von fossilen Brennstoffen wegkommen. Der Ansatz mit den lokalen Energiemärkten braucht einfach noch seine Zeit.
9. Q: Klar, der größere Rahmen ist die Energiewende kann man sagen, in einem Wort ausgedrückt, dadurch kam das Thema überhaupt erst zustande.
10. L: Genau.
11. Q: Okay, dann würde ich jetzt in mein Hauptthema eintauchen: Mögliche oder denkbare Geschäftsmodell für lokale Energiemärkte. Da erst einmal die Frage: Was die Praxis angeht, sind Sie durch Ihr Forschungsprojekt schon relativ weit. Sind Sie auch schon dabei konkrete Geschäftsmodelle zu entwickeln oder zu planen?
12. L: Geschäftsmodelle für lokale Energiemärkte?
13. Q: Ja genau.
14. L: Unser Geschäftsmodell für lokale Energiemärkte kann man relativ einfach ausdrücken: Bei den neuen lokalen Konzepten ist es so: Wir sind vor Ort der Investor und der Betriebsführer, der das ganze organisiert. Das Geschäftsmodell ist, dass wir den Menschen Wärme und den Strom verkaufen und dadurch Geld verdienen. Den Leuten bieten wir die Sicherheit für die Zukunft, dass es für die nächsten 20 Jahre stabil läuft. Wenn man in die Details reingeht, wie sehen die Vertragsverhältnisse aus, kann man noch Stunden darüber reden. Aber das ist im Wesentlichen das Geschäftsmodell, wir sind Betreiber und Investor, produzieren vor Ort Strom und Wärme und die Endverbraucher kaufen es von uns ab. Es ist also nicht großartig anders, wie wenn man normaler Stromhändler ist, nur wir machen es lokal und kaufen unseren Strom nicht klassisch

über das Netz ein, sondern produzieren in diesen lokalen Konzepten selbst vor Ort. In der Zukunft kommen noch Themen hinzu, wie zum Beispiel Elektromobilität oder andere Dienstleistungen. Aber das Hauptgeschäftsfeld ist wie ich es beschrieben habe.

15. Q: Haben Sie auch Ansätze von direktem Handel zwischen Akteuren in Ihrem Konzept oder Ihren Geschäftsmodellen, oder bleiben Sie immer der Intermediär oder Zwischenhändler, der Strom und Wärme produziert, verkauft und liefert, oder ermöglichen Sie beispielsweise den Haushalten, dass sie direkt untereinander handeln können?
16. L: Das ist sozusagen noch einmal eine Stufe weiter. Das ist bei uns ein Forschungsprojekt, bei dem jemand in eine PV-Anlage bei sich auf dem Dach investiert, den Strom selbst verbraucht und den beispielsweise nicht in der Batterie speichern will, sondern an seinen Nachbarn verkauft. Das wird ein Thema der Zukunft sein, wenn man für den eingespeisten Strom als Privatverbraucher, keine Einspeisevergütung mehr bekommt, denn die wird auslaufen und was macht man dann mit dem Strom. Ohne Vergütung einzuspeisen macht wenig Sinn, deshalb eben das Forschungsprojekt: Was passiert als nächster Schritt. Im ersten Schritt sind wir der Investor und der Energiehändler, wenn man so will, aber in Zukunft müssen wir den Leuten für den Strom, den sie einspeisen und kein Geld mehr bekommen etwas bieten, sonst werden die Leute in so lokalen Konzepten nicht mitmachen. Aber das ist wie gesagt schon die Stufe darüber und da muss man noch deutlich mehr Probleme lösen, was Regulierung usw. angeht.
17. Q: Wenn es um direkten Handel oder Peer-to-Peer-Handel geht: Da ist die Strom- oder Wärmelieferung durch Sie deutlich verringert; welche Rolle stellen Sie sich auf solch einem lokalen Markt dann vor?
18. L: Wenn die Leute anfangen Energie direkt untereinander zu handeln, kann unsere Aufgabe weiterhin der Betrieb oder das Management der PV-Anlagen sein. Langfristig könnten wir auch in Softwareentwicklung investieren und den Leuten die Software dafür zur Verfügung stellen, dass sie den Strom untereinander handeln können, wenn irgendwann die regulatorischen Fragen gelöst sind. Plattformbereitstellung, Abrechnung und Betriebsführung von Energieanlagen in Zukunft. Es kann schon passieren, dass in Zukunft die Leute vermehrt in PV investieren. Der Bezug von unseren Energieanlagen oder der überregionale Bezug von klassischem Netzstrom, nimmt ab und dann müssten wir eben unseren Fokus und unser Geschäftsfeld auf die Themen fokussieren, die ich gerade genannt habe.
19. Q: Wenn es um die Monetarisierung geht: In der ersten Stufe, haben Sie vorher schon gesagt, geht es einfach um die Rendite. Wenn Sie als Full-Service Anbieter auftreten, haben Sie eine gewissen Marge auf der Dienstleistung, das ist einfach umzusetzen. Aber wenn es um die zweite Stufe geht, um den direkten Energiehandel zwischen Haushalten ist die Frage, wie könnte dann Gewinn gemacht werden. Die Haushalte handeln direkt untereinander und brauchen dafür unter Umständen die Plattform. Haben Sie eine Vorstellung, wie Sie hier Gewinn machen könnten?

20. L: Ja, was ich vorhin gesagt habe. Dort würde sich das Geschäftsfeld in Richtung Dienstleistung und IT bewegen, dass wir der Dienstleister sind, eine IT-Abrechnung zur Verfügung stellen und dafür Gebühren verlangen. Dann eben auch der Netzbetrieb, der Strom muss auch im physischen Netz [transportiert werden]. Da wird sich in den nächsten Jahrzehnten auch nichts ändern, denke ich, dass jetzt Leute anfangen eigene Leitungen und Kabel zum Nachbarn legen und ihm dann Strom verkaufen. Aktuell ist das gesetzlich glaube ich auch nicht erlaubt. Also diese drei Sachen denke ich: IT, Betriebsführung oder Full-Service und Netzbetrieb. Dann müssten wir schauen, wenn die Leute anfangen untereinander Strom zu handeln, dass wir in den drei Geschäftsfeldern lokal Marktführer werden.
21. Q: Wenn wir über die Zielgruppen reden: Da kann man über beide Ausbaustufen, über die erste und die langfristige reden. Es sind natürlich die Haushalte, die Handwerker und lokale Unternehmen, die Hardware wie PV und BHKW liefern. Gibt es dann noch weitere Zielgruppen an die Sie denken, also zum Beispiel im Gewerbe oder in die Industrie oder sind Sie rein auf die Haushalte konzentriert?
22. L: Nein, das machen wir heute schon, dass wir bei Gewerbekunden in PV-Anlagen investieren und den Kunden den Strom direkt vom Dach verkaufen. Das ist jetzt keine tiefe Wissenschaft und keine Revolution, das machen wir jetzt schon. Wenn das PV-Thema in Zukunft stärker wird, weil die Modulpreise weiter sinken, dann wird es irgendwann wieder einen PV-Boom geben und dafür sind wir relativ gut aufgestellt, weil wir das schon seit Jahren praktizieren. Es wird also nicht zu schwer für uns, die Ressourcen kurzfristig hochzufahren, weil wir sowieso schon viel Erfahrung mit dem Thema haben.
23. Q: Dann würde ich noch einmal grob zur Kosten- und Erlösperspektive kommen. Wir können mal über beide Stufen sprechen, also die erste, die Sie schon machen und die zweite, mit dem Peer-to-Peer-Handel. Auf der Seite der Kosten, was können Sie denn da grob sagen, wofür fallen die meisten Kosten an? Also zum Beispiel für irgendeine Entwicklung, Personal, Marketing, also die großen Kostenblöcke, die die Geschäftsmodelle nachher verursachen?
24. L: Also bei diesen lokalen Konzepten, bei denen man in Energieanlagen investiert wird in Zukunft das Hauptthema sein die steigenden Handwerkerkosten. Das ist ein sehr großer Kostentreiber, da es immer weniger Handwerker gibt und aufgrund des Bau-Booms die Nachfrage wächst. Es wird immer schwieriger gut ausgebildete Handwerker zu finden, die die Hardware verbauen. Das wird in Zukunft noch schlimmer sein. Das Zusammenspiel von Hard- und Software im Energiebereich und in lokalen Konzepten wird auch immer komplexer. Man braucht einfach gute Fachkräfte. Vielleicht wird es in Zukunft so sein, dass Handwerker parallel zu den manuellen Arbeiten studieren müssen und das wird daher eine Schicht sein, die auch sehr gut verdienen wird und das wird auch ein sehr hoher Kostentreiber sein bei der Umsetzung der lokalen Konzepte. Anderes Thema ist der Reststrom; also vor allem im Winter, wenn die Lastspitzen kommen, die Sonne nicht scheint und man nichts speichern kann. Dann muss man definitiv Strom von außen

holen. In den Lastspitzen könnte das ein Problem sein. Das wird sich dadurch widerspiegeln, dass der Strombezug von der Netzseite sehr teuer wird. Das könnte in Zukunft also auch ein sehr großer Kostentreiber sein, der Reststrombezug.

25. Q: Damit ist natürlich auch wichtig die Erlöse hoch zu wirtschaften. Was ist denn der Hauptlöstreiber, was ist für Sie die wichtigste Variable, um hohe Erlöse zu erzielen? Sind es die Haushalte, die mitmachen oder die Kilowattstunden, die gehandelt und verkauft werden, was ist da Ihre Vorstellung?
26. L: Der klassische Umsatztreiber ist eben der Kunde, der Energie kauft und dann noch das Wetter. Das Wetter meint: Wenn viel Sonne scheint, dann gibt es viel PV-Strom, dann steigt dementsprechend auch der Umsatz an. Das heißt, das Wetter wird zu einem großen Umsatztreiber. Durch die globale Erwärmung wird sich einiges ändern, dass zum Beispiel die Leute im Sommer die Häuser kühlen wollen und nicht nur heizen werden. Das wird auch ein Umsatztreiber. Im Sommer kann der Strom aus PV-Anlagen kommen, wir werden keine US-amerikanischen Verhältnisse haben, dass die Kühlung im Sommer aus Kohle- und Atomstrom kommen wird, sondern wir haben den Vorteil, dass der Strom dann aus PV-Anlagen kommt. Aber das wird auch ein Thema sein in Zukunft, dass die Leute im Sommer kühlen. Vielleicht nicht so stark wie in den USA, aber so um 2 bis 3 Grad herunterkühlen halte ich für realistisch. Das kann man heute schon mit modernen Wärmepumpen umsetzen: Wenn man im Sommer kaltes Wasser durch die Leitungen pumpt, kann man das Haus um zwei bis drei Grad herunterkühlen und man kann sehr gut den Strom der PV-Anlage nutzen. Wetter, Kühlung und klassischer Stromverkauf sind so die klassischen Umsatztreiber.
27. Q: Haben Sie Leitfaden gerade vorliegen?
28. L: Ja.
29. Q: Bei Frage 3.1.5 habe ich vier Kategorien angegeben, das ist der erste Entwurf für Kategorisierungen möglicher Geschäftsmodelle. Ich sage gleich zu jeder Kategorie einen Satz. Vielleicht können Sie dann nachher versuchen, Ihre Geschäftsmodelle in eine oder mehrere Kategorien einzuordnen. Und zwar: Peer-to-Peer Energiehandel ist das, was wir sozusagen als Ausbaustufe zwei bezeichnet haben, dass die Akteure direkt untereinander handeln können, also Haushalte, Gewerbe oder Industriekunden, ohne dass Rücksicht genommen werden muss auf ein physisches Netz oder irgendwelche Schaltungen. Also es geht rein um den virtuellen Handel. Der zweite Schritt wäre dann die Infrastruktur, dass irgendeine Art von Infrastruktur bereitgestellt wird, also beispielsweise Smart-Meter, PV-Anlagen oder ein lokales Netz bereitgestellt und betrieben wird. Aggregation meint, dass Aggregation die Schlüsselaktivität ist, egal ob sie last- oder erzeugungsseitig erfolgt. Energie-Services und weitere Produkte ist die offenste Kategorie und meint, dass an die Kunden weitere Value-Added Services oder Produkte angeboten werden. Finden Sie sich da eventuell in irgendwelchen Kategorien wieder?
30. L: Ja, aber können Sie noch einmal Aggregation erklären?

31. Q: Das meint, wie gesagt, dass die Kerntätigkeit des Geschäftsmodells Aggregation ist, also es könnten beispielsweise Haushaltsgeräte, ganze Haushalte oder es wäre denkbar, dass gesamte lokale Märkte aggregiert werden. Um dann darauf aufbauend neue Services anzubieten, hier hängt es dann schon wieder mit der vierten Kategorie zusammen.
32. L: Dass man so ein ganzes Gebiet zusammenfasst, um dann Stromeinkaufskonditionen für das ganze Gebiet aushandelt?
33. Q: Zum Beispiel, es kann ja auch auf kleinerer Ebene zum Beispiel auf der Haushaltsgeräte-Ebene erfolgen. Es gibt da auch schon Flexibilitäts-Geschäftsmodelle, insbesondere auch in der akademischen Literatur wird viel über Aggregation diskutiert. Ein Stichwort wäre Virtuelles Kraftwerk, das ist ja jetzt schon möglich in größerem Maßstab. Das wäre auf einem lokalen Energiemarkt denkbar, das auf verschiedenen Ebenen durchzuführen.
34. L: Wir sehen uns eigentlich in allen vier Bereichen. Peer-to-Peer Energiehandel: Da müssen wir dem Kunden irgendwas liefern können in der Zukunft. Infrastruktur: Da sehen wir uns vor allem, also die ganzen Investitionen in das Netz, die PV-Anlagen und so weiter und dann weiterverkaufen der Energie. Aggregation: Wie ich es jetzt verstanden habe, machen wir das auch. Energie-Services- und Produkte: Das ist auch eine Sache, die wir jetzt schon verfolgen und vor allem schon für das lokale Netz energienahe Produkte anbieten. Wir bauen gerade eine Elektroauto-Ladesäuleninfrastruktur auf und bieten Ladekarten für die Kunden an. Wir haben Car-Sharing als Projekt gestartet, in dem wir den Kunden Elektroautos vermieten und zur Verfügung stellen, damit man sich regenerativ fortbewegen kann. Das sind alles so Produkte, bei denen wir dabei sind, die zu entwickeln und an die Kunden freizugeben, das ist alles energienah. Was wir auch machen und in die Richtung IoT geht: Wir bieten den Leuten Energie-Monitoring an, damit sie Ihren Stromverbrauch auf den Handys visualisieren können, was es in Deutschland bisher noch nicht gibt, weil wir die Smart-Meters nicht haben, aber das wollen wir den Leuten jetzt schon bieten. Das sind eben alles Beispiele für energienahe Produkte und Services, die wir entwickeln und wenn etwas fertig wird, bringen wir es hier auf den Markt und schauen, wie es ankommt. Also b [Infrastruktur] und d [Energie-Services und -Produkte] sehr stark, a [Peer-to-Peer Handel] in der Zukunft. Bei c [Aggregation] müsste ich noch etwas darüber nachdenken.
35. Q: Wir hatten ja vorher kurz angeschnitten, dass der Peer-to-Peer Handel mit der aktuellen Regulierung relativ schwierig umzusetzen ist, das ist natürlich ein Feedback, das ich aus jedem Interview bekomme, dass es das Kernhemmnis ist. Welche weiteren Schwierigkeiten sehen Sie für Ihr aktuelle Geschäftsmodell und in der Zukunft noch?
36. L: Also genau, Regulierung haben Sie schon gesagt. Also jetzt speziell für den Peer-to-Peer Energiehandel?
37. Q: Wir können beides ansprechen und betrachten kurz die größten Schwierigkeiten und Hemmnisse.

38. L: Bei dem Peer-to-Peer-Handel sehe ich auch die Schwierigkeit, bei größeren Mehrfamilienhäusern ist es ja so, dass da entweder das Stadtwerk oder irgendein Investor in die PV-Anlage investiert hat, die verkaufen den Strom dann an die Leute und die müssen sich um nichts kümmern. Dadurch haben die dort eigentlich kaum die Möglichkeit auch in Zukunft Strom, den sie selbst produzieren weiterzuverkaufen. Deshalb sind die ganzen Mehrfamilienhäuser schon einmal raus. Bei den Einfamilienhäusern, die in so einem Gebiet liegen, ist es eben so, dass sie den überschüssigen Strom untereinander handeln können. Es wird in Zukunft auch so sein, dass die Batteriepreise immer niedriger werden. Das heißt, dass die Leute in die Richtung gehen, dass es für die wirtschaftlich sein wird, das Haus autark zu betreiben. Also die haben eine PV-Anlage, ein Elektroauto und einen Speicher. Das alles ist dann so billig, dass man fast gar nichts mehr von den Stadtwerken kaufen muss. Das Netz muss trotzdem noch vorgehalten werden, wenn die Sonne mal nicht scheint oder die PV-Anlage ausfällt, dann braucht man das Netz und den Energiehändler immer noch. Aber dann den Schritt zu machen, man verkauft überschüssige Energie an den Nachbarn, da müsste noch ein starker monetärer Anreiz erscheinen. Den ganzen Aufwand zu betreiben, um das dem Nachbarn zu verkaufen, das müsste sich schon lohnen. Vor allem, warum sollte dann der Nachbar den Strom vom seinem Nachbarn kaufen, wenn er sich selbst autark machen kann. Also diese Restmengen an Strom werden klein sein und es muss eben auf jeden Fall einen starken monetären Anreiz geben, den Strom woanders hin zu verkaufen.
39. Q: Der Hebel bei Reststrommengen wird eben vermutlich recht gering sein, verstanden. Dann vielleicht noch eine kurze generelle Frage, die ich am Anfang übersprungen hatte: Wenn wir noch einmal kurz über die Akteure eines lokalen Markerts sprechen, vor allem über den Peer-to-Peer Markt: Das ist ein Feld, in dem derzeit ganz viele neue Startups einsteigen, die Handelsplattformen, zum Beispiel auch über Blockchain anbieten wollen. Denken Sie, dass sich die die Zusammensetzung der Akteure und Stakeholder auf einem solchen lokalen Markt ändern wird oder was ist Ihre Einschätzung?
40. L: Wenn irgendwann der Handel mit dem Reststrom zum Laufen kommt, dann werden sich die Akteure, die nichts mit der Software zu tun haben, also die PV-Anlagen und andere Hardware warten, sich sicherlich nicht ändern. Aber für den Handel mit dem Reststrom könnte sich schon, wenn sich etwas in der Regulierung ändert, eine Art Amazon dafür entwickeln, also eine Plattform, die das alles organisiert, sich da durchsetzt und alle kleinen Stadtwerke ausschaltet. Also so eine Plattform, die dann lokal immer eine Lösung anbieten kann. Ob das eher kleinteilig oder großteilig wird, kann schon sein. Aber das ist dann eben eine Stufe weiter. Also erst einmal muss es den lokalen Energiemarkt geben, dafür muss eine Plattform entwickelt werden, also so eine Art EEX für Kleinverbraucher. Ich kann jetzt auch noch keine Prognose machen, wer das machen wird.
41. Q: Ich bin mit meinen Fragen durch, daher würde ich gerne noch einmal die offenen Frage stellen, ob Sie noch etwas anmerken möchten, das Sie mir für meine Auswertung mitgeben möchten?
42. L: Nein, ich denke nicht.

43. Q: Vielen Dank, dann stoppe ich jetzt die Aufnahme.

Interview M

| | |
|---------------------------------|--|
| Date of interview | 25.07.2018 |
| Date of transcript | 25.-30.07.2018 |
| Communication channel | Phone |
| Profession of interview partner | Project Manager |
| Company field | IT Service Provider for Energy Companies |
| Interview duration | 37 min. |
| Remarks | - |

(Q = Interviewer, M = Interviewee)

1. Q: Fangen wir damit an, dass Sie mir kurz sagen, was Ihr Bildungshintergrund ist, welche Position Sie in Ihrem Unternehmen haben und in welcher Branche Ihr Unternehmen tätig ist?
2. M: Bildungshintergrund ist Wirtschaftsingenieur, Schwerpunkt Maschinenbau. Ich habe die Position Principal Consultant, im Prinzip Vertriebsleiter und Schwerpunkt Software in der Energiebranche.
3. Q: Ich habe mich vorher noch einmal bei Ihnen auf der Website informiert, Sie bieten verschiedenste Lösungen an für dezentrale Energiesystem, utility-in-a-box und so weiter, wenn ich das richtig verstanden habe. Ein Ziel könnte beispielsweise auch lokale Energiemarkt sein. Lokale Energiemärkte sind ein weitgefaster Begriff, jeder definiert sie anders. Daher erst die Frage: Was verstehen Sie unter lokalen Energiemärkten, wie würden Sie den Begriff weitestgehend definieren?
4. M: Wir sprechen im Deutschen nicht von lokal, sondern von regional, was aber ähnlich ist und was ich daher auch so definieren würde, dass ein lokaler Energiemarkt ein regionaler Energiemarkt ist. Im Englischen spricht man aber eben von *local* und nicht *regional Energy*. Von daher gesehen ist das für uns erst einmal die grobe Definition. Die dahinterliegende Definition regional bedeutet, da wir in Deutschland unterwegs sind, nicht ganz Deutschland [als eine Region]. Eine Region ist dann nur ein Teil Deutschlands, das könnte beispielsweise ein Bundesland sein, das wäre dann allerdings schon das Größte, was wir uns unter einem lokalen/regionalen Energiemarkt vorstellen. Wir würden es wahrscheinlich eher definieren als den Bereich eines Stadtwerkes und vielleicht noch das Einzugsgebiet des Stadtwerkes, also ein bisschen in der Umgebung, dass man eine Kommune oder Gemeinde hat und außen rum noch ein Gebiet definiert, was noch zur Region gehört. Das ist aus unserer Sicht auch meistens sozio-kulturell definiert, denn es geht gegenüber den Endkunden um ein Zugehörigkeitsgefühl. Allerdings haben wir auch die Situation, dass Regionen bald rechtlich definiert sind, wahrscheinlich 2019, oder im Prinzip auch jetzt schon durch die Definition der Regionalen Herkunftsnachweise mit den Postleitzahlgebieten und 50 Kilometer

Umkreis, das ist noch ein bisschen spezifischer. Das würde wir auch als einen regionalen oder lokalen Energiemarkt verstehen.

5. Q: Ich habe auch gesehen, dass Sie das Ziel haben Peer-to-Peer Handel anbieten zu können in Zukunft. Wie hängt das für Sie zusammen, lokale Energiemarkt und Peer-to-Peer Handel?
6. M: Also Peer-to-Peer muss man auch definieren; strenges Peer-to-Peer wäre: Ein Erzeuger versorgt einen Verbraucher, bzw. ein Verbraucher wird komplett von einem Versorger versorgt. Peer-to-Peer kann aber auch sein, was wir in Deutschland machen, dass man ein Erzeugungsportfolio definiert, beispielsweise zehn Erzeugungsanlagen, die regional zugeordnet sind und damit wird eine Kundengruppe mit Energie versorgt. Das können dann zum Beispiel auch mehrere tausend Kunden sein, die aber auch regional zugeordnet sind. Also Projekte, die wir [derzeit] machen, haben ein regionales Anlagenportfolio auf der Erzeugungsseite und regionale Endverbraucher auf der Verbrauchsseite und Peer-to-Peer in dem Sinne wäre die Zuordnung dieser regional erzeugten Energie zu den regionalen Endverbrauchern.
7. Q: Ich habe auch gesehen, dass Sie insbesondere auch Produkte anbieten für neue Akteure auf Energiemärkten. Wenn wir auf den lokalen Markt schauen, was stellen Sie sich denn vor, welche neuen Akteure und Stakeholder könnten in einen lokalen Markt eintreten?
8. M: Unsere Erfahrung ist, es können zum Beispiel (Bürger-) Energiegenossenschaften sein, die verfügen bereits über ein Anlagenportfolio, deshalb werden sie gegründet. Sie verfügen aber auch über Mitglieder und die Herausforderung kann sein, dass die Mitglieder ihren eigenen Strom, der in Anlagen der Genossenschaft produziert wird, beziehen können und daraus ein Stromprodukt zu machen. Das können solche Energiegenossenschaften nicht, da es Komplexitäten im energiewirtschaftlichen Sinne bei den Prozessen gibt. Da kommen wir dann ins Spiel, dass wir diese Prozesse abbilden. Neue Akteure können auch Komponentenhersteller sein, insbesondere Batteriehersteller. Wir machen derzeit eine große Energy-Community mit einem Batteriehersteller. Es können aber auch andere Komponentenhersteller sein, zum Beispiel solche Smart-Boxes, die zwischen Haushalt, Batterie, Solaranlage und dem Netz stehen und die intelligent gesteuert werden können, Messdaten liefern usw., also auch solche Hersteller würde ich unter dem Begriff Komponentenhersteller subsumieren und die können Interesse haben, um ihre Hardware zu vertreiben, auch in dem Energiebereich Produkte anzubieten. Zum Beispiel Energy-Communities und dann werden noch andere Hersteller wie Batteriehersteller, Modulhersteller usw. hinzugeholt. Das können neue Akteure sein. Neue Akteure heißt auch, das sind keine etablierten Energieversorger, sondern die gibt es erst seit ein paar Jahren. Es können auch zum Beispiel Projektentwickler sein, die Solaranlagen oder Windkraftwerke bauen und betreiben und die den dort gewonnenen Strom über ein Stromprodukt vermarkten wollen und nicht einfach an der Börse handeln wollen. Mit denen könnten wir zusammenarbeiten. Beispielsweise arbeiten wir auch im Energieversorgungsbereich mit neuen Akteuren zusammen, zum Beispiel ein Joint-Venture, bei dem sich ein etablierter Energieversorger mit einem lokalen Akteur zusammenschließt und das Joint-Venture tritt als Stromlieferant auf, hat aber keine etablierten Prozesse und

konzentriert sich im Prinzip auf Vertrieb und auf das Endprodukt. Die energiewirtschaftlichen Prozesse werden dann von uns abgewickelt. Das sind so ein paar Beispiele.

9. Q: Sie haben es eben schon angeschnitten, dass Sie beispielsweise die Prozessabwicklung für solche neuen Akteure machen könnten. Daher jetzt noch spezifisch die Frage: Welche Rolle könnten Sie sich auf einem lokalen Markt vorstellen?
10. M: Die Rolle lässt sich zusammenfassen als Peer-to-Peer Software-as-a-Service White Label Energieplattform-Anbieter. Das heißt: Wir können energiewirtschaftliche Prozesse, die notwendig sind um solche Stromprodukte zu vermarkten, abbilden. Dazu gehört zum Beispiel das Bilanzkreismanagement, die Direktvermarktung, die GPKE, also die Prozesse für die Belieferung von Endkunden mit Strom, Kommunikationsprozesse mit den Netzbetreibern und Altlieferanten, die Kundenkommunikation, Abrechnung der Kunden, Marktkommunikation und so weiter. Da gibt es eine ganze Menge an Prozessen, die über unsere Software abgebildet werden können. Und es gibt Markttrollen in der Energiewirtschaft, die wir übernehmen können. Also wir koppeln an die Prozesse Markttrollen, die Rolle des Bilanzkreismanagers, des Direktvermarkters und auch die Rolle des Lieferanten.
11. Q: Dann besetzen Sie also ein Stückweit die ganzen Schnittstellenfunktionen.
12. M: Man könnte sagen, wir übernehmen die Rolle der Spinne im "Netz" der Daten-, Energie- und Geldflüsse, als Aggregator für diese verschiedenen Themen die über unsere Plattform laufen, aufbereitet werden und zu einer entsprechenden Kommunikation mit den anderen Marktakteuren führen und da hängen entsprechende Schnittstellen dran, also zum Beispiel Schnittstellen zu den Netzbetreibern oder Altlieferanten oder zu den Finanzbuchhaltungssystemen unserer B2B-Kunden oder die Schnittstelle zu den Endkunden. Wir bieten zum Beispiel auch einen Web-Baukasten für Regionalstromprodukte an. In einem anderen Projekt versorgen wir auch eine App mit Informationen, wobei wir die App nicht selbst programmieren oder entwickeln. Aber da gibt es verschiedene Schnittstellen. zum Beispiel auch die Schnittstelle in die Hardwarerichtung, wir müssen als Direktvermarkter Daten auslesen und die Erzeugungsanlagen fernsteuern können oder wie schon angesprochen mit den intelligenten Boxen, die bei Prosumern dazwischen hängen, die eine Batterie und PV installiert haben. Da eine Schnittstelle für solche Boxen aufzusetzen, um Messdaten und Steuerdaten abzusetzen.
13. Q: Wenn wir noch einmal über lokale Märkte allgemein sprechen; was stellen Sie sich vor, welchen Nutzen schaffen lokale Märkte ganz allgemein für das Gesamtsystem, allein durch ihre Existenz, sei es volkswirtschaftlich, technisch oder ökonomisch?
14. M: Das sind verschiedene Ebenen, die Sie ansprechen. Aus der Sicht des Endkunden, schaffen sie den Nutzen, dass er besser verstehen kann, wo sein Strom herkommt. Das wird nicht jeden interessieren, aber es gibt Menschen, die das gut finden zu wissen, dass der Strom aus einer spezifischen Anlage aus der Umgebung kommt. Analog nehmen wir immer das Beispiel der regionalen Lebensmittel. Das finden viele Menschen auch gut, wenn sie wissen, dass es aus

der Region kommt. Aus der regionalen Perspektive der Akteure, zum Beispiel Stadtwerk, Kommune etc. spielt das Thema regionale Autarkie eine Rolle. Dass man die Energieversorgung so gestaltet, dass eine Region perspektivisch in der Lage ist sich selbst zu versorgen. Aus der gesamtwirtschaftlichen Perspektive hängt bestimmt der Vorteil daran, dass man sich unabhängiger macht von globalen Energieströmen mit den zusammenhängenden politischen Unsicherheiten und Kosten. Es geht auch um regionale Wertschöpfung bei dem Thema, dass die also nicht abfließt, sondern vor Ort bleibt. Dann gibt es volkswirtschaftlich auch noch die Komponente, dass man nicht unbedingt alle Netzebenen bedienen muss, wenn man sich regional versorgt, sondern auf der Verteilnetzebene bleiben kann. Das hat zum Beispiel auch Auswirkungen auf den Ausbau der Übertragungsnetze, dass das weniger erforderlich ist und eventuell auch Vorteile bringen kann für die Netzstabilität, wenn man es entsprechend steuert. Da gibt es auch Möglichkeiten einiges zu optimieren, Flexibilitäten zu nutzen, Regelernergie etc. Wobei ob das ein großer Vorteil ist, weiß ich nicht. Ich denke die Verteilnetze werden wahrscheinlich auch stabil, ohne dass man da fluktuierende Erneuerbare drin hat. Es gibt da aber bestimmt auch Wertschöpfungspotentiale im Sinne von netzdienlichen Dienstleistungen. Also noch einmal zusätzliche regionale Wertschöpfungskomponenten. Das wären für mich die verschiedenen Vorteilszenarien aus verschiedenen Perspektiven.

15. Q: Dann würde ich jetzt in mein Hauptthema einsteigen: Mögliche/ denkbare Geschäftsmodelle für lokale Energiemärkte. Gerade lokale Energiemärkte, sind derzeit noch mehr eine Idee oder ein Konzept und noch nicht wirklich etabliert. Daher erst einmal die Frage: Planen oder entwickeln Sie schon Geschäftsmodelle, die auf lokale Energiemärkte abzielen könnten?
16. M: Wir machen ja schon Projekte in dem Bereich Regionalstrom, so gesehen sind wir da schon ein Schritt weiter als das, was Sie beschreiben. Wir machen also genau diese Aggregation von regionaler Erzeugung und bringen diese zusammen mit dem regionalen Verbrauch. Es gibt da sicherlich noch weitere Möglichkeiten, das auszubauen, nämlich zum Beispiel die regionale Erzeugung für netzdienliche Dienstleistungen zu nutzen. Das wäre aus der Erzeugersicht interessant damit zusätzlich Geld zu verdienen. Aber es kann auch Richtung Endverbraucher interessant sein, wenn man solche Zusatzeinnahmen an den Endverbraucher weitergeben kann. Ein Beispiel: Die Firma Sonnen will die Batterien, die bei den Endkunden verbaut sind für Regelergieleistungen nutzen und die Einnahmen oder Margen, die sie daraus generieren dazu nutzen, solche Flat-Fee-Tarife zu refinanzieren. Das könnten so Beispiele sein. Ansonsten ist dann die Frage, wie tief Ihre Definition von lokalen Energiemärkten geht. Ich denke vom Ausblick her geht es darum, einmal auf der Erzeugungsseite Produkte zu haben, die interessant sind, also zum Beispiel nach Auslauf der EEG-Förderung wird es natürlich eine Frage sein für die Betreiber solcher Erzeugungsanlagen, wie sie den Strom weitervermarkten können und ob überhaupt. Dafür kann man sicherlich Produkte entwickeln, dass man über Power-Purchase-Agreements den Strom abnimmt und in irgendeiner Form weitervermarktet oder dass sie den selbst weitervermarkten, vielleicht sogar lokal eigene Leitungen legen für Großabnehmer oder ähnliche Dinge, da kann

man sicherlich Produkte entwickeln. Aus der Endverbraucher-/Privatkundensicht denke ich, geht es in die Richtung des Prosumenten, der sowohl verbraucht als auch erzeugt. Für diesen [Akteur] Produkte zu entwickeln, zum Beispiel solche Community-Angebote, dass man ihn erst einmal in die Lage versetzt möglichst viel selber zu erzeugen, aber den Reststrom, den er dann eventuell doch noch aus dem Netz braucht, zum Beispiel auch aus lokaler Erzeugung zur Verfügung zu stellen oder aus einer Community heraus. Es geht sicherlich auch um Produkte, bei denen es um Transparenz, Verbrauch und Energieeffizienz geht. Hier das Stichwort IoT, also die Steuerung der Lasten, auch im Privathaushaltsbereich. Das sind aber nicht alles unbedingt Themen, die lokal im Sinne von [lokalen Märkten] stattfinden, sondern eher im Sinne lokal, dass sie beim Kunden vor Ort durchgeführt werden. Aber dafür Produkte zu entwerfen und so zu bauen, dass sie vielleicht netzdienlich sind und über den Netzbetreiber eine Marge zu generieren, die man weitergeben kann. Zielsetzung muss letztlich sein, dass die Endkunden, seien sie gewerblich oder privat, im Bereich der Autarkie einen Vorteil haben, weil das scheint ein Interesse zu sein. Aber auch einen Vorteil haben bei den Stromkosten, will heißen, Services zu platzieren, die es ermöglichen, dass ein Endkunde seine Stromrechnung reduziert.

17. Q: Das ist dann sozusagen das Nutzenversprechen an den Endkunden, oder?
18. M: Ja genau. Die Frage wäre dann, wer ist der Endkunde, das wäre erst einmal der Private. Man kann natürlich auch weiterschauen, der Netzbetreiber kann auch ein Kunde sein. Da muss man schauen, was man in lokalen Märkten für den Netzbetreiber tun kann. Klar, da geht es um die Nutzung von Flexibilitäten im Batteriebereich, auch Elektromobilität, das sind dann sogar größere Batterien wie die Heimspeicher, die Nutzung von Wärmepumpen und der thermischen Speicherkapazität von Gebäuden und beispielsweise Preissignale der Börse zu nutzen, will heißen Energie verbrauchen, wenn sie billig ist und nicht verbrauchen, wenn sie teuer ist oder zwischen zu speichern, wenn sie teuer ist wieder zurück zu verkaufen. Bei Netzbetreibern geht es immer um die Netzstabilität, dass man die Flexibilitäten dazu nutzt die Netze zu stabilisieren und darüber eventuell noch Umsätze zu generieren. Das wären so die Bereiche, um die es auf lokaler Ebene geht.
19. Q: Sie hatten vorher mal gesagt, beispielsweise die Plattform, die Sie am Anfang erwähnt hatten, könnten auch andere Akteure nutzen, also zum Beispiel die Energiegenossenschaft oder Energieversorger, die sich auf einem lokalen Markt etablieren könnten. Was denken Sie wäre deren Vorteil durch ihre Aktivität auf einem lokalen Markt?
20. M: Die Energieversorger meinen Sie?
21. Q: Ja genau, andere Akteure außer Erzeuger oder Verbraucher.
22. M: Energieversorger sind ja auch eine klare Zielgruppe für unsere Plattform, wir arbeiten auch mit einigen zusammen und machen verschiedene Projekte im Bereich Mieterstrom zum Beispiel. Der Vorteil für Energieversorger besteht im Wesentlichen darin, dass sie mit uns Produkte entwickeln können und das relativ schnell, Stichwort time-to-serve, time-to-market oder costs-to-

serve und die neuartig sind. Also Energieversorger beyond-commodity, also sie haben jetzt ihre Commodity-Produkte und Projekte, auch die Software-Komponenten sind darauf ausgerichtet. Die Software kommt zum Teil aus den 90er Jahren, ist nicht sehr flexibel und kostengünstig anpassbar. Da ist der Vorteil auf unserer Seite, dass wir solche neuen Dienstleistungen schnell und relativ kostengünstig softwareseitig abbilden können, als es etablierte Software-Hersteller schaffen. Zum Beispiel die Gestaltung von Rechnungen: Das ist mit konventioneller Software sehr schwierig, wenn man eine Community-Abrechnung gestalten will mit verschiedenen Preiskomponenten. Wenn es also nicht mehr darum geht Kilowattstunde mal Preis abzubilden, sondern zusätzliche Dinge, wie zum Beispiel Einspeisevergütung, ein Community-Monatsbeitrag oder in einem Projekt haben wir Stromgeschenke: Die Ladung von Batterien ist kostenlos, wenn der Börsenpreis negativ ist. Das sind Komplexitäten, die man mit der herkömmlichen Software nicht abdecken kann. Da ist der Vorteil für Energieversorger, wenn sie mit uns arbeiten, dass es relativ schnell und kostengünstig durchführbar ist.

23. Q: Das meiste, was Sie anbieten sind dann Softwareprodukte, wenn ich es richtig verstanden habe. Haben Sie da eine Vorstellung, wie die Monetarisierung auf einem lokalen Markt aussehen könnte? Beispielsweise könnte es bei einer Handelsplattform über eine Monatsgebühr oder über eine Transaktionsgebühr gehen oder über eine Service-Nutzungsgebühr, haben Sie da eine Vorstellung?
24. M: Wir haben ein Monetarisierungsmodell; das ist relativ einfach. Wir haben auf der Erzeugungsseite das Thema Direktvermarktung. Da haben wir ein Dienstleistungsentgelt, was sich entweder auf die Kilowattstunde oder auf die Anlage pro Monat bezieht, dafür dass wir den erzeugten Strom direkt vermarkten. Auf der B2B-Kundenseite, also Richtung Verbrauchsstromprodukt ist es so, dass wir für ein Projekt, sei es ein Regionalstromprojekt oder ein Community-Projekt, eine Setup-Fee erheben, je nach Komplexität. Dazu haben wir zwei variable Preiskomponenten, die sich nach der Anzahl der belieferten Kunden und nach der belieferten Strommenge berechnet. Das ist ziemlich klar geregelt. Die Idee dahinter ist im Prinzip, ein lokales Stromprodukt oder einen anderen Service anzubieten, der eine Marge generiert und einen Teil der Marge bekommen wir, weil wir die entsprechenden Dienstleistungen im Hintergrund abdecken.
25. Q: Das ist eine gute Überleitung zu den Kosten und Umsätzen. Was sind für Sie die Hauptkostenblöcke für die Entwicklung solcher Geschäftsmodelle?
26. M: Personal; wir sind ein Softwareunternehmen, da ist Personal der Hauptkostenblock. Könnte man jetzt auch noch anders betrachten: Wenn wir die Lieferantenrolle übernehmen und die Stromlieferung über unsere Bücher geht, dann ist natürlich ein Hauptkostenblock die Beschaffung. Klassisch hat man einen Umsatz und einen Wareneinsatz, das wäre bei uns der eingekaufte Strom. Das wäre dann der Hauptkostenblock, aber das ist eigentlich nicht unser Hauptmodell. Unser Hauptmodell ist, wir sind Softwareanbieter und haben ein Dienstleistungsangebot, da ist Personal einfach der Hauptkostenblock.

27. Q: Die Erlösseite haben Sie mehr oder weniger schon beantwortet, aber ich möchte trotzdem noch einmal genauer nachfragen. Sie haben variable und fixe Komponenten, was ist da so der wesentliche Umsatztreiber? Möchten Sie möglichst viele Haushalte erreichen oder viele Kilowattstunden verkaufen, was ist da so die treibende Variable?
28. M: Beides; möglichst viele Menschen mit den Stromprodukten zu beliefern und dann auch möglichst viel Energie, da sich unsere variablen Umsatzbestandteile aus beiden Teilen zusammensetzt. Das Geschäftsmodell ist im Wesentlichen, dass wir eine Maschine entwickeln, die möglichst hoch automatisiert diese Prozesse abwickelt und auf dieser Maschine sollen möglichst viele Kunden drauf und möglichst viel Energiemengen darüber abgewickelt werden. Damit machen wir unseren Umsatz, also wir machen kein Projektgeschäft und verdienen unser Geld über die Setup-Fixen Kostenbestandteile.
29. Q: Sie haben den Leitfaden vermutlich nicht dabei, nehme ich an?
30. M: Nein, den habe ich nicht vorliegen.
31. Q: Bei einer Frage habe ich vier Kategorien genannt, die als Grundlage für mögliche Klassifizierungen von Geschäftsmodellen gedacht sind. Ich sage gleich zu jeder Kategorie einen Satz und kann sie am Ende gerne noch einmal wiederholen, wenn Sie diese jetzt nicht vorliegen haben. Dann können Sie danach mal versuchen, ob Sie Ihr Geschäftsmodell in eine oder mehrere dieser Kategorie einordnen könnten. Und zwar: Die erste Kategorie ist Peer-to-Peer Energiehandel und meint, dass reiner Handel zwischen Akteuren stattfindet, zum Beispiel zwischen Haushalten und anderen Haushalten. Der Strom wird aber erst einmal nur virtuell gehandelt und es wird keine Rücksicht genommen auf physische Leitungen, Anschlüsse oder Sonstiges. Die zweite Kategorie ist Infrastruktur und meint, dass irgendeine Art von physischer Infrastruktur bereitgestellt wird, also zum Beispiel Smart-Meter, ein lokales Netz oder Erzeugungsanlagen, dass also irgendetwas Physisches angeboten wird. Die dritte Kategorie ist Aggregation und meint, dass Aggregation eine der Schlüsseltätigkeiten des Geschäftsmodells ist, egal ob sie auf der Erzeugungs- oder auf der Lastseite erfolgt. Die vierte Kategorie ist relativ offen, nennt sich Energie-Services und Produkte und meint, dass weitere denkbare Services oder Produkte angeboten werden, die dem Kunden einen Mehrwert schaffen können.
32. M: Die letzten beiden Kategorien [Aggregation und Energie-Services/-Produkte] passen würde ich sagen. Den Peer-to-Peer haben Sie relativ eng definiert, bei so einem Kontensystem oder ähnlichem sind wir noch nicht. Bei der Aggregation: Wir sind mit so einem Produkt wie gesagt die *Spinne-im-Netz* mit den entsprechenden Schnittstellen zu den Akteuren und organisieren, managen und aggregieren die Energieflüsse und die Datenflüsse; die Geldflüsse nicht wirklich, da wir nicht in die Zahlungen eingreifen, wir aggregieren aber die Informationen zu den Zahlungen. Das heißt, dass wir an allen Stellen aggregieren: Geld-, Strom- und Datenflüssen.
33. Q: über die Services haben wir jetzt viel gesprochen, alles was Sie anbieten sind ja im Endeffekt Services und Produkte.

34. M: Aktuell sind das einfach Angebote zu Stromprodukten. Es wird aber auch in Richtung Flexibilitätsnutzung gehen, dass wir auch Batterien nutzen, also Stichwort Netzdienlichkeit, oder dass wir Preissignale nutzen. Vielleicht auch in dem Bereich IoT, dass wir Lasten optimieren und entsprechend Steuerdaten absetzen, Wärmepumpen an- und ausschalten. Oder optimiertes Laden von Elektrofahrzeugen ist denkbar mit Optimierungsalgorithmen, da werden wir sicherlich aktiv werden.
35. Q: Wenn wir an die Umsetzung solcher Geschäftsmodelle denken, vor allem auf den lokalen Markt bezogen, aber auch generell. Worin liegen für Sie die wesentlichen Schwierigkeiten, was sind für Sie die großen Barrieren, die Geschäftsmodelle großflächig umzusetzen?
36. M: Probleme sind einmal Unsicherheiten im Markt, in welche Richtung geht es denn wirklich. Es sind die Marketing- und Vertriebskompetenzen der B2B-Partner, die solche Produkte bewerben müssen, also gegenüber den Endkunden, das machen wir nicht als White Label Anbieter. Das ist nicht immer zufriedenstellend, wie zum Beispiel die Stadtwerke beim Vertrieb an die Endkunden agieren. Die können das oft nicht, weil sie es nicht gewohnt sind und früher nicht machen mussten. Es gibt natürlich auch regulatorische Hindernisse und Komplexitäten, die hinderlich sein können. Beispielsweise sind Batterien so im Gesetz noch nicht definiert, wie sie eigentlich wirken. Wenn man eine Batterie lädt, gilt das als Endverbrauch und wenn man sie entlädt als Erzeuger. Aber das ist sie nicht, sie speichert nur zwischen und ist weder Endverbraucher noch Erzeuger. Das hat wiederum Auswirkungen auf die Möglichkeiten Batterien zu nutzen und erhöht die Komplexität. Das gleiche gilt zum Beispiel auch für die Prosumenten, die Erzeuger und Verbraucher sein könnten. Hier könnte es sinnvoll sein, denen eine eigne Marktrolle zuzuschreiben, auch juristisch in einem Rechtsrahmen, um Prozesse zu vereinfachen. Zum Beispiel in Richtung Peer-to-Peer, dass ein Prosument nicht die gleichen Pflichten hat, wie ein ganz normaler großer Stromlieferant, wenn er seinen Nachbarn beliefern will. Also heute wäre es so, dass sich ein Prosument als Lieferant mit entsprechenden Verpflichtungen registrieren müsste, damit wird das ganze Geschäftsmodell hinfällig, weil es von den Prozessen zu aufwendig ist. Da könnte eine eigene Prosumenten-Marktrolle sinnvoll sein, wo man diese Komplexitäten verringert, sodass Prosumenten in der Lage sind, ihren Nachbarn mit Energie zu beliefern.
37. Q: Klar, Regulierung schränkt natürlich insbesondere die Energiewirtschaft sehr stark ein. Für künftige Geschäftsmodelle muss da noch einiges passieren. Dann bin ich jetzt mit meinen Fragen durch, daher möchte ich noch die offene Frage stellen, ob Sie noch etwas anmerken möchten, was Sie mir für die Auswertung mitgeben möchten?
38. M: Nein, ich denke nicht.
39. Q: Dann stoppe ich jetzt die Aufnahme.

Interview N

| | |
|---------------------------------|-------------------|
| Date of interview | 01.08.2018 |
| Date of transcript | 01.08.2018 |
| Communication channel | Phone |
| Profession of interview partner | Product Developer |
| Company field | Market Operator |
| Interview duration | 37.5 min. |
| Remarks | - |

(Q = Interviewer, N = Interviewee)

1. Q: Starten wir damit, dass Sie mir kurz sagen, was Ihr Bildungshintergrund ist, Ihre Position im Unternehmen und in welcher Branche Ihr Unternehmen tätig ist?
2. N: Mein Name ist Maximilian Rinck, ich bin studierter und promovierter Physiker und ich arbeite seit fast sieben Jahren für das Unternehmen. Meine Position ist offiziell Senior Business Developer, ich bin in der Abteilung Product Design tätig, die sich mit Produktdesign- und Marktdesignfragen rund um Spot-Strommärkte beschäftigt. Die Firma ist ein Marktplattformbetreiber für kurzfristige Strommärkte, das heißt Day-Ahead- und Intraday-Markt für Märkte in ganz Europa.
3. Q: Das Thema ist im Großen und Ganzen lokale Energiemärkte. Bei den Interviews habe ich immer wieder die Erfahrung gemacht, dass das Grundverständnis für lokale Energiemärkte, was sie überhaupt sind, sehr unterschiedlich ist. Daher erst einmal die Frage: Was ist Ihr Verständnis über lokale Energiemärkte, wie würden Sie den Begriff weitestgehend definieren?
4. N: So wie ich lokale Energiemärkte wahrnehme, ist es eigentlich ein Gegenentwurf zu dem heute etablierten Strommarktdesign, das ein überregionales Strommarktdesign ist und auf Regelzonen- oder Gebotszonen-Basis operiert wird. Das heißt in Deutschland der Day-Ahead Markt Deutschland, Österreich, Luxemburg oder ganz Frankreich oder das gesamte Vereinigte Königreich. Lokale Märkte sind Märkte, die auf regionalen Ebenen unterhalb dieser Gebotszonen oder Regelzonen agieren. Wir sehen das aus mehreren Motiven und Motivationen, solch einen Stromhandel überhaupt zu etablieren. Für uns ist einerseits der Punkt interessant, ein netzphysikalischer Grund: Ein Netzbetreiber sagt: Ich benötige lokal Strom, deswegen kann ich lokal zur Engpassbewirtschaftung oder für Redispatch-Maßnahmen einen zusätzlichen Markt anbieten, auf dem ich die Leistung, die ich dort benötige auch dort kaufe, wo es sie gibt anstatt sie blind, zum Beispiel über eine gesamte Regelzone-Zone [verteilt zu kaufen]. Es gibt dann aber auch, ich nenne es mal soziologische [Unterbrechung] Aspekte: Das sind eher so Dinge, die einen Bezug auf regionale

Stromprodukte haben. Das sind Regionalisierungsaspekte, die die Endkundenversorgung betreffen und meinen: Man möchte den Strom aus der Region haben. Das ist aus meiner Sicht auch eine Form von lokalem Energiemarkt, allerdings eine, die ich persönlich, und das ist auch die Unternehmensmeinung, energiewirtschaftlich nicht für sinnvoll halte, weil Strom eben nach der Konstruktion eine sehr überregionale Commodity ist, im Gegensatz zu Obst und Gemüse zum Beispiel, das man aus der Region kaufen kann und dann auch einen physikalischen Mehrwert hat. Diesen Zusammenhang gibt es bei Strom nicht. Das heißt, lokale Energiemärkte kann man grob in diese zwei Richtungen klassifizieren: Netzdienliche Märkte und, Märkte für sogenannten regionalen Grünstrom, was eher so eine Endkunden-Marketing-Sache ist.

5. Q: Man kann annehmen, dass bei so einer Umstrukturierung eines ganzen Marktes, sich Akteure und Rollen verändern könnten. Was denken Sie, wer sind auf einem lokalen Energiemarkt die wichtigen Akteure und Stakeholder und welche Rollen sind dann nötig?
6. N: Also ich glaube grundsätzlich sind es die Stakeholder, die ein Interesse daran haben, lokal Strom zu beziehen. Halte ich den kulturellen Aspekt von Strom heraus - also die Sachen mit man möchte Strom von der Windkraftanlage kaufen, die man sieht, das ist eher eine Frage, wie man das Förderregime aufbaut - dann sind es die Akteure, die Interesse an den regionalen Eigenschaften von Strom haben, das sind primär die Verteilnetzbetreiber. Die regionalen Märkte, die wir im Rahmen eines Projektes entwickeln, sind Märkte, an denen sich Verteilnetzbetreiber mit Flexibilität zur Netzsteuerung eindecken können. Wir haben dort einen natürlichen Käufer oder natürlichen Akteur, das ist der Netzbetreiber; Übertragungs- und aber vor allem Verteilnetzbetreiber. Auf der anderen Seite hat man Flexibilitätsanbieter, das sind Batteriespeicher, kleine Industrieunternehmen, die Flexibilität netzdienlich zur Verfügung stellen können. Für die ist ein lokaler Markt interessant, weil sie dort ganz andere Preise realisieren können, als auf einem überregionalen Markt. Auf einem überregionalen Markt sind die Preise für die, die Flexibilität verkaufen können, viel geringer, weil die Konkurrenz viel größer ist. Auf der anderen Seite hat man, wenn man zum Beispiel einen Batteriespeicher anbietet, relativ hohe Grenzkosten und man könnte diesen Speicher auf einem überregionalen, ich sage mal deutschlandweiten oder europaweiten Markt, unter Umständen nicht betriebswirtschaftlich einsetzen. Für eine anständige Rendite braucht man einen Markt, der höhere Preise aufruft und das wäre dann zum Beispiel ein regionaler Markt, sodass man die Nachfrage nach netzdienlichen Betriebsmitteln mit der Möglichkeit höhere Erlöse zu erzielen koppeln kann. Das sind für mich die neuen Akteure, die sich auf den Märkten auf beiden Seiten des Orderbuches etablieren könnten.
7. Q: Wenn wir annehmen, wir hätten einen oder mehrere lokale Märkte, die sich in Deutschland oder Europa entwickeln; könnten Sie sich vorstellen, welche Rolle Ihr Unternehmen auf einem solchen lokalen Markt einnehmen könnte?
8. N: Den Marktbetrieb; das ist das, was wir machen und können. So bringen wir uns auch in die Projekte ein, das heißt Betrieb von Handelsinfrastruktur, teilweise Abwicklungsinfrastruktur

und Kommunikation mit Netzbetreibern. Das ist letztlich der zentrale Marktplatz, auf dem mit etablierten Technologien und Geschäftsmodellen gehandelt wird.

9. Q: Klar, liegt natürlich nahe.
10. N: Ja eben, aber das ist nicht unstrittig. Es gibt auch Marktkonzepte, auf denen zum Beispiel Übertragungsbetreiber sagen, sie möchten diesen Markt betreiben, weil er dann auch die Hoheit über das Markt- und Produktdesign hat.
11. Q: Da hätte ich noch eine tiefergehende Frage: Diese Marktplattformbetreiberrolle oder allgemein der Plattformbetrieb ist in gewisser Weise die Schlüsseltätigkeit in einem lokalen Markt, mit der sich vermutlich am meisten Geld verdienen lässt. Ich habe bereits von vielen Interviewpartnern gehört, dass sie den Plan haben eine Plattform zu entwickeln. Wie schätzen Sie ein, wie wird sich das am Ende entwickeln, wenn man 20-50 Jahre in Zukunft schaut, wird es nachher viele verschiedene Plattformen geben?
12. N: Mit 30 Jahren in die Zukunft schauen tue ich mir sehr schwer, aber ich versuche es trotzdem mal. Ich glaube, was wir sehen werden, ist eine Zunahme von regionalen und dezentralisierten Märkten aus den verschiedenen Motivationen, warum solche Märkte überhaupt etabliert werden. Die Herausforderung, die sich für den übergeordneten Großhandelsmarkt stellt ist, diese Märkte zu vernetzen. Denn schließlich ist das, was man auf diesen Märkten kauft Strom und Strom wird eben immer gleichzeitig ein- und ausgespeist und eigentlich hat man keinen bilateralen Vertriebsweg. Es ist nicht so, dass Sie Strom von mir kaufen, sondern Sie bekommen ihn vom Netzbetreiber geliefert. Das heißt, man hat immer einen Netzbetreiber als Handelspartner oder Erfüllungspartner in der Mitte stehen. Das heißt, es gibt auch eine Notwendigkeit die verschiedenen Märkte an sich irgendwie zu vernetzen und zu koppeln. Wir haben das auf Großhandelsebene durch die europäische Marktkopplung in den letzten Jahren sehr weit getrieben und nicht nur Marktgebiete, sondern auch zwischen Marktplätzen weitergetrieben oder die Netz-Codes, die die unterschiedlichen Day-Ahead Strombörsen miteinander vernetzt, weil das Gut, das man kauft ist tatsächlich nur Entnahme oder Einspeisung von Strom in das Netz. Das sollte eigentlich für das spezielle Produkt in der entsprechenden Lieferperiode an allen Märkten mehr oder weniger dasselbe Knappheits- und Preissignal erzeugen. Das sehe ich für uns als Marktplattformbetreiber oder auch für den Regulator als größte Herausforderung. Das heißt, diese Dezentralisierung zu fördern, aber diese extreme Diversität in einer Form zu harmonisieren, die der Physik des Stromnetzes gerecht wird, sprich dem Gleichzeitkeitsaspekt von Stromerzeugung und -Verbrauch.
13. Q: Ich will die Frage noch einmal umformulieren, und zwar noch einmal in die Richtung des Plattformgedankens: Das ist eines der möglichen Geschäftsmodelle für einen lokalen Markt und war das häufigste Ziel der Befragten in den Interviews, eine solche Plattform zu entwickeln. Häufig kam die Aussage, am Ende werden sich ein, zwei oder drei Plattformbetreiber in Europa durchsetzen und damit wäre es ähnlich wie mit Betriebssystemen. Es wird also nicht jeder Verteilnetzbetreiber eine eigene Plattform entwickeln und betreiben. Da wollte ich noch einmal nachfragen:

Sehen Sie das auch so, oder können Sie sich vorstellen, dass sich verschiedene Plattformen entwickeln und es gibt einen, der die Plattformen zusammenbringt?

14. N: Ja, das könnte ich mir vorstellen. Dass wir eine Meta-Ebene einnehmen, die die lokalen Ebenen mit dem Großhandelsmarkt verknüpft. Das Szenario, das Sie beschrieben kann natürlich auch so sein, dass es sich am Ende ausdünn und man eine Handvoll Betreiber oder Plattfortmtypen hat. Das ist schwierig zu prognostizieren. Es gab vor einiger Zeit von Agora-Energiewende die Dezentralisierungsstudie, in der dargelegt wurde, dass die unterschiedlichen Regionen in Deutschland unterschiedliche Formen von Regionalität oder dezentraler Erzeugung und Verbrauch zeigen. Also man hat typisch im Nordwesten viel Wind und wenig Last und im Süden hat man viel PV und viel Last, teilweise aber auch viel PV und wenig Last. Die These von Agora war, dass jedes dieser Erzeugungs- und Verbrauchsszenarien einen eigenen Markttypus und ein eigenes Marktdesign bedingt. Wenn man diesen Gedanken weiterspinnt, sind es nicht die unterschiedlichen Anbieter, also Unternehmen und Plattformbetreiber, die für die Diversität und Diversifizierung sorgen, sondern tatsächlich die ökonomischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Das ist eher die These von Agora und ich würde sie als akademische These werten. Dass es wirklich so kommt, glaube ich nicht, weil es sehr starke Harmonisierungsbestrebungen gibt bzw. auf der anderen Seite, das ist auch der Ansatz, den wir fahren, wenn wir regionale Märkte entwickeln, versuchen wir nicht gleich die komplexeste Lösung zu implementieren, sondern fangen mit einfachen Marktdesignmodellen an. Damit hat man die Harmonisierung schon einmal auf den kleinsten gemeinsamen Nenner gebracht, weil das Problem auf dem kleinsten gemeinsamen Nenner ist. Das sind zwei konkurrierende Strömungen; welche sich am Ende durchsetzen wird, bleibt abzuwarten. Aber es ist auf jeden Fall auch eine unternehmerische Dynamik zu sehen, es tauchen viele verschiedene neue Geschäftsmodelle auf.
15. Q: Das ist eine gute überleitung; dann würde ich jetzt in mein Hauptthema einsteigen: Denkbare oder mögliche Geschäftsmodelle für lokale Märkte. Da erst einmal die Frage: Sie sind ja bereits in verschiedenen Projekten tätig, um das Marktdesign zu erforschen; entwickeln Sie aber auch schon konkrete Geschäftsmodelle für lokale Märkte oder wie weit sind Sie da?
16. N: Das Geschäftsmodell für unser Unternehmen ist erst einmal der Betrieb einer Handelsinfrastruktur. Das ist unser grundsätzliches Geschäftsmodell, das machen wir seit 15 Jahren. Ob wir das jetzt im Großhandel überregional europaweit machen oder lokal machen, ändert nichts an dem Geschäftsmodell, sondern man ändert nur ein paar Parameter. Das heißt, für uns ist der Betrieb von Märkten kein neues Geschäftsmodell, also eher die Frage, wie man diese Märkte ausgestaltet, aber das sind wie gesagt Parametrisierungen und Konfigurationen. Ein neues Geschäftsmodell für uns könnte die Vernetzung von lokalen Energiemärkten sein. Ich habe es schon angesprochen, so ein Betrieb einer Meta-Plattform, mit der man Marktergebnisse von andern Märkten einsammelt. Mit einem anderen Unternehmen machen wir so etwas auch gerade, da ist die Idee, dass man das Microgrid vor Ort hat und die einzelnen Akteure handeln miteinander - ob das sinnvoll ist oder nicht sei mal dahingestellt - aber sie haben immer eine Nettoerzeugung und einen Nettoverbrauch.

Also man kann einen überschuss erzeugen, den man irgendwohin abgeben will oder zusätzlichen Verbrauch, den man nicht selbst decken kann. Diesen Handelsplatz, den das andere Unternehmen dort implementiert, koppeln wir an den Großhandelsmarkt an, also stellen eine Schnittstelle zum Intraday-Markt zur Verfügung. Das ist in der ersten Annäherung nur ein Handelsteilnehmer und hinter dem Handelsteilnehmer hängt eben ein ganzes Microgrid, aber das kann man auch Institutionalisieren, wenn man sagt, dass es eine spezielle Handelsform oder Marktzugang, nicht von Unternehmen, sondern von Handelsplätzen gibt und das kann auch ein Geschäftsmodell bedingen. Das ist eine Option aus Sicht des Marktplatzbetreibers.

17. Q: Wenn man so einen lokalen Markt und in die Zukunft schaut und es vielleicht möglich wäre, dass auch Haushalte mit Energie handeln, wird das alles natürlich viel kleinteiliger. Was denken Sie, wie könnte für so eine Marktplattform die Monetarisierung aussehen? Wäre sie beispielsweise transaktionsbezogen oder wäre es mehr so etwas wie eine Zugangsgebühr?
18. N: Das ist schwierig zu beantworten und Diskussionen, die wir auch jetzt schon führen. Nicht auf Haushaltsebene, ich glaube die werden nie direkt bei uns handeln, maximal über Umwege. Aber die Diskussion geht auch schon auf Großhandelsebene in die Richtung, weil sich auch das Kundenspektrum verändert. Es sind eben nicht mehr nur die großen Energieversorger, sondern auch viele kleinere Aggregatoren, Finanzdienstleister und andere verschiedene Handelsteilnehmer. Dann benötigt man ein entsprechendes Gebührenmodell. Da kann man sich überlegen, ob man von dem festen transaktionsbasierten Entgeltmodell weggeht und zum Beispiel sagt, die ersten 100 Gigawattstunden sind in einer pauschalen Gebühr enthalten oder man bietet für kleinere Teilnehmer eine Flat-Gebühr an, damit haben die auch ein implizites Limit. Ich glaube das wird die Zeit bringen, wir werden durch die Dezentralisierung und die Zunahme der kleineren Akteure auch an den Großhandelsmärkten sehen, mit welchen Geschäftsmodellen und Entgeltmodellen man letztendlich viel weiter runter gehen kann in der Wertschöpfungskette.
19. Q: Aber Sie denken schon, dass sich durch die Kleinteiligkeit die Monetarisierung ändern könnte?
20. N: Sie wird auf jeden Fall komplexer. Aber man muss natürlich auch darüber nachdenken, wie man damit Geld verdient und welche Zahlungsbereitschaft für einen entsprechenden Service vorhanden ist.
21. Q: Klar, das ist ja natürlich die Grundlage dafür. Wir hatten immer wieder mal ein paar mögliche Zielgruppen solch einer Handelsplattform angesprochen, ich habe nebenbei etwas mitgeschrieben: Beispielsweise Finanzdienstleister, Aggregatoren, der Netzbetreiber. Können Sie noch einmal kurz zusammenfassen, wen Sie als wesentliche Zielgruppen der Handelsplattform sehen?
22. N: Bei den netzdienlichen Handelsplattformen, das sind diejenigen, die wir gerade entwickeln, definitiv die Netzbetreiber, das heißt Übertragungsnetzbetreiber, aber vor allem die Verteilnetzbetreiber, die momentan am Markt noch gar nicht aktiv sind. Das ist die eine große Kundengruppe. Die andere sind Flexibilitätsanbieter. Das sind Batteriespeicherhersteller und -betreiber, die eine Batterie neben einen Windpark stellen, um überschüssige Energie abzugreifen. Das sind flexible

Industriebetriebe; kleine, mittlere, große, die ihre Produktionsflexibilität noch einmal am Markt anbieten können. Das sind Betreiber von Elektromobilitätsinfrastruktur, da sind wir wieder bei den Speicherbetreibern. Das ist auf der einen Seite. Wenn wir auf die kulturell motivierten Regionalstrommärkte schauen, haben wir auf der einen Seite den großen Endkundenmarkt, also alle, die irgendwie regional interessiert sind. Auf der anderen Seite sind es Erneuerbare Energien-Projektierer und -Anbieter. Man kauft über so einen regionalen Markt nicht wirklich Strom, sondern man entlastet das Fördersystem, das heißt man bekommt seine Förderung als PV-Anlagen-Betreiber nicht über die Bundesnetzagentur von allen, sondern man bekommt sie von der Stadt oder von dem, der in den Strom investiert. Also im Prinzip ein alternatives Fördermodell. Auf solchen Märkten sehe ich eher diese beiden Akteure.

23. Q: Aber Sie sehen Haushalte gezielt im ersten Schritt nicht als Zielgruppe, richtig?
24. N: Genau, denn das ist volkswirtschaftlich eher eine diffizile Sache. Bilateraler Handel ist energiewirtschaftlich oder netzphysikalisch nicht wirklich definiert, das heißt, man muss sich wirklich Gedanken machen, was man mit so einem Markt erreichen will, wie man ihn implementieren kann und ob es auch sinnvoll ist, das heißt ob man dort ein Gut handelt, das einen fundamentalen Wert hat. Eine wahrgenommene Regionalität oder ökologisches Bewusstsein hat erst einmal keinen Wert und die Preisbildung auf solchen Märkten kann sehr ungenau sein. Bitcoin ist hierfür das beste Beispiel: Die Preisfluktuation, die wir im letzten Jahr gesehen haben, kam durch nicht greifbare fundamentale Preistreiber und das ist bei einer Marktentwicklung schwierig, wenn man es nicht weiß, sonst verkommt so ein Markt zu einem Spekulationsobjekt und das soll er eben nicht sein.
25. Q: Ich frage so gezielt nach, weil eben in vielen Interviews die Aussage gemacht wurde, dass der lokale Wert von Strom da ist. Das wird sich wohl in der Zukunft zeigen.
26. N: Ich finde das Konzept einfach sehr schwierig, weil es die besonderen Eigenschaften des Gutes Stroms vernachlässigt. Strom ist eben nicht mit Erdbeeren aus der Region vergleichbar, weil man Strom einfach anders handelt als klassische Güter. Zum Beispiel wenn man Strom von Deutschland nach Frankreich exportiert: Jedes andere Gut muss man auf einen LKW packen und man steht eine Stunde am Zoll; bei Strom ist es so, man verkauft ihn in Deutschland und kauft ihn in Frankreich zurück. Das ist eine ganz andere Form von Handel, mehr immaterieller Handel, das muss man im Marktdesign natürlich berücksichtigen.
27. Q: Was denken Sie, wäre die Motivation für die verschiedenen Akteure, auf einem lokalen Markt teilzunehmen? Hätten die beispielsweise rein monetäre Interessen oder hätten die Akteure noch einen anderen Nutzen, wenn sie auf dem lokalen Markt aktiv sind?
28. N: Wenn ich bei den netzdienlichen Märkten bin, kommt die Nachfrage nach Flexibilität erst einmal aus Infrastrukturgründen. Also man muss als Netzbetreiber seine Infrastruktur so kostengünstig wie möglich betreiben und Ineffizienzen vermeiden. Damit hat man ein Interesse zusätzliche regionale Leistung marktbasierend zu beschaffen. Wenn man zum Beispiel ein großes Windgebiet

hat, kann man immer eine Windanlage abschalten, aber das kostet 80 EUR pro MWh. Und wenn man auf der anderen Seite eine Last findet, die 60 EUR pro MWh kostet, hat man sich de facto 20 EUR pro MWh gespart. Das ist der Anreiz für den Nachfrager nach Flexibilität. Auf der anderen Seite für die Unternehmen, die Flexibilität bereitstellen können: Das ist natürlich ein betriebswirtschaftliches Interesse, zusätzliche Potentiale zu monetarisieren und Rendite zu erwirtschaften.

29. Q: Wenn es um lokale Handelsplattformen geht: Wenn man auf die Kosten für Plattform schaut, was denken Sie, treibt die Kosten am meisten?
30. N: Das ist schwierig zu sagen. Da ist immer die Frage, wie man als Betreiber eine solche Plattform implementieren kann. Wie wir es machen, wir haben zum Beispiel den deutschen Intraday-Markt, da haben wir viele Akteure und Umsatz und das ist eine Marktplattform. Das heißt, die Kosten, die wir haben, können wir sehr gut auf alle Handelsteilnehmer umlegen. Wenn man dieselben Kosten für einen regionalen Markt hat, hat man natürlich sehr viel weniger Teilnehmer und das treibt die Kosten nach oben. Also die Kosten sind eben die Implementierung und der Betrieb von einem Handelsplatz. Wir sind der Meinung, dass wir das relativ kostengünstig hinbekommen. Und dann natürlich die Transaktionskosten für die Teilnehmer, also wer trägt dazu bei, dass das Geschäftsmodell Marktplatzbetrieb sich trägt. Sind es zehn oder zwei Anbieter, welche Zahlungsbereitschaft haben die, das hängt vom Nutzen des regionalen Handels ab. Mehr fällt mir da nicht ein.
31. Q: Wenn Sie sagen, die Transaktionskosten und die Anzahl der Anbieter, das geht schon in meine nächste Frage Richtung Umsatztreiber: Also die Variable, die die Umsätze am meisten treibt wäre dann die Anzahl der Transaktionen?
32. N: Genau, die Anzahl der Transaktionen und die Anzahl der Teilnehmer. Wenn man an einen netzdienlichen regionalen Markt denkt, ist es auch die Volatilität der Netzeingriffe, das ist auch ein Umsatztreiber. Wenn man sich die Statistik der Bundesnetzagentur anschaut, wie viele Netzeingriffe jeder Netzbetreiber pro Jahr macht, das ist eine Zahl die konstant steigt. Die Idee eines lokalen Marktes oder des Marktplatzbetreibers ist, eben diesen Anstieg zu monetarisieren, das ist ein Umsatztreiber für uns, indem man eine Handelsmöglichkeit schafft, um die Netzeingriffe zu reduzieren. Also letztlich die Notwendigkeit für die erhöhte Zahl der Netzeingriffe ist eigentlich der Umsatztreiber für eine regionale Plattform.
33. Q: Haben Sie den Interviewleitfaden gerade vorliegen?
34. N: Ja.
35. Q: Bei Frage 3.1.5 habe ich vier Kategorien genannt, die versuchen sollen, ein Geschäftsmodell zu klassifizieren und zu beschreiben. Ich sage gleich zu jeder Kategorie einen Satz. Dann können Sie danach mal versuchen, ob Sie Ihr Geschäftsmodell in eine oder mehrere dieser Kategorie einordnen könnten, wenn es in keine passt, können Sie das auch gerne anmerken. Und zwar: Die

erste Kategorie ist Peer-to-Peer Energiehandel und meint, dass reiner Handel zwischen Akteuren stattfindet, zum Beispiel zwischen Haushalten und anderen Haushalten. Der Strom wird aber erst einmal nur virtuell gehandelt und es wird keine Rücksicht genommen auf physische Leitungen, Anschlüsse oder Sonstiges. Die zweite Kategorie ist Infrastruktur und meint, dass irgendeine Art von physischer Infrastruktur bereitgestellt wird, also zum Beispiel Smart-Meter, ein lokales Netz oder Erzeugungsanlagen, dass also irgendetwas Physisches angeboten wird. Die dritte Kategorie ist Aggregation und meint, dass Aggregation eine der Schlüsseltätigkeiten des Geschäftsmodells ist, egal ob sie auf der Erzeugungs- oder auf der Lastseite erfolgt. Die vierte Kategorie ist relativ offen, nennt sich Energie-Services und Produkte und meint, dass weitere denkbare Services oder Produkte angeboten werden, die dem Kunden einen Mehrwert schaffen können.

36. N: Das ist eine Herausforderung; ich hätte es spontan in Energie-Services einsortiert, wobei es keine Energie-Dienstleistungen im eigentlichen Sinne ist.
37. Q: Das ist natürlich auch ein Ergebnis, wenn Sie sagen es passt in keine Kategorie rein.
38. N: Also ich glaube tatsächlich, es passt nicht wirklich in diese Verteilung, am ehesten noch in die Kategorie Energie-Services, weil das, was man auf unserer Plattform handeln kann im Prinzip Erzeugung und Last zur Engpassauflösung und Engpassmanagement ist. Wenn man also sagt, Engpassmanagement ist letztlich die Energiedienstleistung, die man handeln will.
39. Q: Da weiß ich dann eben auch, dass ich da noch etwas überarbeiten muss. Wir hatten es vorher kurz angeschnitten, die Schwierigkeiten bei der Umsetzung des Geschäftsmodells, Sie haben beispielsweise genannt: Die Dezentralisierung fördern, aber die physikalischen Eigenschaften berücksichtigen. Was wären für Sie zusammengefasst die wesentlichen Schwierigkeiten bei der Umsetzung des Geschäftsmodells?
40. N: Letztlich ist es nicht der Betrieb der Handelsplattform, sondern die daran angedockten Eigenschaften und Dienstleistungen, das heißt Zugang zur Handelsplattform organisieren. Das machen wir am Großhandelsmarkt auch, haben aber große Zugangsbarrieren. Als normaler Supermarkt, der ein bisschen Flexibilität verkaufen möchte, will man keinen Zugang zum Großhandelsmarkt, das ist zu teuer und zu unpraktisch. Das hängt damit zusammen, dass unsere Geschäftsmodelle in den Großhandelsmarkt und die Regulatorik des Großhandelsmarktes und das Börsengesetz eingebettet sind. Dann der entsprechende Vertrieb des Produktes: Man benötigt Händler, die an dem Handelsplatz handeln und Unternehmen, die ihre Leistung dort anbieten. Das ist klassische Vertriebsarbeit für neue Geschäftsmodelle bei den entsprechenden Akteuren, weil manche Akteure gar nicht wissen, dass sie Flexibilität haben, die sie verkaufen können. Auf der anderen Seite auch der Nachweis der erbrachten Leistung. Im Großhandel ist es momentan einfach: Man hat einen Bilanzkreis beim Übertragungsnetzbetreiber und darin wird hineinnominiert. Das funktioniert für einen lokalen Markt überhaupt nicht, weil man für so einen Markt, auf dem ein Verteilnetzbetreiber einkauft, dem Verteilnetzbetreiber gegenüber auch signalisieren müsste, dass etwas passiert und dass sein Engpass behoben wurde und nicht nur ein Trade zwischen zwei

Parteien stattgefunden hat. Also ich sage mal die sekundären Services, die hinter dem lokalen Markt stehen, die Probleme bereiten. Die eigentliche Implementierung und der Betrieb einer Handelsplattform ist denke ich das einfachere.

41. Q: Wie ist es bei Ihnen mit der Regulierung, kommen Sie damit klar oder steht die Ihnen auch noch im Weg?
42. N: In einem unserer Projekte ist es einfach, weil es eine eigene Verordnung dafür gibt, die Freiheit schafft. So intensiv haben wir über die Regulierung noch nicht nachgedacht, ich denke es wird dann kritisch, wenn wir so einen Marktplatz als Börse betreiben und dann unter das Börsengesetz fallen oder die Finanzmarktregulierung, wenn man anfängt Absicherungsprodukte und ähnliches zu etablieren. Das heißt, die gesamte Regulierung, die wir heute für den Energiegroßhandelsmarkt haben, die kann man nicht ohne weiteres auf kleinere Akteure oder stärker regulierte Akteure, wie Verteilnetzbetreiber, anwenden. Ein Problem ist noch die Anreizregulierung für Verteilnetzbetreiber, denn momentan hat man als Verteilnetzbetreiber überhaupt keinen Anreiz in solche Flexibilitätsmärkte zu investieren, weil die Kosten, die dafür entstehen, nicht auf die Netzentgelte umgelegt werden können. Wenn er Leitungen baut ist es eine Investition und die können sie entsprechend der Anreizregulierung verzinst umlegen. Mit solchen Flexibilitäten geht das aber nicht, das heißt die wenigsten Verteilnetzbetreiber haben ein betriebswirtschaftliches Interesse in solche regionalen Märkte zu investieren oder sich an Projekten zu beteiligen, es ist also immer an die Innovationsfreudigkeit der Geschäftsführung gebunden.
43. Q: Ich bin mit meinen Fragen soweit durch, daher möchte ich noch einmal die offene Frage stellen, ob Sie noch Anmerkungen machen möchten, weitere Informationen, die Sie mir für die Auswertung mitgeben möchten?
44. N: Nein.
45. Q: Dann stoppe ich jetzt die Aufnahme.

Interview O

| | |
|---------------------------------|--------------------------------|
| Date of interview | 02.08.2018 |
| Date of transcript | 02.08.2018 |
| Communication channel | Phone |
| Profession of interview partner | Expert Technology & Innovation |
| Company field | Supplier |
| Interview duration | 23 min. |
| Remarks | - |

(Q = Interviewer, O = Interviewee)

1. Q: Starten wir damit, dass Sie mit kurz Ihren Bildungshintergrund sagen, welche Position Sie im Unternehmen haben und in welcher Branche Ihr Unternehmen tätig ist?
2. O: Ich arbeite bei einem regionalen Energieversorger. Ich sitze im Bereich Technologie und Innovation und bin hier offiziell Expertin.
3. Q: Was ist ihr Bildungshintergrund?
4. O: Ich habe ein Hochschulstudium in Maschinenbau mit Fachrichtung Energietechnik.
5. Q: Wie Sie wissen ist das Thema lokale Energiemärkte. Ich habe in den Interviews die Erfahrung gemacht, dass der Begriff lokaler Energiemarkt nicht einheitlich definiert ist und jeder ein anderes Verständnis hat. Daher erst einmal die Frage: Was verstehen Sie unter lokalen Energiemärkten, wie würden Sie den Begriff weitestgehend definieren?
6. O: Das ist eine gute Frage; wenn ich darüber nachdenke, auch mit dem Hintergrund, wie wir uns damit beschäftigen, würde ich sagen: Es geht vorrangig darum lokale Akteure mit ins Boot zu nehmen. Das heißt, man setzt einen räumlichen Schwerpunkt und wir schauen uns vor allem Konsumenten, Prosumenten und Erzeuger in dieser Region/in diesem Gebiet an.
7. Q: Sie würden dann sagen, dass insbesondere Haushalte und Kleinkonsumenten neue Akteure auf einem lokalen Markt wären?
8. O: Ja.
9. Q: Denken Sie, es gibt noch weitere Akteure und Stakeholder, die in den Markt eintreten könnten, insbesondere von der geschäftlichen Seite, die neue Angebote machen könnten?
10. O: Ja, wir sehen schon noch andere Akteure. Im Unterscheid zu heute mehr Prosumer, vielleicht auch der Netzbetreiber. Dann sehen wir auch noch das Thema Energiemanagement, das kann auch noch eine neue Rolle werden. Vielleicht die Betreiber von Elektromobilität und die, die Speicherinfrastruktur zur Verfügung stellen oder welche, die Flexibilitäten vermarkten oder Betreiber von Quartieren.

11. Q: Ein lokaler Markt legt entsprechend ein ganz neues Marktdesign zugrunde und ändert die Rollen, die die Akteure einnehmen könnte. In welcher Rolle könnten Sie Ihr Unternehmen auf einem lokalen Markt sehen?
12. O: Wir sehen uns grundsätzlich als Infrastrukturanbieter, wir könnten Energie-Konzepte liefern. Wir könnten auch die Hardware liefern, also zum Beispiel Speicher, Wärmepumpen oder Elektromobilitätskomponenten. Wir könnten auch Plattformbetreiber sein, also von einer Peer-to-Peer-Plattform zum Beispiel. Oder einfach Energieanbieter sein, wie bisher auch, nur eben in einem anderen Rahmen. Da sind verschiedene Möglichkeiten denkbar.
13. Q: Ein lokaler Markt wird aus verschiedensten Motivationen angestrebt. Was denken Sie schafft der lokale Markt durch seine pure Existenz für einen Nutzen oder Mehrwert, also sei es volkswirtschaftlich, ökonomisch oder technisch?
14. O: Zum einen sehe ich einen immateriellen Nutzen, denn ich glaube schon, dass der Kunde ein Bedürfnis hat, sich an seiner Region oder seinem Ort zu orientieren und gerne auch die Energie, die dort angeboten wird [zu nutzen] und praktisch wirklich an der lokalen Energiewende zu partizipieren. Wenn ich es aus Netzsicht sehe, kann es Sinn machen, vom Elektrizitätsnetz her einen zellulären Ansatz zu wählen und zu sagen, je mehr Energie ich innerhalb einer kleinen Zelle schon einmal ausgleichen kann, also lokal, umso weniger wird man auch das Netz außen herum beeinflussen und umso effizienter kann man das Netz gestalten.
15. Q: Wenn wir auf mögliche oder denkbare Geschäftsmodelle schauen: Da erst einmal die Frage: Entwickeln Sie hierfür schon etwas oder wie sind Sie derzeit auf lokalen Energiemärkten tätig?
16. O: Wir sind derzeit in einer Vorentwicklung, wir denken zum Beispiel sehr stark über Quartierskonzepte nach, über alle Facetten, die es in einem Quartier gibt, bis hin zu netzdienlichem Einsatz von Quartieren. Das heißt, wie interagiert das Netz intelligent mit dem ganzen Quartier. Natürlich inklusive Peer-to-Peer Handel. Oder wir denken auch darüber nach, eine Plattform zu bauen, für Erneuerbare Energien-Anlagen, die aus der Förderung herausgefallen sind und die man dann entsprechend anders vermarkten könnte. Das sind schon konkrete [Geschäftsmodelle] in der Planung, wir denken aber auch über andere Möglichkeiten grundsätzlich nach.
17. Q: Viele dieser Ideen sind grundsätzlich neue Konzepte, zumindest im Energiesektor. Haben Sie eine Vorstellung, wie hier der Nutzen, den Sie als Unternehmen herausziehen, monetarisiert werden könnte? Es läuft ja zum Beispiel nicht mehr über normale Stromlieferungen, sondern es sind ganz neue Konzepte, zum Beispiel bei Peer-to-Peer Handel, bei Plattformen oder eben bei solchen Quartierslösungen. Welche Grundmonetarisierungskonzepte könnten Sie sich vorstellen?
18. O: Da denken wir natürlich darüber nach. Man könnte zum Beispiel eine Hardware oder Software anbieten. Oder eine Möglichkeit ist immer netzdienliches Verhalten von einem Quartier oder von Verbrauchern/Prosumern zu belohnen. Oder wie gesagt, dadurch dass man Hardware und Konzepte zur Verfügung stellt, kann man entsprechend auch hier eine Marge erzielen.

19. Q: Dann über eine reine Projektgebühr sozusagen, als einmalige Bezahlung? Oder denken Sie auch über transaktionsbezogene bzw. lieferungsbezogenen Gebühren nach?
20. O: Wir denken im Moment, dass es ein zweigeteilter Preis sein müsste, dass man also einen Grund- und einen Transaktionspreis bräuchte. Wobei wir noch nicht in die tatsächliche Tarif- oder Preisgestaltung eingestiegen sind, aber die Überlegungen gehen in diese Richtung.
21. Q: Wir haben vorher kurz darüber gesprochen, dass Sie insbesondere nach Konsumenten oder Prosumenten schauen, sowie kleinen Erzeugern. Wer wären denn für Sie am Ende die Zielgruppen für die Geschäftsmodelle?
22. O: Wen man in Richtung Quartiere denkt: Die Wohnungswirtschaft im weitesten Sinne, mit Wohnungsbaugesellschaften haben wir schon Gespräche geführt oder auch einfach mit Eigentümern. Eine andere Frage ist natürlich auch, dass man sich grundsätzlich an alle möglichen Erzeuger von Erneuerbarem Strom wenden könnte und denen die Vermarktung anbieten könnte.
23. Q: Wenn wir auf die Netzsicht schauen, weil Sie angesprochen hatten, dass das netzdienliche Verhalten belohnt werden könnte; würden Sie dann auch den Netzbetreiber als eine Zielgruppe sehen?
24. O: Naja, wir haben den Netzbetreiber auch hier im Haus. Aber es ist schon klar, die Geschäftsmodelle müssen natürlich in Abstimmung mit dem Netzbetreiber sein, die sind im Moment am ehesten noch skeptisch, weil unsere Netze zum Beispiel sind gar nicht so sind, dass sie ausgebaut werden müssten. Insofern könnte ich mit der Vermeidung von Netzausbau derzeit auch nur bedingt argumentieren. Wenn man um netzdienliches Verhalten von einzelnen Punkten im Netz nachdenkt, das muss man auch noch sehr genau eruieren, wie es aussehen muss, dass der Netzbetreiber auch wirklich einen Nutzen davon hat. Auch wie Flexibilitätsmärkte aussehen könnten, das ist auch noch nicht wirklich ausgereift.
25. Q: Wenn wir auf die Zielgruppen schauen, die wir eben besprochen hatten; was wäre deren Motivation, also deren Nutzen, auf einem lokalen Markt aktiv zu sein?
26. O: Zum einen sehe ich immer, dass es aus meiner Sicht schon eine Motivation gibt, lokal an der Energiewende mitzuwirken und die Akteure möglichst zu kennen. Da weiß ich zum Beispiel, dass es für die Wohnungswirtschaft für Quartiere mittlerweile auch quantifizierbare Effekte gibt. In der Literatur habe ich gesehen, wenn ein Quartier mit modernster Energiemanagementtechnik ausgestattet ist, dass man auf dem Immobilienmarkt signifikant höhere Preise erzielen kann. Das sehe ich als eine wichtige Motivation. Und natürlich für die Erzeuger: Eine alternative Vermarktung zu der über das EEG.
27. Q: Denken Sie, ein klassischer Haushalt hätte einen monetären Anreiz oder denken Sie, dass Kosteneinsparungen auf einem lokalen Markt schwierig wären?
28. O: Wir haben das noch nicht durchgerechnet. Ich würde es im Moment tatsächlich als schwierig ansehen. Das hängt einfach auch daran, dass die kommunikative Anbindung der einzelnen

Haushalte noch nicht so weit fortgeschritten ist, dass man die als gegeben ansehen kann. Wenn ich jetzt sage, ich benötige für den lokalen Markt erst einmal die kommunikative Anbindung, da muss man diese Mehrkosten erst einmal wieder reinholen durch die Kostenvorteile. Das sehe ich im Moment als schwierig an. Bei einem einzelnen Haushalt ist da gar nicht so viel Potenzial. Aber ich denke, je mehr die kommunikative Anbindung fortgeschritten ist, umso mehr sich auch die Märkte entwickeln, desto eher sehe ich da noch Potential.

29. Q: Klar, das wird sich eben in der Zukunft zeigen.
30. O: Genau, im Moment reden wir mit den Kunden noch nicht darüber, dass es Modelle sind, die Kosten sparen. Wenn wir es perspektivisch nicht erwarten würden, würden wir da natürlich auch keine Energie investieren.
31. Q: Wenn wir auf die Kostentreiber schauen, die für Sie als Unternehmen entstehen, sowohl bei der Entwicklung als auch beim Betrieb solcher Geschäftsmodelle. Was denken Sie, was würden speziell für den lokalen Markt für Kostentreiber anfallen? Also könnte es beispielsweise sein, dass mehr Energie aus dem überlagerten teurer eingekauft werden muss oder dass die Hardware bereitgestellt werden muss, also an welche stärksten Kostentreiber denken Sie dabei?
32. O: Wenn wir über das übergelagerte Netz sprechen, gerade das wird man eigentlich nicht sehen, weil wenn man regional und lokal agiert, versucht man natürlich auf der untersten möglichen Netzebene zu bleiben. Also da würde ich keinen Kostentreiber erwarten. Im Moment sehe ich tatsächlich die kommunikative Anbindung und das Management als Kostentreiber.
33. Q: Also im wesentlichen nachher Personalkosten oder wie kann ich es verstehen?
34. O: Nein, eher IT-Kosten. Ich denke es muss in diesem Zusammenhang jede Menge Hard- und Software entwickelt werden, da würde ich die Kostentreiber sehen.
35. Q: Und auf der anderen Seite, um die Erlöse zu maximieren, was denken Sie wäre die treibende Variable, um die Erlöse zu maximieren? Also wären es beispielsweise die angeschlossenen Haushalte, die angeschlossenen Quartiere, die gehandelte Energie oder was können Sie sich vorstellen, wie Sie Ihre Erlöse maximieren könnten?
36. O: Ich denke in diesem Zusammenhang an die Flexibilitäten, die man hoffentlich nutzen kann, dass man zu einer höheren Gleichzeitigkeit zwischen Einspeisung Erneuerbarer Energien und dem Verbrauch kommt. Damit man möglichst wenig in die Netze transportieren muss. Und wenn man diese Flexibilitäten am geschicktesten vermarktet, kann man die höchsten Erlöse bekommen.
37. Q: Und was schätzen Sie ein, wo die Flexibilitäten herkommen könnten?
38. O: Die muss man jetzt natürlich entdecken, dazu haben wir Forschungsprojekte laufen, in denen es darum geht. Wir schauen zum Beispiel gerade sehr genau auf einen landwirtschaftlichen Betrieb, als ein Beispiel für einen Verbraucher. Da haben wir zum Beispiel erstaunlich wenig Flexibilitäten gefunden, denn viele Verbrauchs- und Einspeisungszeitpunkte hängen von Prozessen ab,

die aus einer gewissen Logik stattfinden müssen. Im Haushalt ist es auch so eine Geschichte; da hat man mit der Elektromobilität ganz gut Ansätze, da man einen Spielraum hat was Ladezeiten angeht. Genauso auch in der Sektorenkopplung, wenn man über den Einsatz von Wärmepumpen nachdenkt. Auch eine Wärmepumpe muss in der Regel nicht zu festen Zeitpunkten laufen, sondern hat gewisse Zeitfenster, in denen sie betrieben werden kann. Aber wir sehen da einfach einen großen Bedarf, ich denke das sollte alles automatisch funktionieren. Man kann es nicht den Kunden zu überlassen, dass er sich alles selbst organisiert. Insofern müssen auch die ganzen Algorithmen und die Hardware entwickelt werden, damit es ordentlich laufen kann.

39. Q: Klar, da sind vermutlich noch ein paar Barrieren, damit alles flexibel genutzt werden kann.
40. O: Genau, und auch die Flexibilitätsmärkte sind noch gar nicht vollständig konstruiert; wie sie funktionieren, wie eine Preisbildung stattfindet, nach welchen Mechanismen, wie es auch mit den anderen Handelsmechanismen vereinbart werden kann, das ist aus unserer Sicht alles noch nicht abschließend geklärt.
41. Q: Haben Sie den Leitfaden gerade vorliegen?
42. O: Ja.
43. Q: Bei Frage 3.1.5 habe ich vier Kategorien genannt, die versuchen sollen, ein Geschäftsmodell zu klassifizieren und zu beschreiben. Ich sage gleich zu jeder Kategorie einen Satz. Dann können Sie danach mal versuchen, ob Sie Ihre Geschäftsmodelle in eine oder mehrere dieser Kategorie einordnen könnten, wenn es in keine passt, können Sie das auch gerne anmerken. Und zwar: Die erste Kategorie ist Peer-to-Peer Energiehandel und meint, dass rein virtueller Handel zwischen Akteuren stattfindet, zum Beispiel zwischen Haushalten und anderen Haushalten oder der Industrie. Der Strom wird aber erst einmal nur virtuell gehandelt und es wird keine Rücksicht genommen auf physische Leitungen, Anschlüsse oder Sonstiges. Die zweite Kategorie ist Infrastruktur und meint, dass irgendeine Art von physischer Infrastruktur bereitgestellt wird, also zum Beispiel Smart-Meter, ein lokales Netz oder Erzeugungsanlagen, dass also irgendetwas Physisches angeboten wird. Die dritte Kategorie ist Aggregation und meint, dass Aggregation eine der Schlüsseltätigkeiten des Geschäftsmodells ist, egal ob sie auf der Erzeugungs- oder auf der Lastseite erfolgt. Die vierte Kategorie ist relativ offen, nennt sich Energie-Services und Produkte und meint, dass weitere denkbare Services oder Produkte angeboten werden, die dem Kunden einen Mehrwert schaffen können.
44. O: Ich habe alles angekreuzt, bis auf die Aggregation, wobei ich jetzt auch nicht sagen möchte, dass so etwas nie kommt. Aber derzeit würde ich die Schwerpunkte eher bei [Peer-to-Peer Energiehandel, Infrastruktur und Energie-Services/-Produkte] sehen.
45. Q: Dass Sie derzeit in allen drei Kategorien tätig sind?
46. O: Ja.

47. Q: Hier noch gezielt die Frage: Wie sieht der Peer-to-Peer Energiehandel bei Ihnen aus? Wie realisieren den Handel derzeit?
48. O: Wir arbeiten mit dem Konzept in einem Quartier, wo wir Peer-to-Peer Handel anbieten möchten. Ausgestaltet ist es derzeit im Einzelnen noch nicht, aber wenn wir an Geschäftsmodelle denken, haben wir so etwas angedacht: Es gibt Infrastrukturkosten und dann eine Art Grundpreis und Transaktionskosten, aber das haben wir noch nicht im Einzelnen ausgestaltet. Weil es ist natürlich immer die Frage, wie man es im regulatorischen Kontext umsetzt. Wenn wir rein auf der virtuellen Ebene wären, wäre es noch einmal anders, aber wir als Unternehmen interessieren uns für die virtuelle Ebene gar nicht so sehr.
49. Q: Regulierung ist eine gute Überleitung zu meiner nächsten Frage: Die wesentlichen Schwierigkeiten solcher Geschäftsmodelle. Regulierung ist häufig ein großes Thema.
50. O: Genau.
51. Q: Was sind für Sie weitere Schwierigkeiten bei der Umsetzung?
52. O: Die regulatorischen Themen beschäftigen uns schon. In dem Zusammenhang: Wir haben es jetzt so weit ausgearbeitet, dass wir ein Pilotprojekt durchführen könnten. Aber da muss man sich wirklich noch einmal arrangieren, was kann man wirklich schon umsetzen oder was geht nur innerhalb eines Quartieres und wo sind die regulatorischen Grenzen. Das ist also schon ein Hauptpunkt. Dann ist eine Schwierigkeit auf jeden Fall die IT-Entwicklung. Ich denke, das sind so innovative Themen. Es sind eben keine standardmäßigen Hard- und Software-Komponenten, die man sich überall bestellen kann und dann habe ich alles hier und alles funktioniert, wir sehen da schon einen großen Entwicklungsaufwand und ein Risiko. Zusätzlich auch immer die Frage, wie man diese Kosten umlegt; für einen Energieversorger sind Innovationsthemen gar nicht so einfach, weil die Strompreise genehmigt werden müssen und wir entsprechend nicht beliebig Aufwand für Innovationen treiben können. Wir müssen da über das Verhältnis Aufwand zu Nutzen sehr genau nachdenken. Und dann auch die Frage, wie man das Thema so gestaltet, dass der Kunde auch wirklich profitiert, damit er auch damit umgehen kann. Also wie individuell muss man eine Lösung gestalten; zu individuell kann es nicht sein, sonst ist der Aufwand zu hoch. Es muss aber schon so sein, dass es der Kunde wirklich nutzen kann.
53. Q: Also sozusagen das Aufwand-Nutzen-Verhältnis sollte in einem entsprechenden Niveau liegen.
54. O: Genau, also das Verhältnis zwischen standardisierter Lösung und individueller Lösung.
55. Q: Wie ist es für Sie derzeit mit den Smart-Metern; bereitet es Ihnen Probleme, dass der Smart-Meter-Rollout noch nicht erfolgt ist?
56. O: Ja natürlich, das sind wir bei dem Thema kommunikative Anbindung. Das sehen wird schon als Voraussetzung an. In Pilotprojekten könnte man es noch irgendwie umgehen, aber im Großen Ganzen benötigt man natürlich auch die Standards und die Sicherheit in der Kommunikation.

57. Q: Ich bin mit meinen Fragen soweit durch, haben Sie noch weitere Anmerkungen, die Sie mir mitgeben möchten?

58. O: Nein.

Nach dem Stoppen der Aufzeichnung wurde noch ergänzt:

1. O: Die Blockchain als Technologie ist ein möglicher Lösungsansatz, um die lokalen Herausforderungen zu lösen. Nicht zweifelsfrei die Einzige Lösung, aber ein Ansatz und eine Idee.

Interview P

| | |
|---------------------------------|--|
| Date of interview | 14.08.2018 |
| Date of transcript | 16.07.2018 |
| Communication channel | Phone |
| Profession of interview partner | Principal Consultant |
| Company field | IT Service Provider for Energy Companies |
| Interview duration | 29 min. |
| Remarks | - |

(Q = Interviewer, P = Interviewee)

1. Q: Starten wir kurz damit, dass Sie mir noch Ihre Funktion im Unternehmen nennen und in welcher Branche Ihr Unternehmen tätig ist?
2. P: Ich arbeite in der Abteilung Energy Markets und Trading und meine Aufgabe ist es, mich um Automatisierungslösungen zu kümmern. Die Branche des Unternehmens ist Softwaredienstleister für den Energiehandel, vor allem für große an den Börsen aktive Unternehmen, für Energieversorger und für Netzbetreiber im Bereich Energiehandel.
3. Q: Das Thema lokale Energiemärkte ist unter diesem Begriff relativ neu, unter anderen Begriffen gibt es das Konzept vielleicht schon länger, in Richtung dezentrale Märkte. Daher erst einmal die Frage: Was verstehen Sie unter lokalen Energiemärkten, wie würden Sie den Begriff weitestgehend definieren?
4. P: Eine einheitliche Definition für lokale Energiemärkte haben wir nicht, aber wir haben ein Produkt, das nennt sich interner Markt und mit diesem Produkt, das ist im Wesentlichen ein Server mit einer Matching-Logik, kann man einen Marktplatz bereitstellen. Und hier denken wir auch in die Richtung diesen serverbasierten Marktplatz anzubieten, sodass sich lokale Akteure darauf verbinden können, zum Beispiel über ein Web-Frontend, um ihre Flexibilitäten, überschussleistungen oder auch ihre Nachfrage dort anzubieten oder zu decken. Das ist so meine Definition eines lokalen Energiemarktes: Ein lokaler Energiemarkt ist ein dezentraler Markt, auf dem sich Akteure, also insbesondere Prosumer, treffen können. Das können zum einen Unternehmen sein, das können auch Industriekunden sein, die beschaffen müssen oder überschüssige Energieleistung oder -mengen aus Eigenerzeugungsanlagen haben und die lokalen überschüsse und Nachfragen über einen lokalen Markt decken. Es ist auch ein wirtschaftlicher Aspekt: Der Handel an zentralen Energiemärkten bedarf eines Marktzugangs, der ist mit Kosten verbunden und erfordert eine Handels-Lizenz. Damit besteht eine Marktzugangsbarriere und wir können uns vorstellen, dass wir mit unserem System, mit unserem internen Markt, die Eintrittsbarriere für Unternehmen reduzieren können, indem sie lokal Strom handeln können.

5. Q: Interessant - im Prinzip waren das schon fast alle meine Fragen in Kürze beantwortet. Ich werde jetzt alle noch einmal detaillierter durchgehen und in manche Themen etwas tiefer einsteigen. Noch einmal zum lokalen Markt: Sehen Sie beispielsweise eine geographische oder eine physikalische Komponente in der Definition oder wäre es für Sie ein rein virtueller Marktplatz, der zum Beispiel auch Akteure aus Nord- und Süddeutschland zusammenbringen könnte?
6. P: Ich persönlich sehe ich da eine relativ enge Netzkopplung. Also von daher denke ich, einen virtuellen Marktplatz aufzusetzen, an dem einzelne Akteure aus Nord- und Süddeutschland teilnehmen, kann man machen, das ist dann einfach nur ein weiterer Marktplatz. Bei dem Thema dezentrale Energiemärkte berücksichtigt man aber die lokale Netztopologie mit. Also letztendlich geht es darum, dass man in einer Region, also man könnte mehrere Bilanzkreise zusammenschließen, versucht, möglichst überliegende Netzbereiche nicht zu strapazieren, indem man einen lokalen Ausgleich findet und man die Nachfrage flexibilisiert. Das ist die Überlegung.
7. Q: Sie haben vorher schon angeschnitten, dass insbesondere die Prosumer aktiv sein könnten, aber auch andere Akteure wie Industriekunden. Was ist Ihre Einschätzung, welche wirklich neuen Akteure könnten auf einem lokalen Markt noch auftreten?
8. P: Ganz klar die Aggregatoren. Wenn viele PV-Anlagen aus der EEG-Vergütung herausfallen, gerade bei Privatanutzern wird es in den nächsten 10 Jahren der Fall sein, dann haben die 20 Jahre EEG-Vergütung genossen und für die muss es irgendwie weitergehen. Aggregatoren sind dann im sehr kleinteiligen Bereich unterwegs und bündeln Kapazitäten und könnten ein Akteur sein auf einem lokalen Markt. Aber auch Akteure, die kommunale Liegenschaften verwalten und dort zum Beispiel Blockheizkraftwerke betreiben. Sicherlich auch Konsortien und Gruppierungen, die Industriekunden bündeln, also diese neuen Akteure können immer irgendwelche Aggregatoren sein. Die stellen eben die Kommunikation zwischen den einzelnen Anlagen und Flexibilitäten bereit, nehmen Mengen zusammen, können auch einen gewissen Portfolioeffekt abbilden und bringen diese Mengen auf einen Markt.
9. Q: Wenn ich es richtig verstanden habe, wäre die Rolle Ihres Unternehmens auf einem lokalen Markt der Marktplatz- oder Plattformbetreiber?
10. P: Das ist noch nicht so ganz klar, in welche Richtung wir damit letztendlich gehen wollen. Erst einmal haben wir die Systeme, wir können das von der Systemseite aus bereitstellen, wir haben die Software und die Serverprozesse. Ob wir reiner Infrastrukturanbieter sind in der Zukunft oder auch gegebenenfalls einen Marktplatz betreiben, das ist in diesem Umfeld noch nicht ganz klar. Also wir sind mit einem anderen Projekt schon in so einer "Zwitterposition", das ist eine Ausschreibungsplattform, auf der sich Akteure treffen können und praktisch wie bei ebay-Kleinanzeigen ihre Nachfrage für Strom und Gasprodukte veröffentlichen können. Das ist eine Plattform, bei der unser Unternehmen nicht nur Infrastrukturanbieter ist, sondern auch Marktbetreiber. Das ist praktisch ein alternativer Marktplatz, da können sich auch Unternehmen aus Nord- und Süddeutschland treffen, hat also keine regionale Komponente und er hat auch keine Komponente, die die Netztopologie berücksichtigt, sondern ist einfach nur ein alternativer Marktplatz.

Also ich unterscheide sozusagen zwischen alternativen Marktplätzen und lokalen dezentralen Energiemärkten.

11. Q: Wenn wir mal an so einen lokalen/dezentralen Markt denken: Was denken Sie, was schafft der lokale Markt durch seine reine Existenz für einen Nutzen oder Mehrwert; sei es ökonomisch, technisch, volkswirtschaftlich, ganz generell?
12. P: Ich denke Wunder kann man keine erwarten. Man kann mit dezentralen Marktstrukturen nicht komplette Übertragungskapazitäten substituieren, aber man kann sicherlich in einem gewissen Rahmen einzelne Leistungs- oder Nachfragespitzen abfedern. Damit kann man den Grad des Netzausbaus reduzieren. Das heißt, man kommt in die Situation, dass man seltener Spitzenlastkraftwerke in den Markt reinbringen muss oder das Netz bis zur letzten Kilowattstunde ausbauen muss, um die Nachfrage zu decken. Ich glaube da kann ein dezentraler Markt seine Stärken ausspielen, also den Netzausbau etwas zu reduzieren, aber ich glaube nicht, dass er ein Allheilmittel ist.
13. Q: Dann steige ich jetzt in das Hauptthema ein: Mögliche Geschäftsmodelle für lokale Energiemärkte. Wenn ich es richtig verstanden habe, entwickelt Ihr Unternehmen schon ein Produkt für einen lokalen Markt?
14. P: Wir haben schon seit mehreren Jahren das Produkt, mit dem man einen lokalen Markt aufsetzen kann. Unsere Kunden nutzen den auch bereits. Das heißt, wir bilden innerhalb ihrer Unternehmensdomäne schon einen lokalen Markt ab. Die Überlegung geht dahin, dass wir mit diesem lokalen, dezentralen Markt auch anderen Akteure ansprechen werden. Da geht die Richtung hin, da sind wir auch im Gespräch mit Partnern, um diese Idee weiterzuentwickeln.
15. Q: Die Zielgruppe des Marktes, sei es beim aktuellen Produkt oder auch später, wenn es als echter lokaler Markt ausgerollt wird, was wäre deren Nutzen, das Produkt zu nutzen bzw. auf dem lokalen Markt aktiv zu sein?
16. P: Einen Nutzen sehe ich für die Akteure, dass sie einen Marktzugang haben, den sie jetzt aktuell noch nicht haben, gerade kleinere Unternehmen, auch Stadtwerke, haben selber häufig keinen Marktzugang. Die sind dort oft auf Dienstleister angewiesen und haben damit kein volles Bild, wie der Markt gerade aktiv läuft und ich stelle mir es so vor, dass die lokalen Märkte durchaus untereinander verbunden sind. Das heißt, solange es keine Netzengpässe gibt, wird sich dort auch ein konvergenter Preis abbilden. Wenn es zur Netzrestriktion kommt, sind die einzelnen lokalen Märkte einzelne Zellen und es wird nur noch das ausgetauscht, was die Netzkapazität hergibt. Was ist dann der Vorteil: Die Eintrittsbarriere für den Handel an einem Markt wird reduziert, man schafft zusätzlich Transparenz. Man kann vor allem auch durch preislich divergierende Märkte, die in dem Netzwerk sind, deutlich machen, wo zu welcher Zeit Netzengpässe auftreten und man kann sie sehr gut quantifizieren durch die Preisdifferenzen, die entstehen und vor allem Transparenz schaffen. Die Akteure, die auf einem lokalen Markt aktiv sind, sparen sich auch

Handelsgebühren und Akkreditierungskosten bei einem zentralen Marktplatz. Das ist auch noch ein ökonomischer Vorteil. Das ist das, was mir aktuell einfällt.

17. Q: Wenn wir über die Kosten sprechen: Wenn man zum Beispiel an einer Großhandelsbörse handelt braucht man eben einen Marktzugang, der viel Geld kostet; aber was stellen Sie sich vor, wie würde das bei Ihrem Produkt ablaufen? Denken Sie zum Beispiel auch über eine Handelsgebühr oder eine Transaktionsgebühr nach?
18. P: Da denken wir über alle möglichen Vergütungsansätze nach. Es muss aber erst noch strategisch geklärt werden, ob wir Infrastrukturanbieter bleiben, oder ob wir Akteur sein wollen. Diese Entscheidung ist nicht getroffen. Nehmen wir mal an, wir werden ein Akteur, dann muss geschaut werden, welches Geschäftsmodell wir verfolgen wollen. Letztendlich geht es darum, ein Anreiz zu schaffen für viele Prosumer an dem System teilzunehmen. Das heißt, man benötigt eine sehr geringe Eintrittsbarriere. Das heißt vor allem ein großer Grad an Automatisierung, sodass auch ein kleinerer Akteur, wie ein kleines Stadtwerk oder ein kleiner Aggregator agieren kann. Dann müssen eben die monatlichen Gebühren möglichst gering sein, ein hoher Beitrag würde sehr stark abschrecken. Dann bietet sich sicherlich auch ein handelsabhängiges Geschäftsmodell an. Ob man das macht indem man einen Aufschlag auf die gehandelte Menge macht oder es ein gewisses Kontingent mit verschiedenen Tarifstrukturen gibt, das wäre denkbar, aber so weit sind wir noch nicht. Momentan ist es so, bis auf das Projekt, sind wir ein reiner Infrastrukturanbieter im Energiebereich und da haben wir Mietlizenzen. Wir stellen also den Kunden Software im Rahmen einer Mietlizenz zur Verfügung, inklusive Support und Wartung.
19. Q: Klar, die Monetarisierung ist sehr konkret und hängt von der Ausgestaltung des Geschäftsmodells ab, das geht eben schon sehr weit. Sie haben vorher immer wieder mögliche Nutzer der Plattform erwähnt. Da die direkte Frage: An wen würde sich die Plattform vor allem richten, an Stromerzeuger und -verbraucher?
20. P: Ja auf jeden Fall. Für ein gutes Marktgelingen braucht man auf jeden Fall ein sehr heterogenes Portfolio an Akteuren. Das müssen also auf jeden Fall nachfragende und bereitstellende Akteure sein. Also wenn alle in die gleiche Richtung laufen, es sind zum Beispiel nur Akteure, die Nachfrage zu decken haben, geht der Preis durch die Decke. Das heißt man braucht eine große Heterogenität, auch eine Diversität in den Erzeugungsanlagen und auch in den dahinterliegenden Prozessen, die mit Energie versorgt werden müssen. Damit man eben mit einer geringen Anzahl an Akteuren auf einem lokalen Markt trotzdem eine gute Markteffizienz erreichen kann.
21. Q: Schauen wir mal in die Richtung der Umsetzung des Geschäftsmodells bzw. in Richtung Entwicklung der Plattform. Was wären für Sie, sowohl für die Entwicklung der Plattform, als auch im Betrieb, die Hauptkostentreiber?
22. P: Ich glaube ein großer Kostentreiber ist die Anbindung der Akteure an den internen Markt oder an den lokalen Markt. Es macht keinen Sinn, dass alles manuell vonstattengeht, dann sind die Effizienzgewinne relativ gering. Das heißt, man benötigt einen hohen Grad an Automatisierung.

Das heißt, wenn man ein Blockheizkraftwerk hat in einer Liegenschaft und die wird von einem Aggregator auf einem lokalen Markt vermarktet, dann schafft es der Aggregator gar nicht, jedes einzelne BHKW zu optimieren, den Fahrplan festzulegen und die verbliebene Flexibilität anzubieten. Da muss es einen hohen Grad an Automatisierung geben, das heißt es muss möglich sein, dass ein Softwareagent oder ein Algorithmus das Flexibilitätspotential erkennt und es dem aktuellen Marktpreis gegenüberstellt und daraus einen optimalen Fahrplan ermittelt. Die Mengen, die er auf dem lokalen Markt anbietet, also dort aktiv handelt, und der daraus resultierende Fahrplan müssen auch wieder an das BHKW zurückgemeldet werden, sodass man praktisch einen kompletten Dispatch automatisiert hat. Nur so kann man es dann effizient machen. Ich denke gerade in der Anfangsphase, also in der Entwicklung der Agenten, ist die Kommunikation an die Endsysteme von einer Anlage ein großer Kostentreiber. Die dezentrale Marktstruktur haben wir schon, da geht es sozusagen nur noch um die Verknüpfung der Akteure und dem Markt.

23. Q: Wenn wir auf die andere Seite schauen, auf die Umsätze: Was denken Sie wäre für Ihr Unternehmen die treibende Kraft für die Umsätze; hängt natürlich eng mit der Monetarisierung zusammen, aber vielleicht können Sie es grob abschätzen, wäre es beispielsweise wichtig viele lokale Märkte zu haben oder viele Akteure angeschlossen zu haben oder zum Beispiel ein großes Handelsvolumen?
24. P: Das hängt wieder stark von der strategischen Ausrichtung ab; sind wir Infrastrukturanbieter, verkaufen wir also letztendlich ein dezentrales Handelssystem an viele lokale Marktbetreiber, dann bräuchten wir eine gewisse Anzahl an Marktbetreibern. Um sozusagen unsere Personal-Entwicklungs- und Forschungskosten zu decken und eine Gewinnmarge zu erwirtschaften. Oder wollen wir ein Geschäftsmodell verfolgen, das am Handelsvolumen partizipiert. Dann müssen wir schauen, dass ein möglichst großes Volumen über unser System gehandelt wird, dass wir sozusagen dort auch einen Erlösstrom generieren können. Und dann klar - je mehr desto besser, dass muss man dann sehen.
25. Q: Haben Sie den Leitfaden gerade vorliegen?
26. P: Ja.
27. Q: Bei Frage 3.1.5 habe ich vier Kategorien zur möglichen Klassifizierung von Geschäftsmodellen angegeben. Ich sage gleich zu jeder Kategorie einen kurzen Satz, vielleicht können Sie dann versuchen, Ihr Geschäftsmodell in eine oder mehrere Kategorien einzuordnen mit einer kurzen Begründung.
28. P: Wenn ich mir Peer-to-Peer anschau, da geht es um Prosumer, die untereinander bilateral handeln über eine dezentrale Marktplattform. Das wäre etwas, was wir auf Stadtwerke-Ebene aktuell schon mit unserem Projekt anbieten können. Das machen wir auch schon. Von daher ist das aus meiner Perspektive gar nicht so sehr im Fokus. Ich bin eher für Kategorie b, also die Infrastruktur bereitzustellen für dezentrale Märkte und dann auch die Aggregation [c] im Sinne von: Man unterstützt infrastrukturell und sammelt kleine Assets in der Fläche ein, um sie in einem

lokalen Markt zu vermarkten. Das sind so die beiden Punkte, die am wichtigsten sind; und a ist wie gesagt, was wir schon in dem Projekt machen. Dazu gibt es auch eine Website, neulich kam dazu eine Pressemeldung zur Gründung.

29. Q: Interessant, das werde ich mir mal anschauen. Als abschließende Frage: Wenn wir perspektivisch weiterschauen, dass das Geschäftsmodell in die Entwicklung geht und angeboten werden könnte. Was stellen Sie sich vor sind die Hauptbarrieren und Schwierigkeiten in der Umsetzung?
30. P: Ich glaube das regulatorische Umfeld ist sehr schwierig. Es gibt die Technologien, um dezentralen Handel durchzuführen, das ist alles da. Aber der regulatorische Prozess sieht vor, dass man nach wie vor eine Nominierung macht, dass man Fahrpläne versendet und sich beim Übertragungsnetzbetreiber anmeldet, einen Bilanzkreisverantwortlichen benennt und so weiter. Da wäre es für unser Geschäftsmodell in Zukunft sicherlich hilfreich, wenn man dort auch alternative Wege gehen kann. Dass zum Beispiel ein resultierender Fahrplan des dezentralen Marktes an den Netzbetreiber gesendet wird, das wäre so ein Beispiel, dass das nicht jeder Akteur einzeln machen muss. So lange die regulatorischen Hemmnisse da sind, ist es auch relativ schwierig aktive Partner zu finden, um diese Geschäftsmodelle für die dezentrale Vermarktung oder das Aufzusetzen dezentraler Märkte anzuschieben, also spricht Investoren. Dann müssen wir auch sehen, dass ein großer Teil der Energie von den großen Energieversorgern gehandelt wird, das nimmt ab und es sind zunehmend mehr Akteure auf den Märkten unterwegs. Wenn sich das noch weiter in Richtung kleinerer Akteure verschiebt, wird das für uns auch leichter, solche Geschäftsmodelle zu betreiben. Bei den Großen sind wir entsprechend jetzt schon.
31. Q: Ich bin mit meinen Fragen, daher erst noch einmal die offene Frage, ob es noch Informationen oder Anmerkungen gibt, die Sie mir mitgeben möchten?
32. P: Nein.

E.3 Definitions of Dimensions and Characteristics

All identified characteristics during the taxonomy development and coding process in Chapter 6 are defined in the following. Both the relevant definitions for the final taxonomy as well as all intermediary definitions of characteristics in the development process are provided in order to ensure general clarity of the taxonomy development process. Final characteristics and dimensions are named by their index, eliminated characteristics and dimensions can be recognized by the index *e*, e. g. $C_{8,e}$. The information about the corresponding paragraph in the interview (see Appendix E) is given according to the terminology (*Interview + paragraph*), e. g. A22.

***D*₁ Value Proposition:** The first dimension captures the general value proposition of a business model to a customer and is based on several existing business model ontologies introduced in the literature review and is derived in the conceptual-to-empirical iteration. Following characteristics have been derived from the empirical-to-conceptual iterations:

- *C*_{1,1} Alternative Market: A local energy market and its corresponding business model represent an alternative market platform in contrast to existing wholesale markets. Advantages can result for both buyers and sellers. Particularly Renewable Energies Act (Erneuerbare Energien Gesetz) (EEG) feed-in plant operators can benefit from alternative markets to earn additional profits and the opportunity to sell electricity as soon as the subsidies (feed-in tariffs) phase out. Furthermore, local flexibility products reveal the opportunity to earn additional profits for both consumption and production units. Alternative markets can also create the option to trade with new participants when e. g. P2P trading is realized. (Codings: A18, E14, E18, G18, I16, I20, M16, N22, O16, O26, P4, P16)
- *C*_{1,2} Financial Benefits: One of the most important advantages of LEM is seen in cost reduction, additional profits or higher margins. Financial benefits can occur for both consumers (e. g. through lower electricity price, lower network surcharges, lower cost due to eliminated intermediary) and producers/prosumers (e. g. increased self-consumption rate, higher electricity price compared to wholesale markets). (Codings: A18, A20, B12, B34 E14, E18, F32, G6, G16, J24, L38, M16, M22, N6, N28, O26, P16)
- *C*_{1,3} Locality: The characteristic locality is rather of socio-economic nature; it reflects the desire of consumers to participate in the energy transition locally and their demand to buy energy locally (e. g. analogously to a local vegetable market). Local consumption can strengthen local economic growth and employment. (Codings: B12, B34, E14, G16, H32, O26)
- *C*_{1,4} Transparency: Transparency can be demanded on different levels, e. g. consumers asking to know where their energy comes from (origin transparency), to see real-time energy prices or system operators requiring to get exact amounts and time stamps of feed-in and feed-out quantities. (Codings: A20, A32, E14, E18, F36, G16, I16, I20, M16, P16)
- *C*_{1,5} Supply Security: Business models can pursue supply security which also shows up in various ways. Basically, LEM can create energy autarchy and energy independence, both of the national grid and of fossil fuels and energy imports. The value proposition is also closely linked to the service offering local balancing which offers local actors

constant local supply and balancing in the case of disruptions in the grid. (Codings: A20, B12, C20, F32, G16, I16, I20, L38, M16)

- $C_{1,e}$ System Efficiency: Actors actively increase system efficiency through participating on a local market and/or a specific business model. System efficiency can occur in multiple ways, examples are: Less curtailment of RES, increased system flexibility, improved control and coordination of the grid.
- $C_{1,e}$ Enable Decentralization: Expanding RES producers increase the overall decentralization of the energy system. A business model may seek to support and enable decentralization through integrating decentralize and small-scale devices into the system.
- $C_{1,e}$ Local Incentives: Local markets can create a set of local incentives to influence local participants' behavior. Incentives can show up in the form of payments, penalties, lower CO₂ emissions etc.

D_2 Understanding of Local Energy Markets: This dimension tries to capture different views on LEMs.

- $C_{2,1}$ Grid Perspective: Approaching local energy markets from a technical/physical/grid perspective which means that local markets are an instrument to solve grid issues currently or soon-to-be occurring. In these business models the DSO typically plays a central role.
(Codings: A2, A10, E2, F4, G4, J6, N4, P6)
- $C_{2,2}$ Geographic Perspective: The term *local* is used literally, i. e. a local market is defined by geographic boundaries (e. g. a street, district, town, region, etc.). The involvement of all local actors is emphasized in this market design which means that particularly households get market access and information. Mostly a local energy market is anticipated as an alternative market to existing markets (e. g. wholesale market, balancing market).
(Codings: B6, C6, E2, F4, H6, I6, L4, M4, N4, O6)

D_3 Exchange Partners: The dimension Exchange Partners classifies possible stakeholders of a business model, including customers and value partners, e. g. when flexibility is bought from energy consumers and sold to a DSO both represent exchange partners.

- $C_{3,1}$ Producer: Business model targets all types of producers. On a local market typically small-scale producers such as CHP, PV and wind are found. However, larger production units are not explicitly excluded.

(Codings: A2, A18, C26, E6, E10, F6, F28, G8, I10, I18, J28, M8, N6, N22, O7-8, O22, P4)

- *C*_{3,2} Consumer: Households: Specifically households are target customers or exchange partner of a business model. A differentiation between households and large-scale energy customers is crucial as some business models explicitly exclude households due to their low cost-benefit ratio. Furthermore, prosumers might be included in this characteristic as soon as a business model is classified by both characteristics household consumers and producers.

(Codings: A2, A18, B18, F6, F26, F28, G8, I10, I18, J24, J28, L22, M8, M12, O7-8, P6)

- *C*_{3,3} Consumer: B2B: Besides household consumers, a business model can target larger entities in the energy system, namely industry and retail consumers.

(Codings: A2, A18, C26, E10, F6, F26, G8, G10, I18, J24, J66, L22, M12, N6, N22, P4)

- *C*_{3,4} Grid-/System Operator: Grid or system operators are a target group of a business model. They mostly show up in the form of flexibility buyers and mostly DSOs are addressed (TSO with low involvement in MM).

(Codings: A2, B18, C8, C20, C34, E6, J24, M12, M18, N6, N22, O10)

- *C*_{3,5} Hardware Manufacturer: Manufacturer/supplier of hardware components is a target customer; hardware may be grid-related (e. g. smart meters), consumption-related (e. g. CHP, household devices) or production-related (e. g. PV, wind, CHP).

(Codings: B18, L8, M10, N22)

- *C*_{3,6} Land Owner/Real Estate: The owner of land or real estate is a partner. They may be public or private actors.

(Codings: I10, L6, O22, P8)

- *C*_{3,7} Utility: Utilities as customer or exchange partner of a business model.

(Codings: F26, H10, H20, I10, M12, M22)

- *C*_{3,8} Project Planner: Exchange partner who plans large project mostly the installation of production plants or storage facilities.

(Codings: M8, N22)

- *C*_{3,9} Aggregator: Aggregators are mostly a type of service providers aggregating consumption or production capacities in order to generate economies of scale.

(Codings: N18, P8)

- *C*_{3,10} E-Mobility Provider: Actors related to electric mobility concepts/services/products; often mentioned as potential partner of business models in the future due to the electrification and coupling of the mobility sector.
(Codings: C8, H20, N22, O10)
- *C*_{3,e} Additional Actors: This characteristic implies new actors entering the local market as potential customers. As they are not active yet it is impossible to form concrete reliable characteristics.
- *C*_{3,e} Community: Communities are basically no existing exchange partner in one person or firm as they are an aggregation of aforementioned customers.

***D*₄ Product/Service Offering:** The dimension Product/Service Offering describes the specific core offering of a business model. It is a product, a service, or can be a bundle of services and/or products. Many of these services are not limited to local energy markets, but some recurring offerings were identified. Additional services might be identified when more business models are assessed. Product and service offerings are typically closely linked to a certain value proposition (see *D*₁).

- *C*_{4,1} Flexibility Marketing: The service includes collecting, aggregating and selling flexibility services. Mostly the DSO is mentioned as natural buyer, however, in future scenarios other buyers are imaginable. Flexibility can be collected from consumers, producers (including prosumers) and other market actors (e. g. storage facility operator, EV fleet/charging infrastructure operator). The realization of flexibility marketing can vary, e. g. by means of a flexibility platform or a virtual power plant.
(Codings: A16, A32, C10, C14, E16, J18, J44, J50, M18, M34, O36)
- *C*_{4,2} Local Balancing: Provision of power to balance a local market or a district which seeks autarchy; physical balancing is offered as a type of backup service to provide supply security.
(Codings: A32, B16, F18, I12, L14, M16, N38)
- *C*_{4,3} Platform: Firm is a developer and/or operator of a platform for a local market. Different platforms can be offered such as peer-to-peer trading platforms or flexibility platforms. No platform standard exists, this is why many stakeholder currently seek to get a leading role within the platform provision.
(Codings: A14, A16, B20, E8, E24, G16, H10, I12, I42, L18, M12, M22, N8, N16, O12, O16, P4, P10)
- *C*_{4,4} Process Management: Due to high requirements, regulation and legislation of all energy-related processes services seek to handle these processes. Examples for service

offerings are automation of manually conducted processes or taking over the process responsibility from customers (e. g. billing). The characteristic includes administrative processes.

(Codings: A20, B16, C40, E8, F18, H36, J60, L18, L20, M8, M10, M28, N8, N16, O12, O16, P4, P10)

- *C*_{4,5} Marketing Optimization: Service which offers a customer to sell his/her produced electricity on the market; electricity can be sold on a local market, wholesale market or any other existing market platform.
(Codings: B12, C18, G18, M12, O22)
- *C*_{4,6} LEM Intermediation: Service which enables the interconnection of multiple local energy markets as well as other markets (e. g. wholesale); consequently, service users are particularly platform providers of local energy markets.
(Codings: G22, G36, N14, N16)
- *C*_{4,7} Hardware: Products and services related to physical hardware components. These may be grids, generation hardware (e. g. PV, CHP) or other forms of hardware. For instance, services can be planning, installation, maintenance or financing. Further services such as selling produced energy are other service offerings (e. g. marketing optimization).
(Codings: G18, I34, L20, O12)
- *C*_{4,e} Trading Agent: Intelligent trading agents as a service proposing automated trade and reducing the active involvement of a service user.
- *C*_{4,e} IT-Systems: A firm develops and offers diverse energy-related IT services to customers.

***D*₅ Cost-/Revenue Model:** The financial structure of a business model is essential to capture the value proposition and generate profits for the company. In the particular case of business models for local energy markets the interviews revealed that many firms do not have a clear concept for their cost-/revenue model. Mostly, they have ideas but do emphasize that the development stage of their business model is not as far as to present a completely developed approach to generate profit. As a result, costs and revenues are considered in one dimension. Furthermore, several interviewees envisaged a “mixed” approach using more than one characteristic.

- *C*_{5,1} Revenue: Energy: Profits related to selling energy, i. e. kWh is the main revenue driver.
(Codings: B26, E24, H24, H30, I24, J24, J40, L24, L26, M24)

- *C*_{5,2} Revenue: Transaction: Profits stem from individual transactions, consequently, the number of transaction are driver for profits.
(Codings: B20, B26, G16, G30, H30, I24, N30, O20, O48, P18)
- *C*_{5,3} Revenue: Capacity: Capacity of e. g. storage, generation, consumption devices is priced and is sold as a service or product.
(Codings: C32, E24, G30, H30, I24, J40, M24)
- *C*_{5,4} Revenue: Periodic Payments: Regular payments/revenues through e. g. monthly fees or contract fees.
(Codings: B20, G16, G30, H30, N18, O20, O48, P18)
- *C*_{5,5} Revenue: One-time Payment: Costs/profits occurring one-time, e. g. as a setup fee or a one-time project fee.
(Codings: G30, H24, H30, M24)
- *C*_{5,6} Cost: Marketing & Sales: Labor cost caused by marketing and sales activities to promote a business model among target customers, e. g. households, companies, utilities.
(Codings: C30, F24, J34)
- *C*_{5,7} Cost: Infrastructure/Hardware: Cost induced by any kind of physical components in the system and their technical connection to a communication system, e. g. smart meters or communication modules.
(Codings: C30, E20, G26, I28, J34, L24, O32, O34, O48)
- *C*_{5,8} Cost: Software Development & Operation: Cost related and induced by development, operation, management and maintenance of software. Software costs are basically labor costs, system costs are considered negligible by most practitioners.
(Codings: A26, B22, F24, G26, H26, I28, M26, N30, O34, P22)

***D*₆ Role:** A company can occupy a certain role on a local market. Such roles can be existing roles modified for a local market or new roles emerging through the new concept of local energy markets.

- *C*_{6,1} Service Provider: Company sees itself generally as service provider for value-added services on a local market. Services can be extremely diverse and manifold. The role of a market platform provider is included here. This characteristic is closely interconnected to the product/service offering dimension (*D*₄, which further specifies the service offering).
(Codings: A14, A40, B10, B16, C40, E8, F10, F16, F42, G12, G16, H10, I10, J56, L6, L20, M10, N8, N36, N38, P10)

- *C*_{6,2} Grid Operator: Operator of a physical grid in a local and decentralized market environment. Fulfills a central role as grid operation is mostly seen as mandatory in local energy markets.
(Codings: A14, L20)
- *C*_{6,3} Hardware Provider: Owner, operator and/or provider of physical assets, hardware components or similar. The characteristic is closely linked to characteristic *C*_{4,7} Hardware.
(Codings: L6, L34, O12)
- *C*_{6,4} Supplier: Actually represents the role of a conventional energy supplier. However, the role is adjusted to a local market environment, e. g. by offering local energy balancing.
(Codings: B16, C10, F16, G18, L6, L34)

*D*₇ **Legal Issues:** The energy sector is highly affected by regulation and legislation. New business models often suffer from a restricted environment, hence, dealing with those is a crucial characteristic of innovative business ideas.

- *C*_{7,1} Generic: Often regulation and legislation are mentioned as a major barrier to roll-out new business models in the energy sector. This characteristic is required if no further information on legal issues could be retrieved from the interviews.
(Codings: A30, B18, B22, E28, J74, L36, O52)
- *C*_{7,2} Process Management: High requirements regarding all market processes in the energy sector force actors to fulfill the legislation. On a local level or for peer-to-peer trading these processes are seen as a major barrier for business models.
(Codings: C40, G38, H38, I47, M36, P30)
- *C*_{7,3} Network Surcharges: Inflexible and high grid surcharges avoid new business models from being profitable and impede new flexibility service offerings.
(Codings: C42, G38, J42, J74, N42)
- *C*_{7,4} Stock Exchange Act: Regulation and legislation of the stock exchange act does also affect local markets as they represent exchanges, thus making them extremely complex.
(Codings: N40, N42)
- *C*_{7,5} None: Extraordinary business models which deal with regulation and legislation, thus forming an individual characteristic.
(Codings: F45-46)

- *C*_{7,e} Flexibility Utilization: Under the current regulation the utilization of flexibility is not encouraged, economical efficient or even not possible in some cases, e. g. through inflexible grid surcharges.
- *C*_{7,e} Local Consumption: Regulation does not encourage local consumption of energy, as e. g. surcharges maintain a high electricity price.

***D*₈ Success Factors:** This dimension originally stems from barriers turning them into mandatory characteristics for successfully implementing a business model.

- *C*_{8,1} Acceptance: A business model requires high acceptance among potential users and customers to generate economies of scale and consequently a positive margin. Particularly as energy is a low-interest product for most individuals it is a crucial success factor to achieve high acceptance of new services/products and its possible behavioral changes to users.
(Codings: A52, B32, F36, J34)
- *C*_{8,2} Market Penetration: As any other market local energy markets need a high number of actors and participants to ensure liquidity. Therefore, market penetration is a central success factor for business activities.
(Codings: A52, C42, F18, F44, G20, G32, J56, P20)
- *C*_{8,3} Technology: IT-Systems: Obviously, ICT is a key component of local energy markets as they are basically enabled by IT. In this context, IT means both hard- and software components.
(Codings: A14, A52, B32, E20, G38, H38, I26, I47, J34, J56, O28, O52, P22)
- *C*_{8,4} Technology: Grid: Grid-related issues must be solved to realize value capture from business models such as transparency of consumption and fundamental physical limitations of electricity grid, i. e. supply must equal demand.
(Codings: L38, N12)
- *C*_{8,5} Interoperability: In a local market different actors, devices, systems and business logics must work together, consequently interoperability is required to ensure reliable processes in a local market. In this context interoperability refers to both physical components (e. g. smart meters, decentralized generation resources) as well as non-physical elements (e. g. markets, actors) and includes communication interfaces.
(Codings: A52, B18, C42, E28, G38, O28, O56)
- *C*_{8,e} Communication: Communication in this context has different levels; on the one hand it is mandatory to enable communication between different actors and potential new active actors (e. g. households) as well as technical communication interfaces.

***D*₉ Transactional Object:** Different transactional objects are considered by academia and practitioners. Often local energy markets are understood as local electricity markets, however, other energy carriers or products are imaginable. Some single interviews yielded new ideas for transactional objects on a local market.

- *C*_{9,1} Energy: Energy as the transactional object, mostly electricity and heat are considered.
(Codings: A30, B10, E8, G12, H6, I10, L6, M12, P4)
- *C*_{9,2} Flexibility: Flexibility provision as a new service type yield a new transactional object which is not only limited to local energy markets.
(Codings: A8, A16, C14, C34, E14, E16, J18, M18, M34, N6, N22, O36, P4)
- *C*_{9,3} Others: Innovative considerations of exchanging other objects besides energy and flexibility such as water, waste or data/information.
(Codings: I10, M12, M32)

F Overview of LEM Implementation Projects

F.1 Market Watch of LEM Projects



Figure F.1: This overview of LEM projects was originally build during joint work between the Institute of Information Systems and Marketing at the Karlsruhe Institute of Technology and the European Institute for Energy Research. It is adapted for this dissertation and based on Mengelkamp et al. (2018f, 2019c). It orders the LEM projects from Germany and neighboring countries around the middle according to their focus of expanding from *local* electricity markets to *international* electricity markets.

F.2 Description of German LEM Projects

The following abstracts were collected as preparation for a workshop on LEMs, which was held on 05.03.19 in Karlsruhe (Mengelkamp et al., 2019c).

F.2.1 Landau Microgrid Project

Contact person(s): Christof Weinhardt, Esther Mengelkamp, Bent Richter, Robert Grajcarek

E-mail addresses: christof.weinhardt@kit.edu, esther.mengelkamp@kit.edu, bent.richter@kit.edu, R.Grajcarek@energie-suedwest.de

Together with the project partners Energie Südwest AG, Karlsruher Institut für Technologie and Selfbits GmbH, the Landau Microgrid Project (LAMP) implements a prototypical local electricity market between 20 households in Landau, Germany. LAMP develops, implements and provides a local market platform for electricity trading. By way of this market platform, locally generated (renewable) electricity can be traded among the households of the local neighborhood Lazarettgarten. Each participant can access the market and his own electricity data through a specifically developed LAMP app. The electricity data is measured with a digital meter implemented at the participants' houses. Price preferences for the locally generated electricity can be directly inputted via the app. The actual trading on the market platform is run by automated agents, so that the participants only need to occasionally check their preferences and market results, and update their preferences, if necessary. Since Feb. 2019, 1 combined-heat-and-power (CHP) plant with 60 kWp electric power, 1 photovoltaic (PV) system (distributed on two roof tops) with 20 kWp electric power, and 10 residential consumers participate in the LAMP market. An expansion to 20 participating households in 2019 is planned. Several trading phases are planned over the year 2019, with varying incentives. Sector coupling with electric vehicle sharing is planned to be integrated into the project. LAMP's mission is to develop a customer-centric, sustainable and cost-efficient local electricity market. The implemented market model is a two-step merit order mechanism in 15 minute time slots. Per time slot, the single transferable voting mechanism is used to determine which market (PV or CHP) shall be allocated at first. The market with the larger number of households preferring the market's production (PV or CHP) is allocated at first. A merit order mechanism is used on the market. Then, the remaining demand and other type of generation is allocated, again with a merit order mechanism. Forecasted demand and generation for the next 15 minutes is traded. The forecast is implemented in the app. Any scarcity or excess electricity is purchased or fed-in at standard electricity tariffs. Simultaneously to the live market, a live simulation of

all trading data is conducted on an Ethereum based private blockchain. A raspberry Pi simulates a node per each household. The blockchain-based live simulation is currently under way and running in parallel. Its analysis and evaluation will take place in 2019. A suitability study for blockchain-based information systems is planned.

F.2.2 Pebbles Project

Contact person(s): Joachim Klaus, Wilhelm Cramer

E-mail addresses: Joachim.Klaus@auew.de, wilhelm.cramer@fit.fraunhofer.de

Pebbles analyzes and tests the impact of blockchain technology on the energy market on all relevant levels. The levels of business models and electricity markets are considered just as well as the participants and actors. The central research question is the development of a future, decentralized electricity trading model. The goal is the implementation of a secure, local electricity trading platform on a blockchain-basis. The platform shall be a cooperative model for technology suppliers, platform suppliers and participants, and distribution network operators. Thus, a community shall develop, which trades electricity among each other and according to their own preferences. The information system platform shall connect all areas of energy supply, i. e. network-awareness, generation, demand, flexibilities and certification. With the innovative business model, the peer-to-peer trade and exchange of network services shall become possible. During the project, a demonstrator shall be developed that is characterized by its heterogeneous participants. On the one hand, prosumers and consumers will be part of the trading platform. On the other hand, industrial participants will be acquired for the demonstrator. A large focus will be on the Energiecampus Wilpoldsried. The Energiecampus provides the consortium with a large array of assets (battery storage systems, converters, various loads and aggregates), which can be used to divers scenarios. The blockchain technology shall serve foremost for the tamper-proof storage of the transactions and liabilities between the market participants. Currently, the specification and design phase shall be completed and released for development. Participants for the demonstrator are being acquired.

F.2.3 Virtual Power Plant Project

Contact person(s): Alexander Hobert

E-mail address: alexander.hobert@uni-wuppertal.de

Due to the goals of the Federal Government to reduce CO₂ emissions and to phase out nuclear energy, a comprehensive expansion of renewable energies and other decentralized generation

facilities has taken place in recent years. This increases the overall volatility of the generation capacity in the overall system and, in addition, further integration in many areas requires grid expansion. An alternative to conventional grid expansion is the use of flexibilities. However, these have hardly been used to date, especially in urban structures. Moreover, there is currently no significant share of renewable energy sources in the heat and mobility sectors. In order to drive forward the reduction of CO₂ emissions in these sectors as well, coupling with the electricity sector through Power-to-X systems will play an increasingly important role in the future.

These different aspects can be considered holistically through the use of a virtual power plant, with the aim of a better use of different flexibility options and a cross-sector, optimized operation. Previous virtual power plants, however, often operate only in a market-oriented manner and do not yet take local grid conditions into account. In addition, only plants that can be controlled directly are usually integrated. Small and medium-sized consumers therefore do not yet play a role in virtual power plants. Figure 1 VPP project In the VPP-Wuppertal project, a virtual power plant is to be realized that takes into account cross-sector optimization on the one hand and the current grid status on the other (e. g. with grid capacity traffic lights). The feeders, loads and storage facilities will be used in such a way that they are conducive to the operation of the distribution grid and, with various optimization targets, will enable operation to be as economical and CO₂-reduced as possible. The approach is to be implemented at district level and successively expanded. This involves both direct control measures and indirect control via incentive signals. The optimisation is based on forecasts, which are adjusted according to the effect of the incentive signals. The remaining open positions are to be balanced on trading markets. The sector coupling is to be advanced by integrating additional Power-to-X plants, e. g. by generating hydrogen for public transport and industrial processes. Overall, the project contributes to the long-term development of a sustainable energy supply system in Wuppertal.

Project partners are the Wuppertaler Stadtwerke GmbH, WSW Energie & Wasser AG, WSW Netz GmbH, University of Wuppertal, Aufbruch am Arrenberg e.V., and the Gemeinnützige Wohnungsbaugesellschaft mbH Wuppertal. Efforts in this field are made with the research project “Virtual Power Plan” (VPP), which is supported by EFRE program funded by the European Union (support code: EFRE-0800708).

F.2.4 SoLAR Project

Contact person(s): Enrique Kremers, Samrat Bose, Thomas Walter

E-mail address: kremers@eifer.org

Local energy markets aim to locally balance out energy systems, by better matching production and demand in a defined perimeter of prosumers. This helps to better incorporate fluctuating renewable energy sources into our energy mix starting from a local point of view. The approach taken in the SoLAR project is inspired on market mechanisms to ensure a real-time energy balance in the local energy system. Instead of working with a market platform, grid-state variables (such as frequency, voltage or balancing power) are used to determine the state of the grid and form the base to deduce real-time market prices. The actors of the system can react to these prices, by using more or less sophisticated strategies (simple reaction to prices, prediction etc.) which in a sum affect will affect the market price. The intention is to benefit from such a market mechanism to achieve certain goals, such as an increase of self-sufficiency, or the incentive to achieve a certain power profile for the local energy system governed by this market. In a real estate property in Allensbach, 22 households within 10 buildings are currently being equipped as a demonstrator for this technology. In parallel, a virtual demonstrator of the property and its energy system has been built in form of an agent-based simulation. It serves as a digital twin to anticipate the design and deployment of the approach in a virtual test-bench. The market in this case is rather small, but has a varied form of prosumers participating: 12 heat pumps with heat storages, one co-generation unit and several appliances participating in Demand Response are being considered as flexibility levers in the demonstrator. A decentralized algorithm that takes its decisions on local state of the device and with only a single remote market signal (balance indicator) is currently being tested, which has already shown to increase the self-consumption rates of the system within the virtual demonstrator. Our results confirm that collective self-consumption at the overall property level is more efficient than individual optimization. An increased economic efficiency of the energy system can be observed through the improvement of self-consumption rates. Key questions such as market volatility and system stability are object of the studies of this project. In the current case, the German Mieterstrommodell is being used to benefit from increased self-consumption, as it is one of the few regulatory schemes that allow to benefit from local energy management and demand response. Furthermore, different services can be provided by the approach, such as peak shaving, ancillary services to distribution system operators and support to balancing responsible parties, as well as grid stabilization services or access to existing energy markets. These services will provide additional benefits to energy management services at local scale.

F.2.5 RegHee

Contact person(s): Michael Zade, Sebastian Lumpp, Peter Tzscheuschler

E-mail address: michel.zade@tum.de

In recent years, the quantity of distributed generation plants, in particular photovoltaics, in Bavaria has increased dramatically. Currently, the energy industry does not offer any solutions for the direct trade of electrical energy, or the associated settlement, between generators/prosumers and consumers at the local level. Likewise, current market frameworks do not allow for proof-of-origin labeling of electricity from small-scale generators. It is the aim of this research project to explore, develop and test a blockchain-based peer-to-peer market for distributed generation and storage units, including labeling. To this end, existing blockchain systems will be analyzed to inform the system architecture design. Subsequently, on- and off-chain solutions, for example in the form of smart contracts, will be developed to enable direct, automated trade between local prosumers and end users. It is an explicit objective that, where possible, the developed platform will operate in accordance with current regulatory, as well as energy economic, frameworks. A reference system employing a centralized architecture and exhibiting comparable functionality will be implemented and compared. Both the blockchain-based platform and the reference system will be deployed in the field in cooperation with a local municipal utility and subsequently subjected to a comparative assessment from which recommended actions will be derived. The project “Regionaler Handel von Strom aus erneuerbaren Energien und Stromkennzeichnung auf einer Blockchain-Plattform” (RegHEE) is funded by the Bavarian Ministry of Economic Affairs, Regional Development and Energy and is supported by the Center Digitisation.Bavaria.

F.3 LAMP Smartphone Application

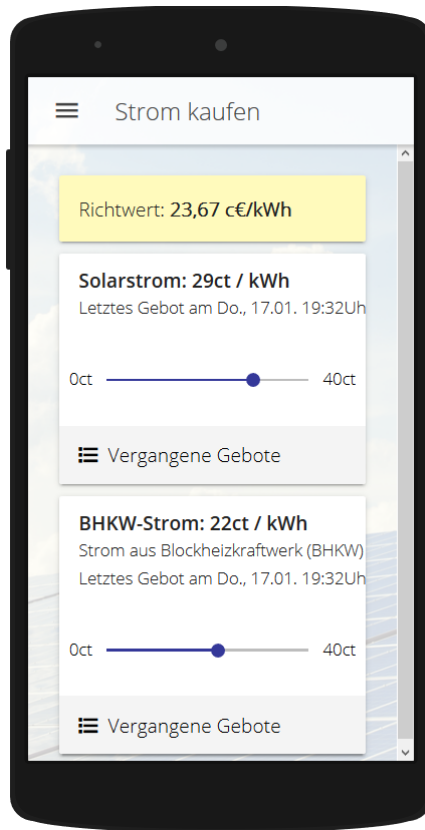


Figure F.2: Screenshot of the LAMP app screen for purchasing electricity from a consumer's point of view. (Kirpes et al., 2019)

Eidesstattliche Versicherungen

Esther Marie Mengelkamp
Morgenstr. 8
76137 Karlsruhe

gemäß §6 Abs. 1 Ziff. 4 der Promotionsordnung des Karlsruher Instituts für Technologie für
die Fakultät für Wirtschaftswissenschaften

1. Bei der genehmigten Dissertation zu dem Thema *Engineering Local Electricity Markets for Residential Communities* handelt es sich um meine eigenständig erbrachte Leistung.
2. Ich habe nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt und mich keiner unzulässigen Hilfe Dritter bedient. Insbesondere habe ich wörtlich oder sinngemäß aus anderen Werken übernommene Inhalte als solche kenntlich gemacht.
3. Die Arbeit oder Teile davon habe ich bislang nicht an einer Hochschule des In- oder Auslands als Bestandteil einer Prüfungs- oder Qualifikationsleistung vorgelegt.
4. Die Richtigkeit der vorstehenden Erklärungen bestätige ich.
5. Die Bedeutung der eidesstattlichen Versicherung und die strafrechtlichen Folgen einer unrichtigen oder unvollständigen eidesstattlichen Versicherung sind mir bekannt. Ich versichere an Eides statt, dass ich nach bestem Wissen die reine Wahrheit erkläre und nichts verschwiegen habe.

Datum, Ort

Esther Marie Mengelkamp